

*Д.Ю. Кононов, Ю.Д. Кононов*

### **РАЦИОНАЛЬНОЕ АГРЕГИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ ПРИ ДОЛГОСРОЧНОМ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЦЕН НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ<sup>1</sup>**

*В статье на примере прогнозирования цен на электроэнергию в макрорегионах РФ рассматривается поэтапный подход к рациональному агрегированию территории и объектов с учетом решаемой задачи и неоднозначности исходных данных. Приводятся результаты оценки влияния на возможную погрешность прогнозов и ошибки агрегирования региональных особенностей и характера неопределенности используемой информации.*

Развитие рыночных механизмов в ТЭК, реформирование электроэнергетики, ожидаемые кардинальные изменения в производстве и потреблении энергоносителей и другие факторы усложняют взаимосвязи энергетики и экономики, увеличивают неопределенность перспективных стоимостных оценок, заставляют искать новые методические подходы к долгосрочным прогнозам. Эти подходы должны учитывать множество конкурирующих субъектов энергетических рынков, региональные особенности, усиление прямых и обратных связей между темпами развития и структурой генерирующих мощностей и ценами на электроэнергию.

Долгосрочные (на перспективу более 10-15 лет) прогнозы возможной динамики цен на электроэнергию являются необходимой составной частью стратегий и программ развития энергетики и экономики. Они дают представление об изменении конкурентоспособности разных типов электростанций и энергоемких видов продукции и служат важным ориентиром в принятии инвестиционных решений.

Очевидно, что чем отдаленнее рассматриваемая перспектива, тем больше неопределенность условий и ниже надежность прогнозов. Зарубежные и российские прогнозы развития энергетики демонстрируют нелинейный рост интервала неопределенности с увеличением горизонта прогнозирования. Разброс значений в сценариях потребностей в первичных топливно-энергетических ресурсах в США увеличивается примерно с 5-10% для временного интервала 5 лет, до 13-23% для 15-ти лет и до 22-38% для 25-ти лет. В Энергетической стратегии России на период до 2030 г., утвержденной в 2009 г., различие суммарного энергопотребления в крайних сценариях увеличивается с 7% для первых пяти лет, до 22% для 15-ти лет и до 31% для 20-летней перспективы. Значительный нелинейный рост интервала неопределенности характерен и для прогнозов цен на энергоносители.

Одно из активно развиваемых направлений повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК и других отраслевых систем – усложнение методического инструментария. В середине прошлого столетия для прогнозирования развития энергетики начали активно использоваться оптимизационные модели, а затем стали создаваться все более сложные системы моделей и модельно-информационные комплексы. В условиях большой и растущей неопределенности исходных данных усложнению методического инструментария для долгосрочных прогнозов могут препятствовать следующие соображения: 1) дезагрегирование используемых моде-

---

<sup>1</sup> Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 16-06-00091а).

лей, увеличение количества учитываемых прогнозируемых объектов, детализация рассматриваемой территории – все это требует дополнительной информации, повышая вероятность увеличения погрешности прогнозов; 2) при объединении отраслевых и региональных систем и моделей в единый комплекс с полной автоматизацией расчетов возникает проблема определения общего критерия оптимальности; 3) чем сложнее такие комплексы, тем труднее анализировать и интерпретировать получаемые, зачастую неожиданные, результаты; 4) преувеличение сложности используемых методов часто вызывает излишнее и неоправданное доверие к долгосрочным прогнозам.

Важным принципом системных исследований и совершенствования методического инструментария является соотношение требуемой точности результатов расчетов и точности используемой для этого информации [1; 2]. Этот принцип имеет сходство с известным принципом «бритвы Оккама» и предполагает конструирование как можно более простых моделей, но учитывающих основные свойства рассматриваемой системы для приемлемого решения данной задачи в данных условиях.

Принцип соответствия методического инструментария объективной неопределенности используемых исходных данных и требуемой точности прогнозов реализуется на практике пока на основе интуиции создателей и пользователей моделей. Более обоснованный подход к реализации этого принципа может быть разработан с помощью количественного анализа и сопоставления неопределенности исходных данных и ценности получаемых результатов расчетов для выявления возможных проблем и для повышения обоснованности принимаемых решений. Ценность прогнозов и требования к их обоснованности зависят от рассматриваемой перспективы и от решаемой задачи.

К числу таких задач прогнозных исследований развития энергетики и экономики относится прогноз вероятной взаимосвязанной динамики цен и спроса на региональных энергетических рынках. При решении этой и других задач с использованием оптимизационных моделей возможна разная степень агрегирования учитываемых объектов, связей и рассматриваемой территории.

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 ускоряющийся рост неопределенности будущего не снижает важности этой проблемы.

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 решение проблемы определения рационального агрегирования таких моделей. При этом следует 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 данной статье возможные подходы к рациональному агрегированию оптимизационных моделей рассматриваются применительно к задаче прогнозирования цен на электроэнергию.

**Возможные подходы к рациональному агрегированию.** 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 про-

гнозировании 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 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. Такую погрешность можно считать оценкой неизбежной минимальной ошибки прогноза.

5. Сравнение результатов расчетов базовой модели с результатами, получаемыми при разной степени ее укрупнения, и определение соответствующих ошибок агрегирования.

6. По результатам сравнения этих ошибок с допустимой (приемлемой) погрешностью прогнозируемых показателей определяется рациональная степень агрегирования модели.

Определение допустимой погрешности – наиболее сложная проблема. Возможные способы ее приближенного решения зависят от предназначения прогноза и от роли рассматриваемой модели в общей схеме прогнозных исследований.

В поэтапном подходе к долгосрочному прогнозированию ТЭК страны [3] для разных горизонтов прогноза меняется состав моделей (рис. 1). В ходе итерационных расчетов и согласования результатов расчетов отдельных моделей важнейшую роль играют цены и спрос на энергоносители. Поэтому модели для прогноза конъюнктуры на энергетических рынках остаются на всех этапах прогнозных исследований ТЭК, но степень их агрегирования должна меняться.

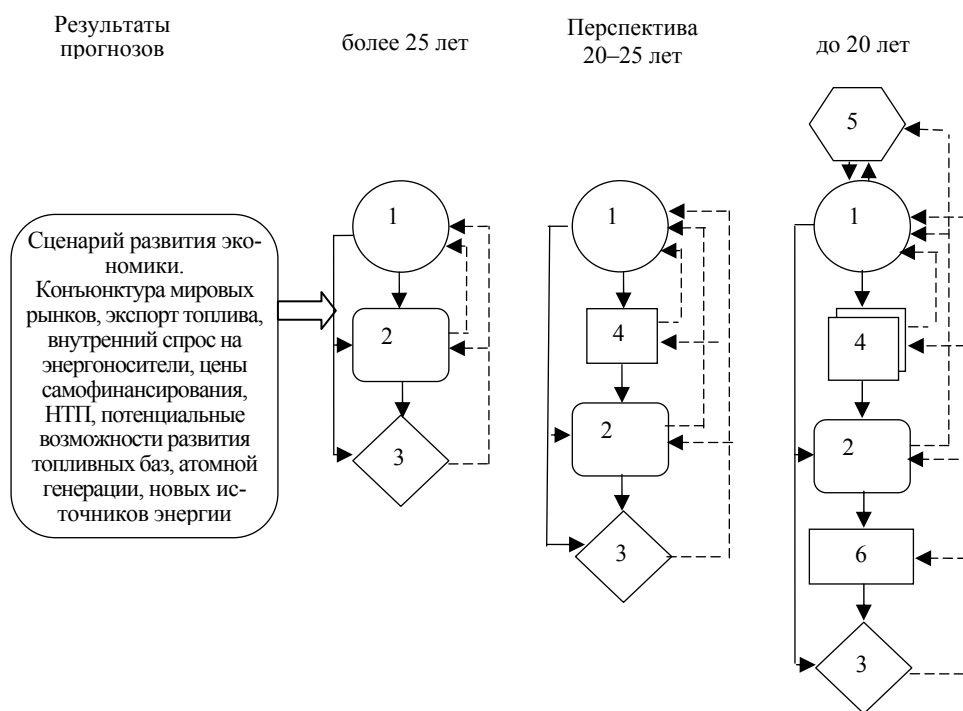


Рис. 1. Состав и взаимосвязи моделей на разных стадиях формирования и исследования вариантов долгосрочного развития ТЭК.  
 1 – ТЭК; 2 – конъюнктура региональных энергетических рынков (спрос и цены); 3 – барьеры и угрозы; 4 – отрасли ТЭК; 5 – макроэкономика; 6 – энергетические компании.

Методы итеративного агрегирования информации в иерархически построенных системах моделей достаточно хорошо разработаны [4]. В 70-80-е годы прошлого столетия они активно разрабатывались и применялись для согласования решений в отраслевой и региональной иерархии моделей общеэнергетических систем [5]. 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. На рис. 1 такими моделями являются: при среднесрочном прогнозировании – динамическая модель макроэкономики (с критерием – максимума 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 ценовые модели выполняют вспомогательную (объединяющую) роль. Важное самостоятельное значение прогнозы вероятной динамики цен на региональных энергетических рынках имеют при выявлении и количественной оценке потенциальных угроз энергетической безопасности [6]. При решении этой задачи допустимую ошибку агрегирования используемых моделей можно определить по отклонению результатов многовариантных расчетов от задаваемых пороговых значений индикаторов энергетической безопасности.

Особое значение прогноз возможной динамики цен на энергетических рынках имеет при определении эффективности и рисков крупномасштабных проектов в ТЭК.

Ценность для инвестора доходов, отдаленных во времени, ниже, чем в ближней перспективе. Это отражается в использовании коэффициентов дисконтирования в показателях, измеряющих финансовую эффективность проектов. 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.

Этот подход применен для оценки «чувствительности эффективности» инвестиционного проекта парогазовой электростанции (ПГУ) к изменению цен на газ. Результаты расчетов (рис. 2) демонстрируют заметное нелинейное снижение «чувствительности эффективности» этого проекта к изменению стоимости газа по мере отдаления времени этого изменения.

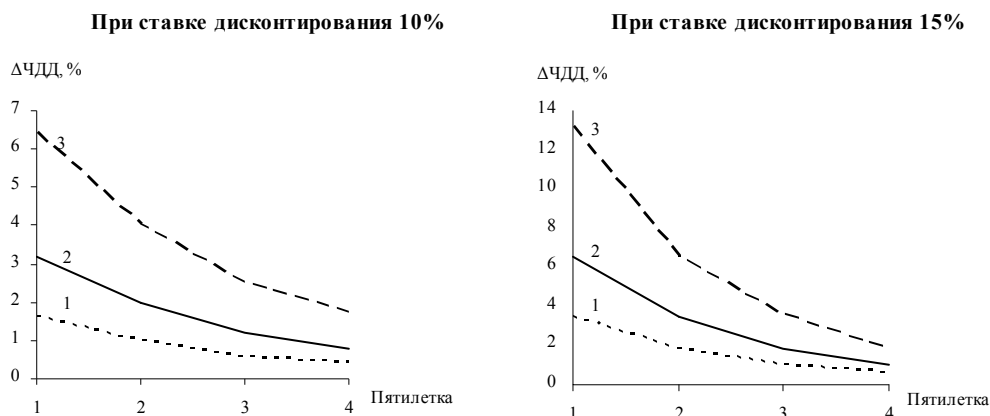


Рис. 2. Зависимость снижения экономической эффективности проекта ПГУ от увеличения цены на газ в одной из пятилеток.  
Увеличение на 25% – кривая 1, на 50% – 2, на 100% – 3.

При удорожании газа в конце рассматриваемого периода даже в полтора-два раза снижение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) не превышает 2-3%. Влияние увеличения ставки дисконтирования на оценку эффективности ощутимо лишь в начальном периоде, но быстро замедляется.

Оценка и сопоставление возможной погрешности прогнозируемых показателей с требованиями к их точности при принятии инвестиционных и других решений облегчает обоснование приемлемой сложности применяемых экономико-математических моделей.

**Модель долгосрочного прогнозирования цен на электроэнергию и анализа влияния на них неопределенности и других факторов.** Прогнозирование возможной минимальной стоимости электроэнергии на рассматриваемой территории (нижней границы интервала неопределенности) в общем случае предполагает следующую схему итерационных расчетов (при заданных сценариях развития экономики страны и регионов): определение спроса на электроэнергию, рассмотрение вариантов требуемого ввода мощностей и типа новых электростанций (с учетом межрегиональных энергетических связей), расчет требуемых капиталовложений, определение минимально необходимой для окупаемости затрат цены на генерацию (производство) электроэнергии и на ее доставку потребителям, определение рыночной цены электроэнергии, оценку ее влияния на потребности в электроэнергии (т. е. ценовой эластичности спроса), корректировку спроса – и новый итерационный цикл расчетов. Таких итераций может быть много из-за объективной неопределенности исходных данных, растущей с увеличением горизонта прогнозирования.

При долгосрочных прогнозах данную схему расчетов целесообразно упростить, объединив некоторые ее этапы, но добавив вероятностные оценки получаемых результатов. Такой подход к решению задачи долгосрочного прогнозирования цен на производство электроэнергии в отдельных крупных регионах рассматривается ниже. При этом особое внимание уделяется учету характера неопределенности вероятных условий развития электроэнергетики и ввода новых мощностей на рассматриваемой территории.

Цены на электроэнергию в регионе (энергосистеме) в значительной степени зависят от ее стоимости на новых электростанциях, замыкающих баланс мощности и энергии. Тип и мощность этих станций в рассматриваемой перспективе можно определить, сопоставив цены самофинансирования (самоокупаемости) для каждой конкурирующей электростанции. Для новых объектов такая цена должна покрывать эксплуатационные издержки и включать инвестиционную составляющую, обеспечивающую за счет ожидаемой прибыли возврат заемных средств и получение приемлемого дохода на вложенный капитал<sup>2</sup>.

Взаимозависимость сравнительной эффективности новых электростанций, спроса и цен на электроэнергию предполагает целесообразность определения рационального ввода мощностей и стоимости производства на них электроэнергии в единой оптимизационной модели. С ее помощью должна решаться задача приближенной оценки конкурентоспособности разных электростанций, разных способов рационального обеспечения заданной потребности в электроэнергии региона с учетом неоднозначности ожидаемых условий.

Такая модель и компьютерная программа под названием МИСС-ЭЛ (Модель Имитационная Стохастическая Статическая) разработана в ИСЭМ СО РАН [8]. Критерий оптимальности в этой модели – минимум цены на генерацию (производство) электроэнергии в рассматриваемом регионе, а ограничения – потребности рассматриваемой территории в электроэнергии, ее возможный экспорт или импорт,

<sup>2</sup> Для определения такой цены разработана специальная модель ИНТАР [7]. В ней учитываются и варьируются возможные за период эксплуатации изменения себестоимости электроэнергии, налоговой политики, условий получения заемных средств, сроков строительства, коэффициентов дисконтирования и другие показатели.

мощность существующих станций и потенциально возможный ввод электростанций разного типа, ограничения на добычу или на поставку в регион газа. Все эти ограничения задаются интервально. Верхняя и нижняя граница принимаются и 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.

Искомые 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 предельная цены генерации в регионе. Последняя играет ключевую роль в определении рыночной цены и соответствует цене производства электроэнергии на наименее экономической станции из вошедших в оптимальное решение.

Для учета неопределенности приходится получать и рассматривать множество (сотни) оптимальных решений для разных комбинаций исходных данных. Это предполагает использование в компьютерной программе модели МИСС-ЭЛ известного метода статистических испытаний (метода Монте-Карло). При составлении возможных комбинаций значений исходных данных, заданных своими интервалами, варьируются числовые параметры, определяющие характер распределения величин внутри диапазона. Это позволяет генерировать случайные величины с самыми разными типами статистических распределений – равномерным, нормальным, логнормальным, показательным и т. д.

Многовариантные расчеты на 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. 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, который включает наименее рискованный состав электростанций и обеспечивает минимальную цену генерации в рассматриваемых условиях и при заданном распределении вероятности значений основных исходных данных внутри интервала их неопределенности. Очевидно, что величина этого интервала и характер неопределенности зависят от рассматриваемой перспективы и могут быть разными для разных регионов. Соответственно разной может быть надежность количественных оценок как вариантов ввода мощностей, так и прогнозируемых цен генерации электроэнергии на рассматриваемой территории.

**Оценка влияния региональных особенностей и характера неопределенности исходных данных на ошибки агрегирования.** Указанное влияние определялось по изменениям двух основных прогнозируемых показателей: цен на электроэнергию и структуры ввода мощностей электростанций. При этом в использованной 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 (табл. 1) и прогнозируемым ростом спроса на электроэнергию, но и режимом энергопотребления (в Сибири коэффициент использования установленной мощности электростанций принимался в среднем на 10-15% выше, чем в европейской части). Дороже (ориентировочно на 5-10%) обходится в Сибири строительство тепловых и атомных станций.

Таблица 1

## Цены на топливо для электростанций, долл./т у.т.

Топливо	Европейская часть РФ		Сибирь	
	2020-2025 гг.	2025-2030 гг.	2020-2025 гг.	2025-2030 гг.
Природный газ	120-185	125-200	90-160	100-175
Уголь	70-100	75-110	40-70	45-80

Источник: прогноз авторов (в неизменных ценах 2013 г.).

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

При оценке влияния агрегирования территории и электростанций на результаты расчетов в каждой модели европейской части и Сибири вместо шести 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.

Значения цен на топливо и других интервально задаваемых исходных данных принимались на основе имеющихся прогнозных оценок на перспективу 2020-2030 гг.

Региональные особенности обусловили заметное различие в стоимости электроэнергии (табл. 2). Средневзвешенная цена производимой электроэнергии всеми вошедшими в оптимальное решение станциями в европейской части страны в период 2020-2025 гг. примерно на 15% выше, чем в Сибири, а различие в стоимости электроэнергии на станциях, замыкающих баланс электроэнергии в этих макрорегионах, достигает 20%.

Согласно табл. 2, учет характера неопределенности исходных данных слабо сказывается на стоимости электроэнергии, но заметно – на структуре новых электростанций: доля в них ПГУ изменяется в 1,2-1,5 раза.

Таблица 2

## Цены на электроэнергию и доля ПГУ в структуре новых электростанций в базовом (разагрегированном) варианте

Характеристика исходных данных	Цена электроэнергии, цент/кВт·ч		Доля ПГУ, %	
	Европейская часть	Сибирь	Европейская часть	Сибирь
Средние значения	6,80	6,0	22	36
Нормальное распределение	6,90	6,1	33	41
Интервальная неопределенность	6,95	6,2	35	42

Примечание. Результаты расчетов эталонных моделей МИСС-ЭЛ для заданных условий 2020-2025 гг.

Слабое влияние на цены (особенно в Сибири) оказывает и укрупнение МИСС-ЭЛ. Существеннее влияние агрегирования территории на оценку региональной структуры электростанций (табл. 3). 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. 4).

Таблица 3

Отклонение результатов расчетов агрегированных моделей от эталонных

Характеристика исходных данных	Цена электроэнергии, %		Доля ПГУ, проц. п.	
	Европейская часть	Сибирь	Европейская часть	Сибирь
Средние значения	1,0	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.

Таблица 4

Влияние увеличения интервала неопределенности и средней цены газа на результаты расчетов базовой и агрегированной моделей

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

*Примечание.* Расчеты для европейской части страны.

Из расчетов следует, что агрегирование модели увеличивает погрешность расчетов цен на электроэнергию всего на 1-2%, а сама неопределенность прогноза этих цен примерно в два 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 по сравнению 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 более сильным, чем на прогнозные оценки стоимости электроэнергии.

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

Анализ множества сбалансированных и условно оптимальных решений позволяет определить средневзвешенные инвестиционные риски как для наиболее предпочтительного варианта, так и для формирующих его проектов новых электростанций<sup>3</sup>. Расчеты на МИСС-ЭЛ показывают, что в рассматриваемых условиях рискованность для инвесторов вариантов электроснабжения в Сибири выше, чем в европейской части страны. В зависимости от сценария и принимаемого характера распределения вероятных значений исходных данных внутри диапазона неопределенности средневзвешенный риск выбранных вариантов колеблется от 1 до 3% в Европе и от 7 до 16% в Сибири.

Меньшая надежность оценок ввода мощностей и соответственно прогноза цен электроэнергии в Сибири в значительной степени объясняется большей неопределенностью будущих цен на газ. Не все регионы Сибири подключены к Единой сис-

<sup>3</sup> Рискованность инвестиций в отдельные станции определялась как: 100% минус частота (вероятность) их попадания в результаты многовариантных оптимизационных расчетов.

теме газоснабжения страны, а стоимость газа в них существенно будет зависеть от возможностей и условий его экспорта.

\* \* \*

Предлагаемый в статье поэтапный подход к определению рационального агрегирования объектов и территорий применен к прогнозу стоимости производства электроэнергии на региональных энергетических рынках РФ. Экспериментальные расчеты на оптимизационной стохастической модели подтвердили заметное влияние региональных особенностей на возможную погрешность прогноза и ошибку агрегирования. Расчеты показали, что влиянием характера неопределенности исходных данных на ошибку агрегирования можно пренебречь, если основной целью прогноза является определение средней цены на электроэнергию в рассматриваемом макрорегионе. При определении же рациональной структуры электростанций это влияние может быть значимым, особенно при среднесрочных прогнозах. В этом случае стохастические оптимизационные модели для прогнозных исследований предпочтительнее детерминированных.

С помощью многовариантных расчетов таких моделей можно построить кривую зависимости ошибки агрегирования от укрупнения модели. Гораздо сложнее определить допустимую ошибку прогноза. Универсального метода такой оценки нет. На практике приходится полагаться на интуицию, учитывая особенности решаемой задачи и накопленный опыт. Если результаты прогнозных исследований используются для принятия инвестиционных решений, ориентиром, по-видимому, может служить величина риска, принимаемого при оценке экономической эффективности проекта, а также неустраняемая ошибка в прогнозе основного показателя (например, цены электроэнергии). Последнюю без особого труда можно определить, зная интервал неопределенности соответствующих исходных данных (например, цены топлива на станции, замыкающей баланс электроэнергии).

### *Литература*

1. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Новосибирск: Наука, 1979. 415 с.
2. Макаров А.А. Системные исследования развития энергетики. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 280 с.
3. Кононов Ю.Д. Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК. Новосибирск: Наука, 2015. 146 с.
4. Итеративное агрегирование и его применение в планировании / Под ред. Л.М. Дудкина. М.: Экономика, 1979. 240 с.
5. Методы и модели согласований иерархических решений / Под ред. А.А. Макарова. Новосибирск: Наука, 1979. 239 с.
6. Кононов Ю.Д. Оценка стратегических угроз в прогнозных исследованиях ТЭК // Проблемы прогнозирования. 2014. № 3. С. 46-52.
7. Кононов Д.Ю., Кононов Ю.Д. Методический подход к долгосрочному прогнозированию цен на электроэнергию. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. 30 с.
8. 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.