

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

**Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов**

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ:  
МЕТОДЫ ОЦЕНКИ И УЧЕТА В ПРОГНОЗАХ  
РАЗВИТИЯ ТЭК**

2023 г.

УДК  
ББК  
К

А в т о р ы

*Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов*

Экономическая составляющая энергетической безопасности: методы оценки и учета в прогнозах развития ТЭК / Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов.

ISBN . . .

В монографии рассматриваются способы повышения обоснованности и значимости долгосрочных прогнозов путем комплексной оценки возможного влияния рассматриваемых сценариев развития ТЭК на энергетическую безопасность (ЭБ). При этом основное внимание уделяется ее экономической составляющей. Она отражается в новых индикаторах и в показателях, характеризующих стратегические угрозы и устойчивость развития. Предлагаются методические подходы к решению следующих актуальных задач: учет взаимосвязи экономических и экологических аспектов ЭБ; рациональные способы численной оценки состояния ЭБ на разных временных этапах прогнозных исследований; сравнение вариантов и сценариев по критериям ЭБ; оценка пороговых значений показателей, характеризующих экономический аспект ЭБ; выделение коридора устойчивого (по требованиям ЭБ) долгосрочного развития систем энергетики.

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

Табл. 37. Ил. 17. Библиогр.: назв.

ISBN . . .

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
<b>ОГЛАВЛЕНИЕ</b> .....	3
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	4
<b>Глава 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРАКТИКИ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ</b> .....	6
1.1. Анализ международного опыта комплексной оценки состояния энергетической безопасности .....	6
1.2. Особенности подхода к мониторингу и комплексной оценке состояния энергетической безопасности в России .....	12
1.3. Экономический аспект энергетической безопасности .....	13
1.4. Экологический аспект энергетической безопасности и его связь с экономической безопасностью .....	16
<b>Глава 2. ОЦЕНКА И УЧЕТ ВОЗМОЖНОГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА РАЗНЫХ ВРЕМЕННЫХ ЭТАПАХ ПРОГНОЗНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ</b> .....	21
2.1. Зависимость возможной и допустимой ошибки прогноза от рассматриваемой перспективы .....	21
2.2. Поэтапный подход к повышению обоснованности прогнозов. ....	24
2.3. Особенности учета состояния энергетической безопасности при многокритериальной оценке вариантов развития ТЭК .....	28
<b>Глава 3. ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНДИКАТИВНОГО АНАЛИЗА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ ОЦЕНКИ И СРАВНЕНИЯ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ТЭК</b> .....	34
3.1. Зависимость состава и значимости индикаторов энергетической безопасности от целей прогноза и рассматриваемой перспективы .....	34
3.2. Возможные подходы к оценке пороговых значений индикаторов экономической и энергетической безопасности .....	37
<b>Глава 4. МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ЧИСЛЕННОЙ ОЦЕНКЕ СТРАТЕГИЧЕСКИХ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ</b> .....	43
4.1. Общая характеристика угроз энергетической безопасности .....	43
4.2. Методические подходы к решению задачи количественной оценки угрозы дефицита мощностей .....	46
4.3. Оценка угрозы неприемлемого роста цен на энергоносители .....	51
4.4. Оценки стратегических угроз энергетической безопасности, связанных с переходом к низкоуглеродному развитию энергетики .....	55
<b>Глава 5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ВАРИАНТОВ И ТРАЕКТОРИЙ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ</b> .....	60
5.1. Характеристика устойчивости развития и способов ее оценки в прогнозах .....	60
5.2. Выбор показателей для оценки устойчивости вариантов долгосрочного развития ТЭК .....	64
5.3. К методике оценки устойчивости стратегий развития энергетики .....	68
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	74
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	

<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b> .....	76
П.1. Роль оптимизационных стохастических моделей в прогнозных исследованиях ТЭК .....	76
П.2. Проблемы рационального агрегирования в прогнозных исследованиях .	80
П.3. Проблемы выбора нормы дисконта в оптимизационных моделях .....	82
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ</b> .....	86

## ВВЕДЕНИЕ

Трансформация энергетики, осуществляемая в рамках четвертого энергетического перехода, требует нового взгляда на цели и методы системных исследований проблем долгосрочного развития энергетики.

Энергетический переход зарубежными авторами трактуется как комплекс инновационных мероприятий в ходе индустриальной трансформации всего общества; как процесс, определяющий средне- и долгосрочную эволюцию энергетических систем на базе значительного расширения применения ВИЭ и соответствующего сокращения использования ископаемого топлива, при одновременном существенном росте эффективности использования энергоресурсов и энергии на всей цепочке от производства до конечного потребления [1]. Основные принципы энергетического перехода выражаются в формате «3D»: decarbonization (декарбонизация), decentralization (децентрализация), digitalization (цифровизация).

Энергетическая безопасность (ЭБ), являясь составной частью энергетической политики и национальной безопасности, становится одним из основных системных вызовов, с которым сталкивается современная энергетика в новых условиях.

Объективный и значительный рост неопределенности внешних и внутренних условий развития энергетики увеличивает важность долгосрочных прогнозов, но затрудняет повышение их качества. Очевидна потребность в развитии методологии и методов прогнозных исследований. Возможные способы повысить обоснованность и полезность долгосрочных прогнозов развития ТЭК рассматривались автором в монографии 2015 г. [2]. В ней, в частности, предлагались методы анализа и поэтапного сужения в процессе итерационных расчетов диапазона неопределенности прогнозной области, в т.ч. за счет выделения и решения наиболее важных для каждого временного этапа проблем и задач.

Среди этих проблем в новых и меняющихся условиях все более актуальной становится оценка рассматриваемых сценариев и вариантов развития энергетики по возможному состоянию ЭБ и по серьезности стратегических угроз.

В данной монографии основное внимание уделяется экономическому аспекту энергетической безопасности. При этом делается попытка найти подходы к решению следующих задач: оценка взаимосвязи экономической и экологической составляющей ЭБ; развитие методов численной оценки состояния ЭБ на разных временных этапах прогнозных исследований; использование индикаторов и индексов ЭБ как критериальных показателей при сравнении вариантов развития ТЭК, учет экономического фактора при характеристике стратегических угроз ЭБ и устойчивости траекторий долгосрочного развития ТЭК.

Проведенные исследования и представленные в книге результаты базируются на анализе отечественного и зарубежного опыта комплексной оценки состояния ЭБ. Этому посвящена глава 1. В ней же дается характеристика экономического и экологического аспектов ЭБ.

Особенности учета состояния ЭБ при многокритериальной оценке вариантов развития ТЭК и требования к методическому инструментарию на разных временных этапах прогнозных исследований рассматриваются в гл. 2.

Зависимость состава и значимости индикаторов ЭБ от целей прогноза и рассматриваемой перспективы показаны в гл. 3. Там же предлагаются возможные подходы к оценке пороговых значений индикаторов экономической и экологической безопасности.

Методы численной оценки стратегических угроз возможного дефицита энергетических мощностей и неприемлемого роста цен на энергоносители предложены в гл. 4. В ней также уделено внимание угрозам ЭБ, связанным с переходом к низкоуглеродному развитию энергетики.

Характеристике способов оценки экономической устойчивости вариантов и траекторий долгосрочного развития энергетики посвящена гл. 5.

В Приложениях обсуждаются (с демонстрацией результатов расчетов) три проблемы, возникавшие при использовании экономико-математических моделей для решения поставленных задач: 1) место стохастического моделирования в долгосрочных прогнозах энергетики; 2) рациональное агрегирование в прогнозных исследованиях; 3) выбор нормы дисконта в оптимизационных моделях, используемых на разных иерархических уровнях.

### **Литература**

1. Мастепанов А.М. Энергопереход к середине текущего века: мечты или реальность? В кн. Системные исследования в энергетике: энергетический переход / Под ред. Н.И. Воропая и А.А. Макарова. – ИСЭМ СО РАН, 2021. 490 с.

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

# Глава 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРАКТИКИ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

## 1.1. Анализ международного опыта комплексной оценки состояния энергетической безопасности

Количество публикаций по проблемам энергетической безопасности и по способам оценки ее состояния в разных странах растет. При этом в трактовке ЭБ наблюдается большое разнообразие. При их анализе (более 83 определений) в [1.1] отмечается, что доступность энергоресурсов присутствует в 99% трактовках ЭБ. Большое место в них занимает учет состояния инфраструктуры (72%) и цен на энергию (71%). Значительно увеличилось за последние годы внимание к оценке влияния на ЭБ: экологии (34%), социальных эффектов (37%), качества управления и энергетической эффективности (25%).

Концептуальное определение ЭБ дано Международным Энергетическим Агентством (IEA): «непрерываемая доступность энергетических ресурсов по приемлемым ценам». При этом различается краткосрочная и долгосрочная ЭБ. Первая фокусируется на способности энергетических систем должным образом реагировать на внезапные изменения в балансе производства и потребления энергоресурсов, а долгосрочная безопасность энергоснабжения связана со своевременными инвестициями в энергетику для удовлетворения потребностей экономики и требований устойчивости окружающей среды [1.2].

Трактовка понятия ЭБ влияет на методы оценки ее состояния. При этом фактически все они основаны на использовании индикаторов и индексов. Первые отражают отдельные стороны ЭБ, а вторые являются ее комплексными характеристиками, одним из важных результатов индикативного анализа.

В [1.3] приводится список 320 простых и 52 комплексных индикаторов, используемых в разных странах и организациях при анализе состояния ЭБ.

При конструировании интегральных показателей неизбежна значительная степень субъективизма как при выборе состава индикаторов, так и при определении их весов (значимости). Несмотря на этот недостаток, комплексные индексы все шире используются в отдельных странах (например, в США, Китае, Индии) и международными организациями для оценки состояния ЭБ, определения ее динамики и для межстрановых сравнений.

Комплексной оценке состояния энергетической безопасности уделяется серьезное внимание во многих странах. Эти оценки основываются на определении численных значений индикаторов, характеризующих разные стороны ЭБ, и их обобщений в виде итоговых показателей (индексов).

Многоэтапный подход к построению таких индексов включает: определение их предназначения, целеполагания, концепции; определение структуры индекса, выбор характеризующих его индикаторов и их группировка; нормализация данных и индикаторов; определение их значимости (весов); агрегирование индикаторов и субиндексов [1.4].

Нормирование исходных данных и индикаторов необходимо из-за измерения их в разных единицах. Используются разные методы. Самые распространенные: минимаксный, стандартизация (z-score), расстояние от референтного. Ни один из них не играет доминирующей роли. В основе перевода рассматриваемого показателя в безразмерную величину, выражаемую в процентах или в долях единицы, лежит принцип сравнения с задаваемым референтным его значением. Это может быть показатель базового года или эталонной страны, отличие от возможного минимального или максимального значения.

При агрегировании и взвешивании индикаторов, наряду с экспертными оценками их значимости, используются разные методические подходы к определению их весов [1.5]. Во многих случаях при построении комплексного индекса ЭБ разных стран индикаторам и субиндексам вынуждено придается одинаковый вес.

Агрегирование индикаторов во многих случаях проходит в два этапа. Вначале из отдельных индикаторов конструируются субиндексы, отражающие основные составляющие ЭБ страны или безопасности ее энергоснабжения отдельными видами топлива. Затем из них формируется общий, единый индекс.

Структура обобщающих индексов зависит от решаемой задачи и отражает наиболее острые для данной страны проблемы ЭБ. Из анализа имеющейся литературы можно выделить пять «специфических фокус групп», являющихся целью и основой формирования тех или иных комплексных индексов.

Первая группа сфокусирована на т.н. 4А [1.6]: availability (геополитические, географические, технологические факторы, ограничивающие доступность энергоресурсов); acceptability (экологические ограничения и проблемы); affordability (экономические, ценовые условия и ограничения); accessibility (доступность энергоснабжения – транспортный и геополитический аспекты).

Вторая группа ставит целью оценить безопасность энергоснабжения отдельными энергоносителями. Такие индексы используются Международным Энергетическим Агентством для сопоставления безопасности энергоснабжения разных стран нефтью, природным газом, углем и другими энергоресурсами [1.7].

Третья группа придает особое значение экономической составляющей ЭБ. При этом рассматривается не только чувствительность энергетических систем к удорожанию энергоносителей, но и доступность и эффективность энергоснабжения, энергоемкость разных секторов экономики [1.8].

К четвертой группе относятся исследования и комплексные индексы, обращающие особое внимание на экологические проблемы ЭБ. В индексе ЭБ экологическая устойчивость включает индикаторы, характеризующие использование земли и воды, изменение в климате и в загрязнении атмосферы.

Пятая группа представляет интерес для бедных стран с острыми проблемами энергоснабжения населения и низкой обеспеченностью электроэнергией. В этой группе индексы ЭБ включают индикаторы, характеризующие доступность домашних хозяйств к коммерческим энергоресурсам, долю затрат на энергоснабжение в общих расходах в группах населения с разными доходами.

Такая группировка комплексных индексов ЭБ не исчерпывает всех подходов к их построению. Они могут, например, характеризовать отдельно ЭБ производства (наличия) и использования энергоресурсов.

Очевидно, что рациональные подходы к построению обобщающих индексов ЭБ, к выбору состава индикаторов, к оценке их важности, к способам агрегирования во многом зависят от особенности рассматриваемой страны, уровня развития ее экономики и энергетики.

Примеры особенностей конструирования интегральных индексов ЭБ в некоторых международных энергетических организациях, а также в США и Китае приведены ниже.

#### **Зарубежная практика использования комплексных индексов ЭБ.**

*Международное энергетическое агентство.* Для комплексной оценки и сравнения краткосрочной безопасности энергоснабжения стран – членов IEA нефтью, природным газом, углем и другими энергоресурсами используется методический инструментальный под названием MOSES [1.7]. Оценка основывается на системе индикаторов, измеряющих ЭБ в терминах риска перерыва энергоснабжения (на несколько дней или недель) и способности (гибкости) системы справиться с этой угрозой. Эти индикаторы определяются для каждого энергоресурса, отражая внешние и внутренние риски.

При оценке безопасности энергоснабжения страны, например, нефтью или газом к индикаторам риска относятся: доля импорта, политическая стабильность стран – поставщиков, волатильность собственной добычи, доля морской добычи и другие характеристики условий и надежности энергоснабжения. Индикаторы, характеризующие гибкость системы топливоснабжения, включают: количество (разнообразие) поставщиков и пункты получения нефти (газа), возможные объемы хранения (запасов) и другие показатели. Всего используется 35 индикаторов.

Агрегирование, группировка индикаторов осуществляется в два этапа. На первом этапе (по заданным нормативам) индикаторы, характеризующие внешние и внутренние риски и гибкость энергоснабжения данным видом топлива, относятся к одной из трех групп риска: высокой, средней и низкой. По результатам такой оценки на втором этапе дается обобщенная (с учетом как риска, так и гибкости) характеристика степени безопасности энергоснабжения страны определенным энергоресурсом.

По этим характеристикам страны объединяются в 5 групп, каждая из которых характеризуется своей комбинацией гибкости и риска энергоснабжения конкретным топливом или энергоресурсом. К первой (группе А) относятся страны с высокой степенью ЭБ (низкий риск, высокая гибкость), к последней (группе Е) – страны с критическим уровнем ЭБ (высокий риск, низкая гибкость).

Модель MOSES сфокусирована на краткосрочной, физической безопасности обеспечения потребностей в отдельных энергоресурсах и не рассматривает экономического, экологического, ресурсного и других аспектов ЭБ, особенно важных при прогнозировании развития энергетики. Используемый в MOSES методический подход не предполагает комплексной оценки ЭБ энергоснабжения страны, определения совокупного влияния на нее разных энергоресурсов с учетом их возможной взаимозаменяемости и эффективности. Отсутствие такого интегрированного индикатора позволяет сравнивать различные страны только по уровню безопасности энергоснабжения отдельными видами энергоресурсов.

*Международный Энергетический Совет (WEC).* Эта организация совместно с Глобальным Центром Риска (GRC) ежегодно, начиная с 2010 г., дает количественную оценку и прогноз ЭБ и устойчивости 125 стран [1.9]. Она основывается на концепции «энергетической трилеммы», включающей: 1) энергетическую безопасность – способность обеспечить текущую и будущую потребность в энергии; 2) энергетическое равенство – наличие доступного энергоснабжения населения; 3) экологическую и социальную устойчивость – способность снижения деградации окружающей среды и климатических угроз. Каждый из этих факторов, а также особенности страны, характеризуется несколькими индикаторами, имеющими разную значимость при определении итогового комплексного индекса – Мировой Энергетической Трилемма Индекс (WETI). Его составляющие и их веса показаны в табл. 1.1.

Для определения численных значений индикаторов используются статистические данные и прогнозы рассматриваемых стран и международных организаций. Итоговые оценки WETI даются как для отдельных стран, так и для их объединений. При этом страны разделены на четыре группы: в первую входят страны с ВВП более 35000 долларов на человека, а в четвертую – с менее 6000 долларов. Россия относится ко второй группе.

По величине WETI Россия по оценке 2020 г. оказалась на 42 месте между Южной Кореей и Турцией, значительно опережая эти страны по энергобезопасности, но уступая им по индексам устойчивости и экологичности.

*Мировой Экономический Форум (WEF).* С 2013 г. эта международная организация оценивает состояние энергетических систем 127 стран с помощью комплексного (композитного) индекса «Global Energy Architecture Performance Index» (GEAPI) [1.10], характеризующего три стороны «энергетического треугольника»: экономический рост, экологическую устойчивость, ЭБ. Для количественной оценки GEAPI используются 18 индикаторов (табл. 1.2), веса которых определяются экспертно.

Таблица 1.1

**Индикаторы и их веса, используемые Мировым Энергетическим Советом  
(Energy Trilemma Index) при комплексной оценке устойчивости энергетики отдельных стран**

Категория индикаторов (вес)	Индикаторы	Вес, %
<b>Энергетическая безопасность (30%)</b>		
Безопасность энергоснабжения и разнообразие (12%)	Разнообразие источников (поставщиков) первичной энергии	6,0
	Энергоемкость ВВП	6,0
	Импортная зависимость	6,0
Гибкость (resilience) энергетических систем (18%)	Запасы энергоресурсов	6,0
	Готовность к освоению	6,0
	Разнообразие источников электроэнергии	6,0
<b>Энергетическое равенство (energy equity) (30%)</b>		
Доступность (10%)	Доступность электроэнергии	6,0
	Доступность чистого пищевого приготовления	6,0
Качество энергоснабжения (10%)	Доступность к «современной» энергии	6,0
Приемлемость и конкурентоспособность (10%)	Цены на электроэнергию	3,0
	Цены на моторное топливо	3,0
	Цены на природный газ	3,0
	Ценовая доступность электроэнергии для населения	3,0
<b>Экологическая устойчивость окружающей среды (30%)</b>		
Продуктивность энергоресурсов (10%)	Энергоемкость экономики	5,0
	Эффективность генерации электроэнергии	4,0
Эмиссия парниковых газов (10%)	Доля низкоуглеродной генерации	5,0
	Тенденция эмиссии CO <sub>2</sub>	4,0
Эмиссия CO <sub>2</sub> (10%)	Карбоноемкость экономики	2,0
	Эмиссия CO <sub>2</sub> на человека	1,0
	Эмиссия метана на человека	1,0
	Загрязнение воздуха PM 2,5	4,0
	Загрязнение воздуха PM 10	4,0
<b>Особенности страны (10%)</b>		
Макроэкономическая среда (2%)	Способность развития экономики	2,0
Управление (4,0%)	Эффективность государственного управления	1,0
	Политическая стабильность	1,0
	Верховенство закона	1,0
	Качество регулирования	1,0
Стабильность для инвестиций и инноваций (4,0%)	Приток прямых иностранных инвестиций	1,0
	Простота ведения бизнеса	1,0
	Состояние с коррупцией	0,5
	Эффективность правовой базы	0,5
	Защита интеллектуальной собственности	0,5
	Инновационный потенциал	0,5

Источник: [1.9]

## Индикаторы и веса GEAPI 2017

Субиндексы	Индикаторы	Веса
Экономический рост (0,33)	Энергоемкость ВВП	0,25
	Стоимость энергетического импорта (% ВВП)	0,125
	Объем энергетического экспорта (% ВВП)	0,125
	Степень искажения цен на мировое топливо (индексы)	0,15 (0,15)
	Цены на электроэнергию для промышленности	0,25
Экологическая устойчивость (0,33)	Эмиссия CO <sub>2</sub> от электростанций	0,2
	Доля альтернативной и атомной энергии	0,2
	Удельный расход топлива в автомобилях	0,2
	Эмиссия других вредных веществ (т/численность населения)	0,1 (0,1)
Энергетическая безопасность и доступность (0,33)	Уровень электрификации (% населения)	0,2
	Качество электроснабжения	0,2
	Процент населения, использующего твердое топливо для приготовления пищи	0,2
	Диверсификация источников снабжения первичными энергоресурсами	0,1 (0,2)
	Импортная зависимость	0,2
	Диверсификация импорта	0,1

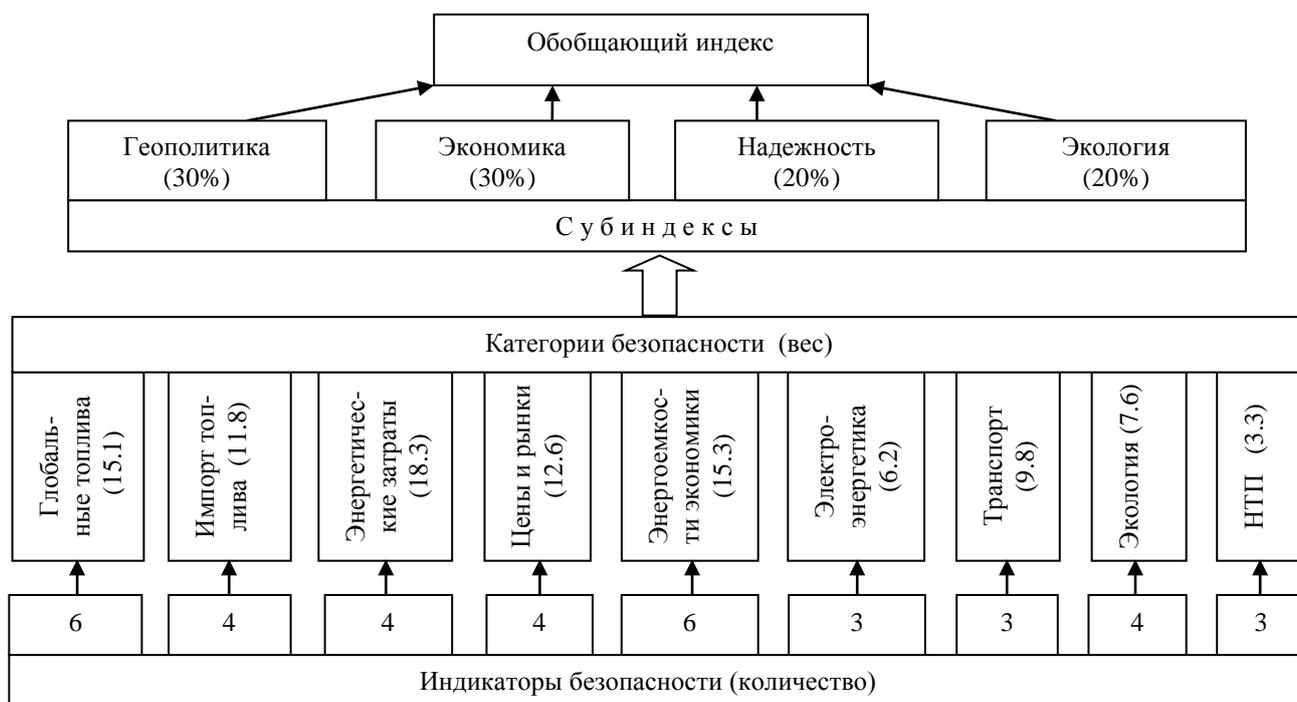
Ранжирование стран по величине этого комплексного индекса показало, что в 2017 г. первое место делят Норвегия и Швейцария, Россия занимает 48 место, опережая США (52 место) и КНР (95 место).

*Комплексная оценка ЭБ в США.* Состояние и перспективы изменения ЭБ США ежегодно, начиная с 2010 г., оцениваются по методике Глобального энергетического института (GEI) и характеризуются динамикой единого комплексного показателя – Index of U.S. Energy Security Risk (USESR) [1.11]. Он обобщает значения 37 индикаторов ЭБ по 9 направлениям (категориям): глобальные топлива, импорт топлива, энергетические затраты, цены и энергетические рынки, энергоемкость, электроэнергетика, транспортный сектор, экология, исследования и разработки (рис. 1.1). При этом выделяются четыре аспекта (субиндекса) ЭБ: геополитика, экономика, надежность и экология.

Итоговый индекс и все индикаторы, характеризующие разные стороны ЭБ США, являются безразмерными величинами, показывающие их изменение по сравнению с 1980 г. В этом году уровень ЭБ страны был самым неблагоприятным (минимальным) за весь период наблюдений, начиная с 1970 г., а значение обобщающего индекса риска было максимальным (100%). В период 1980-2017 гг. значение этого суммарного индекса уменьшилось до 75,9%. Существенно уменьшились значения и субиндексов, характеризующих влияние на ЭБ геополитики (74,9%), экономики (65,5%), надежности (88,7%), экологии (80,8%).

Возможные тенденции в изменении значений USESR и его составляющих определяются и на перспективу до 2040 г. с использованием ежегодно разрабатываемых Информационным Агентством Минэнерго США сценариев развития энергетики страны.

Следует отметить, что подобный методический подход используется Глобальным энергетическим институтом и для сравнения ЭБ США с другими странами [1.11]. По расчетам ранг ЭБ США за период с 1995 по 2016 г. увеличился с восьмого до второго места (из 25 наиболее крупных потребителей первичных энергоресурсов), а Россия за этот же период поднялась с 24 на 12 место.



**Рис. 1.1. Построение обобщенного индекса риска ЭБ США [1.12]**

*Комплексная оценка ЭБ в КНР.* Для комплексной оценки состояния и изменения ЭБ в КНР в [1.12] использовался Sustainable Energy Security Index (SESI). Метод его построения основан на Trilemma Index Мирового Энергетического Совета [1.9]. При этом физическая и геополитическая доступность энергоресурсов характеризуется следующими индикаторами: производство первичной энергии на человека, отношения резервов к производству топлива, доля собственных энергоносителей в их потреблении, риск концентрации на рынках нефти и их конъюнктура, доля энергетического сектора в общих капиталовложениях. Экономические условия энергоснабжения отражаются в изменениях цен на собственное топливо, флуктуации цен на импортируемую нефть, в удельном расходе ВВП на одного жителя. Для учета взаимосвязей энергетики, экономики и экологии используются индикаторы: доля нетопливной энергетики в общем потреблении первичных энергоресурсов, энергоемкость экономики, интенсивность эмиссии CO<sub>2</sub>. В число индикаторов входят также душевое потребление первичной энергии, индекс энергетического разнообразия – логарифмическая функция, отражающая долю угля, нефти, газа и первичной электроэнергии в общем энергопотреблении.

Перед определением комплексного индекса значения индикаторов, рассчитываемых для каждого года рассматриваемого периода и выраженных в разных единицах измерения, нормализуются. При этом используется минимаксный подход, отражаемый в формуле:

$$A_{ij} = [A_i(t) - \min(A_i)] / [\max(A_i) - \min(A_i)]$$

где  $A_i$  – значение данного индикатора  $i$  в году  $t$ , а  $\min(A_i)$  и  $\max(A_i)$  – его минимальное и максимальное значения в рассматриваемом периоде.

В поэтапном процессе агрегирования 20-ти индикаторов при определении их относительной значимости используется энтропийный метод, основывающийся на информационной теории Шеннона. Предполагается, что вес, полученный с помощью энтропии, имеет большую надежность и точность, чем субъективные оценки.

Оценка динамики ЭБ в КНР за период с 1980 по 2010 гг. [1.13] показала, что, хотя состояние ее с 1995 г. улучшилось, но оно не достигло уровня 1985 г. Значение показателя SESI сильно колеблется: 1985 г. – 75,5; 1995 г. – 43,9; 2005 г. – 70,8; 2010 г. – 62,3.

Анализ многочисленных зарубежных публикаций обнаруживает тенденцию расширения понятия ЭБ, включения в нее таких факторов, как экономическая и инфраструктурная доступность, разнообразие и надежность внутренних и внешних источников энергоснабжения, удовлетворение ужесточающихся требований к окружающей среде. Соответственно увеличивается состав и количество используемых индикаторов, характеризующих условия функционирования энергетических систем: экологическую и социальную составляющую, доступность и качество энергосбережения, политическую стабильность, состояние энергетических исследований и разработок.

Важно отметить, что методы комплексной оценки ЭБ в основном относятся к определению текущего ее состояния. При этом при формировании обобщающих индексов ЭБ состав индикаторов, как правило, не зависит от рассматриваемого периода. Не меняются и их, задаваемые экспертно, веса (значимость). Эти недостатки становятся ощутимыми в прогнозных исследованиях.

## **1.2. Особенности подхода к мониторингу и комплексной оценке состояния энергетической безопасности в России**

В Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации [1.14], утвержденной в 2019 г., понятие ЭБ определяется, как состояние защищенности страны от угроз национальной безопасности в сфере энергетики, при котором обеспечивается выполнение предусмотренных законодательством РФ требований к топливо- и энергоснабжению потребителей, а также выполнение экспортных контрактов и международных обязательств.

Более расширенное толкование ЭБ было в Доктрине энергетической безопасности 2012 г. [1.15]. В ней ЭБ определяется как состояние защищенности страны, ее граждан, общества, государства, экономики от угроз надежному топливо- и энергообеспечению. Она характеризуется (обеспечивается) ресурсной достаточностью, экономической доступностью, экологической допустимостью и технологической достижимостью сбалансированного обеспечения спроса и предложения соответствующих энергетических ресурсов.

Эти трактовки несколько отличаются от упомянутых выше зарубежных определений ЭБ, отражая особенности условий функционирования и развития энергетики и экономики России. Она является не импортером, а экспортером энергоресурсов. При этом на ее обширной территории есть много регионов, не обеспеченных в должной степени собственными энергоресурсами. Приходится уделять серьезное внимание надежности и безопасности энергоснабжения не только страны, но и регионов.

Следует отметить, что проблематика ЭБ начала активно обсуждаться в России лишь в конце 90-х годов прошлого века. Это было связано с обострением внимания к разным аспектам национальной безопасности и к кризисным явлениям в энергетическом секторе экономики. Появились первые заметные публикации по проблемам ЭБ [1.16-1.20]. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты национальной и энергетической безопасности были рассмотрены в многотомном издании «Безопасность России», вышедшем в 2000 г. под общим научным руководством академика РАН К.В. Фролова [1.21].

В последующие годы наибольшее количество исследований по проблемам и индикативному анализу ЭБ выполнено и опубликовано в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (в т.ч. четыре монографии [1.22-1.24]).

Предложенная в [1.24] методика анализа состояния и мониторинга ЭБ предусматривает сочетание индикативного и модельного подхода. При этом индикаторы распределены по трем взаимосвязанным блокам: производственной и ресурсной обеспеченности, надежности энергоснабжения, состояния основных производственных фондов. Определение интегрального показателя ЭБ на основе индикативного анализа включает следующие шаги.

1. Отбор индикаторов, определение их предельно допустимых значений и нормализация – качественная оценка их состояния путем разделения его на нормальное, предкризисное и кризисное.

2. Определение значимости (веса) каждого индикатора методом интерполяции и усреднения мнений независимых экспертов.

3. Свертка (агрегирование) индикаторов и формирование качественной интегральной оценки общего состояния ЭБ в стране или в регионе.

Состояние ЭБ страны или региона описывается следующими формулами (при одинаковых весах объектов анализа):

$$Q = \begin{cases} H, \sum_{i=1}^n V_i^H \geq \delta_H \\ ПК, \sum_{i=1}^n V_i^K \leq \delta_K \text{ и } \sum_{i=1}^n V_i^H \leq \delta_H, & i = 1, n \\ K, \sum_{i=1}^n V_i^K \geq \delta_K, \end{cases}$$

где Q – интегральная оценка качественного состояния энергетической безопасности региона;  $V_i^H$  и  $V_i^K$  – удельный вес  $i$ -того индикатора, находящегося в области нормальных и кризисных значений, соответственно;  $\delta_H$  и  $\delta_K$  – коэффициенты, характеризующие уровень достижения нормального или кризисного состояния, соответственно.

Состояние ЭБ оценивается как критическое, если доля индикаторов с такой оценкой в их совокупности превышает установленное допустимое значение (например, 40%).

Анализ, проведенный по этой методике в 2018 г., показал улучшение состояния ЭБ России – переход из кризисного состояния в 2015 г. в предкризисное в 2016 г.

Оценка состояния ЭБ страны дополняется исследованиями с использованием специальной оптимизационной модели ТЭК и имитационных математических моделей энергетических отраслей [1.25]. Исследуется вариант развития энергетики в условиях возможного дефицита энергоресурсов у потребителей и определяются дополнительные затраты на его предотвращение. По величине этих затрат состояние ЭБ рассматриваемого варианта относится к нормальному, предкризисному или кризисному.

Итогом индикативного анализа является качественная оценка серьезности угроз безопасности энерго- и топливоснабжения регионов и страны в целом. Состояние ЭБ может быть определено как критическое или близкое к нему, если численные значения ключевых индикаторов или их агрегатов значительно отличаются от задаваемых пороговых значений.

Состав используемых и рекомендуемых индикаторов ЭБ и их пороговых значений, показаны в гл. 3.

Важно отметить, что в России особое внимание уделяется анализу состояния и тенденциям изменения ЭБ регионов [1.26], однако, пока еще не практикуется численная комплексная оценка состояния ЭБ страны. Не нашли должного места в индикативном анализе экономический и экологический аспекты ЭБ.

### 1.3. Экономический аспект энергетической безопасности

Энергетическая безопасность – основа обеспечения экономической безопасности государства, важнейший фактор его функционирования и развития. При разных трактовках экономической безопасности [1.27-1.29], ее сутью является совокупность условий, защищающей экономическую систему страны от внешних и внутренних угроз.

В Стратегии национальной безопасности Российской Федерации, подписанной Президентом в декабре 2015 г., одним из главных направлений по ее обеспечению является

повышение уровня энергетической безопасности. Это включает в себя: устойчивое обеспечение внутреннего спроса на энергоносители стандартного качества, рост энергоэффективности и энергосбережения, конкурентоспособности отечественных энергетических компаний и производителей энергоресурсов, предотвращение дефицита топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), создание стратегических запасов топлива, резервных мощностей, производство комплектующего оборудования, стабильное функционирование систем энерго- и теплоснабжения.

Среди вызовов и угроз, имеющих отношение к энергетической безопасности, названы следующие: изменение структуры мирового спроса на энергоресурсы и структуры их потребления; недостаточный объем инвестиций в реальный сектор экономики, обусловленный неблагоприятным инвестиционным климатом; истощение ресурсной базы топливно-сырьевых отраслей по мере исчерпания действующих месторождений; установление избыточных требований в области экологической безопасности; рост затрат на обеспечение экологических стандартов производства и потребления.

В [1.30] под энергетической составляющей экономической безопасности подразумевается обеспечение стабильности физических поставок энергоносителей для внутреннего потребления или адаптацию национальной экономики к новым мировым ценам на них. Энергетическая безопасность предполагает определение, выявление и систематизацию событий, наступление которых прямо или косвенно может нанести ущерб развитию топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

В исследовании, выполненном в 1998 г. [1.31], было определено 37 текущих внутренних угроз ЭБ страны. Из них 15 рассматривались как экономические. В их числе: острый дефицит инвестиционных ресурсов; финансовая дестабилизация в ТЭК; нарушение хозяйственных связей; энергорасточительная структура экономики и слабая энергосберегающая деятельность; высокий уровень монополизма производителей на энергетических рынках; чрезмерно высокие цены на ТЭР или слишком быстрый их рост; диспропорции между ценами на разные ТЭР; низкий технический уровень продукции отечественного энергомашиностроения и ее неконкурентоспособность; слабость энерготранспортных (межрайонных) связей; чрезмерная концентрация производства и транспортных потоков ТЭР; чрезмерная централизация теплоснабжения, отчасти электроснабжения; слабая диверсификация энергоснабжения; недостаточная емкость топливохранилищ разного рода запасов топлива в них, а также резервов производственных мощностей в отраслях ТЭК; опережающий рост спроса на ТЭР по сравнению с их предложением. Отмечалось, что в рассматриваемое время и в ближайшей перспективе с точки зрения ЭБ (устойчивого энергоснабжения) угрозы экономического характера имеют доминирующее значение.

Как и ожидалось, по мере экономической и политической стабилизации в России значимость некоторых перечисленных угроз снизилась, а увеличилась относительная важность техногенных и природных угроз.

В структуре обобщающих индексов, используемых разными международными организациями для мониторинга и межстрановых сравнений состояния энергетической безопасности, доля экономической составляющей ЭБ близка к 30% (табл. 1.3). Реальная роль экономического аспекта ЭБ выше указанной. В неявном виде она отражается в показателях, характеризующих другие составляющие ЭБ. Это видно из получившего мировое признание понимание энергетической безопасности как надежное и бесперебойное снабжение потребителей топливом и энергией по экономически приемлемым ценам.

В число индикаторов из группы «Экономика» и «Надежность» входят: энергоемкость экономики, душевое энергопотребление, цены на электроэнергию в промышленности, цены на нефть в стране и их волатильность, доля затрат на топливо и электроэнергию в бюджете населения, разнообразие источников энергии.

Таблица 1.3

**Структура обобщающих индексов ЭБ в зарубежных подходах к оценке ее  
текущего состояния, %**

Составляющие ЭБ	Некоторые основные индикаторы	Доля
Экономика	Цены на электроэнергию и топливо Энергоемкость ВВП	25-30
Геополитика	Волатильность мировых энергетических рынков Импортная зависимость	15-25
Надежность, гибкость, качество энергоснабжения	Запасы энергоресурсов Политическая стабильность	15-25
Экологическая устойчивость	Эмиссия CO <sub>2</sub> от электростанций Доля ВИЭ и АЭС	20-30

Источник: авторский анализ зарубежных источников.

В качестве индикаторов, характеризующих экономический аспект ЭБ, могут быть использованы некоторые показатели, характеризующие роль ТЭК в экономике (табл. 1.4).

Таблица 1.4

**Ключевые показатели роли ТЭК в экономике**

Роль ТЭК	2015 г.	2020 г.	2035 г.
Вклад ТЭК в приведенный ВВП, %	25,3	<u>22,2</u> 21,9	<u>16,0</u> 13,8
Энергетическая часть общего экспорта, %	67,9	<u>56,5</u> 57,2	<u>28,3</u> 37,0
Вклад ТЭК в консолидированный бюджет, %	27,2	<u>23,6</u> 25,0	<u>14,3</u> 19,5
Вклад энергетического экспорта в ВВП, %	14,8	<u>12,3</u> 12,8	<u>6,3</u> 8,7
Энергоэффективность экономики, тыс. долл./т у.т.	1,67	<u>1,88</u> 1,96	<u>2,49</u> 2,94
Доля капиталовложений в ТЭК от ВВП, %	5,8	<u>5,3</u> 5,2	<u>4,6</u> 4,6
Доля капиталовложений в ТЭК во всех КВ, %	22,0	<u>19,1</u> 17,4	<u>16,2</u> 15,0
Доля энергии в затратах энергоемких отраслей, %	22,1	<u>21,0</u> 21,7	<u>19,3</u> 20,3
Душевое потребление энергоресурсов, т у.т./чел.	7,2	<u>7,6</u> 7,7	<u>8,6</u> 9,0
Душевое потребление электроэнергии, Мвт ч/чел	7,6	<u>8,3</u> 8,4	<u>10,3</u> 11,0
Затраты на энергию в доходах населения, %	5,0	<u>4,9</u> 5,0	<u>2,8</u> 4,3

Примечание. По данным Росстата РФ и расчетов ИНЭИ РАН. В числителе приведены значения для сдержанного, а в знаменателе - для целевого сценария.

Источник: [1.32]

Экономическая составляющая ЭБ характеризует степень и условия экономической и ресурсной обеспеченности функционирования и развития ТЭК страны и регионов, а также текущие и возможные угрозы экономического характера.

#### 1.4. Экологический аспект энергетической безопасности и его связь с экономической безопасностью

Рамочная конвенция ООН об изменении климата 1992 г. и Киотский протокол, принятый в 1997 г., стимулировали исследования по влиянию энергетики на эмиссию парниковых газов и на оценку экономических последствий от введения ограничений на нее. Первые такие оценки (например, [1.33,1.34]) оказались малодостоверными и противоречивыми. Так расчетные значения потерь ВВП в США от снижения эмиссии CO<sub>2</sub> на 20% лежали в широком диапазоне от 0,5 до 3,5%.

В СССР (в СЭИ СО РАН) еще в начале 1990-х годов была сделана попытка оценить возможное влияние на макроэкономику введения ограничения на выбросы CO<sub>2</sub> [1.35]. Имевшееся уже тогда представление о сложном характере этого влияния показано на рис. 1.2. В экспериментальных расчетах рассматривались три сценария развития экономики в период 1991-2010 гг. и использовалась система моделей, основную роль в которой играла оптимизационная динамическая межотраслевая модель.



**Рис. 1.2. Влияние на энергетику, производственную и социальную сферы ограничений на эмиссию парниковых газов**

Примечание. Сплошные линии – прямое влияние, штриховые – обратное (корректирующее) влияние

Источник: [1.35]

Этот методический инструментариум позволял учесть в первом приближении только некоторые взаимосвязи энергетики и экономики. Основное внимание было уделено изменениям капиталовложений в ТЭК и в сопряженные отрасли при введении ограничений

на CO<sub>2</sub>, а также затраты на энергосбережение. В должной мере не учитывался ценовой фактор и не рассматривались возможные последствия введения углеродных штрафов.

Расчеты показали нелинейное снижение фонда потребления (конечного потребления товаров и услуг) при увеличении ограничений: 2-5% при ограничении в 10% и 3-8% при ограничении на выбросы CO<sub>2</sub> в 15%.

Значимость глобальных экологических вызовов для развития энергетики и экономики России нашло отражение в работах ИСЭМ СО РАН [1.36] и ИНЭИ РАН [1.37-1.39], начала 2000-х годов. Так, при подготовке Энергетической стратегии России на период до 2030 г. (ЭС-30) рассматривались ограничения (от 1 до 25%) на эмиссию парниковых газов (ПГ) для всех источников при инновационном сценарии (с темпами ВВП более 5%). Результаты расчетов на оптимизационных моделях энергетики и экономики показали, что при увеличении ограничений на эмиссию ПГ нелинейно снижается ВВП, а каждое снижение эмиссии на 10 млн. тонн CO<sub>2</sub> может привести к росту цены электроэнергии в среднем на 0,4-0,5 цент/кВтч [1.39].

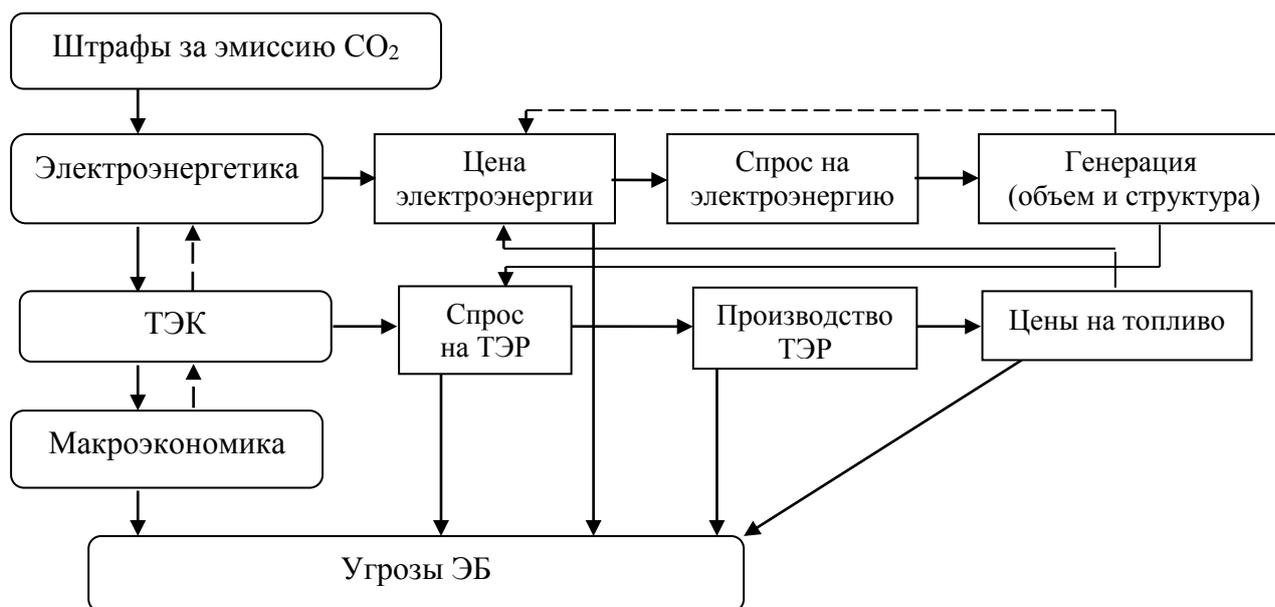
Важность комплексной оценки и учета влияния экологических проблем на энергетическую безопасность резко возрастает в связи с ратификацией Россией в 2019 г. Парижского соглашения по климату и разработкой стратегии перехода на путь низкоуглеродного развития. Однако, следует отметить, что в России эти проблемы, в отличие от зарубежных представлений, не связывались прямо с ЭБ. В Доктринах энергетической безопасности РФ прежних лет нет индикаторов, относящихся к экологическим угрозам.

За рубежом к таким индикаторам относят: эмиссию CO<sub>2</sub> (общую и от электростанций) и других вредных веществ на одного жителя, изменение площади лесов, эффективность потребления энергии и генерация электроэнергии, долю неуглеродных электростанций, удельный расход топлива в автомобилях. Все более актуальной становится оценка экономически приемлемой платы за вредные выбросы парниковых газов.

Единого подхода к углеродному ценообразованию в мире нет, хотя штрафы за выбросы CO<sub>2</sub> начали вводиться в некоторых странах с 90-х годов прошлого столетия. При этом, наблюдается большой разброс в ставках: от 5 до 130 долларов за тонну CO<sub>2</sub>. В 2021 г. в системе торговли выбросами CO<sub>2</sub> в Европе средняя стоимость тонны выбросов увеличилась с 30 евро в начале года до 80 евро в конце. В США в 2019 г. цена углерода была 49 долл./т CO<sub>2</sub>, но уже в 2028 г. она может вырасти до 70 долл./т CO<sub>2</sub> [1.40].

Углеродный налог (цена CO<sub>2</sub>) непосредственно влияет на стоимость топлива и электроэнергии, что, в свою очередь, приводит к повышению стоимости товаров и услуг. В конечном итоге возможно снижение жизненного уровня населения и темпов экономического роста (рис. 1.3). Степень этого влияния зависит не только от величины налога, но и от особенности экономики страны или региона, структуры электроэнергетики и топливной промышленности и других факторов.

Методам и результатам численных оценок показателей, характеризующих экономический и экологический аспекты ЭБ, уделено специальное внимание в других разделах.



**Рис. 1.3. Влияние платы за эмиссию CO<sub>2</sub> электростанциями на энергетическую безопасность**

### Литература (глава 1)

- 1.1. Ang B.W., Choong W.L., Ng T.S. Energy security: Definitions, dimensions and indexes // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. V. 42. P. 1077-1093.
- 1.2. IEA. Measuring short-term energy security, 2011. 15 p. URL: <https://www.yumpu.com/en/document/view/19621056/measuring-short-term-energy-security-iea>
- 1.3. Sovacool B.K., Mukherjee I. Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach // *Energy*. 2011. V. 36. P. 5343-5355.
- 1.4. Handbook on Constructing Composite Indicators: methodology and user guide / OESD, 2018. 152 p. URL: <http://composite-indicators.jrc.ec.europa.eu/>
- 1.5. Badea A.C., Rosso C.M., Tarantola S. Composite indicators for Security of energy supply using ordered weighted averaging // 33. Chandler W. Carbon Emissions Control Strategies. World Wildlife Fund, Washington, D.C., 1990. 263 p.
- 1.6. Cherp A., Jewell J. The concept of energy security: Beyond the four As // *Energy Policy*. 2014. V. 75. P. 415-421.
- 1.7. Jewell J. The IEA Model of Short-term Energy Security (MOSES). Primary Energy Sources and Secondary Fuels (Working paper) / International Energy Agency. 2011. Paris, France. 43 p.
- 1.8. Blum H., Legey Luiz F.L. The challenging economics of energy security: Ensuring energy benefits in support to sustainable development // *Energy Economics*. 2012. V. 34 (6). P. 1982-1989.
- 1.9. WEC. World Energy Trilemma Index 2020. – 69 p. URL: [https://aksuenerji.com.tr/wp-content/uploads/2021/03/World\\_Energy\\_Trilemma\\_Index\\_2020\\_-\\_REPORT.pdf](https://aksuenerji.com.tr/wp-content/uploads/2021/03/World_Energy_Trilemma_Index_2020_-_REPORT.pdf)
- 1.10. WEF. Global Energy Architecture Performance Index. Report 2017. 32 p. URL: [http://www3.weforum.org/docs/WEF\\_Energy\\_Architecture\\_Performance\\_Index\\_2017.pdf](http://www3.weforum.org/docs/WEF_Energy_Architecture_Performance_Index_2017.pdf)
- 1.11. International Index of Energy Security Risk: Assessing Risk in a Global Energy Market / Global Energy institute U.S. Chamber of Commerce, 2018. 80 p.

- 1.12. Yao L., Chang Y. Energy security in China: A quantitative analysis and policy implications // *Energy Policy*. 2014. V. 67. P. 595-604.
- 1.13. Fang D., Shi S., Yu O. Evaluation of Sustainable Energy Security and an Empirical Analysis of China // *Sustainability*. 2018. № 10 (5). 1685 p. doi: 10.3390/SU10051685
- 1.14. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201905140010> (дата обращения: 16.05.2019)
- 1.15. Бушуев В.В., Воропай Н.И., Сендеров С.М., Саенко В.В. О доктрине энергетической безопасности России // *Экономика региона*, 2012. № 2. С. 40-50.
- 1.16. Бушуев В.В., Шейндлин А.Е. Энергетика – основа национальной безопасности России // *Энергетическая политика*. 1996. № 2. С. 8-10.
- 1.17. Мастепанов А.М. Региональные и внешнеэкономические аспекты энергетической политики России. М.: ВНИИОЭНГ, 1997. 328 с.
- 1.18. Воропай Н.И., Клименко С.М., Криворуцкий Л.Д. и др. Некоторые проблемы энергетической безопасности России и ее регионов // *Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления*. Новосибирск: Наука, 1996. С. 23-35.
- 1.19. Энергетическая безопасность России / В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов и др. Новосибирск: Наука, 1998. 302 с.
- 1.20. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути их решения / Отв. ред Н.И. Воропай и М.Б. Чельцов. Новосибирск: Наука, 2011. 198 с.
- 1.21. Безопасность России Энергетическая безопасность (ТЭК и государство). М.: МСФ «Знание», 2000. 304 с.
- 1.22. Обеспечение энергетической безопасности России и выбор приоритетов / Отв. ред. С.М. Сендеров. Новосибирск: Наука, 2017. 116 с.
- 1.23. Методика мониторинга состояния обеспечения энергетической безопасности в России на региональном уровне / С.М. Сендеров, Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук и др. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. 146 с.
- 1.24. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Крупнев Д.С. и др. Надежность топливно- и энергоснабжения потребителей с позиций обеспечения энергетической безопасности. Новосибирск: СО РАН. 2022. 132 с.
- 1.25. Сендеров С.М., Пяткова Н.И. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности // *Известия РАН. Энергетика*. 2000. № 6. С. 31-39.
- 1.26. Смирнова Е.М., Сендеров С.М. Энергетическая безопасность регионов России: состояние и тенденции изменения за последние шесть лет // *Энергетическая политика*. 2018. № 1. С. 16-23.
- 1.27. Сенчагов В.К. Экономическая безопасность России: Общий курс: учебник. М.: БИКОМ. Лаборатория знаний, 2000. 583 с.
- 1.28. Экономическая безопасность: учебник для вузов / под общ. ред. Л. П. Гончаренко. — М.: Юрайт, 2019. 340 с. ISBN 978-5-534-06090-4
- Гончаренко Л.А., Акулинин Ф.В. Экономическая безопасность: учебник. М.: Юрайт, 2016.
- 1.29. Одинцов А.А. Экономическая и информационная безопасность: справочник. М.: Экзамен, 2005. 575 с.
- 1.30. Экономическая безопасность: учебное пособие / сост. Е.А. Гибельнева. Хабаровск: РИЦХЧЭП, 2020. 124 с.
- 1.31. Илларионов А.Н. Критерии экономической безопасности // *Вопросы экономики*. 1988. № 10. С. 35-57.
- 1.32. Макаров А.А. Системные исследования развития энергетики. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 280 с.

- 1.33. Chandler W. Carbon Emissions Control Strategies. World Wildlife Fund, Washington, D.C., 1990. 263 p.
- 1.34. Manne A., Richels R. CO2 Emission Limits: An Economic Cost Analysis for the USA // Energy J. 1990. V.11. № 2. P. 13-24.
- 1.35. Кононов Ю.Д. Народнохозяйственные последствия ограничений на эмиссию CO<sub>2</sub> // Известия АН. Энергетика. 1992. № 3. С. 29-35.
- 1.36. Санеев Б.Г., Лагереv А.В., Ханаева В.Н., Чемезов А.В. Перспективы развития электроэнергетики России в XXI веке и выбросы парниковых газов // Энергетическая политика. 2003. № 1. С. 5-12.
- 1.37. Макаров А.А. Возможности сдерживания эмиссии парниковых газов в энергетике России // Академия энергетика. 2008. № 5. С. 3-18.
- 1.38. Малахов В.А., Дубынина Т.Г. Модель макроэкономических последствий ограничения эмиссии парниковых газов // Экономика и математические методы. 2010. Т. 46. № 2. С. 100-117.
- 1.39. Веселов Ф.В., Макаров А.А., Малахов В.А. Влияние мер по ограничению эмиссии парниковых газов на развитие экономики и энергетики России // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 66-81.
- 1.40. Кейко А.В. Углеродное регулирование и его значение для ТЭК России. В кн. Системные исследования в энергетике: энергетический переход / Под ред. Н.И. Воропая и А.А. Макарова. – ИСЭМ СО РАН, 2021. С. 90-106.

## Глава 2. ОЦЕНКА И УЧЕТ ВОЗМОЖНОГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА РАЗНЫХ ВРЕМЕННЫХ ЭТАПАХ ПРОГНОЗНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

### 2.1. Зависимость возможной и допустимой ошибки прогноза от рассматриваемой перспективы

Расширение горизонта прогнозирования увеличивает неопределенность условий развития энергетики и снижает качество долгосрочных прогнозов – их надежность, точность и ценность.

Анализ прогнозов развития энергетики США и Европы на перспективу до 2030-2035 годов убедительно демонстрирует нелинейный рост интервала неопределенности с увеличением горизонта прогнозирования. Так, в прогнозах развития энергетики США [2.1] разброс значений в сценариях потребностей в первичных топливно-энергетических ресурсах увеличивается примерно с 5-10% для временного интервала 5 лет, до 13-23% для 15 лет и до 22-38% для 25 лет.

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

Основной показатель оценки еще не реализованных прогнозов – надежность. Она может быть охарактеризована интервалом неопределенности – различием в процентах между максимальными и минимальными значениями прогнозируемого показателя, а также коэффициентом вариации и дисперсией (разбросом) значений прогнозируемых показателей от их средних значений или от базового варианта. Величина интервала, в котором могут колебаться прогнозируемые параметры системы, определяет точность прогноза.

Статистические методы оценки ошибки прогнозов хорошо известны и широко используются на практике (например, [2.2,2.3]). Но они пригодны в основном для уже состоявшихся прогнозов или для прогнозов динамики отдельных показателей по трендам. При прогнозировании развития систем энергетики становится важной оценка не только вероятной и неизбежной, но и допустимой ошибки прогноза. общепризнанных и универсальных методов такой оценки нет.

Ниже на примере прогноза развития систем энергоснабжения рассматриваются возможные подходы к оценке приемлемых требований к качеству прогнозов.

**Оценка неизбежной погрешности.** Такая погрешность прогнозов динамики тех или иных показателей в большой степени зависит от погрешности исходных данных, используемых в расчетах. Достоверно описать эту зависимость в виде уравнения регрессии можно только для конкретной и весьма простой системы. Так поддается описанию зависимость средней стоимости генерации электроэнергии действующих электростанций в регионе от диапазона неопределенности стоимости газа. Но нельзя без большой ошибки оценить погрешность прогноза динамики этого показателя с учетом влияния цены газа на структуру ввода новых мощностей в меняющихся условиях.

Для учета этого влияния, для оценки чувствительности результатов прогнозов развития таких сложных систем как ТЭК к возможному изменению отдельных исходных данных пригодны оптимизационные модели (например, [2.4,2.5]). Критерием оптимальности в таких моделях является минимум денежных затрат на обеспечение заданной потребности в энергоносителях. По их изменению при варьировании тех или иных исходных данных

можно судить о возможной и допустимой ошибке прогноза этих показателей и их значимости.

В случае, когда требуется учесть влияние на надежность прогноза развития ТЭЖ или его отраслевых систем неопределенности нескольких взаимосвязанных исходных данных, полезными могут быть стохастические модели [2.6], в которых часто используется известный метод Монте–Карло [2.7].

Метод Монте–Карло в сочетании с оптимизацией используется в модели МИСС–ЭЛ [2.8]. С ее помощью, например, оценивалось влияние диапазона неопределенности цены газа и других показателей на стоимость электроэнергии в Европейской части России, включая Урал. Расчеты проводились при интервальных значениях исходных данных и при нормальном распределении их вероятных значений внутри заданных диапазонов. При этом менялся только диапазон неопределенности цен на газ. Результаты расчетов сравнивались с детерминированным вариантом.

Расширение этого диапазона приводило к повышению средней цены газа и вызывало изменение структуры ввода новых электростанций. Это влияло на стоимость генерации электроэнергии. Особенно значительно и нелинейно росла маржинальная стоимость, определяемая приведенными затратами на производство электроэнергии на наиболее дорогих из вводимым электростанций. Как видно из табл. 2.1, при 50-ти процентном увеличении неопределенности цены газа средняя стоимость электроэнергии в Европейской части страны может увеличиться на 4-5%, а маржинальная – более чем на 12% (в принятых прогнозных условиях). При этом заметно различие в реакции на неопределенность в ценах газа в отдельных федеральных округах.

Таблица 2.1

**Отклонение стоимости электроэнергии от ее значения в детерминированном варианте прогноза при увеличении интервала неопределенности цены газа, %**

Федеральный округ	Стоимость	Интервал неопределенности		
		15%	30%	50%
Центр	Средняя	2,4	3,7	4,8
	Маржинальная	3,9	7,5	13,1
Северо-Запад	Средняя	2,5	4,1	5,1
	Маржинальная	3,8	7,5	12,6
Юг	Средняя	3,1	5,9	9,1
	Маржинальная	3,3	7,8	13,0
Урал	Средняя	0,9	1,5	2,5
	Маржинальная	3,5	7,1	12,1
Макрорегион в целом	Средняя	1,6	3,1	4,6
	Маржинальная	3,5	7,4	12,4

Примечание. Расчеты для одного из вариантов развития региональных систем энергоснабжения Европейской части России в период 2030-2035 гг.

Дополнительные расчеты на МИСС–ЭЛ были проведены и при равновероятном распределении цены газа в тех же диапазонах, что и при ее нормальном распределении. Результаты расчетов не повлияли на вывод о заметной и растущей неизбежной ошибке прогноза с ростом интервала неопределенности ключевых исходных данных.

**Допустимая ошибка прогноза.** Она зависит от целей прогноза, от его важности для принятия стратегических решений инвесторами, государством, обществом. Ее численное значение во многом определяется вероятным ущербом (экономическим, экологическим или социальным) от погрешности прогноза.

Для инвестора (компании) ущерб, как правило, оценивается снижением ожидаемой прибыли. Для государства он может характеризоваться возможным снижением доходов

бюджета, уровня жизни населения, темпов экономического роста. При этом приходится экспертно задаваться допустимым изменением величины используемого критерия оптимальности.

О погрешности прогноза развития системы в целом трудно судить, не имея оценки допустимой погрешности ожидаемой динамики ключевых прогнозируемых показателей. В прогнозах ТЭК такими показателями являются: спрос и цены на энергоносители, развитие региональных систем энергоснабжения и новых технологий, степень удовлетворения требований энергетической безопасности.

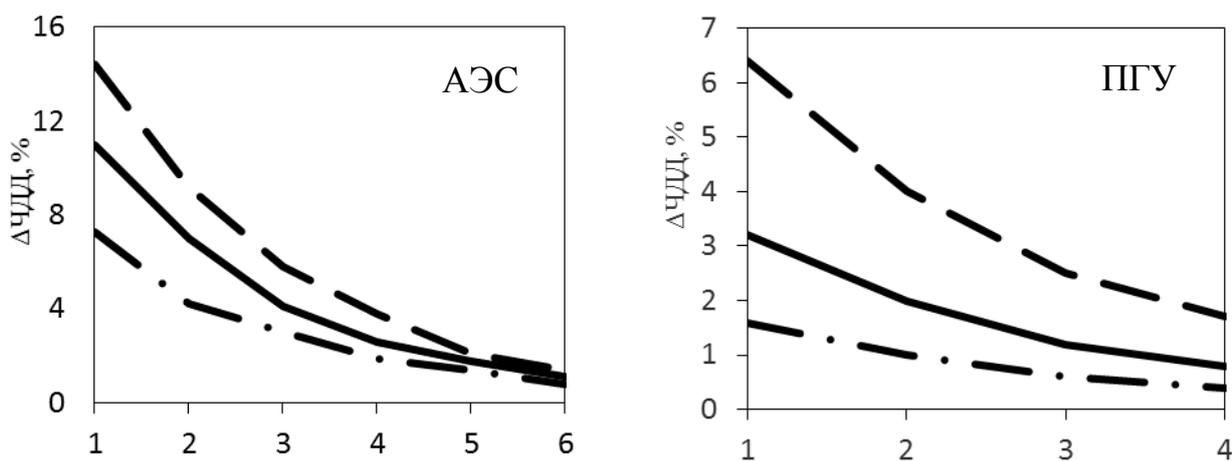
С увеличением рассматриваемой перспективы требования к надежности и точности прогнозов снижаются. Это обусловлено: экспоненциальным ростом неопределенности условий, уменьшением значимости результатов прогноза для принятия первоочередных решений, увеличением возможностей (запаса времени) для предотвращения предполагаемых угроз.

При принятии инвестиционных решений в ТЭК одной из основных задач является оценка эффективности и рисков перспективных крупномасштабных проектов ввода мощностей в электроэнергетике или топливной промышленности. Для инвестора ценность отдаленных во времени доходов ниже, чем для ближней перспективы. Это отражается в дисконтировании показателей, измеряющих финансовую эффективность проектов: чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма доходности, срок окупаемости и другие.

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

Такой подход был использован нами для оценки чувствительности эффективности проекта атомной электростанции к возможному изменению во времени спроса (производства) на электроэнергию и проекта парогазовой электростанции к изменению цены на газ.

Результаты расчетов, показанные на рис. 2.1, демонстрируют заметное нелинейное снижение этой чувствительности по мере отдаления времени этих изменений.



Пятилетка, в которой снижается потребность в электроэнергии (проект АЭС) или увеличивается цена газа (проект ПГУ)

**Рис. 2.1. Влияние на снижение экономической эффективности проектов электростанций изменений (ошибки) прогнозирувавших ранее условий в одной из пятилеток**

Примечание. Рассматривался диапазон изменения спроса на электроэнергию на 10-20%, а цены газа на 25-100% (соответственно, нижняя и верхняя границы на рисунке).

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

С увеличением рассматриваемой перспективы ценность прогнозов для принятия первоочередных стратегических решений снижается (нелинейно). Снижается их надежность и доверие к ним.

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

## 2.2. Поэтапный подход к повышению обоснованности прогнозов

Основным способом повышения доверия к прогнозам считается совершенствование и усложнение используемых экономико-математических моделей. В этом направлении в России и за рубежом достигнуты значительные успехи. Многого обещает цифровая революция и развитие нейронных сетей. Но трудно рассчитывать на дальнейшую успешную борьбу с неопределенностью только за счет большего агрегирования объектов моделирования, детализации внешних и внутренних связей систем и их свойств. Более перспективным представляется поэтапный подход к формированию и сужению прогнозной области. Ему должен предшествовать анализ (виденье) будущего, предварительное определение возможных проблем и вызовов развитию экономики и энергетики страны.

Можно обозначить три основных этапа и несколько стадий прогнозных исследований ТЭК с выделением особо важных задач на каждой стадии. Их решение позволяет повысить обоснованность и практическую ценность прогнозов. Этому способствует и итеративная увязка, корректировка результатов расчетов на каждой стадии и этапе (рис. 2.2).

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

Особое место на первом этапе занимает прогноз потребностей в энергоносителях (электроэнергии, централизованной теплоэнергии, котельно-печном и моторном топливе, а также топливе как сырье). Он базируется на сценариях развития экономики и на выявленных закономерностях и тенденциях. Уточнение потребностей в энергоносителях, детализация его по видам топлива, учет ценовой эластичности спроса и других факторов происходит на втором, основном этапе прогнозных исследований.

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

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



**Рис. 2.2. Схема прогнозных исследований ТЭК**

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

На каждом этапе выделяются и последовательно решаются основные задачи с учетом неопределенности исходных данных и требований к качеству решений (табл. 2.2).

Важную роль в учете фактора неопределенности при долгосрочном прогнозировании развития ТЭК играет сценарный подход – расчеты моделей при разных возможных состояниях внешней среды. Из анализа множества оптимальных в тех или иных условиях вариантов в основном и формируется прогнозная область («конус неопределенности») долгосрочного развития ТЭК.

Сужению этой области способствует совершенствование методического инструментария, определение рациональной иерархии моделей для их решения.

Принципу соответствия используемого методического инструментария неопределенности исходных данных отвечает поэтапный подход к сужению области неопределенности условий и результатов прогнозных исследований путем итерационных расчетов моделей разного иерархического уровня на каждом временном этапе (рис. 2.3) и согласования итоговых показателей во времени [2.9]. При этом на начальном этапе рассматриваются максимальный горизонт прогнозирования (более 15-20 лет) и минимальное количество уровней и моделей.

**Последовательность прогнозных исследований ТЭК страны и основные решаемые задачи**

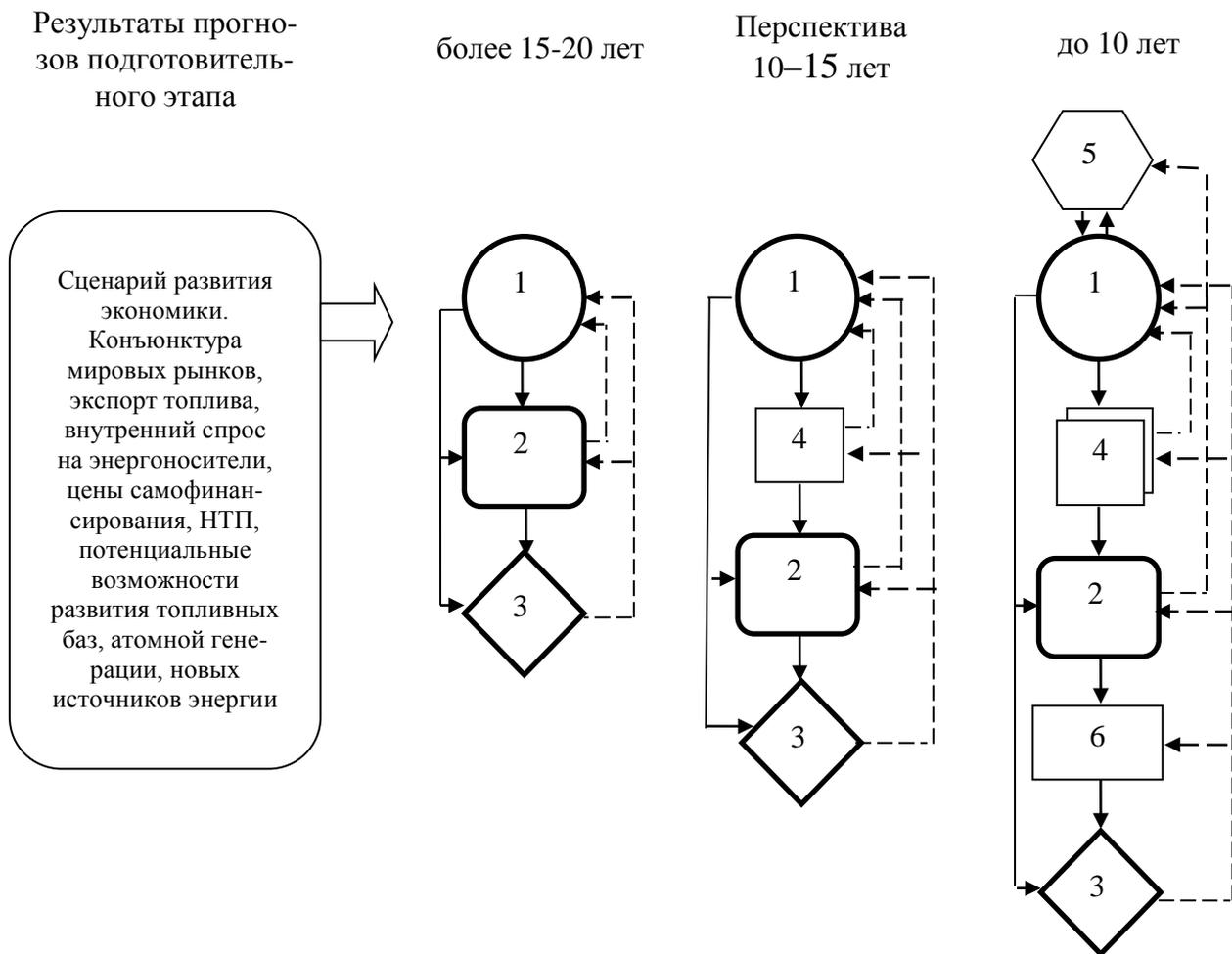
Этап	Задача
Определение сценариев и условий развития ТЭК	Сценарии развития экономики и конъюнктуры мировых энергетических рынков. Прогнозы максимально возможного диапазона спроса и цен на энергоносители, научно-технического прогресса. Оценка временных барьеров (учет инерционности).
Формирование и анализ вариантов развития ТЭК для каждого сценария внешних условий	Стадия 1. Формирование вариантов в условиях максимальной неопределенности исходных данных. Стадия 2. Сужение области неопределенности за счет: уточнения прогнозов конъюнктуры региональных энергетических рынков, оценки инвестиционных барьеров на ввод мощностей, учета региональных особенностей. Стадия 3. Сужение области неопределенности за счет: анализа чувствительности вариантов к изменению задаваемых ограничений и требований, уточнения особенностей и возможностей развития электроэнергетики и других отраслевых систем. Оценка рискованности вариантов энерго- и топливоснабжения. Выделение инвариантов (для данного сценария).
Обобщение результатов сценарных исследований	Определение общей прогнозной области развития ТЭК (для всех сценариев). Определение зон инвариантов и нестабильности. Выявление основных стратегических угроз. Ориентировочная оценка пороговых значений индикаторов ЭБ. Подготовка обосновывающих материалов для разработки энергетической стратегии и программ развития отраслей ТЭК, науки и технологий.

Поэтапный процесс прогнозирования от отдаленного к близкому будущему не исключает последующей корректировки долгосрочных прогнозов по результатам углубленного анализа не столь отдаленной перспективы. На каждом из этих временных этапах итеративные расчеты («сверху вниз» и «снизу вверх») позволяют учесть особенности развития (возможности и требования) систем разного иерархического уровня, формирующих общеэнергетическую систему страны.

Представляется, что состав моделей и степень их агрегирования должны зависеть от рассматриваемой перспективы, принимая во внимание, что с увеличением горизонта прогнозирования, с одной стороны, растет неопределенность исходных данных, а с другой – снижается требуемая точность прогнозов.

Важное достоинство использования для прогнозных исследований ТЭК иерархии (системы) экономико-математических моделей – возможность корректировать задаваемые в каждой модели ограничения за счет учета в ходе итерационных расчетов не только прямых, но и обратных связей между моделями. Особую роль при этом играет включение в схему прогнозирования моделей региональных энергетических рынков и учет в них ценовой эластичности спроса – влияния изменения стоимости энергоносителей на потребности в них.

На этапе прогнозирования ТЭК на перспективу до 10-15 лет важны оценка возможных макроэкономических последствий от изменения в ходе итеративных расчетов ограничений на инвестиционные ресурсы, цен на энергоносители и других показателей. Для такой оценки используются оптимизационные динамические модели. Краткая характеристика таких отечественных и зарубежных моделей приведена в [2.10].



**Рис. 2.3. Изменение иерархии задач и моделей на разных временных этапах прогнозных исследований развития ТЭК и оценки возможных проблем и угроз энергетической безопасности**

1 – оптимизация развития ТЭК; 2 – прогноз спроса и цен на региональных энергетических рынках; 3 – оценка возможных проблем и угроз ЭБ; 4 – оптимизация развития электроэнергетики и других отраслей ТЭК; 5 – оценка макроэкономических последствий; 6 – инвестиционная политика и развитие энергетических компаний.

Дополнительная оценка эффективности и корректировки полученных вариантов может потребовать анализа особенностей и возможностей развития отраслевых систем ТЭК с использованием специальных моделей. В первую очередь это относится к оптимизационным моделям, предназначенным для прогнозирования развития электроэнергетики (например, [2.11,2.12]). В них полнее, чем в моделях ТЭК, учитываются режимы производства и потребления электроэнергии, ограничения на ее межрегиональные перетоки и другие факторы. Роль оптимизационных моделей электроэнергетики, а также других отраслевых систем энергетики в иерархии прогнозных моделей ТЭК страны уменьшается с увеличением горизонта прогнозирования.

Следует отметить, что при прогнозировании и стратегическом планировании развития отдельных систем часто целесообразно использовать свои иерархии моделей.

При рассмотрении перспективы до 10-15 лет целесообразно включение в схему прогнозных исследований уровня энергетических компаний – потенциальных инвесторов и оценки инвестиционных рисков. Это позволяет уточнять задаваемые ограничения на возможный ввод новых мощностей при оптимизации развития систем энергетики.

Многовариантные расчеты и анализ чувствительности к изменению отдельных параметров лишь отчасти отражают неопределенность исходных данных, но не учитывают вероятность таких изменений. Широко распространенный в практике прогнозирования сценарный подход позволяет экспертно присвоить вероятность рассматриваемым сценариям внешних условий, выделив в качестве наиболее вероятного базовый (целевой). Однако при этом не определяется вероятность реализации других сценариев и не учитывается интервальная неопределенность исходных данных.

При поэтапном подходе к долгосрочному прогнозированию ТЭК и включению в итерационную схему расчетов региональных моделей энергоснабжения, а также моделей, имитирующих поведение потенциальных инвесторов, появляется необходимость учитывать инвестиционные риски рассматриваемых вариантов. Такую возможность дает использование стохастических моделей (см. Приложение 1).

В прогнозных исследованиях долгосрочного развития такой сложной и многофункциональной системы как ТЭК, стохастические модели целесообразно применять на заключительных этапах прогнозирования – при решении наиболее значимых для каждого временного этапа задач. К числу таких задач относятся: количественная оценка стратегических угроз и пороговых значений индикаторов энергетической безопасности, прогноз взаимосвязанной динамики цен и спроса на региональных энергетических рынках, оценка конкурентоспособности новых технологий и принципиальных изменений в структуре производства и потребления электроэнергии и топлива. При решении этих задач надо учитывать региональные особенности (экономические, энергетические, природные и другие).

При большой неопределенности исходных данных, больших размерах и сложности прогнозных моделей возникает проблема их рационального агрегирования. Предлагаемый подход к решению этой проблемы приведен в Приложении 2.

На разных уровнях иерархии предполагается использование моделей с разными критериями определения рациональных решений.

### **2.3. Особенности учета состояния энергетической безопасности при многокритериальной оценке вариантов развития ТЭК**

Рост неопределенности будущего повышает важность многокритериального анализа при принятии стратегических решений. Начавшийся энергетический переход к углеродной нейтральности требует расширения круга учитываемых критериальных показателей при комплексной оценке вариантов развития ТЭК. Общепринятого представления о составе таких показателей нет.

По теоретическим вопросам многокритериальности имеется большая библиография. Она касается в основном методологии и методов оценки эффективности инвестиционных проектов и способов выявления и анализа предпочтения лиц, принимающих решения. В России теория и методы оценки инвестиционных проектов наиболее полно и глубоко представлены в [2.13].

Показано, что такая оценка – сложный многоплановый процесс построения и исследования некоторой экономико-математической модели. В ходе этого процесса приходится упрощать, отбрасывать малозначимые факторы, акцентируя внимание на более существенных. При этом, рассматривая крупномасштабные проекты, приходится учитывать не только финансовую, но и общественную эффективность. Она отражается в стоимостной оценке возможных последствий осуществления данного проекта в других отраслях, в социальной и экологической сфере. Отмечается, что в условиях неопределенности обычные показатели эффективности теряют смысл, уступая место оценке таких качеств проектов, как их реализуемость и устойчивость к возможным отклонениям денежных поступлений и затрат от намечаемых.

Учет фактора неопределенности и многокритериальности особенно важен и сложен при прогнозировании и комплексной оценке вариантов развития разных сфер и отраслей национальной экономики. При этом, по сравнению с задачей оценки эффективности проектов, возникает проблема учета не только значительно большего количества факторов и возможных последствий, но и более широкого круга пользователей результатами прогнозов.

Для анализа прогнозов и выбора решений по многим критериям предлагается много разных подходов. Все они в той или иной степени основываются на теории полезности и на методах анализа иерархии, но каждый подход должен учитывать особенности рассматриваемой системы. Это принципиально важно при прогнозировании развития таких сложных объектов как системы энергетики.

Обзор 90 зарубежных работ в этой области до 2000 г. приведен в [2.14]. Описывается семь способов комплексной оценки и выбора альтернатив по многим критериям. При этом подчеркивается роль лиц, принимающих решения в оценке значимости отдельных критериев. В [2.15] дан обзор литературы по многокритериальному анализу энергетических систем за период с 2004 по 2008 г. (34 источника).

Многокритериальный анализ для принятия решений (Miltly Criteria Decision Analysis - MCDA), получивший развитие и практическое применение за рубежом, в общем случае включает следующие этапы: выбор критериев, их нормализация и придание весов, построение матрицы решений для каждого сценария, определение гипотетически наилучшего и наихудшего решения, сравнение сценариев по отклонению от этих решений, выбор наиболее приемлемого (по совокупности используемых критериев) вариантов. За рубежом MCDA в разных модификациях используется как для сравнения отдельных типов электростанций (например, [2.16]), так и для сравнения вариантов развития электроэнергетики. Во втором случае сначала (с применением оптимизационных моделей) определяются рациональные варианты (сценарии) при разных условиях, а затем они анализируются по методу MCDA. Такой подход использовался для анализа вариантов развития электроэнергетики ряда стран (например, Туниса [2.17], Греции [2.18]). Следует отметить, что в особо важных случаях для окончательного выбора приемлемого решения дополнительно используется анализ чувствительности вариантов к изменению весов отдельных критериев.

Методам многокритериального анализа в энергетике посвящено немало работ и в России. Во многих из них (например, в [2.19-2.21]) предполагается использование оптимизационных моделей. При этом задача выбора варианта, как правило, сводится к однокритериальной путем выделения главного критерия и перевода остальных критериев в разряд ограничений в виде нормативов (стандартов). Подобные нормативы могут быть заданы в части надежности энергоснабжения потребителей, влияния на окружающую среду и в ряде других случаев. Предпринимались попытки использовать свертку нескольких критериев через измерения их в денежном выражении, например, «затраты + ущерб от недостаточной надежности», «затраты + экономический ущерб от недостаточной надежности» [2.22].

В электроэнергетике для учета критериев всех субъектов отношений (сетевых, генерирующих и сбытовых компаний, а также потребителей) комплексный критерий социального благополучия записывается как сумма критериев отдельных субъектов с учетом экспертно задаваемых весовых коэффициентов. В [2.23,2.24] предложен подход к оценке многокритериальной функции полезности с формализованной процедурой определения весовых коэффициентов. При этом признается, что с учетом сложности проблемы обоснования решений по развитию электроэнергетических систем реально не удастся построить полностью формализованную процедуру выбора.

В прогнозных исследованиях развития ТЭК страны используются как многоуровневые системы моделей, так и модельно-программные комплексы. Это облегчает решение проблемы многокритериальности, позволяя использовать на разных иерархических уровнях разные критерии.

В числе новых и важных критериев при сравнении эффективности вариантов надо использовать оценку возможного состояния ЭБ. При таких оценках важно учитывать рост неопределенности исходных данных и снижение требований к точности (надежности) прогнозов с увеличением рассматриваемой перспективы. Соответственно должны меняться и основные методы оценки возможного состояния ЭБ в случае реализации данного варианта развития ТЭК (табл. 2.3).

Таблица 2.3

**Изменение предпочтительных способов оценки ЭБ вариантов развития ТЭК с увеличением горизонта прогнозирования**

	Перспектива		
	до 5-10 лет	до 10-15 лет	более 10-15 лет
Основные цели	Обобщение результатов индикативного анализа	Оценка стратегических угроз и возможности их предотвращения	Оценка устойчивости траектории развития
Комплексные показатели	Средневзвешенное отклонение индикаторов ЭБ от их пороговых значений	Средневзвешенная сумма индексов стратегических угроз	Отклонение ВВП от его значения в базовом варианте (сценарии)
Степень агрегирования исходных данных и результатов расчетов	Региональные системы энергосбережения	Особенности развития электроэнергетики и газовой отрасли в макрорегионах	ТЭК страны

Представляется, что в краткосрочной перспективе основное внимание должно уделяться индикативному анализу ЭБ. При этом, состав индикаторов критериальной оценки вариантов в прогнозах должен отличаться от обычно используемого при определении текущего состояния ЭБ.

Численные значения индикаторов и индексов ЭБ дают дополнительную информацию при сравнении рассматриваемых вариантов. Некоторые такие индикаторы, используемые нами в иллюстрированном примере, приведены в табл. 2.4 и 2.5. Они характеризуют отдельные стороны экономического и экологического аспектов ЭБ двух вариантов электроснабжения Урала и Европейской части страны. Эти варианты получены с помощью оптимизационных расчетов по критерию минимума денежных затрат.

Таблица 2.4

**Значения используемых индикаторов энергетической безопасности рассматриваемых вариантов**

Показатель	Ед. измер.	Регион	Вариант А	Вариант Б
Средняя стоимость электроэнергии	Цент/кВтч	Европейская часть	7,8	8,1
		Урал	7,6	7,9
Инвестиционный риск варианта (вероятность дефицита)	%	Европейская часть	3-6	8-15
		Урал	1-4	4-10
Доля станций с риском для инвесторов более 50%	%	Европейская часть	2-5	4-8
		Урал	0	1
Выбросы CO <sub>2</sub>	Млн. т	Европейская часть	3,0	2,9
		Урал	1,4	1,3

Примечание. Результаты расчетов для прогнозируемых условий энергоснабжения Урала и шести (объединенных в таблице) федеральных округов Европейской части РФ в период 2025-2030 гг. В варианте Б стоимость топлива выше, чем в варианте А (газа на 25%, угля на 5%).

Цель расчетов и приведенных в табл. 2.5 результатов – иллюстрация одного из возможных подходов к дополнительной оценке вариантов по критерию ЭБ. В этих расчетах в исходных данных менялась только стоимость топлива. При этом учитывалось влияние удорожания топлива на структуру ввода мощностей, но не принималась во внимание ценовая эластичность спроса на электроэнергию.

Таблица 2.5

**Оценка состояния ЭБ регионов при удорожании топлива**

Показатель	Вес индикатора	Изменение показателя, %	
		Европейская часть	Урал
Стоимость электроэнергии	0,5	3,8	3,6
Выбросы CO <sub>2</sub>	0,3	-3,0	-7,0
Инвестиционный риск варианта	0,1	6,5	4,5
Доля станций с риском более 50%	0,1	2,5	1,5
<b>Комплексный (обобщающий) индекс ЭБ</b>		2	0,3

Удорожание топлива снижает долю угольных и газовых электростанций в прогнозируемом вводе новых мощностей, уменьшая выбросы CO<sub>2</sub> (особенно на Урале). Но при этом увеличивается стоимость генерации электроэнергии и риски для инвесторов. Комплексный показатель ЭБ учитывает это разнонаправленное влияние. Его рост говорит о негативных в целом последствиях для состояния ЭБ повышения цен на топливо. Эти последствия, как видно из табл. 2.5, для Уральского региона менее значимы.

Очевидна условность такого рода численных оценок состояния ЭБ даже в краткосрочных прогнозах, но они облегчают понимание характера и значимости возможных проблем. Представленный пример индикативного анализа показывает возможность его использования при сравнении вариантов по критерию ЭБ в прогнозах на ближайшую перспективу.

Варианты развития систем энергетики на более отдаленную перспективу (до 10-15 лет), сопоставляемые по традиционным стоимостным критериям оптимальности, целесообразно дополнительно оценивать по значимости стратегических угроз ЭБ. В их число входят такие угрозы экономического характера как угроза неприемлемой для потребителей динамики цен на электроэнергию и другие энергоносители, а также угроза дефицита производственных мощностей из-за возможного отставания развития электроэнергетики и топливных баз из-за инвестиционных рисков. Методическим подходам к численной оценке этих угроз посвящена гл. 4.

В прогнозных исследованиях на долгосрочную перспективу (более 10-15 лет) варианты развития ТЭК могут сравниваться по критериям устойчивости к возможным изменениям внешних и внутренних условий. Очевидно, что с повышением устойчивости системы увеличивается и безопасность ее развития. Предлагаемый подход к оценке устойчивости вариантов долгосрочного развития ТЭК приведен в разделе 5.2.

Многовариантные расчеты с использованием системы моделей позволяют определить расширяющийся во времени «конус неопределенности» возможной динамики основных прогнозируемых показателей. Представляется, что по степени отклонения их от его нижней границы можно судить об устойчивости как отдельных показателей, так и рассматриваемого варианта в целом.

Оценка возможного состояния ЭБ должна дополнить состав критериев, используемых при сравнении и выборе вариантов развития ТЭК и региональных систем энергоснабжения. Методы такой оценки и используемые показатели зависят от рассматриваемой перспективы. При этом особое внимание следует уделять экономической составляющей ЭБ. Ее значимость

растет с увеличением горизонта прогнозирования и с переходом на путь низкоуглеродного развития энергетики и экономики.

### **Литература к гл. 2 (пар. 2.1, 2.2, 2.3)**

2.1. Annual Energy Outlook (1999-2014) [Электронный ресурс] / U.S. Energy Information Administration. – Режим доступа: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>

2.2. Слуцкий Л.Н. Курс МБА по прогнозированию в бизнесе. М.: Альпина Бизнес Букс, 2006. – 277 с.

2.3. Dovydenko A., Fildes R. Measuring forecasting accuracy: The case of judgmental adjustments to SKU – level demand forecasts // International journal of Forecasting. – 2013. – № 29. – P. 510-522.

2.4. Лагереv А.В. Динамическая территориально-производственная модель для формирования сценариев взаимосогласованного развития энергетики России по федеральным округам // Известия РАН. Энергетика. – 2004. – № 4. – С. 26-32.

2.5. Messner S. Strubegger M. User's Guide for MESSAGE III/WR-95-69. IIASA – Laxenburg, Austria, 1995.

2.6. Kurt Marti. Stochastic Optimization Methods. Springer, 2005. – 317 p.

2.7. Ермаков С.М. Метод Монте-Карло и смежные вопросы. М.: Наука, 1975. – 472 с.

2.8. Кононов Ю.Д., Тыртышный В.Н., Кононов Д.Ю. Использование стохастического моделирования при выборе вариантов энергоснабжения регионов с учетом инвестиционных рисков // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2018. – № 2. – С. 80-87.

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

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

2.11. Воропай Н.И., Труфанов В.В. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях // Электричество. 2000. № 5. С. 2-9.

2.12. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Макарова А.С. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики. М.: ИНЭИ РАН, 2007. 102 с.

2.13. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика. М.: Дело, 2001. 832 с.

2.14. Pohekar S.D., Romachandra M. Application of multy-criteria decision making to sustainable energy planning – A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2004. № 8. P. 365-381.

2.15. Braune I., Pinkwart A., Reeg M. (2009). Application of multy-criteria analysis for the evaluation of sustainable of energy systems-a Review of recent literature. 5th Dubrovnic Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. ISBN 978-953-6313-97-6.

2.16. Afgan N.H., Garvalho M.G. Multy-criteria assessment of new renewable energy power plants // Energy. 2002. V. 27. № 8. P. 729-756.

2.17. Brand B., Missaoni R. Multy-criteria analysis of electricity generation mux scenarios in Tunisin // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. № 39. P. 251-261.

2.18. Diakulaki D., Karangelis F. Multy-criteria decision Analysis and cost-benefit analysis of alternative scenarios for power generation sector in Greece // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2007. №1. P. 716-727.

2.19. Арзамасцев А.Д. Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем. Свердловск: Изд. УПИ, 1984. 82 с.

2.20. Долгов П.П., Щавелев Д.С. Формирование экономических оценок и решений в многокритериальных задачах развития энергетики // Известия вузов. Энергетика. 1987. № 2. С. 3-6.

- 2.21. Беляев Л.С. Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности. Новосибирск: Наука, 1978. 128 с.
- 2.22. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В. Учет многокритериальности и неопределенности при обосновании решений по развитию электроэнергетики. В кн. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование. Новосибирск: Наука, 2015. 446 с.
- 2.23. Воропай Н.И., Иванова Е.Ю. Многокритериальный анализ решений при планировании развития энергетических систем // Электричество, 2000. № 11. С. 2-9.
- 2.24. Voropai N.I. Multy-Criteria Problems in Electric Power System Expansion Planning // Energy Systems Research. 2018. Vol. 1. № 2. P. 27-34.

## Глава 3. ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНДИКАТИВНОГО АНАЛИЗА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ ОЦЕНКИ И СРАВНЕНИЯ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ТЭК

### 3.1. Зависимость состава и значимости индикаторов энергетической безопасности от целей прогноза и рассматриваемой перспективы

Индикативный анализ состояния ЭБ включает определение состава, численной оценки и значимости индикаторов, а также конструирование обобщающих показателей.

В зарубежной практике такие показатели – комплексные индексы ЭБ (КИЭБ) могут иметь иерархическую структуру: состоять их 2-3 уровней, на каждом из которых индикаторы объединяются в группы с разными весами [3.1]. Такой индекс можно представить следующим образом [3.2]:

$$\text{КИЭБ} = \sum_{i=1}^3 \left( s_i \sum \left( s_{ij} \sum s_{ijk} \cdot I_{ijk} \right) \right),$$

где  $I_{ijk}$  – значение индикатора  $i$ ;  $l$  – его номер в соответствующей группе,  $m$  – номер группы в определенном блоке,  $s_{ijk}$  – вес индикатора в группе,  $s_{ij}$  – вес группы в блоке.

При оценке текущего состояния ЭБ разных стран применяется от 12 (Мировой Энергетический Форум) до 34 (Международный Энергетический Совет) и более индикаторов.

В России для этой цели в [3.3] предлагается использовать 37 индикаторов. Из них к числу наиболее важных объектов анализа относятся 14 [3.4]. В их число входят: доля природного газа в структуре первичных топливно-энергетических ресурсов), динамика уровня цен на ТЭР внутри страны, изменение энергоемкости ВВП, соотношение добычи и использования внутри страны разных видов топлива, доля экспорта ТЭР в общем объеме экспорта, доля в общем экспорте ТЭР продукции нефтепереработки и нефтехимии. Эти индикаторы можно использовать и при комплексной оценке ЭБ прогнозируемых вариантов развития ТЭК страны. Остальные предлагаемые в этой публикации индикаторы (объем неплатежей, забастовки, чрезвычайные ситуации на объектах ТЭК и другие) важны лишь при характеристике текущего состояния ЭБ.

Очевидно, что в условиях энергетического перехода даже для оценки текущего состояния ЭБ России потребуются расширить круг учитываемых факторов за счет таких индикаторов как эмиссия  $\text{CO}_2$  на человека, изменение площади лесов, разнообразие и стоимость источников энергоснабжения и других, используемых в международной практике индикативного анализа.

Представляется, что состав используемых индикаторов ЭБ должен зависеть от рассматриваемой перспективы. С увеличением горизонта прогнозирования не только уменьшается их число, но и увеличивается значимость отдельных индикаторов.

Возможный состав индикаторов для комплексной оценки состояния ЭБ в прогнозных исследованиях ТЭК России, показан в табл. 3.1. При его формировании учитывались: меняющиеся цели прогнозных исследований, зарубежный опыт и российские особенности – независимость от импорта энергоресурсов. Следует отметить, что предлагаемые индикаторы характеризуют, прежде всего, экономический и экологический аспекты ЭБ.

Значимость индикаторов и их рациональный состав при комплексной, обобщающей оценке состояния ЭБ зависят от рассматриваемой перспективы.

Таблица 3.1

**Возможный состав основных индикаторов для комплексной оценки состояния ЭБ вариантов развития ТЭК**

Угрозы	Индикаторы	Перспектива		
		до 5-7 лет	до 10-15 лет	более 15-20 лет
Экономические	Энергоемкость ВВП	+	+	+
	Доля в ВВП затрат на потребляемую энергию	+	+	+
	Душевое потребление ТЭР	+	+	
	Душевое потребление электроэнергии	+	+	
	Затраты на энергию и топливо в расходах населения	+	-	
	Цены на электроэнергию	+	+	+
	Динамика цен на топливо	+	+	
	Волатильность мировых цен на нефть	+	-	
	Доля энергетического экспорта в ВВП	+	-	
	Отношение прироста запасов ТЭР к их добыче	+	-	
Экологические	Доля ТЭК в ВВП	+	-	
	Доля ТЭК в общих капиталовложениях	+	-	
	Эмиссия CO <sub>2</sub> на душу населения	+	+	
	Карбоноёмкость экономики	+	+	+
Технологические	Эмиссия CO <sub>2</sub> от электростанций	+	+	+
	Доля безуглеродной генерации	+	+	
	Износ основных производственных фондов в отраслях ТЭК	+	-	
	Удельный расход топлива на электростанциях	+	+	
	Доля распределенной генерации	+	-	
	Резервные мощности электростанций	+	-	

Примечание. Целесообразность использования того или иного индикатора при конструировании обобщенного индекса ЭБ отмечена знаком плюс.

Важной и сложной проблемой, возникающей при конструировании обобщенного индекса ЭБ, является определение весов отдельных индикаторов. В настоящее время эти веса, как правило, задаются экспертно. Однако, если варианты развития ТЭК определяются с помощью оптимизационных моделей, то появляется возможность оценивать значимость некоторых индикаторов по их влиянию на решение (критерий оптимальности) модели.

Такой оценке может также помочь анализ опыта зарубежных организаций, определяющих и сравнивающих состояние ЭБ разных стран. При этом надо учитывать, что вес того или иного индикатора зависит от структуры интегрального индекса ЭБ и количества используемых индикаторов. Эта зависимость видна из табл. 3.2, в которой приведены некоторые индикаторы и их веса, используемых в практике Global Energy Institute (США) – US Energy Security Risk [3.5], International Energy Security Risk [3.6] и World Energy Council – World Energy Trilemma Index [3.7].

Из зарубежного опыта построения интегральных показателей ЭБ интересны не сами численные значения весов отдельных индикаторов, а их относительная значимость. Ее можно определить, сравнив вес данного индикатора с весом выбранного ведущего индикатора. Пример такого нашего подхода показан в табл. 3.3.

Таблица 3.2

**Веса некоторых индикаторов, используемые при комплексной оценке состояния ЭБ**

Индикаторы	Интегральные индексы ЭБ		
	US Energy Security Risk	International Energy Security Risk	World Energy Trilemma Index
Энергоемкость экономики	3,2	7,0	5,0
Душевое энергопотребление	2,5	3,0	-
Доля затрат на потребляемую энергию в ВВП	3,6	4,0	-
Затраты на энергию в расходах населения	1,7	3,0	-
Цены на электроэнергию	3,0	6,0	3,0
Цены на моторное топливо	9,0	7,0	3,0
Цены на газ	-	-	3,0
Волатильность цен на нефть	4,4	5,0	-
Разнообразие источников электро-снабжения	2,0	5,0	-
Доля безуглеродной генерации	1,1	2,0	5,0
Карбооемкость экономики	2,4	2,0	2,0
Эмиссия CO <sub>2</sub> на человека	1,6	2,0	1,0

Примечание. Включены лишь некоторые индикаторы, учитывающие в основном экономический и экологический аспекты ЭБ и не учитывающие страновые особенности, геополитический и технологический аспекты ЭБ.

Таблица 3.3

**Оценка сравнительной значимости некоторых индикаторов**

Индикаторы	Интегральные индексы ЭБ		
	US Energy Security Risk	International Energy Security Risk	World Energy Trilemma Index
Энергоемкость экономики	1,00	1,00	1,00
Душевое энергопотребление	0,90	0,60	-
Доля затрат на потребляемую энергию в ВВП	1,13	0,57	-
Затраты на энергию в расходах населения	0,46	0,43	-
Цены на электроэнергию	0,94	0,84	0,50
Цены на моторное топливо	2,80	1,00	0,70
Цены на газ	-	-	0,50
Волатильность цен на нефть	1,34	0,70	-
Разнообразие источников электро-снабжения	-	0,70	-
Доля безуглеродной генерации	0,34	0,29	0,83
Карбооемкость экономики	0,34	0,29	0,33
Эмиссия CO <sub>2</sub> на человека	0,50	0,29	0,17

Примечание. Значимость индикатора определялась путем сравнения его веса с весом индикатора «Энергоемкость экономики». Численные значения весов этих индикаторов приведены в табл. 3.2.

Источник: анализ зарубежной практики.

Из табл. 3.3 и из анализа других зарубежных источников следует, что с позиции ЭБ значимость цены электроэнергии оценивается в 1,2-1,9 раза выше значимости индикатора эмиссии CO<sub>2</sub>.

В России при оценке состояния ЭБ важно учитывать территориальные различия в условиях энергоснабжения [3.8]. При таком учете комплексный индекс ЭБ энергоснабжения страны упрощенно можно выразить следующим образом:

$$\text{КИЭБ} = \sum_r \gamma_r \sum_i I_{ri} \cdot \gamma_{ri},$$

где  $I_{ri}$  – индикатор  $i$  в регионе  $r$ ,  $\gamma_{ri}$  – его вес,  $\gamma_r$  – доля региона в энергопотреблении страны.

Возможен принципиально другой подход к комплексной оценке состояния ЭБ. Он основан на сравнении индикаторов с их задаваемыми пороговыми значениями.

### **3.2. Возможные подходы к оценке пороговых значений индикаторов экономической и энергетической безопасности**

Пороговые значения показателей, характеризующие критический уровень угроз национальной, экономической и энергетической безопасности, используются на разных уровнях управления. Это важный инструмент системного анализа, прогнозирования и социально-экономического планирования [3.9].

Необходимость разработки количественно измеряемых пороговых значений индикаторов содержалась еще в Государственной стратегии экономической безопасности России, утвержденной в 1996 г. В ней говорится о необходимости разработки количественных и качественных параметров (пороговых значений) состояния национальной экономики, выход за пределы которых обозначает угрозу для экономической безопасности страны.

Наиболее часто используемая в отечественной литературе трактовка термина пороговые значения экономической безопасности определяет их как предельные величины, не соблюдение которых препятствует нормальному развитию экономики и социальной сферы и приводит к формированию разрушительных тенденций в области не только производства, но и потребления [3.9]. Достижение или превышение порогового значения индикативного показателя экономической безопасности рассматривается как переход по данному показателю в область большой, в том числе неприемлемой опасности, нарушения нормального функционирования экономической системы.

Методические подходы к определению предельных значений экономической безопасности должны учитывать следующие факторы [3.10]: конкретных исторических условий развития; обострения проблем национальной безопасности в период кризисов и структурных преобразований; подвижность критериев и параметров национальной безопасности, их зависимость от уровня развития производительных сил, страновые различия; совокупность разных показателей, характеризующих состояние социально-экономической ситуации.

Следует отметить, что в Стратегии экономической безопасности Российской Федерации 2017 г. из характеризующих ее 40 показателей только три непосредственно относятся к энергетике: энергоемкость валового внутреннего продукта, баланс производства и потребления энергоресурсов (на душу населения), доля прироста запасов полезных ископаемых (по стратегическим видам) в общем объеме погашенных в недрах земли.

По аналогии с трактовками пороговых значений экономической безопасности, под пороговым значением энергетической безопасности можно понимать такие предельные значения показателей ЭБ, нарушение которых затрудняет устойчивое функционирование и развитие энергетики и экономики страны и может привести к формированию разрушительных тенденций в производстве и потреблении энергоносителей. С достижением

пороговых значений система не перестает функционировать, но переходит в зону нестабильности, в которой велика вероятность чрезвычайных ситуаций.

Рекомендация оценки и отслеживания отклонений показателей ЭБ от задаваемых их предельных значений содержится и в Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации 2019 года. Но общепринятых и сколько-нибудь обоснованных методов численной оценки пороговых значений показателей ЭБ нет. Как правило, эти оценки базируются на мнении экспертов.

В России теория и практика индикативного анализа ЭБ с использованием оценки пороговых значений отдельных индикаторов наиболее полно отражена в работах ИСЭМ СО РАН. В монографии 2022 г. [3.11] пороговыми называются такие значения показателей ЭБ, предложение или переход через которые (в общем случае – негативное отклонение от которых) признается сигналом опасности – реальной угрозы серьезного нарушения (опасного ослабления) надежности топливо- и энергоснабжения страны или отдельного региона.

В Методических рекомендациях по оценке состояния энергетической безопасности России на федеральном уровне, разработанных в 2013 г. [3.12], при мониторинге этого состояния рекомендуется с определенной периодичностью пересматривать используемую систему индикаторов, а их численные значения сравнивать с задаваемыми предельно допустимыми пороговыми значениями. По степени отклонения отдельных индикаторов или их совокупности (свертки) от их пороговых значений состояние ЭБ определяется как нормальное, предкризисное или кризисное.

В качестве примера, в табл. 3.4 приведены некоторые индикаторы и их пороговые значения, рекомендуемые в [3.13] для оценки текущего состояния ЭБ. Они определялись для 2017 г. на основе анализа данных статистики за предшествующие 10 лет. Так, значение индикатора «Выполнение инвестиционных программ отраслями ТЭК» было определено как предкризисное, если отношение фактического объема инвестиций к плановому составит 0,9 и как кризисное - при 0,8. Пороговое значение индикатора динамики средних по стране цен на газ в этот период рассматривалось как предкризисное, если годовой индекс превышает предыдущий на 5% с добавлением инфляции. Кризисное значение соответствует повышению на 10%.

Более поздние, скорректированные значения индикаторов приведены в табл. 3.5. Представляется, что в прогнозных исследованиях ТЭК этот состав индикаторов с одной стороны, избыточный, а с другой, – недостаточный для характеристики экономического и экологического аспектов ЭБ.

Способы оценки пороговых значений индикаторов ЭБ (как и состав индикаторов) должны зависеть от решаемой задачи и быть разными при мониторинге текущего состояния и при прогнозных исследованиях.

При численной оценке пороговых значений некоторых индикаторов ЭБ, относящихся к исходным данным, можно ориентироваться на имеющиеся директивные документы и на целевые установки, определяемые энергетической стратегией и долгосрочной государственной энергетической политикой.

Полезным в определении некоторых пороговых значений индикаторов ЭБ может быть выявление устойчивых границ в динамике энергетики и экономики. Наглядным примером может служить т.н. константа Башмакова [3.14]. Ее автор обнаружил, что если в какой-либо стране объем расходов на все энергоносители, отнесенные к ВВП, больше 10-11%, то экономика этой страны будет терять способность к быстрому экономическому росту. Если эта пропорция ниже 8%, то практически гарантировано, что эта экономика не сможет быстро повышать энергоэффективность, потому что энергетический ресурс обходится очень дешево. Отношение расходов на энергию и ВВП как маятник колеблется в узком диапазоне с верхней границей близкой к 10-11% и нижней – близкой к 7-8%. Из анализа А. Конопляника [3.15] этот диапазон на длительных отрезках времени характерен как для стран-импортеров, так и стран-экспортеров и проявляется не только в энергетике в целом, но и в отдельных ее

секторах. Потеря устойчивости экономического роста при превышении константы Башмакова подтверждает анализ статистических данных разных стран. Результаты такого анализа, например, в США приведены в [3.16].

Таблица 3.4

**Пример предлагаемых пороговых значений индикаторов энергетической безопасности России на федеральном уровне**

Индикатор	Пороговое значение, %		Примечание
	Предкризисное	Кризисное	
Отношение годового прироста балансовых запасов ТЭР к объему их добычи	1,6	1,4	Не более
Доля природного газа в балансе ТЭР	50	55	Не более
Динамика уровня цен внутри страны на основные виды ТЭР для всех видов топлива для газа	1	3	Не выше (+ инфляция)
	5	10	
Выполнение инвестиционных программ: в электроэнергетике в газовой отрасли	80	70	Не менее
	85	75	
Относительное изменение (требуемое снижение) энергоемкости ВВП	3	2	Не менее
Изменение доли экспорта ТЭР в общем экспорте	-5	5	В диапазоне
Изменение доли продукции нефтепереработки и нефтехимии в общем объеме экспорта ТЭР	5	-5	В диапазоне
Стабильность (недопоставка) обеспечения потребителей разными видами ТЭР	0,2	0,4	Не более
Уровень потенциальной обеспеченности спроса на котельно-печное топливо и электроэнергию на территории в условиях резкого похолодания			Разные в разных регионах

Примечание. Предельно допустимые значения показателей, предложенные для оценки состояния ЭБ в рассматриваемом (текущем) году

Источник: обобщение материалов [3.13]

Таблица 3.5

**Отдельные индикаторы, характеризующие уровень надежности топливно- и энергоснабжения потребителей, и предварительная оценка их пороговых значений**

Группа объектов мониторинга	Наименование индикатора, размерность	Пороговое значение
1	2	3
1. Оборудование и технологии	Средневзвешенное по ЭЭС отношение мощности крупнейшей электростанции к установленной мощности	Не более 15-20
	Доля образцов отечественного оборудования для отраслей ТЭК, из всего производимого в отчетном году, соответствующих или превосходящих технический уровень стран ОЭСР, %	Не более 15-20
	Средний физический износ ОПФ по отраслям ТЭК, %	Не более 40-45
	Доля ОПФ, выработавших ресурс, в общей стоимости ОПФ по отраслям, %	Не более 5-7

1	2	3
2. Энергетический баланс	Средневзвешенная обеспеченность регионов России собственной электроэнергией, %	Не менее 60-70
	Средневзвешенная обеспеченность федеральных округов России собственными первичными ТЭР в отчетном году, %	Не менее 45-50
	То же, собственной электроэнергией, %	Не менее 75-85
	Обеспеченность России собственными первичными ТЭР, ожидаемая через 10 лет	Не менее 90-95
	Доля собственных теплоисточников в сфере промышленного теплопотребления, %	Не менее 60-70
	Доля объектов среди недопускающих перерывов в электроснабжении, имеющих недостаточную мощность собственных аварийных электроисточников, %	Не более 1-3
	Доля доминирующего вида топлива в структуре котельно-печного топлива европейской части России, %	Не более 50-60
	Относительный суммарный недоотпуск ТЭР всем потребителям России, %	Не более 2-4
	Доля котлов ТЭС по их производительности, реально готовых работать на двух или более взаимозаменяющих видах топлива, %	Не менее 20-30
3. Резервы и запасы	Отношение прироста за отчетный год разведанных извлекаемых запасов нефти к годовой добыче, %	Не менее 2,0
	То же, в отношении газа, %	Не менее 1,6
	То же, в отношении угля, %	Не менее 1,5-2,0
	Превышение реальных производственных возможностей ТЭК России по поставкам КПП над годовым спросом (с учетом экспорта) – в отчетном году и в перспективе до 10 лет, %	Не менее 8-10
	То же, по поставкам моторного топлива, %	Не менее 8-9
	Относительная величина полного резерва мощности ЕЭЭС России с учетом изолированных ЭЭС и энергоузлов, %	Не менее 8-10
	Запасы угля на складах всех категорий в сутках среднеянварского расхода, сут.	Не менее 40-45
	То же, только государственные страховые запасы,	Не менее 6-8
4. Экономика и финансы	Относительное снижение энергоемкости ВВП России за год, %	Не менее 1-2
	Средний удельный расход топлива на производство теплоты всеми теплоисточниками, кг у.т./Гкал	Не более 180-190
	Отношение годовых инвестиций в ТЭК к стоимости его основных фондов, в неизменных ценах, %	Не менее 4-5
	Доля годовых инвестиций в энергосбережение к общим инвестициям в ТЭК, %	Не менее 20-30
	Коэффициент обновления основных производственных фондов ТЭК, %	Не менее 4-5
	Отношение суммарной просроченной кредиторской задолженности предприятий ТЭК на конец отчетного года к годовому объему продукции ТЭК, %	Не более 4-7
	Отношение суммарной просроченной дебиторской задолженности предприятиям ТЭК на конец отчетного года к годовому объему продукции ТЭК, %	Не более 5-8
	Доля импорта в суммарном объеме поставок оборудования для ТЭК, %	Не более 20-30

Источник: [3.11]

При определении пороговых значений рассматриваемых индикаторов важен анализ тенденций их изменения (с учетом их связи с условиями развития экономики и энергетики). Ориентиром может быть верхняя граница колебания показателя – среднеквадратичное отклонение от тренда ( $\sigma$ ). При этом за его пороговое значение можно принимать, например, отклонение на  $2\sigma$ .

Важным методическим инструментом численной оценки пороговых значений многих определяемых в прогнозах индикаторов ЭБ являются оптимизационные модели ТЭК, его отраслевых систем и макроэкономики. Они позволяют определять влияние на используемый критерий оптимальности (функционал модели) изменения исходных и искомых показателей в заданных условиях и требованиях сбалансированного развития. В зависимости от целей и объекта прогнозных исследований функционалом могут быть, например, минимум стоимости энергоснабжения или максимум ВВП. При этом, однако, возникает проблема определения допустимых границ изменения самого этого критерия.

В общем случае можно использовать представление о том, что на погрешность результатов расчета влияет неопределенность исходных данных. Тогда

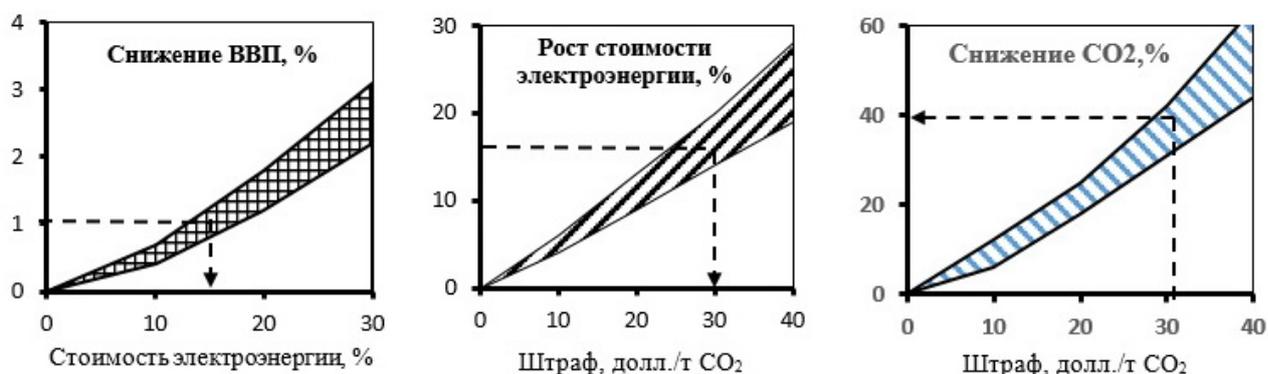
$$\Delta F \leq \sum_i Y_i \gamma_i$$

где  $\Delta F$  – приемлемая погрешность функционала модели (в %),  $Y_i$  – интервал неопределенности исходных данных,  $\gamma_i$  – их относительная значимость (степень влияния на функционал).

По влиянию на макроэкономические показатели можно, например, определить пороговое значение одного из основных индикаторов ЭБ – темпов роста стоимости электроэнергии. Изменение динамики этого показателя влияет на значение многих других индикаторов.

Для оценки порогового значения роста стоимости электроэнергии надо принять предельно допустимое снижение ВВП от заданного в данном сценарии развития экономики и ТЭК. Оно может служить ориентиром приемлемого отклонения стоимости электроэнергии от его значения в рассматриваемом варианте развития ТЭК. В свою очередь, задаваемое пороговое значение стоимости электроэнергии повлияет на структуру ввода электростанций, на эмиссию  $\text{CO}_2$  и других прогнозируемых или задаваемых показателей.

Это влияние видно на рис. 3.1, иллюстрирующего возможные последствия предлагаемых штрафов за выбросы  $\text{CO}_2$  от электростанций. Расчеты проводились на системе оптимизационных моделей для одного из вариантов возможного развития электроэнергетики в Европейской части страны, включая Урал.



**Рис. 3.1. Иллюстрация взаимозависимости индикаторов ЭБ и их пороговых значений**

Из этих экспериментальных расчетов следует, что если заданное снижение ВВП не должно превышать 1%, то рост стоимости электроэнергии не может быть выше ориентировочно 15%. Это требование означает, что штраф за эмиссию не может быть больше 30 долл./т CO<sub>2</sub>. В этом случае пороговое значение, характеризующее эмиссию этого парникового газа, не должно превышать 40%.

Следует отметить, что с увеличением горизонта прогнозирования уменьшается как важность некоторых индикаторов, так и необходимость определения их пороговых значений. При этом снижается ценность численных оценок и повышается целесообразность качественной характеристики будущего состояния ЭБ. В оценке этого состояния все большую роль начинает играть анализ стратегических угроз и устойчивость развития систем энергоснабжения.

### Список литературы к гл. 3

3.1. Handbook on Constructing Composite Indicators: methodology and user guide / OESD, 2018. 152 p.

3.2. Augutis J., et all. Integrated energy security assessment // Energy. 2017. V. 138. P. 890-901.

3.3. Методические рекомендации по оценке состояния энергетической безопасности Российской Федерации на федеральном уровне. / Под ред. С.М. Сендерова. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. 35 с.

3.4. Сендеров С.М., Рабчук В.И. Состояние энергетической безопасности России на федеральном уровне: методические подходы к оценке и основные результаты // Известия РАН. Энергетика. 2018. № 2. С. 3-12.

3.5. Index of U.S. Energy Security Risk (2018 Edition) / Global Energy Institute, U.S. Chamber of Commerce, 2018. 92 p.

<https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/us-energy-security-risk-2018.pdf>

3.6. International Index of Energy Security Risk (2018 Edition) / Global Energy Institute, U.S. Chamber of Commerce, 2018. 88 p.

3.7. WEC. World Energy Trilemma 2019 Map, 2019. – 79 p. URL: [https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WETrilemma\\_2019\\_Full\\_Report\\_v4\\_pages.pdf](https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WETrilemma_2019_Full_Report_v4_pages.pdf)

3.8. Смирнова С.М., Сендеров С.М. Энергетическая безопасность регионов России: состояние и тенденции изменения за последние шесть лет // Энергетическая политика. – 2018. № 1. С. 16-23.

3.9. Сенчагов В.К. Экономическая безопасность России: Общий курс: учебник. М.: Дело, 2005. 896 с.

3.10. Попов А.И. Система индикаторов и пороговые значения экономической безопасности России. В кн. Экономическая теория: Учебник для ВУЗов. С.-Пб: Питер, 2006. 544 с.

3.11. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Крупенев Д.С. и др. Надежность топливо- и энергоснабжения потребителей с позиций обеспечения энергетической безопасности. Новосибирск: СО РАН, 2022. 132 с.

3.12. Методические рекомендации по оценке состояния энергетической безопасности Российской Федерации на федеральном уровне / Под ред. С.М. Сендерова – Иркутск, 2013. 35 с.

3.13. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Пяткова Н.И., Воробьев С.В. Обеспечение энергетической безопасности России: выбор приоритетов. Новосибирск: Наука, 2017. 116 с.

3.14. Bashmakov I. Three Lows of Energy Transition // Energy Policy. July 2007. P. 3583-3594.

3.15. Конопляник А. Энергетическое самоубийство Европы // Эксперт. 2022. № 11. С. 80-84.

## **Глава 4. МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ЧИСЛЕННОЙ ОЦЕНКЕ СТРАТЕГИЧЕСКИХ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

### **4.1. Общая характеристика угроз энергетической безопасности**

Угрозы ЭБ по характеру возникновения, проявления и последствий можно сгруппировать как: экономические, социально-политические, технологические, природные, внешнеэкономические и другие.

Стратегические угрозы ЭБ имеют системный характер и чреваты долговременным и масштабным сдерживанием темпов развития национальной экономики [4.1]. Состав угроз меняется в зависимости от решаемой задачи, рассматриваемого временного периода и сценариев развития экономики и энергетики.

При анализе выполнения требований ЭБ в случае реализации различных направлений развития ТЭК страны до 2020 г. к внутренним угрозам, оказывающим влияние на современную ситуацию в энергетике в [4.2,4.3], были отнесены:

- дефицит инвестиций, способный привести к некомпенсируемому выбытию производственных мощностей объектов энергетического производства в условиях высокой изношенности оборудования и его низкого технического уровня;
- объективное ухудшение состояния сырьевой базы ТЭК и атомной энергетики;
- низкая инновационная активность в энергетике и в смежных отраслях (в особенности в энергетическом машиностроении), приводящая к отставанию в освоении критически важных технологий;
- недостаточная конкурентоспособность отдельных видов ТЭР, что не обеспечивает необходимой диверсификации структуры ТЭБ регионов и страны в целом;
- дефицит энергоресурсов и срывы энергоснабжения в отдельных регионах России (Дальний Восток и районы Крайнего Севера);
- недостаточное внимание к освоению местных, в том числе нетрадиционных возобновляемых источников энергии;
- неудовлетворительное формирование необходимых сезонных запасов топлива, особенно в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- зависимость предприятий ТЭК от импорта оборудования, сервисных и инжиниринговых услуг;
- высокая энергоемкость отечественной продукции, отсутствие либо незавершенность отраслевых и региональных программ по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

В Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации 2019 г. перечислены следующие риски, связанные с внутренними вызовами и угрозами ЭБ:

- а) несогласованное развитие отраслей топливно-энергетического комплекса и видов деятельности в сфере энергетики, включая экспорт продукции и услуг организаций ТЭК, в условиях ограниченного государственного контроля и регулирования;
- б) отсутствие в долгосрочной перспективе определенности относительно спроса на продукцию и услуги организаций ТЭК в субъектах Российской Федерации;
- в) низкая эффективность осуществляемых субъектами ЭБ мер по поддержанию финансовой устойчивости организаций ТЭК при наступлении неблагоприятных условий, таких как рост неплатежей за поставленные организациями ТЭК энергоресурсы и оказанные

ими услуги, увеличение транспортных расходов и капитальных затрат таких организаций при освоении нефтегазовых месторождений, находящихся в удаленных местностях, усложнение компонентного состава нефтегазовых месторождений;

г) чрезмерная финансовая нагрузка на организации ТЭК в результате увеличения размеров налоговых, таможенных и иных платежей;

д) избыточность требований, касающихся обеспечения экологической безопасности при осуществлении деятельности в отраслях ТЭК, рост затрат организаций ТЭК на обеспечение выполнения таких требований;

е) необоснованная монополизация в отраслях ТЭК и неравные условия конкуренции в конкурентных видах деятельности в сфере энергетики;

ж) высокий уровень износа основных производственных фондов организаций ТЭК, низкая эффективность использования и недостаточные темпы обновления этих фондов;

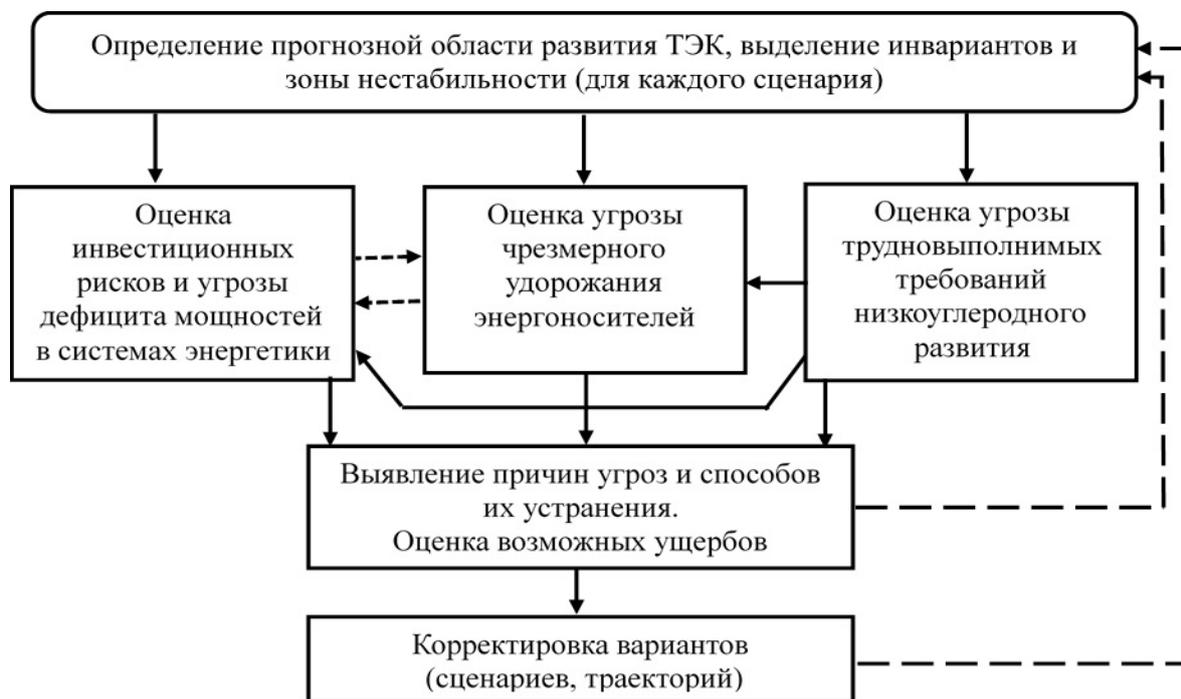
з) нерациональное потребление энергоресурсов;

и) недостаточные темпы реагирования системы профессионального образования на изменение потребности организаций ТЭК в квалифицированных кадрах.

Очевидно, что некоторые из этих угроз обусловлены современным состоянием и являются временными. При рассмотрении отдаленной перспективы снижается их актуальность, но появляются новые угрозы.

При анализе стратегических угроз ЭБ важно различать: постоянные и временные, основные и вторичные, угрозы функционированию и развитию системы. Методы их анализа и оценки зависят от характера (типа) угроз.

Среди стратегических угроз, характеризующих экономический аспект ЭБ можно выделить три взаимосвязанные угрозы (рис. 4.1).



**Рис. 4.1. Задачи, решаемые при исследовании и количественной оценке основных стратегических угроз экономической безопасности**

Угроза дефицита мощностей – возможное отставание развития топливных баз, электроэнергетики и транспортной инфраструктуры от растущих потребностей в топливе и энергии – является одной из основных стратегических угроз ЭБ. Она может быть вызвана инерционностью ТЭК, недостатком времени на сооружение энергетических объектов,

развитие инфраструктуры и сопряженных производств. Другим препятствием своевременному вводу требуемых мощностей могут стать ресурсные ограничения (финансовые, материальные, трудовые).

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

Новой стратегической угрозой ЭБ России становится энергетический переход к низкоуглеродному развитию, порождающий серьезные экономические, геополитические и технологические риски. По экспертным оценкам ускоренная реализация этого перехода потребует беспрецедентно высоких затрат на энергию и вызовет дополнительную ценовую нагрузку на потребителей энергоносителей.

Особенности этих стратегических угроз на примере электроэнергетики показаны в табл. 4.1.

Таблица 4.1

**Особенности стратегических угроз экономического характера  
развитию электроэнергетики**

Угроза	Причины возникновения	Последствия	Способы предотвращения угроз или снижения ущерба
Дефицит мощности	Ускорение роста спроса на энергию, недостаток ресурсов для инвестиций, недостаток времени, ужесточение требований, проблемы с обеспечением топливом и новыми технологиями	Рост цен на электроэнергию, экономические ущербы у потребителей, социальные проблемы	Увеличение резервов, дополнительное развитие межсистемных связей, снижение стоимости топлива, благоприятная для инвесторов налоговая политика, развитие распределенной генерации
Чрезмерный рост стоимости электроэнергии	Увеличение затрат на генерацию (в т.ч. из-за роста цены газа)	Удорожание энергоемкой продукции и снижение ее конкурентоспособности на внешних рынках, снижение жизненного уровня населения	Энергосбережение, снижение энергоемкости ВВП, повышение ценовой эластичности спроса, снижение стоимости топлива (газа), развитие новых технологий
Экономические потери от ускоренного перехода к низкоуглеродному развитию	Жесткие требования по снижению выбросов CO <sub>2</sub> , инерционность производственной структуры	Повышение стоимости электроэнергии, снижение темпов экономического роста	Повышение доли ВИЭ, АЭС и ГЭС, развитие новых технологий, рациональная политика в отношении углеродных тарифов

Угрозы экономического характера могут быть охарактеризованы набором индикаторов, приведенным в табл. 4.2.

Важно подчеркнуть, что состав индикаторов для характеристики стратегических угроз должен отличаться от их состава, используемого для комплексной оценки состояния ЭБ.

Таблица 4.2

**Индикаторы, характеризующие экономические угрозы  
долгосрочному развитию энергетики**

Угрозы и причины	Индикаторы
<b>Дефицит новых мощностей</b> Недостаток стимулов для инвестиций	Инвестиционные риски проектов и вариантов Доля проектов с недопустимым риском Вероятность угрозы дефицита и его влияние на развитие систем и на макроэкономику
Проблемы в требуемом развитии сопряженных отраслей и инфраструктуры	Требуемый прирост полных (прямых и косвенных) капиталовложений, затрат трудовых и других ресурсов для ускорения развития электроэнергетики
Временные ограничения (инерционность электроэнергетики и экономики страны)	Соотношение сроков строительства ЭС и времени на упреждающее развитие сопряженных производств и инфраструктуры
<b>Неприемлемая динамика стоимости электроэнергии</b> Противоречия интересов производителей и потребителей	Снижение темпов ВВП при удорожании электроэнергии. Соотношение рыночных цен на электроэнергию и цен, обеспечивающих минимальную рентабельность функционирования и развития электроэнергетики
Низкая адаптивность экономики	Ценовая эластичность спроса на энергию на региональных рынках
Высокая энергоемкость	Доля затрат на электроэнергию в ВВП
Неопределенность конъюнктуры на энергетических рынках	Вероятное отклонение динамики стоимости генерации электроэнергии от ожидаемой

Численная оценка стратегических угроз ЭБ должна включать: определение времени, условий и вероятности появления, а также значимости этих угроз – возможного ущерба при их реализации и затрат на их предотвращение. Предлагаемые методические подходы к такой оценке представлены ниже.

**4.2. Методические подходы к решению задачи количественной оценки угрозы дефицита мощностей**

Для характеристики этой угрозы могут быть использованы показатели, представленные в табл. 4.3, для численной оценки которых требуется использование соответствующих экономико-математических моделей.

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

В большей степени требованиям к оценке угрозы дефицита мощностей удовлетворяет модель, специально разработанная в ИСЭМ СО РАН для оценки состояния систем энергетики и ТЭК в нештатных ситуациях при разных заданных вариантах их развития [4.4]. Решается задача оптимизации балансов топливно-энергетических ресурсов по регионам России в условиях возможных возмущений.

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

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

Примечание. Индикаторы определяются для отдельных лет прогнозного периода, но учитывают особенности (в т.ч. ущербы) рассматриваемого варианта (сценария) в динамике.

Целевая функция модели имеет следующий вид:

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

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

Задача оценки возможных нештатных ситуаций в ТЭК и исследование вариантов его развития с позиций энергобезопасности требует весьма детального описания отраслевых систем с подробным учетом особенностей регионов (в модели выделено 90 территорий). При этом еще дополнительно решается (с использованием специальных потоковых моделей)

задача оценки потенциальных возможностей нефте- и газоснабжения по удовлетворению потребителей в условиях чрезвычайных ситуаций.

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

Рассмотрение угрозы возможного дефицита в энергоснабжении регионов без должного учета динамики ограничивает выбор возможных способов его преодоления только за счет изменения запасов, транспортных потоков топлива и энергии и других мероприятий, не требующих очень больших капиталовложений и большой заблаговременности. Этот недостаток описанной статической модели становится все более значительным с увеличением рассматриваемой перспективы. Он может быть ослаблен при ее использовании в увязке с динамической, но более агрегированной оптимизационной моделью ТЭК.

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

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

С учетом вышеизложенного, предлагается количественную оценку стратегической угрозы дефицита мощностей в ТЭК производить в ходе итеративных расчетов на уровне страны и регионов с учетом влияния на эти угрозы принимаемого сценария развития экономики и гипотезы о принципах формирования цен на энергоносители.

На уровне страны основное внимание уделяется угрозам недостаточного развития объектов общероссийской значимости (крупномасштабным проектам развития месторождений углеводородов, экспортных и межрегиональных газо- и нефтепроводов, межсистемных ЛЭП и т.д.). При этом основным инструментом для многовариантных (при разных ценах и условиях) расчетов являются оптимизационные модели ТЭК страны. Состав используемых моделей, их свойства (динамические, статические) и степень их детализации (агрегирования) зависят от горизонта прогнозирования.

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

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

Применительно к оценке рисков электроснабжения региона в данном году (периоде) расчеты могут вестись с использованием стохастических оптимизационных моделей (Приложение 1) по следующей схеме:

1. Расчеты, имитирующие возможные условия развития (сотни испытаний методом Монте-Карло) осуществляется таким образом, чтобы случайный выбор комбинации

исходных данных не нарушал известных или предполагаемых отношений (корреляций) между переменными.

2. Результаты испытаний анализируются статистически для оценки вероятности попадания каждой электростанции (с определенной мощностью) в оптимальные решения. По этим результатам определяются риски для потенциальных инвесторов реализации проектов отдельных станций. В общем случае такой риск равен отношению количества случаев попадания объекта (проекта) в оптимальное решение к общему количеству решений (испытаний).

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

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

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

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

Итоги всех расчетов дают представление о возможном (расчетном) изменении во времени инвестиционных рисков и угрозы дефицита мощности, его величины и вероятности при заданных сценариях развития экономики и при разных гипотезах о формировании цен в ТЭК.

Таблица 4.4 на условном примере иллюстрирует зависимость рискованности для потенциального инвестора дополнительного ввода АЭС от цен на топливо, спроса на электроэнергию и характера неопределенности исходных данных (включая технико-экономические показатели разных типов электростанций). Из нее видно, что риск ввода 800 МВт в рассматриваемых условиях не превышает 10%, а при суммарном вводе 1700 МВт он возрастает до 34-46% при дорогом газе и до 42-55%, если газ будет дешевле на 25%. Очевидно, что снижению инвестиционных рисков способствует увеличение потребностей в электроэнергии и повышение надежности прогнозов исходных данных.

Таблица 4.4

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

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

Примечание. Расчеты для одного из сценариев развития ЕЭС в период 2020-2025 гг. Первые цифры – при нормальном распределении исходных данных, вторые – при их интервальной неопределенности.

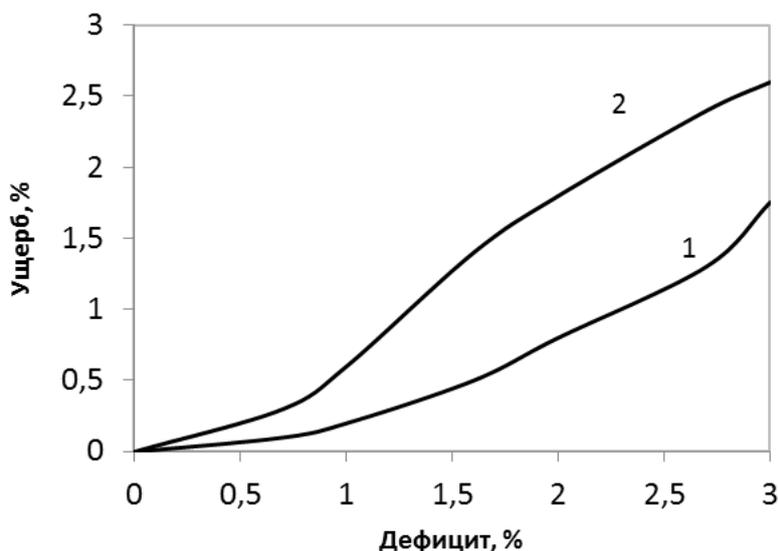
Комплексная оценка угрозы дефицита мощности в электроэнергетике и других отраслях ТЭК требует также оценки возможного ущерба в случае ее реализации. Из анализа зарубежных и отечественных источников следует, что минимальный ущерб от перерывов в энергоснабжении оценивается в 6-10 долл./кВтч.

Эти цифры характеризуют ущербы от краткосрочного дефицита электроэнергии. Ущерб от длительного дефицита, обусловленные отставанием мощностей в ТЭК от требуемого его развития, на порядок значительнее. Для их оценки могут быть использованы межотраслевые модели.

Длительный (от одного года до нескольких лет) и крупномасштабный (от нескольких миллионов тонн условного топлива или десятков миллиардов кВтч) дефицит того или иного энергоносителя приводит к относительному снижению производства продукции в отраслях-потребителях топлива и энергии, а также к снижению спроса на продукцию смежных с ТЭК отраслей-поставщиков. Причем вовлекаемые цепочки производственных связей могут быть весьма длинными. Они обрываются в случае замещающего импорта, но дополнительный импорт для сохранения платежного баланса страны может потребовать увеличения экспорта продукции, имеющей спрос на внешних рынках. Ее дополнительное производство также требует энергии. Ущерб от недостаточного развития энергетики могут продолжаться и после ликвидации дефицита, особенно если он затормозит развитие фондообразующих отраслей и снизит инвестиционные ресурсы. Все это усложняет межотраслевые производственные связи, заставляет учитывать их динамический характер и неоднозначность.

Протяженность и сила негативного влияния дефицита энергоносителей в большой степени зависят от того, как его влияние распространяется по отдельным отраслям и регионам.

Для оценки возможного макроэкономического ущерба от дефицита мощности электростанции нами использовалась динамическая оптимизационная модель МИДЛ [4.5], основанная на принципах межотраслевого баланса. На рис. 4.2 и в табл. 4.5 приведены результаты экспериментальных расчетов. Они свидетельствуют о нелинейной зависимости ущерба от величины дефицита и его продолжительности.



**Рис. 4.2. Зависимость макроэкономического ущерба от величины годового дефицита мощности в электроэнергетике**

1 - ВВП, 2 – промышленность

Примечание. Сравнение с базовым вариантом одного из сценариев развития ТЭК в период 2025-2030 гг.

Источник: расчеты на макроэкономической модели МИДЛ.

**Возможный экономический ущерб при 1%-ом продолжительном (более одного года) дефиците электроэнергии**

Показатель	Отклонение от базового варианта, %
ВВП	0,4-0,5
Валовая продукция промышленности	0,7-1,0
Строительство	1,0-1,1

Источник: расчеты на модели МИДЛ для одного из сценариев развития ТЭК в период 2025-2030 гг.

Необходимо подчеркнуть большую условность (иллюстративный характер) приведенных результатов. В расчетах лишь в самом первом приближении учитывалась возможность адаптации экономики и энергетики к дефициту электроэнергии за счет экспорта и импорта продукции ТЭК и других отраслей. Совсем не учтена ценовая эластичность спроса на электроэнергию и финансовый аспект проблемы дефицита.

### 4.3. Оценка угрозы неприемлемого роста цен на энергоносители

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

Следует отметить, что большое внимание оценке влияния ценового фактора на энергетическую безопасность за рубежом стало уделяться после резкого увеличения мировых цен на нефть в 1979-80 гг. В 1986 г. по указанию президента Рейгана несколькими университетами и правительственными организациями был проведен анализ энергетической и национальной безопасности, сфокусированный на оценке экономического ущерба от нефтяного шока. Исследования, в частности, показали, что повышение мировых цен на нефть на один процент может вызвать рост других цен на товары и услуги ориентировочно на 0,69% и снижение ВВП США на 0,21%.

В настоящее время, как отмечает Международное Энергетическое Агентство [4.6], цены электроэнергии становятся все более важным фактором энергетической политики.

Долгосрочная экономическая и социальная политика государства определяется с учетом ожидаемой конъюнктуры внешних и внутренних энергетических рынков. В официальных документах, относящихся к перспективам развития ТЭК страны, содержится несколько сценариев динамики цен на топливо. С ними связываются и прогнозы ожидаемых цен на электроэнергию в регионах.

Долгосрочные прогнозы стоимости электроэнергии характеризуются большой и растущей неопределенностью. Это вызвано волатильностью цен на топливо для электростанций, появлением новых технологий и изменением их технико-экономических показателей, неопределенностью спроса на электроэнергию, меняющейся конъюнктурой на мировых энергетических рынках. К этим постоянно действующим факторам неопределенности добавляется стратегия перехода на низкоуглеродное развитие экономики и энергетики.

Угрозы энергетической безопасности, связанные с возможным значительным превышением предполагаемых (планируемых) цен на электроэнергию на перспективу до 5-7 лет, можно определять с помощью индикативного анализа, используя индикаторы ЭБ, приведенные в табл. 4.6.

По степени отклонения значений этих индикаторов от их пороговых значений можно судить о серьезности ценовой угрозы ЭБ для отдельных регионов или для страны в целом. Для комплексной (обобщенной) оценки этой угрозы каждому индикатору надо экспертным

путем придать удельный вес. Представляется, что наиболее значимыми из приведенных в табл. 4.6 на уровне страны являются два первых индикатора.

Таблица 4.6

**Индикаторы ЭБ, характеризующие угрозы неприемлемого роста цен на электроэнергию**

Индикаторы	Территория и значимость	
	Страна	Регион
Снижение темпов ВВП при удорожании электроэнергии (%/%)	++	
Доля затрат на энергию в ВВП	++	+
Доля затрат на энергию в расходах населения	+	++
Доля затрат на электроэнергию в себестоимости энергоемкой продукции	+	++
Соотношение ожидаемых рыночных цен на электроэнергию и себестоимость ее производства	+	++
Ценовая эластичность спроса на энергию	+	+
Ширина диапазона неопределенности динамики цен на электроэнергию	+	
Волатильность цен	+	-

Примечание. Степень важности индикатора характеризуется знаком «плюс» (два знака – наиболее важный)

В группу индикаторов, отражающих зависимость экономики и социальной сферы от изменения стоимости продукции ТЭК, может входить ценовая эластичность спроса на топливо и энергию на региональных рынках, но основными должны быть показатели снижения абсолютной величины или темпов роста макропоказателей (ВВП, конечного потребления, инвестиций в основной капитал) на каждый процент удорожания топлива или электроэнергии для потребителей. Разновидностью этого индикатора ЭБ может быть изменение макропоказателей при отклонении динамики цен от тренда или от значений в базовом варианте.

Количественная оценка влияния изменения стоимости топлива и энергии на динамику макроэкономических показателей требует учета основных взаимосвязей энергетики и экономики (рис. 4.3).

Применение комплекса экономико-математических моделей позволяет надеяться на повышение обоснованности прогнозных оценок возможных макроэкономических последствий изменения цен на топливо и энергию.

Такого рода комплекс (МЭСТЭК) разработан в ИСЭМ СО РАН (рис. 4.4). Он используется наряду с оптимизационными моделями ТЭК страны и электроэнергетики.

Расчеты на этом комплексе ведутся по следующей схеме:

1. Модели настраиваются на базовый вариант развития экономики и энергетики, предполагающий определенную динамику цен на энергоносители и штрафы на CO<sub>2</sub>. Задаются варианты изменения этих показателей.

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

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



**Рис. 4.3. Упрощенная схема влияния изменения стоимости энергоносителей на динамику макропоказателей**

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

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

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

Результаты экспериментальных расчетов по этой схеме приведены в табл. 4.7 и 4.8.

Полученные численные оценки, при всей их условности, показывают характер и значимость негативного влияния на экономику страны удорожания электроэнергии. Согласно нашим расчетам, на каждый процент увеличения ее стоимости (сверх инфляции) среднегодовые темпы ВВП могут замедлиться примерно на 0,08%. В настоящее время эластичность ВВП по цене электроэнергии, по-видимому, выше. Так, авторы Аналитического доклада ФЭК [4.7] утверждают, что при росте относительных цен на энергию естественных монополий на 10% рост ВВП замедляется на 1,2-2% в год.

Согласно результатам модельных исследований, приводимых в ИНЭИ РАН [4.8,4.9], эластичность темпов роста ВВП по цене электроэнергии в нашей экономике составляет – 0,16, а в средне- и долгосрочной перспективе эта чувствительность снижается до 0,12.

Ожидаемое уменьшение негативного влияния удорожания электроэнергии на макроэкономику объясняется предполагаемым снижением электроемкости в большинстве отраслей, а также структурными изменениями в производственной сфере.



**Рис. 4.4. Система моделей для приближенной оценки макроэкономических последствий ценовой политики в ТЭК**

Примечание. Характеристика моделей, входящих в комплекс МЭСТЭК, приведена в [4.5].

Количественная оценка возможного ущерба для экономики и социальной сферы от чрезмерного удорожания энергоносителей или от дефицита мощностей в ТЭК – наиболее сложная проблема при определении стратегических угроз и соответствующих индикаторов энергетической безопасности. Но без такой оценки трудно рассчитывать на достоверность оценок пороговых значений индикаторов, превышение которых может привести к критической ситуации в ТЭК и в экономике страны или региона.

Имеющийся методический инструментарий лишь в самом первом приближении позволяет оценить возможное влияние разной динамики стоимости энергоносителей на инвестиционную политику энергетических компаний, реакцию потребителей и макроэкономические показатели. Для повышения обоснованности таких оценок требуется существенное развитие не только моделей, но и способов учета сложных взаимосвязей между разными стратегическими угрозами.

Таблица 4.7

**Минимальное повышение цен в некоторых отраслях народного хозяйства при удорожании электроэнергии**

Отрасль	Рост тарифов, %		
	в 1,2 раза	в 1,5 раза	в 2 раза
Машиностроение и металлообработка	1,3	3,3	6,6
Строительство	0,7	1,7	3,5
Нефтепереработка	1,1	2,8	5,7
Газовая промышленность	0,5	1,3	3,6
Угольная промышленность	1,1	2,6	5,3
Черная металлургия	1,9	4,7	9,3
Цветная металлургия	2,8	6,9	14,0
Химическая и нефтехим. промышленность	1,8	4,4	8,8
Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность	1,1	2,7	5,4
Промышленность стройматериалов	1,3	3,2	6,6
Легкая промышленность	1,0	2,5	4,9
Пищевая промышленность	1,3	3,7	7,3
Сельское хозяйство	0,9	2,2	4,4

Примечание. Для ожидаемых условий развития ТЭК в 2030-35 гг.

Источник: экспериментальные расчеты авторов.

Таблица 4.8

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

Показатели	Рост тарифов		
	в 1,2 раза	в 1,5 раза	в 2 раза
Инфляция	1,7	4,3	8,8
ВВП	-1,6	-3,0	-7,6
Конечное потребление товаров и услуг	-1,7	-3,2	-8,1

Примечание. Расчеты для ожидаемых условий 2030-2035 гг.

**4.4. Оценки стратегических угроз энергетической безопасности, связанных с переходом к низкоуглеродному развитию энергетики**

Технологический переход мировой энергетики от генерации на основе ископаемых видов топлива к низкоуглеродным и возобновляемым энергоресурсам (глобальный энергопереход) формирует новые вызовы для устойчивого развития мировой энергетики и национальных экономик.

Низкоуглеродное развитие мировой экономики порождает для России следующие риски [4.10]:

- Ограничение рынков сбыта традиционных товаров и услуг.
- Ослабление геополитической роли энергетического фактора и геополитического влияния России.
- Риски неприятия общественностью и потребителями многих стран продукции с высоким углеродным следом.
- Снижение конкурентоспособности российских товаров и услуг по причине сохранения низкой энергоэффективности и возможного введения таможенных барьеров на ввоз товаров с высоким углеродным следом.
- Репутационные риски, связанные с восприятием России как страны, отстающей от общемировых тенденций низкоуглеродного развития.
- Макроэкономические риски, интегрирующие эффекты этих и других, а также ограничения доступа к финансовым ресурсам «зеленеющего» финансового рынка.

Правительство РФ в ноябре 2021 г. утвердило Стратегию социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. (далее - Стратегия) [4.11]. В ней в целевом сценарии предполагается сокращение к 2050 г. выбросов парниковых газов на 60% от уровня 2019-го г. (табл. 4.9). Дальнейшая реализация этого сценария позволит достичь углеродной нейтральности к 2060 г. Она не предполагает 100%-го снижения выбросов CO<sub>2</sub>. Достижение углеродной нейтральности возможно за счет баланса между антропогенными выбросами и их поглощением, например, за счет лесов и других природных экосистем.

Таблица 4.9

**Показатели выбросов и поглощения парниковых газов, млн. т эквивалента CO<sub>2</sub>**

Показатель	2019 г.	План	
		2030 г.	2050 г.
Выбросы парниковых газов	2119	2212	1830
Поглощения	-535	-539	-1200
Нетто - выбросы	1584	1673	630

Источник: [4.11]

К числу основных угроз для экономики и энергетики страны в Стратегии отнесены следующие:

- Сохранение экспортно-сырьевой модели развития и ее исчерпание.
- Ограничение долгосрочного потенциала экономического роста в результате роста цен, избыточных требований к уровню капитальных вложений, ограничений на деятельность отдельных предприятий и отраслевых комплексов.
- Высокая зависимость от внешнеэкономической конъюнктуры, включая изменение структуры мирового спроса на энергоресурсы и структуры их потребления (в т.ч. увеличение доли возобновляемых источников энергии в мировом топливно-энергетическом балансе).
- Отставание в разработке и внедрении перспективных технологий (включая развитие «зеленых» технологий), в области энергосбережения и снижения материалоемкости.
- Изменение международного нормативно-правового регулирования в сфере энергетики и условий функционирования мировых энергетических рынков.

По оценке ИНП РАН [4.12], осуществление варианта сценария декарбонизации, аналогичного курсу ЕС, предусматривающего достижение «чистого нуля» к 2050 г., потери роста ВВП составят в среднем за год 0,4 п.п. или 8% ВВП накопленным итогом за период 2020-2050 гг. Доля затрат на энергию в ВВП в этом сценарии вырастет с 11 до 40% уже к 2035-2040 гг. Оценка этого индикатора ЭБ для мира в целом – рост его с 8 до 30%.

Введение цены за CO<sub>2</sub> – один из основных подходов к экономическому регулированию выбросов парниковых газов. Это может предполагать введение инструментов квотирования выбросов и торговли углеродными единицами, углеродный налог на выбросы и др. Любой из этих вариантов несет в себе риски роста цен.

Согласно расчетам ИНП РАН, введение углеродного сбора привело бы к удорожанию продукции крупных секторов-эмитентов и росту цен (инфляции) в России. В зависимости от углеродного сбора за выбросы парниковых газов, при прочих равных условиях, этот рост может составить: 0,5% при сборе 5 евро/т CO<sub>2</sub>, 0,97% при 10 евро/т CO<sub>2</sub>, 1,86% при 20 евро/т CO<sub>2</sub>, 2,67% при 30 евро/т CO<sub>2</sub>, 3,42% при 40 евро/т CO<sub>2</sub> и 4,12% при 40 евро/т CO<sub>2</sub> [4.11].

Главным эмитентом CO<sub>2</sub> является электроэнергетика. Из общего объема выбросов CO<sub>2</sub>, связанных со сжиганием топлива, на ее долю приходится около 40% [4.13].

По данным Международного Энергетического Агентства удельная эмиссия CO<sub>2</sub> (углеродная интенсивность) в России составляет 0,25 кг CO<sub>2</sub> /кВтч, лишь немного превышая средневропейский уровень. Проведенные модельные расчеты в ИНЭИ РАН [4.14] показали возможность достичь заметного (до 20%) снижения углеродной интенсивности электроэнергетики даже не прибегая к специальным мерам по сокращению эмиссии CO<sub>2</sub>. Но при этом выбросы CO<sub>2</sub> к 2050 г. могут увеличиться на 22% по сравнению с 2018 г. Для их снижения до требуемой величины потребуются специальные меры, в т.ч. регулирование с помощью таких рыночных механизмов как плата за выбросы.

По расчетам на оптимизационной модели ИНЭИ EPOS, каждый процент снижения эмиссии от отчетного уровня потребует увеличения капвложений на 2-2,6% и рост суммарных дисконтированных затрат на 0,11-0,18% относительно базового варианта. Верхние значения соответствуют стратегии трансформации на базе ВИЭ при ограничении роста АЭС, нижние – стратегии максимального вовлечения атомной энергетики (при достижении целевых технико-экономических показателей) [4.15].

Сокращение эмиссии CO<sub>2</sub> на 20% от уровня 2018 г. может обернуться ростом среднеемиссионной цены электроэнергии до 15% в реальном выражении уже к 2030-35 гг. и до 30% - к 2050 г. Введение углеродных платежей в еще большей степени будет способствовать росту цены электроэнергии. При ставке 40-100 долл. к 2050 г. рост цены (в реальном выражении) составит 1,4-2 раза от отчетного [4.16].

Очевидно, что все эти численные оценки являются ориентировочными. Но они свидетельствуют о серьезности проблем и рисков, связанной с низкоуглеродной перестройкой энергетики и экономики.

При оценке новых возникающих угроз ЭБ важно учитывать возможные изменения цены электроэнергии на региональном уровне.

Зависимость стоимости электроэнергии от углеродного налога, приведенная ниже, получена в результате экспериментальных расчетов, выполненных в ИСЭМ СО РАН в 2022 г. для одного из вариантов энергоснабжения пяти Федеральных округов (ОЭС) Европейской части страны, включая Урал. Исходные данные по спросу на электроэнергию и ограничения на ввод новых электростанций (АЭС, ГЭС, ТЭЦ) принимались с ориентацией на Генеральную схему размещения объектов энергетики до 2035 г. [4.17]. При этом цены на топливо (как и другие исходные данные) задавались интервально. Их средние значения в разных регионах составили: 108-125 долл./т у.т. для газа и 60-70 долл./т у.т. для угля.

Введение даже небольшой платы за эмиссию CO<sub>2</sub> оказывает заметное влияние на снижение доли угольных, а также газовых электростанций (табл. 4.10) из-за увеличения конкурентоспособности нетопливной генерации. Однако из-за естественных ограничений на развитие крупных ГЭС и предполагаемого недостатка времени на значительное увеличение мощности АЭС, структурные изменения в электроэнергетике в ближайшие 10-15 лет могут замедлиться и ослабить влияние углеродного налога на сокращение выбросов CO<sub>2</sub>.

Таблица 4.10

**Возможное влияние платы за выбросы CO<sub>2</sub> на структуру новых и реконструируемых электростанций в Европейской части страны (включая Урал), %**

Тип электростанций	Цена углерода, долл./ т CO <sub>2</sub>				
	0	10	20	30	40
КЭС и ТЭЦ					
газовые	74	75	73	65	53
угольные	11,5	4	0	0	0
АЭС и ГЭС	8,5	12	14	21	31
ВИЭ	6	9	13	14	16

Примечание. Структура электростанций на уровне 2035 г. при заданных ограничениях на ввод АЭС и крупных ГЭС и при ожидаемых технико-экономических показателях ВИЭ.

Источник: расчеты на модели МИСС-ЭЛ.

При рассмотрении более отдаленной перспективы влияние платы за выбросы CO<sub>2</sub> может быть более значительным. Так по оценке руководителя Центра энергоэффективности – XXI век (ЦЭНЭФ-XXI) И.А. Башмакова введение в России цены на углерод и повышение ее к 2050 г. до 50 долл./т CO<sub>2</sub> позволит увеличить долю генерации на солнечных и ветровых станциях до 18%, а долю всех безуглеродных станций до 62% (против 36% в 2019 г.) [4.10].

Существующие и меняющиеся при введении платы за CO<sub>2</sub> различия в структуре электростанций объясняют разную стоимость производства электроэнергии в регионах (табл. 4.11). Эти различия будут уменьшаться по мере снижения роли в региональных системах энергоснабжения угольных и газовых электростанций. Если при отсутствии налога на выбросы CO<sub>2</sub> разница в стоимости электроэнергии на рассматриваемой территории по расчетам составляет 16%, то при 40%-ом налоге она может уменьшиться до 3%.

Таблица 4.11

**Рост стоимости генерации электроэнергии в отдельных федеральных округах при введении платы за выбросы CO<sub>2</sub>, цент/кВтч**

Федеральный округ	Стоимость	Цена углерода, долл./т CO <sub>2</sub>				
		0	10	20	30	40
Центральный	Средняя	7,0	7,3	7,7	8,0	8,2
	Маржинальная	7,3	8,5	8,5	8,6	8,8
Северо-Западный	Средняя	7,1	7,5	7,9	8,3	8,7
	Маржинальная	7,3	7,7	8,1	8,8	9,0
Приволжский	Средняя	7,3	7,9	8,2	8,4	8,5
	Маржинальная	8,3	8,3	8,5	8,5	8,6
Южный	Средняя	7,3	7,7	8,1	8,5	8,8
	Маржинальная	7,4	8,0	8,7	8,8	9,2
Уральский	Средняя	6,8	7,2	7,7	8,1	8,5
	Маржинальная	7,0	7,4	7,8	8,3	8,7

Примечание. Приведенные ориентировочные значения стоимости генерации (с учетом тарифов на межрегиональные перетоки электроэнергии) получены для базового варианта при ожидаемых условиях 2030-2035 гг. и при нормальном распределении вероятных значений исходных данных. При интервальной неопределенности стоимость электроэнергии увеличивается в среднем на 4-6%.

Источник: расчеты на модели МИСС-ЭЛ.

С ростом платы на выбросы CO<sub>2</sub> средние значения стоимости энергии в регионах будут приближаться к маржинальной. Она характеризует затраты на генерацию на новых электростанциях, замыкающих баланс электроэнергии на рассматриваемой территории. Сейчас на оптовом рынке электроэнергии конечную цену электроэнергии формируют топливные электростанции. Включение углеродного сбора в стоимость генерации значительно увеличивает ее величину. Например, при 40 долл./т CO<sub>2</sub> она возрастет на газовых электростанциях в 1,3 раза, а на угольных в 1,9 раза. В результате новые угольные КЭС и ТЭС становятся неконкурентоспособными. Во многих регионах с ними могут конкурировать ВИЭ с приведенными дисконтированными затратами на уровне принятых в расчетах 8,5-8,8 цент/кВтч.

В целом на рассматриваемой территории при цене углерода 40 долл./т CO<sub>2</sub> и снижении эмиссии CO<sub>2</sub> на 45% средневзвешенная стоимость электроэнергии может увеличиться примерно на 20% (табл. 4.12).

Таблица 4.12

**Влияние цены углерода на выбросы CO<sub>2</sub> и стоимость генерации в Европейской части страны, в %**

	Цена углерода, долл./т CO <sub>2</sub>				
	0	10	20	30	40
Выбросы CO <sub>2</sub>	100	89	75	67	55
Средняя стоимость электроэнергии	100	106	111	116	120

Согласно нашим расчетам, в Европейской части страны (включая Урал) на каждый процент увеличения цены CO<sub>2</sub> (углеродного налога) примерно в такой же степени будут снижаться выбросы CO<sub>2</sub> от электростанций, а стоимость электроэнергии в среднем будет расти на 0,5-0,6%.

Удорожание электроэнергии может оказаться еще более значительным, учитывая сложные и плохо поддающиеся численной оценке взаимосвязи энергетики и экономики на разных иерархических уровнях. Такая комплексная оценка нужна, в частности, при определении возможного негативного влияния перехода к низкоуглеродному развитию энергетики на энергетическую безопасность страны и регионов.

#### Литература к гл. 4

4.1. Энергетическая безопасность России: Проблемы и пути решения // Н.И. Пяткова и др. – Новосибирск: Из-во СО РАН, 2011. 197 с.

4.2. Сендеров С.М. и др. Анализ выполнения требований энергетической безопасности при реализации различных направлений развития ТЭК страны до 2020 г. / С.М. Сендеров, В.И. Рабчук, Н.И. Пяткова // Известия РАН. Сер. Энергетика. 2019. № 5. С. 17-32.

4.3. Бушуев В.В., Воропай Н.И., Сендеров С.М., Саенко В.В. О доктрине энергетической безопасности России // Экономика региона. 2012. № 2. С. 40-50.

4.4. Сендеров С.М., Пяткова Н.И. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности // Известия РАН. Энергетика. – 2000. – № 6. – С. 31-39.

4.5. Кононов Ю.Д., Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю. и др. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики. Новосибирск: Наука, 2009. 147 с.

4.6. IEA. World Energy Outlook. 2018.

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

4.8. Макаров А.А., Малахов В.А., Шапот Д.В. Народнохозяйственные последствия роста цен на энергоносители // ТЭК. 2001. № 2. С. 51-62.

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

4.10. Башмаков И.А. Низкоуглеродное развитие мира и России: прошлое и будущее // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 17. С. 26-35.

4.11. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. URL: <http://docs.cntd.ru/document/72663934>

4.12. Порфирьев Б.Н., Широков А.А., Колпаков А. Климат для людей, а не люди для климата // Эксперт. 2020. № 31-34. С. 45-47.

4.13. Порфирьев Б.Н., Широков А.А. (ИНП РАН) Стратегии низкоуглеродного развития для России: сценарии и реалии / Доклад на Президиуме РАН. 23 сентября 2021 г.

4.14. Веселов Ф.В., Соляник А., Урванцева Л. Низкоуглеродная перестройка электроэнергетики России до 2035 года: потенциал снижения эмиссии CO<sub>2</sub> и его «цена» для потребителя // Энергетическая политика. 2021. № 1. С. 30-44.

4.15. Хорошев А.А., Веселов Ф.В. Исследование масштабов и интегральных энерго-экономических характеристик низкоуглеродной технологической перестройки электроэнергетики до 2050 г. / Системные исследования в энергетике: энергетический переход / Под ред. Н.И. Воропая и А.А. Макарова – ИСЭМ СО РАН, 2021. С. 450-465.

4.16. Веселов Ф.В. (ИНЭИ РАН) Возможности и риски стратегии низкоуглеродного развития электроэнергетики России. / Доклад на Президиуме РАН. 23 сентября 2021 г.

4.17. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года. URL: <http://static.government.ru/media/files/zzvuuhfq2f3OJIK8AzKVsXrGIbW8ENGp.pdf>

## **Глава 5.1. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ВАРИАНТОВ И ТРАЕКТОРИЙ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ**

### **5.1. Характеристика устойчивости развития и способов ее оценки в прогнозах**

Одной из комплексных характеристик ЭБ вариантов и траекторий развития систем энергетики является их устойчивость к вероятным угрозам. С увеличением горизонта прогнозирования значимость оценки устойчивости повышается. Очевидно, что при прочих равных условиях с повышением устойчивости системы растут и ее ЭБ.

Термин «устойчивое развитие» (sustainable development) получил широкое распространение в 1987 г. после опубликования Международной комиссией по окружающей среде и развитию ООН доклада «Наше общее будущее». В нем говорится: «устойчивое и долговременное развитие представляет собой не неизменное состояние гармонии, а скорее процесс изменений, в котором масштабы эксплуатации ресурсов, направления капиталовложений, ориентация технического развития и инвестиционные изменения согласуются с нынешними и будущими потребностями» [5.1]. Такое понимание устойчивого развития содержит три основных аспекта: экономический, экологический и социальный. При этом принятая Концепция устойчивого развития базируется на осознании необходимости согласования все возрастающих потребностей человечества с естественными возможностями планеты.

Международная группа экспертов по изменению климата (IPCC, 2012) определяет устойчивость как способность системы и ее компонентов своевременно и эффективно предвидеть, переносить, приспосабливаться и восстанавливаться от последствий потенциального опасного события. Такая трактовка устойчивости больше подходит для характеристики свойства гибкости (resilience) системы. Существуют разные определения этого свойства (например, в [5.2-5.5]), но в основном под гибкостью понимается способность системы быстро восстанавливаться до прежнего состояния после определенного стресса, сбоев и неожиданностей. Гибкость, в отличие от устойчивости, относится больше к функционированию, а не к развитию (vulnerability) системы и не предполагает очень серьезных, разрушительного характера воздействий и длительной адаптации к этим воздействиям.

Экономическую устойчивость можно разделить на функционально-параметрическую (рабочее название) и на структурную [5.6]. Первая характеризует устойчивость либо к малым возмущениям, либо к таким, которые формируются за счет управляемости и адаптивности. Структурная устойчивость – это способность экономической системы к самосохранению и самовоспроизведению. Она предполагает сохранение структуры как совокупности некоторых взаимосвязанных самостоятельных составных частей целого, определяющего указанную систему.

Общепринятого определения устойчивости развития систем энергетики нет. Она, например, рассматривается как способность системы достижения поставленной цели [5.7], возвращаться из неравновесного состояния в равновесное [5.8], обеспечивать реализацию своих целевых установок [5.9]; способность сохранять заданную траекторию развития при внешних и внутренних воздействиях или возвращаться на нее за приемлемый промежуток времени с приемлемыми затратами и потерями [5.10].

Устойчивость энергетических систем часто путают с надежностью, особенно, когда речь идет о развитии.

В сборнике рекомендуемых терминов [5.11] надежность (reliability) определяется как свойство объекта выполнять заданную функцию в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Это комплексное свойство может включать такие свойства как безотказность, восстанавливаемость, живучесть. Относительно электроэнергетических систем, где широко используется понятие балансовая надежность, под надежностью понимается свойство безотказно обеспечивать потребителей электроэнергией требуемого качества и в требуемом количестве [5.12].

При анализе надежности на системном уровне используются следующие основные показатели: продолжительность безотказной работы за период; среднее значение недоотпуска электроэнергии в течение некоторого периода; величина фактически отпущенной электроэнергии, отнесенная к требуемой ее выработке в течение некоторого периода [5.13]. Продолжительность этого периода обычно не больше года.

В перспективных исследованиях надежности при сравнении вариантов энергоснабжения может быть использован критерий минимума приведенных затрат, включающий математическое ожидание случайного значения ущерба от недоотпуска электроэнергии в течение года в следствие различных видов отказов [5.12].

Методический подход и инструментарий для анализа надежности топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях негативных последствий для функционирования энергетических объектов и систем разработан в ИСЭМ СО РАН [5.14]. В этом подходе важное место занимает выделение критически важных объектов ТЭК, выход которых из строя может существенным образом снизить производственные возможности систем энергетики.

Из всего вышеизложенного следует что проблемы и задачи оценки надежности развития систем энергетики принципиально отличаются от задач, связанных с характеристикой их устойчивости.

Оригинальная методика количественной оценки стратегической устойчивости энергетического сектора экономики, разработана в ИНЭИ РАН. Она включает следующие этапы [5.15]:

- 1) формирование представительного состава возможных внешних и внутренних сценарных условий развития энергетики;
- 2) расчеты оптимальных от каждого состава условий сценариев развития энергетики страны и регионов;
- 3) количественную оценку меры отличия ключевых параметров каждого расчетного сценария и его эффективности от значений при целевом развитии страны и регионов;
- 4) ранжирование расчетных сценариев по мере их влияния на устойчивость и риски развития энергетики.

Общей количественной мерой устойчивости развития ТЭК России в методике ИНЭИ РАН принято относительное отклонение объемов созданного в нем ВВП страны от его значения при целевом сценарии при реализации вектора сценарных условий развития энергетики.

В [5.10] для интегральной количественной меры устойчивости ТЭК России для реперного года  $t$  предложена следующая формула:

$$ut_{ТЭК} = ВВП_{t0} - \sum J_j \sum (\Delta Dtjk - YtjkKk) ВВП_{t0}$$

где  $ВВП_{t0}$  - значение ВВП в целевом сценарии (в реальном выражении);  $\Delta Dtjk$  - изменение (снижение) добавленной стоимости (вклад в ВВП в реальном выражении) в году  $t$ , вызванное изменением конъюнктуры  $j$ -го вида ТЭР под воздействием  $k$ -го фактора риска;  $Ytjk$  - недополученная добавленная стоимость, связанная с невозможностью поставок  $j$ -го вида ТЭР на внутренние и внешние рынки.

Устойчивость прогнозов ТЭК страны можно также определять, обобщая и суммируя результаты прогнозирования развития региональных систем энергоснабжения (табл. 5.1). Об устойчивости варианта энергоснабжения региона можно судить, располагая

представлениями об условиях его возможного развития и определяя последствия от их изменения.

Таблица 5.1

**Основные показатели, определяющие устойчивость развития региональных систем энергоснабжения**

Условия развития (исходные данные)	Результаты прогноза	Показатели устойчивости
Спрос на энергию	Стоимость электроэнергии	Изменение стоимости
Цены на топливо	Структура ввода мощностей электростанций	электроэнергии
Ограничения на ввод мощности	Требуемые инвестиции	Изменение структуры
Ограничения на ресурсы газа	Потребности в топливе	электростанций
Ограничения на межсистемные перетоки электроэнергии	Эмиссия CO <sub>2</sub>	Дефицит мощности
Существующие мощности электростанций		(вероятность и величина)
Технико-экономические показатели электростанций		Риски для потенциальных инвесторов
		Ущерб для экономики и экологии региона

Особенно большая неопределенность будущих условий развития регионов требует вероятностного подхода к оценке исходных данных и результатов прогноза. При этом возникает вопрос о влиянии величины и характера неопределенности исходных данных на устойчивость значений прогнозируемых показателей. Представление об этом влиянии дают показанные в табл. 5.2 и 5.3 результаты наших экспериментальных расчетов.

Оценка устойчивости к изменению спроса на электроэнергию, цен на топливо и технико-экономических показателей электростанций приводилась для одного из вариантов электроснабжения 6 федеральных округов Европейской части России, включая Урал. Определялось изменение устойчивости стоимости электроэнергии, инвестиционных рисков, структуры ввода мощностей новых электростанций при двух вариантах распределения вероятности значений исходных данных внутри интервалов их неопределенности: нормальном (близком к среднему значению вероятности) и равновероятном распределении (интервальная неопределенность).

Расчеты показали, что увеличение неопределенности условий развития (исходных данных) систем энергоснабжения регионов по-разному влияет на показатели устойчивости рассматриваемого варианта.

В наименьшей степени растет стоимость электроэнергии. По сравнению с исходным (детерминированным) вариантом ее изменение колеблется от 1 до 2% и только в одном регионе достигает до 4% (табл. 5.2). Следует отметить, что при других заданных ограничениях на мощности отдельных типов электростанций, на доступные ресурсы и цены природного газа, ценовой индикатор устойчивости мог бы быть более значимым.

Структура ввода мощностей электростанций более чувствительна к изменению задаваемых условий. Это видно на примере доли ГЭС и ВИЭ (табл. 5.3). Она заметно меняется не только по сравнению с детерминированным вариантом, но и при сравнении между собой вариантов с разным характером неопределенности. При этом в одних регионах изменение неопределенности исходных данных приводит к увеличению роли этих электростанций, а в других – к снижению.

Таблица 5.2

**Влияние характера неопределенности исходных данных и региональных особенностей на устойчивость стоимости электроэнергии и инвестиционных рисков**

Показатель устойчивости	Единицы измерения	Характер неопределенности	Регионы						Макрорегион (в среднем)
			1	2	3	4	5	6	
Стоимость электроэнергии	Цент/кВтч	Нормальное распределение	7,3	7,7	7,8	8,1	7,7	7,0	7,7
		Интервальная неопределенность	7,3	8,0	8,0	8,6	8,3	7,3	7,9
Инвестиционные риски варианта энергоснабжения	%	Нормальное распределение	9,0	15	15	2,5	4	7	9
		Интервальная неопределенность	19,5	20	19,5	10	12	17	16
Доля мощностей станций с риском более 50%	%	Нормальное распределение	2,5	2,2	3,0	1,2	0	7,3	3
		Интервальная неопределенность	6,5	9,3	5,5	0	0	6,0	6

Примечание. Расчеты на модели МИСС-ЭЛ для предполагаемых сценарных условий развития ЕЭС Европейской части РФ в период 2025-2030 гг.

**Влияние способа задания условий развития региональных систем энергоснабжения на устойчивость доли ГЭС и ВИЭ в структуре новых электростанций, %**

Характер исходных данных	Регионы						Макрорегион в целом
	1	2	3	4	5	6	
Детерминированные	1,7	11,3	0,7	11,0	16,9	7,3	6,9
Нормальное распределение вероятности	1,2	11,1	2,1	12,9	16,5	7,4	7,1
Интервальная неопределенность	1,2	10,7	3,3	10,5	15,8	11,5	7,5

Самое заметное влияние характера неопределенности условий развития оказывает на такой предлагаемый показатель устойчивости варианта как риски для потенциальных инвесторов. Из табл. 5.2 видно, что при минимальной неопределенности исходных данных (нормальное распределение их вероятности) средневзвешенный риск суммарного ввода новых электростанций в отдельных регионах колеблется от 3 до 15%, а при интервальной неопределенности – от 10 до 20%. При этом рискованность инвестирования строительства отдельных станций может превышать 50%.

Очевидно, что состав индикаторов, использованный для оценки устойчивости состояния систем регионального энергоснабжения, не годится при анализе устойчивости вариантов долгосрочного развития ТЭК страны. Методические подходы к выбору приемлемых индикаторов для такого анализа приводятся ниже.

### 5.2. Выбор показателей для оценки устойчивости вариантов долгосрочного развития ТЭК

Прогнозные исследования энергетики, как правило, начинаются с формирования базового (целевого) сценария, который основывается на наиболее вероятном или планируемом сценарии развития экономики. Он учитывает сценарии долгосрочной конъюнктуры на мировых энергетических рынках. Количество и состав других сценариев развития энергетики и экономики зависит от целей прогноза и значимости результатов.

В общем случае устойчивость определяется по отличию прогнозируемых показателей от их значений в базовом сценарии. При этом возникает проблема определения устойчивости самого базового сценария. Она решается с помощью анализа чувствительности базового варианта к умеренным изменениям исходных данных. Такой анализ заканчивается определением коридора устойчивости основных прогнозируемых показателей и колебаний ВВП.

В случае необходимости, для оценки последствий для макроэкономики от возможных серьезных изменений в условиях развития ТЭК, приходится формировать специальные сценарии. Два таких сценария рассматривались, например, в известном исследовании ИНЭИ РАН, приведенном в 2014 г., на модельном комплексе SCANNER. Целью его была оценка устойчивости развития энергетики России к изменению конъюнктуры мировых энергетических рынков. Устойчивость определялась по изменению ВВП в сравнении с базовым сценарием.

При рассмотрении сценариев с разными темпами развития экономики возникает вопрос: какими показателями оценивать и сравнивать устойчивость развития ТЭК в таких сценарных условиях?

Для такой оценки из списка индикаторов, представленных в пар. 3.1, могут быть выбраны следующие: цены на электроэнергию, соотношения затрат на потребляемые ТЭР и ВВП, энергоемкость экономики, эмиссия CO<sub>2</sub> в ТЭК, карбономкость экономики. Численные

значения этих индикаторов и их чувствительность к прогнозируемым условиям должны определяться при разных сценариях развития энергетики и экономики.

Возможность использования предлагаемых индикаторов ЭБ и зависимость их значений и устойчивости от сценариев далее рассматривается на примере прогнозов энергетики США. Такие прогнозы на тридцатилетнюю перспективу ежегодно разрабатываются U.S. Energy Information Administration (EIA). При этом в качестве методического инструментария используется модульная система моделей NEMS, учитывающая взаимозависимость изменений в динамике энергопотребления, энергоснабжения и цен. Количество публикуемых в ежегодных обзорах Annual Energy Outlook (АЕО) сценариев (cases) колеблется от 7 до 14.

Используемая и представленная ниже исходная информация взята из АЕО 2020. При этом особое внимание уделяется Reference case. Этот базовый сценарий отражает сложившиеся представления о вероятном развитии энергетики США и мировых энергетических рынков и учитывает экономические, демографические и технологические прогнозы. В этом и в других сценариях США рассматривается как чистый экспортер нефти и газа с 2020 г.

Краткое описание сценариев дано в табл. 5.4. Во всех сценариях, кроме второго и третьего, условия развития экономики (в т.ч. темпы ВВП, численность населения, трудовые ресурсы, производительность труда и т.д.) остаются такими же, как в базовом сценарии. В сценариях 2 и 3 рассматривается другой экономический рост и, соответственно, другое энергопотребление, но все остальные данные сохраняются как в базовом варианте.

Таблица 5.4

#### Характеристика сценариев

№	Сценарий	Особенности сценария
1.	Базовый (reference case)	Среднегодовые темпы роста ВВП в период 2020-2050 гг. – 1,9%. Цена нефти Brent в 2050 г. – 105 долл./барр. Снижение капиталоемкости солнечных и ветровых электростанций с 1300 долл./кВт в 2020 г. до 600-900 в 2050 г.
2.	Высокий экономический рост	Среднегодовые темпы ВВП в период 2020-2050 гг. – 2,4%
3.	Низкий экономический рост	Среднегодовые темпы ВВП – 1,4%
4.	Высокая цена нефти	Цена в 2050 г. – 183 долл./барр.
5.	Низкая цена нефти	Цена в 2050 г. – 46 долл./барр.
6.	Благоприятные условия нефте- и газоснабжения	Больше, чем в базовом сценарии собственных ресурсов нефти и сланцевого газа и ниже их стоимость
7.	Неблагоприятные условия нефте- и газоснабжения	Ситуация с ресурсами и ценой нетрадиционной нефти и газа хуже, чем в базовом сценарии
8.	Высокая стоимость возобновляемых энергоресурсов	Стоимость электроэнергии солнечных и ветровых электростанций практически остается на уровне 2020 г.
9.	Низкая стоимость возобновляемых энергоресурсов	Стоимость ВИЭ примерно на 30% ниже, чем в базовом варианте

Примечание. Стоимостные оценки даны в неизменных ценах 2014 г. В сценариях 2 и 3 все исходные данные, кроме темпов ВВП, такие же, как в базовом сценарии.

Источник: [5.16]

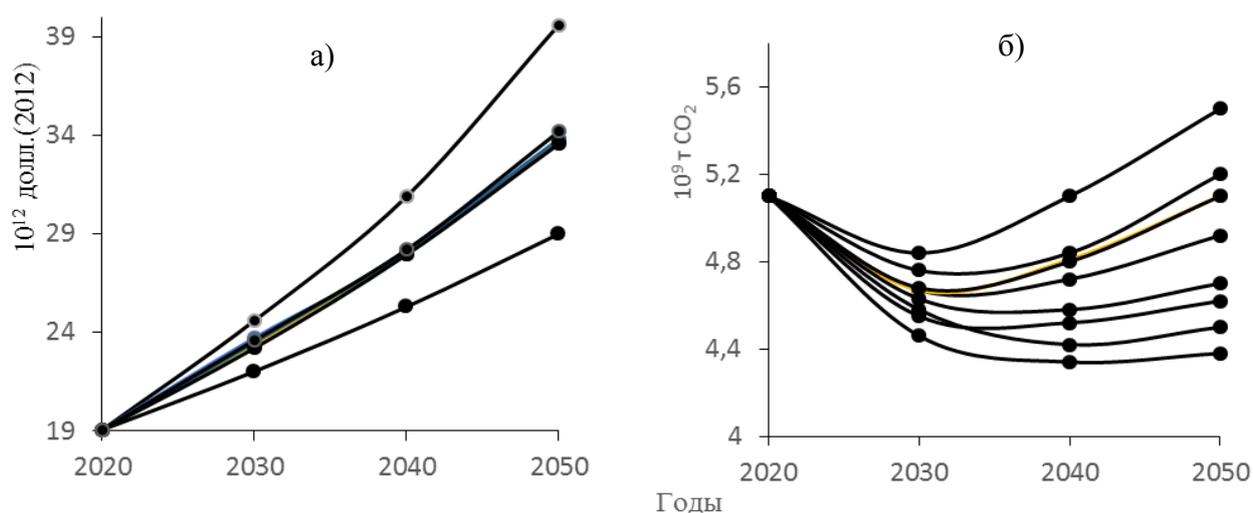
Обращают на себя внимание большие и разные отклонения значений отдельных индикаторов от показателей базового сценария (табл. 5.5).

**Процент отклонения индикаторов от их значений в базовом сценарии, в %**

Сценарии	И н д и к а т о р				
	Цена электроэнергии	Доля потребляемых ТЭР в ВВП	Энергоемкость	Эмиссия CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> /ВВП
Экономический рост					
низкий	-4	-2	5	11	3,5
высокий	-1	0	-3	11	-5
Цена нефти					
низкая	1	-20	2	4	3
высокая	1	-20	-4	-8,5	-9
Условия снабжения углеводородами					
плохие	9	8	-1	6	5
благоприятные	-5	-10	0	-6	-5
Стоимость ВИЭ					
низкая	3	2	2	-6	-6
высокая	-3	0	-2	4	2

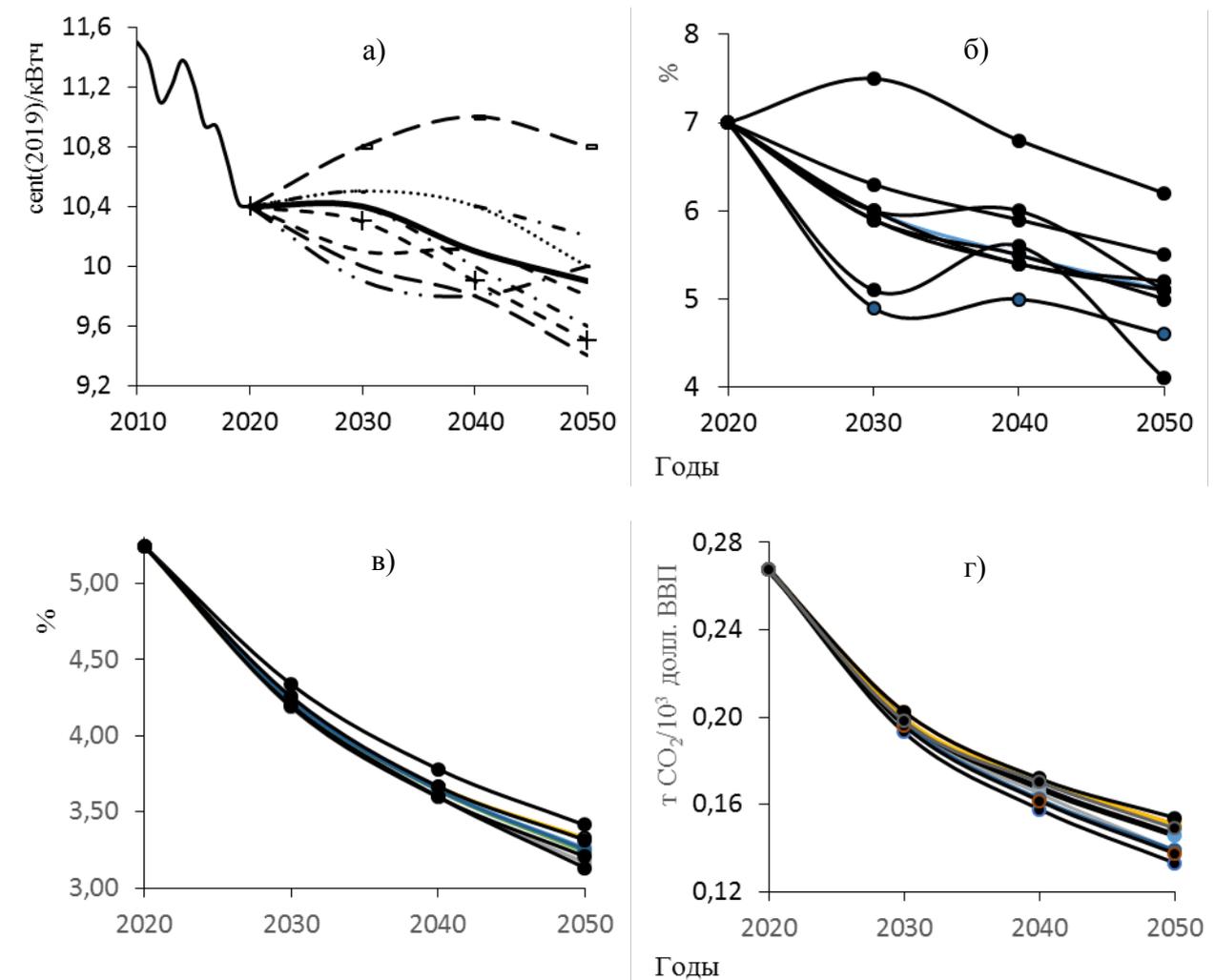
Примечание. Процент отклонения индикаторов от их значений в базовом сценарии в условиях 2050 г. Источник: авторское обобщение данных [5.16].

Колебания в сценариях среднегодовых темпов ВВП от 1,4 до 2,4% образуют расширяющуюся область неопределенности, нестабильности (рис. 5.1). Она сказывается на заметном отклонении рассматриваемых нами индикаторов ЭБ от их значений в базовом сценарии. Анализ их устойчивости к возможным изменениям будущих условий (табл. 5.5 и рис. 5.2) показывает следующее.



**Рис. 5.1. Коридор неопределенности динамики ВВП (а) и обусловленной энергетикой эмиссии CO<sub>2</sub> (б) в прогнозах США**

Источник: [5.16]



**Рис. 5.2. Иллюстрация на примере США динамики индикаторов ЭБ**

Примечание. Обозначение индикаторов на рисунке: а) цена электроэнергии, б) доля в ВВП затрат на энергоснабжение, в) энергоёмкость экономики, г) углеродоемкость экономики.

Источник: авторское обобщение сценариев развития энергетики США [5.16].

Наиболее стабильна и четко выражена тенденция снижения энергоёмкости и углеродоемкости экономики. При этом объем выбросов CO<sub>2</sub> от энергетики сильно зависит от рассматриваемого сценария.

К числу самых нестабильных индикаторов относится цена электроэнергии. Ее значение в 2050 г. колеблется от 9,5 до 10,8 цент/кВтч (в неизменных ценах 2019 г.). При этом динамика не имеет четко выраженной тенденции.

Индикатор, соизмеряющий стоимость потребляемой энергии и ВВП, в 2019 г. в США был равен 7%. В базовом сценарии к 2050 г. его значение снижается до 5,1%. В других сценариях оно колеблется от 4,1 до 6,2%.

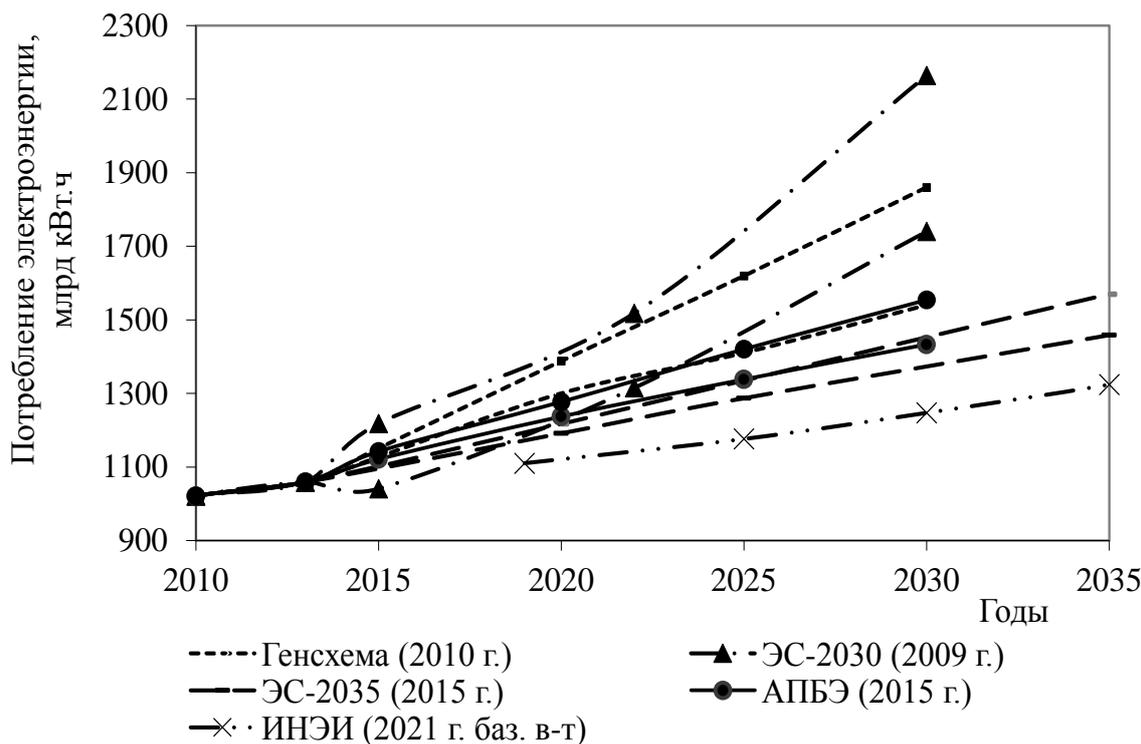
В сценариях с относительно низкими темпами ВВП значения всех индикаторов, характеризующих состояние ЭБ, ухудшается. Исключение составляет эмиссия парниковых газов.

Из приведенного иллюстрированного примера видно, что для характеристики устойчивости сценариев (вариантов) развития ТЭК к угрозам энергетической безопасности из приведенных индикаторов наиболее представительными являются динамика цен на электроэнергию и изменение доли потребления ТЭР в ВВП. При конструировании комплексного индекса ЭБ вес этих индикаторов в общем случае должен быть выше других.

Однако, следует заметить, что если устойчивость варианта оценивается по отклонению выбранных индикаторов ЭБ от задаваемых их пороговых значений, то сравнительная значимость индикаторов может меняться.

### 5.3. К методике оценки устойчивости стратегий развития энергетики

Обобщение результатов долгосрочных прогнозов позволяет получить представление о конусе неопределенности динамики индикаторов ЭБ. Примером могут служить рис. 5.1-5.3, показывающие расширяющуюся во времени область (конус) неопределенности и устойчивость прогнозов.



**Рис. 5.3. Сравнение разработанных в разные годы долгосрочных прогнозов электропотребления в России**

Источник: [5.17, 5.18]

Очевидно, что границы этой области можно сузить, если учитывать только более авторитетные и более поздние прогнозы, обращая внимание на принятые в них темпы развития экономики. Но это не решает задачи повышения обоснованности и значимости оценки сценариев и стратегий долгосрочного развития энергетики с позиций требований ЭБ.

Из размытого «конуса» для практических целей надо выделить узкий пучок траекторий (конус объективных возможностей), т.е. определенную стратегию развития энергетики [5.19]. По мнению акад. А.А. Макарова изучение этого конуса распадается на три части: 1) определение крайних стратегий, выход за пределы которых в рассматриваемый период невозможен; 2) выделение внутренней структуры конуса объективных возможностей близких по сути стратегий, отвечающих тем или иным возможным условиям развития; 3) раскрытие в рамках такого комплекса стратегий траекторий развития отдельных участков энергетики.

Представляется, что еще на стадии формирования той или иной стратегии долгосрочного развития систем энергетики при многокритериальной оценке ее эффективности должен оцениваться уровень ЭБ. Но и в числе таких стратегий может быть и стратегия устойчивого долгосрочного развития электроэнергетики и ТЭК страны. Важную роль в формировании такой стратегии играют конкретные целевые установки. Ими могут быть, например, достижение к реперному году  $T$  заданного уровня эмиссии парниковых газов или снижение зависимости энергетики и экономики страны от конъюнктуры мировых энергетических рынков.

В любом случае приходится решать проблему комплексной численной оценки устойчивости стратегии.

Индекс устойчивости стратегии (ИУС) можно выразить следующим образом:

$$\text{ИУС} = \sum_i I_i \gamma_i \lambda,$$

где  $I_i$  – нормированный показатель  $i$ , характеризующий ту или иную составляющую ЭБ,  $\gamma_i$  – вес (значимость) такого показателя.  $\lambda$  – коэффициент, учитывающий неопределенность принимаемых в расчетах численных значений  $i$ -ого показателя.

Степень неопределенности рассматриваемого показателя можно охарактеризовать диапазоном неопределенности (верхней и нижней границей) его вероятных значений и применяемым в детерминированных расчетах положением этого показателя внутри этого диапазона:

$$\lambda_i = 0,5 \left( \frac{\bar{I}_i}{\underline{I}_i} + 1 \right) \cdot \varepsilon,$$

где  $\bar{I}_i$  и  $\underline{I}_i$  – верхняя и нижняя границы диапазона значений  $i$ -го показателя,  $\varepsilon$  – коэффициент, характеризующий отклонение от среднего значения, а также учитывающий корректирующее влияние на ИУС возможной взаимозависимости принимаемых значений показателей.

Следует отметить, что при конструировании ИУС в состав показателей следует включить не обычные индикаторы ЭБ, а комбинированные (обобщающие), отражающие наиболее устойчивые тенденции. Их численные значения должны учитывать результаты анализа многих вариантов, в т.ч. с разными темпами развития экономики и спроса на энергоносители.

Таковыми показателями могут, например, быть: эластичность энергопотребления по ВВП, ценовая эластичность спроса на электроэнергию, доля ТЭК в ВВП, доля ТЭК в общем экспорте, углеродоемкость экономики. Последний показатель, характеризующий выбросы  $\text{CO}_2$  на единицу ВВП, при построении ИУС может быть заменен на процент возможного отклонения эмиссии  $\text{CO}_2$  от задаваемой цели. Такая замена облегчает нормирование показателей с разной размерностью.

Эти показатели выбраны для иллюстрационного примера комплексной оценки устойчивости стратегии долгосрочного развития ТЭК. Их численные значения (табл. 5.6) условны, но правдоподобно отражают ожидаемое изменение (уменьшение) через 20-30 лет по сравнению с настоящим временем.

В детерминированных расчетах значения исходных данных приходится задавать однозначно, учитывая их предполагаемое место в границах диапазона неопределенности. В наших расчетах это место определяется как отклонение среднего значения показателя от нижней границы.

Рассматриваются три сценария условий реализации такой стратегии. В первом (исходном) сценарии предполагается одинаковый вес указанных показателей. В двух других значимость показателя, характеризующего эмиссию  $\text{CO}_2$ , увеличивается в два раза. При этом

во втором сценарии, как и в первом, не учитывается взаимозависимость численных значений рассматриваемых показателей. Она реально существует и учтена в третьем сценарии.

Как было показано ранее, ужесточение требований к выбросам CO<sub>2</sub> влияет на структуру генерации электроэнергии, на ее стоимость и на ВВП. Поэтому учет этого влияния в третьем сценарии отразился на используемых в нем численных характеристиках показателей.

Результаты иллюстративных расчетов (табл. 5.6) свидетельствуют, что даже при постоянном составе показателей (индикаторов), формирующих ИУС, его значение заметно реагирует на изменение их значимости. Рост величины этого комплексного индекса означает снижение устойчивости сценария (стратегии).

В рассматриваемом примере одно только повышение веса цели достижения низкоуглеродного развития в 2 раза, увеличивает величины ИУС на 8%. С учетом же взаимозависимости значений используемых показателей, этот рост, согласно расчетам, составляет 18%. Это подтверждает уже высказанные соображения о возможных негативных последствиях для экономики форсирования реализации этой стратегии.

Представляется, что описанный методический подход может быть полезен на начальном этапе прогнозных исследований для предварительной оценки с позиции энергетической безопасности намечаемых стратегий достижения задаваемых целевых установок долгосрочного развития ТЭК.

Таблица 5.6

**Влияние неопределенности значений и веса показателей ЭБ на индекс устойчивости гипотетической стратегии низкоуглеродного развития ТЭК**

№ п/п	Показатель	Единицы измерения	Возможное значение в рассматриваемой перспективе	Сценарий 1			Сценарий 2			Сценарий 3			
				Принимаемое значение *	Вес показателя	Устойчивость	Принимаемое значение *	Вес показателя	Устойчивость	Принимаемое значение *	Вес показателя	Устойчивость	
1.	Эластичность энергопотребления по ВВП	%/%	0,4-0,5	1,13	0,2	0,23	1,13	0,15	0,17	1,19	0,16	0,19	
2.	Ценовая эластичность спроса на энергию	%/%	0,05-0,07	1,20	0,2	0,24	1,20	0,15	0,18	1,20	0,14	0,23	
3.	Доля ТЭК в ВВП	%	4-6	1,25	0,2	0,25	1,25	0,15	0,19	1,15	0,15	0,22	
4.	Доля ТЭК в экспорте	%	20-30	1,25	0,2	0,25	1,25	0,15	0,19	1,26	0,15	0,24	
5.	Отклонение эмиссии CO <sub>2</sub> от целевой установки	%	1-5	1,75	0,2	0,25	1,75	0,4	0,4	1,70	0,4	0,68	
<b>Устойчивость стратегии (значение ИУС)</b>						<b>1,32</b>				<b>1,43</b>			<b>1,56</b>

\* Отклонение среднего значения показателя от его нижней границы

Источник: авторская оценка

## Литература к гл. 5

- 5.1. Энергетика и устойчивое развитие [Электронный ресурс] // Бюллетень МАГАТЭ 54-1-Март 2013. – Режим доступа:  
[http://www.iaea.org/Publications/Magazines/Bulletin/Bull541/Russian/Bull54\\_1\\_Mar2013\\_ru.pdf](http://www.iaea.org/Publications/Magazines/Bulletin/Bull541/Russian/Bull54_1_Mar2013_ru.pdf)
- 5.2. Лесных В.В., Тимофеева Т.Б. Resilience – мода или новая парадигма? // Управление риском. 2019. № 4 (92). С. 48-52.
- 5.3. Ефимов Д.Н. Гибкость энергосистемы: теория вопроса, актуальность, категоризация // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Иркутск. 2020. Книга 1. С. 375-389.
- 5.4. Molyneaux L., Wagner L., Froome C., Foster J. Resilience and electricity systems: A comparative analysis // Energy Policy. 2012. № 47. Pp. 188-2001.
- 5.5. Hosseini S. Barker K., Ramirez Maranez J.E. Review of definitions and measures of system resilience // Reliability Engineering & system safety. 2016. Vol. 145. Pp. 47-61.
- 5.6. Карпович А.И. Моделирование экономической устойчивости систем энергетики. Новосибирск: НГТУ, 2006. 259 с.
- 5.7. Greene D.L. «Measuring Energy Sustainability», Chapter 20 in Linkages of Sustainability. – eds. Graedel and E. van der Voet, The MIT Press, Cambridge, MA, November 2009. Pp. 354-373.
- 5.8. Массель Л.В., Массель А.Г., Комендантова Н.П. Подход к исследованиям устойчивости энергетических и социально-экономических систем на основе интеллектуальных информационных технологий. В кн. Устойчивость развития энергетики республики Беларусь: состояние и перспективы. Минск: Белоруссия Навука. 2020. С. 33-42.
- 5.9. Зорина Т.Г. Устойчивость развития энергетики: сущность и методический подход к оценке // Современные технологии управления, 2015. № 1 (49). С. 1-17.
- 5.10. Лесных В.В., Тимофеева Т.Б. Методические подходы к оценке устойчивости ТЭК России и ее регионов // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса. – Саратов, 2016. – Вып. 8: Совершенствование энергетических комплексов: материалы XIII Международной научно-технической конференции (Саратов, 1-3 нояб. 2016 г.) С. 14-17.
- 5.11. Надежность систем энергетики: сборник рекомендуемых терминов. – М.: ИАЦ «Энергия», 2007. 192 с.
- 5.12. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Надежность систем электроэнергетики. Новосибирск: Наука, 2015. 224 с.
- 5.13. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Методы исследования. Новосибирск: Наука, 1974. 264 с.
- 5.14. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Пяткова Н.И. Методический подход для исследования надежности топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях негативных возмущений в энергетике // Известия РАН. Энергетика. 2022. № 3. С. 3-11.
- 5.15. Макаров А.А. Подходы к оценке устойчивости и рисков развития энергетики России. В кн. Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. А.А. Макарова и Н.И. Воропая. М.: ИНЭИ РАН, 2018. 309 с.
- 5.16. Annual Energy Outlook 2020 with Projection to 2050. U.S. Energy Information Administration. <http://www.eia.dov.aeo>
- 5.17. Гальперова Е.В., Кононов Ю.Д. Прогнозирование спроса на электроэнергию. В кн. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, их использование. Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015. 448 с. С. 122-140.
- 5.18. Филиппов С.П., Малахов В.А., Веселов В.А. Долгосрочное прогнозирование спроса на электроэнергию на основе системного анализа // Теплоэнергетика. 2021. № 12. С. 5-19.

5.19. Макаров А.А. Некоторые проблемы долгосрочного прогнозирования энергетики. В кн.: Энергетика страны и регионов: Теория и методы управления. Новосибирск: Наука, 1988. С. 43-93.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие методологии и методов долгосрочного прогнозирования ТЭК в условиях трансформации энергетики должно сопровождаться исследованием и количественной оценкой (для разных временных периодов): новых тенденций во взаимосвязях энергетики, экономики и социальной сферы; изменения силы и значимости прямых и обратных связей между системами энергетики разного иерархического уровня; устойчивости этих систем к возможным угрозам энергетической безопасности.

В данной монографии проблемы повышения обоснованности и значимости долгосрочных прогнозов рассматриваются с позиции учета в них ЭБ. При этом особое внимание уделяется экономической составляющей ЭБ, учету возможного влияния изменений в ТЭК на макроэкономику и на национальную безопасность.

В отличие от существующей практики акцент в предлагаемых методах исследования проблем ЭБ делается не на мониторинге ее текущего состояния и не на оценку возможных внештатных ситуаций в среднесрочной перспективе, а на оценку и учет ее роли в долгосрочных прогнозах развития ТЭК. Варианты этого развития предлагается оценивать не только по их экономической эффективности, но и по влиянию на стратегические угрозы энергетической и экономической безопасности.

Методы анализа проблем энергетической безопасности и рациональные способы численной оценки ее возможного состояния зависят от рассматриваемой перспективы.

В прогнозах на перспективу до 7-10 лет приоритетным (особенно важным) является индикативный анализ энергобезопасности страны и регионов. Его итогом должен быть обобщающий индекс ЭБ. Он может формироваться не только в виде суммы разнозначимых индикаторов (как это делается за рубежом), но и определяться с учетом отклонения их от задаваемых пороговых значений. Представляется, что состав индикаторов и их значимость зависит от рассматриваемой перспективы. С ее увеличением растет важность индикаторов, характеризующий экономический и экологический аспекты ЭБ. В работе предложено несколько новых индикаторов, отражающих эту сторону энергетической безопасности и показана взаимозависимость их пороговых значений. Серьезное внимание уделено способам оценки весов (значимости) отдельных индикаторов при формировании комплексных индексов ЭБ.

В прогнозах на перспективу 10-15 лет наиболее важной становится задача определения численной оценки вероятности и серьезности стратегических угроз ЭБ для каждого рассматриваемого сценария развития экономики страны и ТЭК. В их число входят угроза возможного дефицита мощностей (в т.ч. из-за инвестиционных ограничений) и угроза неприемлемого для потребителей роста цен на электроэнергию. Предлагаемые методические подходы к оценке этих угроз базируются на использовании разработанной оптимизационной стохастической модели электроэнергетики и на моделях макроэкономики.

В долгосрочных прогнозах (более 10-15 лет) особое внимание должно уделяться выделению коридора объективных возможностей развития (конуса крайних стратегий) и определению наиболее устойчивых траекторий ключевых показателей достижения задаваемых целевых установок. Ими могут быть, например, стратегия выхода на траекторию углеродной нейтральности или достижение определенного уровня ЭБ. Представляется, что предлагаемый в работе методический подход к предварительной оценке с позиции ЭБ стратегий достижения долгосрочных целей может оказаться полезным.

Авторы отдают себе отчет о дискуссионном характере полученных ими результатов и предлагаемых методических подходов к оценке и учету в прогнозах экономического аспекта энергетической безопасности. Очевидно, что они нуждаются в развитии.

Среди важных и не имеющих пока удовлетворительных методов решения задач, связанных с проблемой повышения обоснованности и значимости долгосрочных прогнозов энергетики, можно назвать следующие:

- Оценка адаптивности рассматриваемых вариантов развития ТЭК к разным сценариям изменения внешних и внутренних условий, включая определение возможностей перехода на новую траекторию и требуемых для этого затрат ресурсов и времени.
- Способы оценки и согласования результатов прогнозных исследований, получаемых при решении оптимизационных задач на разных иерархических уровнях по критериям адаптивности, надежности и безопасности.
- Численная оценка пороговых значений индикаторов и индексов энергетической и национальной безопасности с учетом их функциональной зависимости от сценариев социально-экономического развития страны, прогнозов научно-технического прогресса в производстве и потреблении энергоносителей, от рассматриваемой перспективы и других факторов.
- Способы определения возможного и предпочтительного коридора развития систем энергетики в долгосрочных прогнозах.
- Методические подходы к выбору гарантированных стратегий и гибкой энергетической политики в новых условиях.

## **II.1. Роль оптимизационных стохастических моделей в прогнозных исследованиях ТЭК**

В общем случае цель оптимизационных стохастических моделей состоит в том, чтобы найти некоторое решение, которое является допустимым для всех (или почти всех) возможных значений данных и максимизировать математическое ожидание некоторой функции решений и случайных переменных [1].

В практике прогнозирования для решения проблем неопределенности и учета стохастики может использоваться комбинированный подход-сочетание детерминированных оптимизационных моделей с известным методом статистических испытаний (Монте-Карло) [2]. Такой подход применялся, например, при анализе рисков развития газовой отрасли России [3] и при оценке влияния неопределенности на эффективность вариантов топливоснабжения регионов [4,5].

За рубежом оптимизационные стохастические модели все шире стали применяться при прогнозировании рынков газа (например, [6]) и при выборе лучших технологий в производстве электроэнергии (например, [7]).

Взаимозависимость сравнительной эффективности новых электростанций, спроса и цен на электроэнергию делает возможным и целесообразным определение рационального ввода мощностей и стоимости производства на них электроэнергии в единой оптимизационной модели энергоснабжения региона. С ее помощью должна решаться задача приближенной оценки конкурентоспособности разных электростанций, разных способов рационального обеспечения заданной потребности в электроэнергии на рассматриваемой территории с учетом неоднозначности ожидаемых условий и инвестиционных рисков.

Такая модель и компьютерная программа под названием МИСС-ЭЛ (Модель Имитационная Стохастическая Статическая) разработана в ИСЭМ СО РАН. Критерий оптимальности модели – минимум стоимости производства и межрегионального транспорта электроэнергии на рассматриваемой территории, а ограничениями являются: потребности в электроэнергии, ее возможный экспорт или импорт, мощность существующих станций и потенциально возможный ввод электростанций разного типа, ограничения на поставку в регион газа. Все эти ограничения задаются интервально. Верхняя и нижняя граница принимаются также для цен на топливо, удельных капиталовложений и технико-экономических показателей, влияющих на себестоимость электроэнергии. Рассматриваемые в модели крупные регионы представлены несколькими подрегионами. Это позволяет учесть особенности условий их энерго- и топливоснабжения и межрегиональные энергетические связи. Искомыми переменными в модели являются: мощности новых электростанций, выработка электроэнергии на них, объемы потребления разных видов топлива, цены производителя на каждой станции, а также средневзвешенная и маргинальная (предельная) цена генерации в регионе.

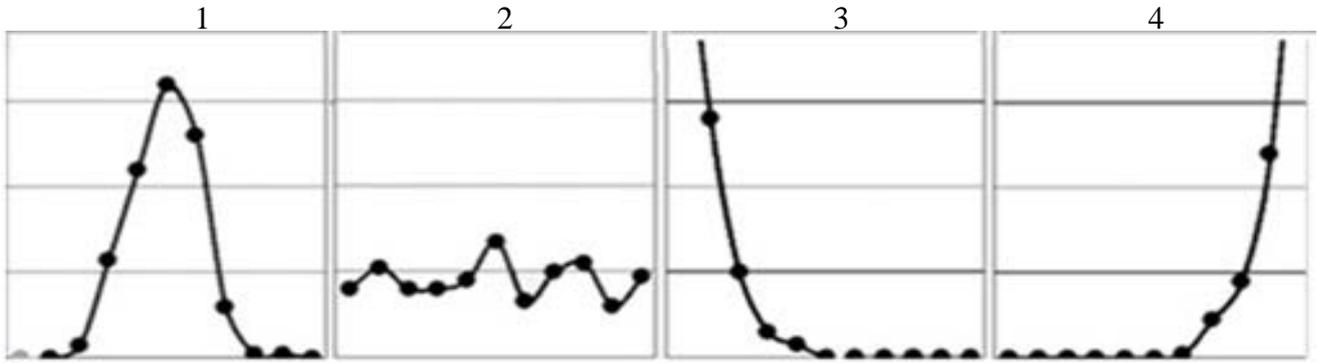
Для учета неопределенности приходится получать и рассматривать множество (сотни и тысячи) оптимальных решений для разной комбинации исходных данных. Это предполагает использование в компьютерной программе модели МИСС-ЭЛ метода Монте-Карло. Программа дает возможность выбирать характер распределения случайных величин внутри задаваемого диапазона.

Вероятностные законы распределения варьируемых величин (ВВ) задаются крайними концами интервалов своих значений и параметрами бета-распределения:

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

где  $B(a, b, \alpha, \beta) = \int (x - a)^{\alpha-1} (b - x)^{\beta-1} dx$ ;  $a, b$  – границы интервалов изменений;  $\alpha, \beta > 0$  – числовые параметры, определяющие характер распределения вероятностей ВВ внутри диапазона.

Вариация параметров  $\alpha$  и  $\beta$  позволяет генерировать случайные величины, моделируя самые разные законы вероятностных распределений (рис. П.1). Они могут быть равномерными, нормальными, логнормальными, показательными и т.д.



**Рис. П.1. Вид функции плотности бета-распределения для различных  $\alpha$  и  $\beta$**

Примечание. Варианты законов распределения: 1 – нормальное ( $\alpha=10, \beta=10$ ), 2 – равномерное (интервальная неопределенность) ( $\alpha=1, \beta=1$ ), 3 – смещение к нижней границе ( $\alpha=10, \beta=1$ ), 4 – смещение к верхней границе ( $\alpha=1, \beta=10$ ).

Основные уравнения модели МИСС-ЭЛ формулируются следующим образом (параметры из множества варьируемых величин взяты в фигурные скобки):

$W_{er} = \{h_{er}\} \cdot N_{er}$  – выработка электроэнергии (э/э) на новых электростанциях типа  $e$  в регионе  $r$ ;

$\underline{N}_{er} \leq N_{er} \leq \overline{N}_{er}$  – новые и реконструируемые мощности электростанций;

$\sum W_{er} + (\{Im_r\} - Ex_r) = \{D_r\}$  – баланс потребности в э/э в регионе  $r$  и его обеспечение;

$\underline{Im}_r \leq Im_r \leq \overline{Im}_r$  – импорт э/э в регион;

$\underline{Ex}_r \leq Ex_r \leq \overline{Ex}_r$  – экспорт э/э из региона  $r$ ;

$\sum Im_r - \sum Ex_r = Imp - Exp$  – баланс импорта/экспорта (внутреннего и внешнего);

$Fuel_r = \sum \{b_{er}\} \cdot W_{er}$  – расход газа/угля на выработку э/э в регионе;

$\underline{Fuel}_r \leq Fuel_r \leq \overline{Fuel}_r$  – ограничения на топливо для электростанций;

$R_{er} = \{c_{er}\} \cdot \{b_{er}\} + \{u_{er}\} + \sigma \cdot \{k_{er}\} / \{h_{er}\}$  – приведенная стоимость э/э;

$Cost_r = \sum (R_{er} \cdot \{h_{er}\} \cdot N_{er}) + \{pIm_r\} \cdot Im_r - \{pEx_r\} \cdot Ex_r$  – затраты на э/э в регионе.

Функционал модели:  $\sum Cost_r \rightarrow \min$ ,

где:  $\{D_r\}$  – потребность в э/э региона  $r$ , которую не могут удовлетворить действующие станции;

$\{pIm_r\}$  – транспортный тариф на импортируемую э/э в регион;

$\{pEx_r\}$  – тариф на экспортируемую э/э из региона;

$\{h_{er}\}$  – коэффициент использования установленной мощности (КИУМ);

$\{k_{er}\}$  – удельные капвложения;

$\{b_{er}\}$  – удельный расход топлива;

$\{c_{er}\}$  – цена топлива;

$\{u_{er}\}$  – прочие расходы;

$\sigma$  – коэффициент дисконтирования.

В компьютерной программе, разработанной В.Н. Тыртышным, реализован двухэтапный процесс расчетов. На первом этапе проводится серия расчетов (имитационных испытаний), когда для каждой переменной исходных данных с помощью генератора

случайных чисел в соответствии с их вероятностными характеристиками находятся числовые реализации, а затем вычисляются зависимые от них переменные из множества искомых показателей. После чего числовые значения всех переменных модели заносятся в базу данных. На следующем этапе проводится статистическая обработка результатов имитационных испытаний с целью выделения наиболее устойчивого варианта и определения инвестиционных рисков.

Многовариантные расчеты МИСС-ЭЛ позволяют определять не только наиболее эффективный состав и мощность вводимых электростанций по заданному критерию для каждой комбинации возможных условий, но и инвестиционные риски сооружения каждой станции и рискованность варианта в целом. Для этого компьютерная программа включает определение частоты (вероятность) попадания данной станции в оптимальные решения. Чем меньше эта вероятность, тем выше риск реализации соответствующего инвестиционного проекта.

Из множества рассчитанных вариантов сбалансированного ввода мощностей программа МИСС-ЭЛ формирует основной, включающий наименее рискованный состав электростанций и обеспечивающий минимальную стоимость генерации в рассматриваемых условиях.

В приведенном ниже иллюстрированном примере расчеты проводились для сценария ввода новых электростанций в Европейской части страны (включая Урал). При этом исходные данные принимались с ориентацией на разработки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 г.

Основные данные (спрос на электроэнергию, цены на топливо, технико-экономические показатели электростанций) в МИСС-ЭЛ задаются не однозначно, а диапазоном их вероятных значений с разным распределением вероятностей внутри этих диапазонов.

Структура ввода новых мощностей электростанций в принятом сценарии условий заметно реагирует на задаваемые в расчетах вероятности распределения исходных данных в интервале их возможных значений. Это видно из результатов экспериментальных расчетов, отраженных в таблицах П.1 и П.2. При этом доля газовых электростанций снижается с 49% до 42%, доля угольных станций увеличивается с 31% до 35,5%, а доля станций на возобновляемых энергоресурсах (ВИЭ) и ГЭС растет с 6,4% до 7,7% (табл. П.1).

Таблица П.1

**Влияние принимаемого закона распределения вероятности неопределенных исходных данных на результаты расчетов**

Показатель	Единицы измерений	Распределение вероятностей		
		Нормальное	Равномерное	Смещение к верхней границе
Стоимость генерации				
средняя	цент/кВтч	7,2	7,3	7,5
маржинальная	цент/кВтч	7,7	7,9	8,0
Структура новых мощностей				
Газовые	%	49,0	47,5	42,2
Угольные ЭС	%	31,0	30,7	35,5
АЭС	%	13,8	14,4	14,6
ГЭС	%	3,2	3,9	4,0
ВИЭ	%	3,0	3,5	3,7
Средний риск варианта	%	6,4	13,1	4,2

Примечание. Расчеты проводились для одного из сценариев развития электроэнергетики в ЕЭС Европейской части РФ и Урала в период 2025-2030 гг. Принимаемые в вариантах значения коэффициентов  $\alpha$  и  $\beta$  показаны на рис. П.1.

Таблица П.2

**Усредненные значения инвестиционных рисков прогнозируемого ввода  
различных типов электростанций, %**

Тип станции	Распределение вероятностей исходных данных		
	нормальное	равномерное	смещение к верхней границе
<b>Газовые</b>			
КЭС	12,5	21,8	8,9
ТЭЦ	6,7	6,2	6,2
<b>Угольные</b>			
КЭС	0	2,5	0
ТЭЦ	3,9	22,8	2,8
АЭС	17,8	26,2	10,9
ГЭС	13,4	6,2	13,6
ВИЭ	51,0	41,0	4,2

Источник: результаты расчетов авторов на модели МИСС-ЭЛ.

Следует отметить, что результаты экспериментальных расчетов в значительной степени зависят от задаваемого диапазона неопределенности исходных данных и ограничений на ввод электростанций.

В прогнозных исследованиях долгосрочного развития такой сложной и многофункциональной системы, как ТЭК, стохастические модели целесообразно использовать на заключительных этапах прогнозирования – при решении наиболее значимых для каждого временного этапа задач (табл. П.3).

Таблица П.3

**Область целесообразного использования стохастических моделей при  
прогнозировании развития ТЭК страны**

Типы моделей	Горизонт прогнозирования	Решаемые задачи
<b>Детерминированные</b> Основные: оптимизационные ТЭК и электроэнергетики Дополнительные: разагрегированные модели отраслевых систем ТЭК, макроэкономики, потребностей в энергоносителях и динамики их стоимости по макрорегионам	Более 15-20 лет  До 15-20 лет	Определение границ прогнозной области (конуса неопределенности), инвариантов (устойчивых решений). Выявление возможных проблем, стратегических угроз. Уточнение целей и задач дальнейших исследований
<b>Стохастические</b> Энерго- и топливоснабжения регионов, региональных энергетических рынков, развития энергетических компаний	До 15-20 лет	Количественная оценка стратегических угроз и пороговых значений индикаторов энергетической безопасности. Ценовая эластичность спроса на топливо и электроэнергию. Перспективы развития региональных энергосистем и новых источников электроэнергии. Риск-анализ крупномасштабных проектов и программ

## II.2. Проблемы рационального агрегирования в прогнозных исследованиях

Может показаться, что проблема агрегирования моделей, которой уделялось много внимания в работах отечественных и зарубежных экономистов и математиков, теряет свою значимость из-за быстрого развития компьютерных технологий. Но она, по-прежнему, остается важной из-за объективно ускоряющегося роста неопределенности будущего.

Традиционно проблема агрегирования трактуется как проблема сокращения размерности модели таким образом, чтобы потери информации, получаемой с ее помощью, были минимальными. Представляется, что при большой неопределенности исходных данных, больших размерах и сложности прогнозных моделей целесообразно ставить проблему определения рационального агрегирования таких моделей. При этом надо учитывать не только величину и характер неопределенности исходных данных, но и возможную и допустимую погрешность основных прогнозируемых показателей. Универсального метода решения этой проблемы для любой системы и любого горизонта прогнозирования нет.

В общем случае, определение рациональной степени агрегирования моделей, используемых для долгосрочных прогнозов, может включать следующие этапы:

1. Построение базовой (эталонной) модели, с максимально возможной детализацией объектов, связей и свойств системы.

2. Определение с помощью многовариантных расчетов тех исходных данных, которые оказывают наибольшее влияние на основные прогнозируемые показатели. При прогнозах цен на электроэнергию такими данными являются цены на топливо, а также капиталоемкость и другие технико-экономические показатели новых электростанций.

3. Оценка допустимого интервала неопределенности этих исходных данных. Она возможна, например, с помощью анализа доступных прогнозов их предполагаемой динамики. Из этого анализа и экспертной оценки можно получить представление и о характере неопределенности (распределении вероятности значений данного показателя внутри интервала неопределенности).

4. Определение ориентировочного значения возможной минимальной погрешности результатов расчетов базовой модели при заданной неопределенности исходных данных. Таковую погрешность можно считать ориентиром неизбежной минимальной ошибки прогноза.

Методы итеративного агрегирования информации в иерархически построенных системах моделей достаточно хорошо разработаны [8]. В 70-80-е годы прошлого столетия они активно применялись для согласования решений в отраслевой и региональной иерархии моделей общеэнергетических систем [9]. Эти методы предполагают агрегирование и разагрегирование всех взаимосвязанных моделей на каждой итерации. При этом окончание всех расчетов, достижение приемлемой степени агрегирования определяется по совпадению критерия оптимальности модели верхнего уровня на двух последовательных итерациях. Такими моделями могут быть: при среднесрочном прогнозировании динамическая модель макроэкономики (с критерием – максимум ВВП или конечного потребления товаров и услуг), а при долгосрочных прогнозах – агрегированная модель ТЭК страны (с критерием минимума затрат на производство и транспорт энергоносителей).

В иерархии моделей для прогнозирования развития ТЭК объединяющую роль выполняют ценовые модели. Важное самостоятельное значение прогнозы вероятной динамики цен на региональных энергетических рынках играют при выявлении и количественной оценке потенциальных угроз энергетической безопасности. При решении этой задачи допустимую ошибку агрегирования используемых моделей можно определить по отклонению результатов многовариантных расчетов от задаваемых пороговых значений индикаторов энергетической безопасности.

Влияние ошибки агрегирования, региональных особенностей и характера неопределенности исходных данных в приводимом ниже примере определялось по изменению двух основных прогнозируемых показателей: цен на электроэнергию и структуры ввода мощностей электростанций. При этом в используемой для расчетов модели МИСС-ЭЛ отдельно рассматривались два макрорегиона: Европейская часть страны и часть Сибири, охватываемая объединенной электроэнергетической системой.

Условия развития электроэнергетики в этих макрорегионах различаются, не только стоимостью топлива (в Сибири цены на газ на 20-30%, а на уголь на 45-50% ниже, чем в Европейской части) и прогнозируемым ростом спроса на электроэнергию, но и режимом энергопотребления (в Сибири коэффициент использования установленной мощности электростанции принимался в среднем на 10-15 выше, чем в Европейской части). Дороже (ориентировочно на 5-10%) обходится в Сибири и строительство тепловых и атомных станций.

В каждом из этих двух макрорегионов в базовых (наименее агрегированных) моделях выделялось по шесть регионов, отличающихся, прежде всего, спросом на электроэнергию и условиями топливоснабжения электростанций.

При оценке влияния на результаты расчетов агрегирования территории и электростанций в каждой модели Европейской части и Сибири вместо 6 регионов рассматривался один объединенный макрорегион. При этом вместо локальных принимались обобщенные интервалы неопределенности цен на топливо и суммарные ограничения на максимально допустимый ввод газовых, угольных, атомных и гидроэлектростанций.

Укрупнение регионов в МИСС-ЭЛ оказывает слабое влияние на цены (особенно в Сибири). Существеннее влияние агрегирования на оценку региональной структуры электростанций (табл. П.4). Ошибка агрегирования увеличивается, если в МИСС-ЭЛ при неизменном интервале неопределенности вероятные значения исходных данных задаются не при нормальном распределении, а при интервальной (полной) неопределенности. Эта ошибка растет и с расширением диапазона неопределенности исходных данных, неизбежным при увеличении горизонта прогнозирования (табл. П.5).

Таблица П.4

#### Отклонение результатов расчетов агрегированных моделей от эталонных

Характеристика исходных данных	Цена электроэнергии		Доля ПГУ	
	Европейская часть	Сибирь	Европейская часть	Сибирь
Средние значения	1	0,5	6	9
Нормальное распределение	2,1	0,1	12	10
Интервальная неопределенность	2,4	0,2	18	12

Примечание. Результаты расчетов для условий 2020-2025 гг. Отклонение цен дано в процентах, а изменения в структуре (доле ПГУ в суммарном вводе электростанций) в процентных пунктах (пп).

Из расчетов следует, что агрегирование модели увеличивает погрешность расчетов цен на электроэнергию всего на 1-2%, а сама неопределенность прогноза этих цен примерно в 2 раза ниже погрешности прогноза стоимости топлива на электростанциях, замыкающих баланс электроэнергии в рассматриваемом регионе.

Труднее оценить значимость влияния агрегирования на структуру ввода электростанций. Удорожание газа снижает конкурентоспособность газовых электростанций с угольными, а также с АЭС и ГЭС. В перспективе все большую роль будут играть новые типы электростанций. Поэтому с увеличением горизонта прогнозирования влияние

агрегирования моделей на структуру источников электроснабжения будет оставаться более сильным, чем на прогнозные оценки стоимости электроэнергии.

Таблица П.5

**Влияние агрегирования и увеличения интервала неопределенности и средней цены газа на результаты расчетов базовой и разагрегированной моделей**

	Единица измерения	Увеличение цены газа, %		
		5	10	25
Средняя цена электроэнергии до агрегирования	%	2	4	12
после агрегирования	%	3	5,5	14
Снижение доли ПГУ до агрегирования	п.п.	14	24	28
после агрегирования	п.п.	13	15	17

Примечание. Расчеты для Европейской части страны.

Можно предположить, что прогнозные исследования энергоснабжения регионов с более высокими инвестиционными рисками должны проводиться с использованием более детализированных (менее агрегированных) моделей.

Рациональное агрегирование моделей, используемых в практике прогнозирования, предполагает оценку и учет влияния неопределенности исходных данных на вероятную погрешность основных прогнозируемых показателей. Оно также требует представления о приемлемой ошибке прогноза для принятия своевременных решений (инвестиционных, управленческих, стратегических).

## Приложение 3

### П.3. Проблемы выбора нормы дисконта в оптимизационных моделях

Для соизмерения ежегодных эксплуатационных расходов и единовременных инвестиционных затрат в плановой экономике СССР использовались нормативные коэффициенты эффективности капиталовложений. Значения этих коэффициентов устанавливались отдельно для разных отраслей, изменяясь от 0,1 до 0,33 [10]. Наиболее высокие значения применялись для химической и легкой промышленности, а минимальные - для энергетики и транспорта.

В рыночной экономике экономическая эффективность как отдельных инвестиционных проектов, так и вариантов развития отраслей определяется на принципах чистого дисконтированного дохода. Используемые при этом ставки дисконтирования характеризуют требуемую инвесторами норму доходности на вложенный капитал в сопоставимых по уровню риска объекта инвестирования. Они включают две основные составляющие: безрисковую (гарантированный доход на капитал) и рисковую (премию за риск). Значение первой в основном ориентируется на ставку рефинансирования Центрального банка РФ. В нынешних условиях безрисковая ставка составляет (за вычетом инфляции) 5-7%. В странах ЕС значение безрисковой ставки дисконтирования колеблется в диапазоне 1-7% [11].

Значительно шире диапазон неопределенности рискованной составляющей ставки дисконта. В Методических рекомендациях по оценке эффективности проектов [12] отмечается, что вопрос о конкретных значениях поправок на риск в расчетах эффективности проектов для разных отраслей промышленности и разных типов проектов малоизучен и

рекомендуется ориентироваться на следующие значения этих поправок: вложения в развитие производства на базе освоенной техники – 3-5%, увеличение объема продаж существующей продукции – 8-10%, производство и продвижение на рынок новой продукции – 13-15%, вложения в исследования и инновации – 18-20%. В инвестиционных проектах с новой технологией в условиях нестабильности спроса и цен она может достигать 18-23% [13], а в отдельных случаях доходить до 47% [14].

В зарубежных публикациях, относящихся к прогнозированию энергетики, приводятся, например, такие значения нормы дисконта (стоимости капитала) [15]: большие электрогенерирующие компании – 8,2% в 2005 г. и 9,0% в 2015-2030 гг., а для малых компаний – 9,5-10,5%. Применительно к новым технологиям (на ранних стадиях их развития) эти значения могут быть выше за счет премии за риск. При оценке стоимости капитала в энергоснабжение и развитие потребителей дисконт оценивается величиной до 12% для промышленности, транспорта и сельского хозяйства, для домашних хозяйств он принимается равным 17,5%. Все эти значения не учитывают инфляцию.

В оптимизационных экономико-математических моделях заданная потребность в энергоносителях удовлетворяется по критерию минимума дисконтированных денежных затрат. Как правило, в них норма дисконта задается одинаковой для всех отраслей ТЭК и не зависит от рассматриваемой перспективы. Считается, что она является общественной (социальной), а не коммерческой.

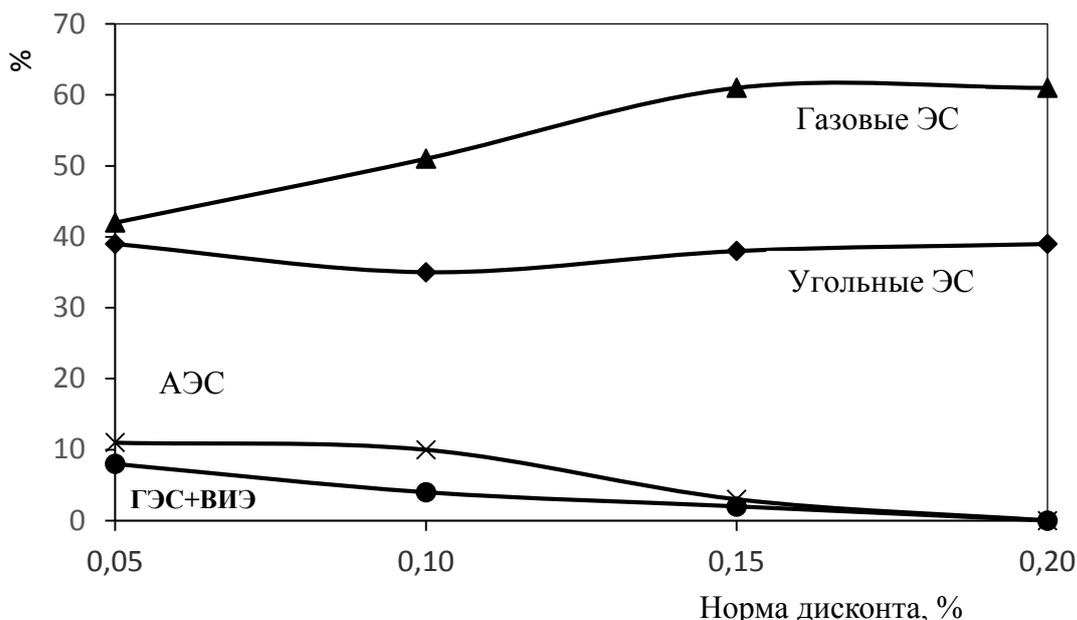
Проблема дисконтирования усложняется при использовании в прогнозах ТЭК не отдельных оптимизационных моделей, а модельно-информационных систем, построенных по иерархическому принципу, т.к. на каждом уровне иерархии может использоваться свой критерий оптимальности и своя норма дисконта.

Среди информации, связывающей модели разных уровней, едва ли не основной являются цены и спрос на электроэнергию. Стоимость ее производства определяют по формуле приведенных дисконтированных затрат (levelized cost) на станциях, замыкающих баланс электроэнергии в каждом рассматриваемом регионе (энергосистеме). По такой формуле Международным Энергетическим Агентством определяется стоимость электроэнергии для стран OECD. При этом величина нормы дисконта принимается равной 10% [16]. В оптимизационных моделях, используемых в прогнозах развития энергетики США и некоторых других стран, эта норма часто равна 5-7%.

Следует отметить, что в отечественных публикациях, описывающих методические подходы к прогнозированию развития энергетики и результаты расчетов не приводятся используемые нормы дисконта. А между тем, как показывают результаты наших экспериментальных расчетов, изменение этого показателя оказывает заметное влияние на результаты оптимизации (рис. П.2 и П.3).

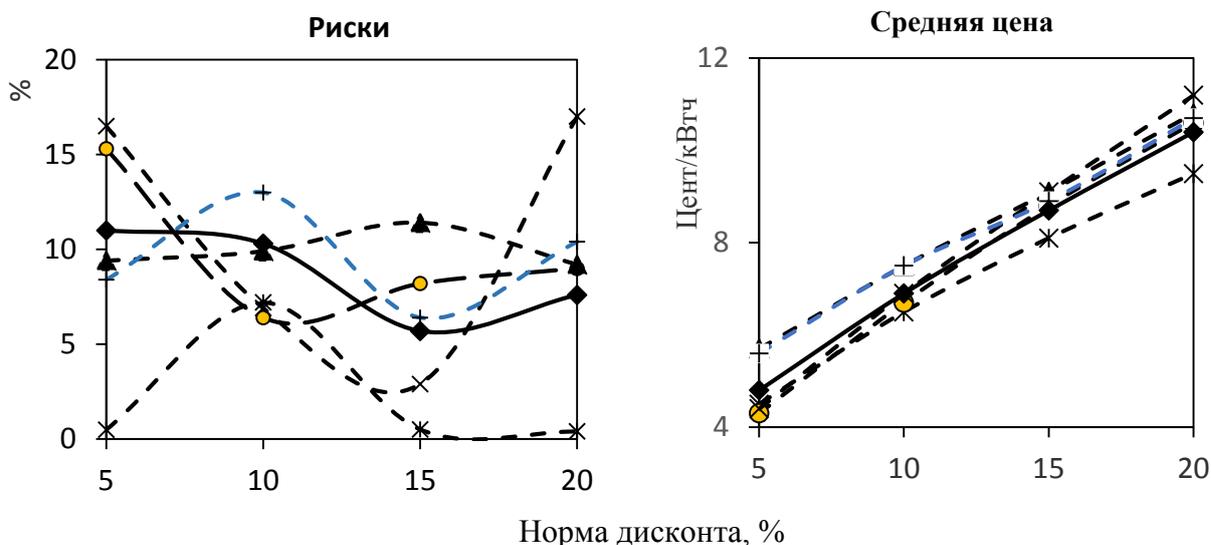
Расчеты проводились на примере оптимизации прогнозируемого ввода мощностей электростанций в Европейской части РФ (6 федеральных округов). Согласно расчетам, с увеличением общей нормы дисконта относительная эффективность и конкурентоспособность наиболее капиталоемких электростанций (ГЭС, АЭС, солнечных и ветровых) снижается. Соответственно уменьшается их доля в структуре вводимых мощностей. Увеличивается также средняя стоимость генерации на рассматриваемой территории (примерно на 30% при изменении дисконта с 10 до 20%). Не столь однозначно реагируют на изменение нормы дисконта инвестиционные риски проектов некоторых электростанций (угольных ТЭЦ и ГЭС). Такая реакция обусловлена тем, что в расчетах не менялись ограничения на поставки газа, а также верхние границы допустимых межрегиональных потоков электроэнергии и ввода мощностей ТЭЦ и АЭС.

Следует отметить, что приведенные результаты расчетов получены при нормальном распределении исходных данных внутри задаваемых диапазонов их значений. При интервальной (равновероятной) неопределенности влияние изменения ставки дисконтирования на различие результатов прогнозов значительно усиливается.



**Рис. П.2. Влияние нормы дисконта на структуру ввода новых электростанций**

Примечание. Результаты экспериментальных расчетов на оптимизационной (стохастической) модели вариантов энергоснабжения Европейской части РФ в ожидаемых условиях 2025-2030 гг.



**Рис. П.3. Влияние коэффициента дисконтирования на инвестиционные риски (а) и на цену безубыточности электроэнергии (б) в регионах**

— - Макрорегион      - - - Федеральные округа

Примечание. Инвестиционные риски определялись как величина, обратная вероятности попадания рассматриваемых электростанций данной мощности в оптимальное решение.

Результаты расчетов и анализ зарубежной и отечественной теории и практики позволяет предложить следующий подход к назначению нормы дисконта в оптимизационных моделях, используемых на разных иерархических уровнях и разных временных этапах прогнозных исследований долгосрочного развития ТЭК:

- В оптимизационных моделях ТЭК страны норма дисконта должна отражать социальную и бюджетную значимость сравниваемых вариантов, а значение рисков

составляющей быть меньше, чем при оптимизации развития электроэнергетики и особенно газовой отрасли, учитывая особенности внешних и внутренних условий и значимость стратегических угроз энергетической безопасности.

- При оптимизации развития региональных систем энергоснабжения из-за особенно большой неопределенности будущих условий проблема дисконтирования особенно сложна. Поэтому оценка инвестиционных рисков должна рассматриваться как самостоятельная задача и решаться с использованием метода Монте-Карло.

- С увеличением горизонта прогнозирования безрисковая составляющая нормы дисконта должна снижаться, а рисковая составляющая – расти (в соответствии с ростом неопределенности).

В условиях объективного роста неопределенности будущего усложняются способы повышения обоснованности прогнозов. Повышается и важность правильного выбора нормы дисконта в используемых оптимизационных моделях, учитывая влияние этого выбора на устойчивость вариантов развития энергетики и, соответственно, на энергетическую безопасность.

Очевидно, что проблема дисконтирования в прогнозных исследованиях требует дальнейшего изучения.

### Список литературы к Приложениям

1. Википедия (2001). Оптимизационная стохастическая модель. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/> (дата обращения: апрель 2014 г.)
2. Ермаков С.М. Метод Монте-Карло и смежные вопросы. М.: Наука, 1975. 472 с.
3. Елисеева О.А., Лукьянов А.С., Тарасов А.Э. Исследование перспектив и анализ рисков развития газовой отрасли России // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 119-132.
4. Кононов Ю.Д., Тыртышный В.Н. Оценка влияния неопределенности исходных данных на эффективность вариантов энерго- и топливоснабжения регионов в прогнозных исследованиях // Проблемы прогнозирования. 2013. № 1. С. 90-94.
5. Кононов Ю.Д., Тыртышный В.Н., Кононов Д.Ю. Использование стохастического моделирования при выборе вариантов энергоснабжения регионов с учетом инвестиционных рисков // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2018. № 2 (10). С. 80-87.
6. Zhuang J., Gabriel S.A. A complementarity model for solving stochastic natural gas market equilibria // Energy Economics. 2008. № 30 P. 113-143.
7. Di Lorenzo G., Pilidis P., Witton J., Probert D. Monte-Carlo simulation of investment integrity and value for power – plants with carbon – capture // Applied Energy. 2012. № 98. P. 467-478.
8. Итеративное агрегирование и его применение в планировании / Под ред. Л.М. Дудкина. М.: Экономика. 1979. 250 с.
9. Методы и модели согласований иерархических решений / Под ред. А.А. Макарова. Новосибирск: Наука. 1979. 239 с.
10. Яковлева И.Н. Как рассчитать ставку дисконтирования и риска для производственного предприятия // Справочник экономиста. 2008. № 9. С. 24-33.
11. Steinbach I., Staniaszek D. Discount rates in energy system analysis. Discussion Paper. Fraunhofer ISI, 2015. 18 p.
12. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Москва: «Экономика». 2000. 416 с.
13. Жданов И.Ю. Ставка дисконтирования. 10 современных методов расчета. [электронный ресурс] Режим доступа: <http://www/finrr.ru/stavka-diskontirovaniya.html>
14. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика: учеб. пособие. М.: Дело, 2002. 888 с.

15. Energy – Economy – Environment Modelling Laboratory. Research and Policy Analysis.  
URL: <http://e3mlab.eu/e3mlab/>
16. Projected Costs of Generating Electricity: 2015 Edition. Nuclear Energy Agency, International Energy Agency and OECD, 2015. 212 p. URL: <https://doi.org/10.1787/20798393>

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АЭС	– атомная электростанция
ВВП	– валовый внутренний продукт
ВИЭ	– возобновляемые источники энергии
ВНП	– валовый национальный продукт
ГЭС	– гидроэлектростанция
ЕЭЭС	– единая электроэнергетическая система
КВ	– капиталовложения
КИЭБ	– комплексный индекс ЭБ
КПТ	– котельно-печное топливо
КЭС	– конденсационная электростанция
НТП	– научно-технический прогресс
ОПФ	– основные производственные фонды
ОЭС	– объединенная энергетическая система
ПГ	– парниковый газ
ТЭБ	– топливно-энергетический баланс
ТЭК	– топливно-энергетический комплекс
ТЭР	– топливно-энергетические ресурсы
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
ЧДД	– чистый дисконтированный доход
ЭБ	– энергетическая безопасность
ЭС-30	– Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.
IEA	– Международное Энергетическое Агентство
WEC	– Международный Энергетический Совет
WETI	– Мировой Энергетический Трилемма Индекс
WEF	– Мировой Экономический Форум
GEAPI	– Global Energy Architecture Performance Index