

**УЧЕТ РЕГИОНАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВИДА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ  
ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ТАРИФОВ  
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ**

D. Yu. Kononov

**TAKING INTO ACCOUNT REGIONAL PECULIARITIES AND THE TYPE  
OF UNCERTAINTY OF THE INITIAL DATA WHEN FORECASTING  
ELECTRICITY TARIFFS**

**Аннотация.** Представлен методический подход к вероятной оценке стоимости тарифов на электроэнергию и конкурентоспособности новых электростанций на длительную перспективу с учетом инвестиционных рисков и характера неопределенности исходных данных. Произведена оценка влияния региональных особенностей на величину генерации электроэнергии и инвестиционные риски.

**Ключевые слова:** долгосрочные прогнозы, электроэнергия, цены, новые электростанции, моделирование, инвестиционные риски, неопределенность.

**Abstract.** A methodological approach to the probable assessment of the cost of electricity tariffs and the competitiveness of new power plants for the long term, taking into account investment risks and the nature of the uncertainty of the initial data, is presented. The impact of regional features on the amount of electricity generation and investment risks is assessed.

**Keywords:** long-term forecasts, electricity, prices, new power plants, modeling, investment risks, uncertainty

Прогнозы возможной динамики цен на электроэнергию обязательно должны приниматься во внимание при разработке стратегий и программ развития энергетики и экономики России. По ним можно судить как меняется конкурентоспособность электростанций различного вида и продукция энергетических производств и делать инвестиционные оценки при принятии решений о строительстве новых объектов энергетики [1].

Усложнение взаимозависимости между энергетикой и экономикой, повышение неопределенности прогнозных оценок стоимости, появление необходимости искать новые методы для долгосрочных прогнозов вызваны развитием рыночных отношений в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) и реформами, проводимыми в электроэнергетике. При разработке этих методов необходимо учитывать множество конкурирующих участников энергетических рынков со своими интересами, особенности региональных рынков топлива и энергии, усиление прямых и обратных взаимосвязей между структурой и темпами развития объектов электроэнергетики и ценами на электроэнергию (рис. 1). Неопределенность будущих условий требует представления результатов прогнозов в виде интервала их возможных значений [2].

Прогнозирование вероятной минимальной цены электроэнергии целесообразно проводить по следующей схеме:

1. По заданным сценариям развития экономики страны и регионов определяем спрос на электроэнергию.
2. Рассматриваем варианты требуемого ввода мощностей и типа новых электростанций.
3. Производим расчет требуемых капиталовложений.
4. Находим цены на электроэнергию, которые должны окупать затраты и приносить минимальную прибыль для энергокомпаний.
5. Выполняем оценку влияния этой цены на электроэнергию на изменение потребности в регионах.
6. При необходимости производим корректировку спроса на электроэнергию.
7. Выполняем новый цикл расчета.

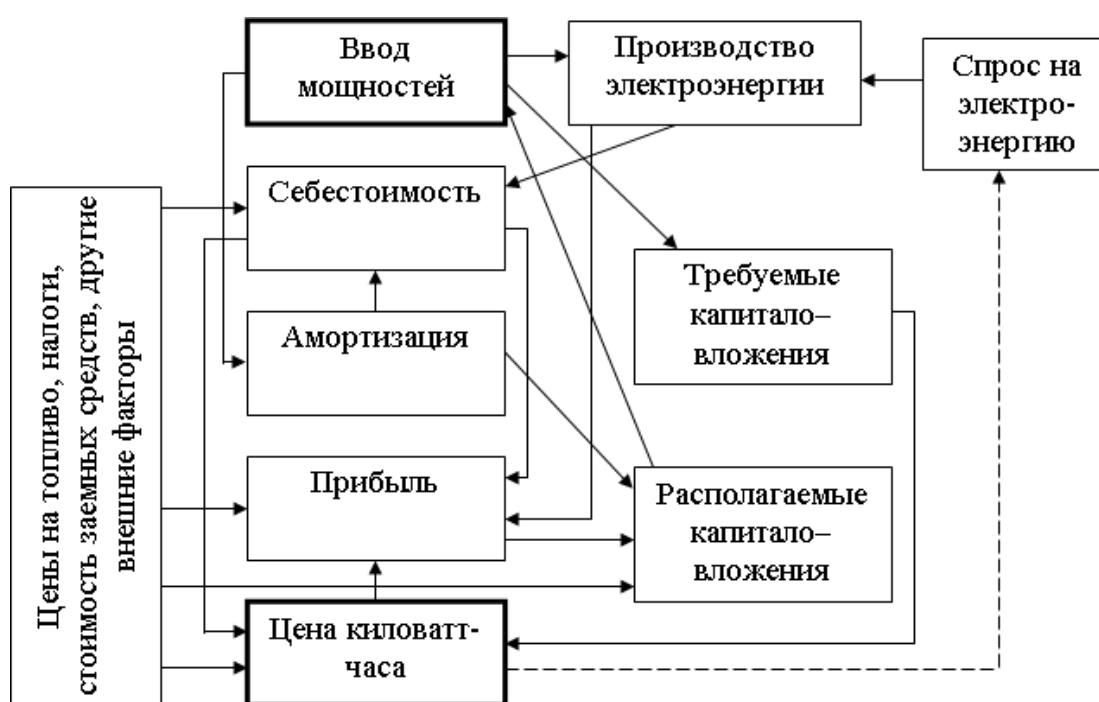


Рисунок 1 - Взаимозависимость развития генерирующих мощностей и цен на электроэнергию

Таких циклов расчета может быть достаточно много из-за того, что с увеличением горизонта прогнозирования очень сильно возрастает неопределенность исходной информации [3].

При выполнении прогнозов на перспективу 20-30 лет данную схему расчетов можно сделать более простой путем объединения ряда этапов. В статье представлен методический подход, позволяющий осуществить прогнозирование тарифов на электроэнергию на многолетнюю перспективу. Особое внимание при этом уделено учету характера неоднозначности возможных условий развития объектов энергетики и строительства новых электростанций [4].

Тарифы на генерацию электроэнергии зависят в первую очередь от стоимости ее производства на электростанциях, которые замыкают баланс мощности и энергии в энергосистеме. Технические характеристики таких электростанций на длительном горизонте прогнозирования можно определить, сравнив цены самоокупаемости для всех станций, конкурирующих между собой. Для новых станций эта цена должна окупать эксплуатационные издержки, а также быть достаточной для возврата заемных и кредитных средств. Кроме того, инвестору надо получать хотя бы минимальную прибыль на вложенные финансы [5].

Сравнивая экономические и технические показатели электростанций различного типа и учитывая цены и спрос на электроэнергию, можно определить оптимальную структуру ввода новых станций и стоимости генерации электроэнергии. Все это можно осуществить на оптимизационной компьютерной модели МИСС-ЭЛ, которая была разработана при участии автора в Институте систем энергетики СО РАН [6].

В качестве критерия оптимальности в модели выступает минимум цены на производство электроэнергии в рассматриваемом регионе, а ограничениями являются: потребности электроэнергии, ее возможный экспорт или импорт, мощность действующих электростанций и потенциально возможный ввод электростанций разного типа, ограничения на добычу или на поставку в регион топлива для электростанций. Все ограничения задаются в виде интервалов. Цены на газ и уголь, удельные величины капиталовложений и другие показатели, влияющие на себестоимость электрической энергии задаются в виде интервалов.

В качестве переменных в модели МИСС-ЭЛ выступают: мощности электростанций, объемы производства электроэнергии, величины потребления газа и угля, тарифы на электростанциях разного типа, и средняя и максимальная цены производства электроэнергии в каждом субъекте РФ. Эта цена играет важную роль в определении цены рынка и соотносится с ценой генерации электроэнергии на самой неэкономичной станции, которая последней попала в баланс энергосистемы.

Учет неопределенности предполагает рассмотрение большого количества решений, получаемых при разных вариациях исходных показателей. Для этого в модели МИСС-ЭЛ используется метод статистических испытаний - метод Монте-Карло.

При генерации возможных комбинаций значений исходных данных, заданных своими интервалами, используется формула бета-распределения:

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

где  $B(a, b, \alpha, \beta) = \int_a^b (x - a)^{\alpha-1} (b - x)^{\beta-1} dx$ ,  $a, b$  – границы диапазо-

на неопределенности,  $\alpha, \beta > 0$  – числовые параметры, определяющие характер распределения величин внутри диапазона.

Вариация параметров  $\alpha$  и  $\beta$  позволяет случайным образом сгенерировать величины с разными типами статистических распределений – нормальным, равномерным, показательным, логнормальным и т.д.

Учет большого количества вариантов на модели МИСС-ЭЛ дает возможность найти самую эффективную структуру и мощность новых электростанций по заданным критериям для любой комбинации исходных условий, а также оценить риски, с которыми может столкнуться инвестор при строительстве электростанции разного типа. В модели МИСС-ЭЛ осуществляется определение вероятности попадания каждой электростанции в наиболее экономичное решение. Чем ниже такая вероятность, тем больше риск осуществления данного проекта ввода в эксплуатацию станции определенного типа.

Из большого множества получаемых вариантов ввода мощностей в модели МИСС-ЭЛ формируется основной вариант, который включает в себя наименее рискованный состав электростанций и обеспечивает наиболее низкую цену производства электроэнергии с учетом всех исходных данных и ограничений.

Величина такого интервала и вид характера неопределенности зависят от горизонта прогнозирования и могут быть различными для каждого из регионов России. Показатели надежности оценок вариантов ввода разного типа электростанций и прогнозных тарифов на электроэнергию так же могут быть разными.

Экспериментальные расчеты проводились для следующих регионов России, входящих в единую энергосистему: Северо-Запад, Центр, Юг, Средняя Волга, Урал, Сибирь. В каждом из этих макрорегионов выделялось несколько регионов, отличающихся, прежде всего, ценами на топливо. При этом рассматривались два основных сценария: дорогое и относительно дешевое топливо. Для каждого сценария на модели МИСС-ЭЛ определялось множество сбалансированных вариантов ввода электростанций разного типа и мощности при разной комбинации исходных данных.

В каждом рассматриваемом регионе будут разные условия развития электроэнергетики. Прежде всего имеют место различия в стоимости топлива, в величинах прогнозируемого роста спроса на электроэнергию и в режимах энергопотребления. Так же надо учитывать более дорогое строительство атомных и тепловых электростанций в Сибири из-за вопросов логистики и больших площадей территорий с неразвитой инфраструктурой.

Значения цен на топливо (табл. 1) и другие данные для расчетов брались на основании прогноза развития электроэнергетики России на перспективу 2025-2030 годов.

Различия в стоимости топлива и другие региональные особенности обусловили заметное отличие в ценах на генерацию электроэнергии (табл. 2).

Можно увидеть, что средняя цена электроэнергии, производимой на всех электростанциях, которые вошли в оптимальное решение в Европейской части страны примерно на 15% больше, чем в Сибирском регионе, а разница в цене генерации на электростанциях, которые последними попадают баланс, достига-

ет 20%. При относительно дешевом газе замыкающими являются угольные ТЭС, а при дорогом – газовые ПГУ. Атомные электростанции попадали в оптимальное решение только в Европейской части страны.

Таблица 1

Прогноз цен на топливо для электростанций, долл / т.у.т.

Сценарий	Топливо	Цена топлива	
		Европейская часть	Сибирь
Дешевое топливо	Газ	120-145	80-110
	Уголь	65-80	35-60
Дорогое топливо	Газ	155-185	115-150
	Уголь	80-100	45-75

Таблица 2

Цена на производство электроэнергии (2013 год), цент / кВт·ч

Сценарий	Средняя цена		Предельная цена	
	Европа	Сибирь	Европа	Сибирь
Дешевое топливо	6,2-6,6	5,7-5,8	6,6-7,1	5,5-6,1
Дорогое топливо	6,8-7,3	5,7-6,4	7,2-7,9	6,0-6,7

Расчеты на МИСС-ЭЛ показывают, что в рассматриваемых условиях рискованность вариантов электроснабжения в Сибири выше, чем в Европейской части страны. Исходя от сценария и вероятного характера распределения вероятности внутри диапазона неопределенности усредненный риск выбранных вариантов колеблется от 2 до 4% в Европе, и от 8 до 15% в Сибири. Это же характерно и для рискованности ввода отдельных электростанций (табл. 3).

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 системе газоснабжения страны, а стоимость газа в них существенно зависит от возможностей и условий его экспорта.

Таблица 3

Доля в суммарном вводе мощностей станций с низкими и высокими инвестиционными рисками, %

Сценарий	Риск от 0 до 5%		Риск более 60%	
	Европа	Сибирь	Европа	Сибирь
Дешевое топливо	96-98	55-64	0-2	2-5
Дорогое топливо	82-94	70-76	1-4	3-6

Проведенные на модели расчеты позволяют сделать следующие выводы:

1. Предлагаемый методический подход к долгосрочному прогнозированию цен производства электроэнергии на региональных энергетических рынках осно-

ван на оценке эффективности и конкурентоспособности разных способов удовлетворения заданной потребности в электроэнергии в ожидаемых условиях. При этом учитываются инвестиционные риски электростанций, замыкающих баланс мощности и определяющих предельные цены на генерацию.

2. Сочетание оптимизации с методом статистических испытаний, используемое при решении задачи долгосрочного прогнозирования маржинальных и средних цен позволяет учесть неопределенность стоимости топлива и других исходных данных, задаваемых интервалами своих вероятных значений.

3. Результаты экспериментальных расчетов показали работоспособность предлагаемого подхода к долгосрочному прогнозу цен на производство электроэнергии, а также подтвердили их существенную зависимость от региональных особенностей и характера неопределенности.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Макаров А.А. Методы и результаты прогнозирования развития энергетики России // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 26-40.

2. Кононов Д.Ю., Кононов Ю.Д. Долгосрочное прогнозирование динамики цен на российских энергетических рынках // Проблемы прогнозирования. 2005. № 6.

3. Кононов Ю.Д., Тыртышный В.Н. Оценка влияния характера неопределенности будущих условий на конкурентоспособность вариантов топливоснабжения // Энергетическая политика. 2011. № 4.

4. Кононов Ю.Д. Анализ и прогноз возможной динамики цен на топливо на мировых и российских рынках // Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2013.

5. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года. Правительство РФ, 9 июня 2017 г. No1209-р <http://static.government.ru/media/files/zzvuuhfq2f3OJIK8AzKVsXrGlbW8ENGp.pdf>

6. 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.