

**ИССЛЕДОВАНИЕ РИСКОВ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ СТРАТЕГИЙ
РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В ПЕРИОД ДО 2030 г.
Макарова А.С., Хоршев А.А. Институт энергетических исследований
РАН, г. Москва**

За последнее время в России выполнен ряд крупных работ, посвященных обоснованию развития как электроэнергетики в целом, так и атомного энергетического комплекса в частности. Так в 2007 г. ИНЭИ РАН проведена масштабная работа по определению масштабов развития атомной энергетики в период 2021–2030 гг. во взаимосвязи с развитием электроэнергетики и ТЭК страны.

Для решения этой задачи использована разработанная ИНЭИ РАН динамическая модель EPOS, предназначенная для оптимизации развития генерирующих мощностей каждой ОЭС по пятилетиям с учетом взаимосвязи электроэнергетики и ТЭК страны. Функционально модель состоит из трех статических блоков: производственного, инвестиционного и блока топливообеспечения, связанных между собой прямыми и обратными динамическими связями.

Количество и многообразие моделируемых объектов электроэнергетики и связей между ними и отраслями ТЭК предопределили и большую размерность модели: почти 90 тыс. переменных модели со своими *техническими и экономическими показателями* различных вариантов функционирования, развития и размещения действующих и новых электростанций различных типов с разными типами оборудования и используемыми топливами, а также межсистемных электрических связей; свыше 60 тыс. уравнений модели задают *количественные параметры балансов спроса и предложения*: 1) мощности и электроэнергии по 7 объединенным энергосистемам (ОЭС) и 42 регионам (узлам), 2) тепла по 86 субъектам федерации; 3) природного газа по 18 районам его добычи, 26 районам потребления и 8 пунктам экспорта, 4) углей 18 месторождений и бассейнов по 26 районам потребления.

В качестве исходной информации для оптимизационной модели на уровне ОЭС или территориальных узлов задаются (рис. 1):

- потребность в электроэнергии и мощности;
- требуемый отпуск тепла от ТЭЦ;
- характеристики существующих и новых межузловых связей;
- возможности добычи и поставок топлива;
- а также потребности прочих отраслей в топливе;

В каждой из ОЭС на уровне электростанций задается:

- для действующих – динамика мощности и технико-экономические показатели их функционирования, варианты использования топлива, а также диапазон годового режима использования их мощности;
- для новых объектов дополнительно задаются удельные капиталовложения, их распределение по годам и срок строительства;

**Характеристика оптимизационной динамической модели
развития электроэнергетики в ТЭК**

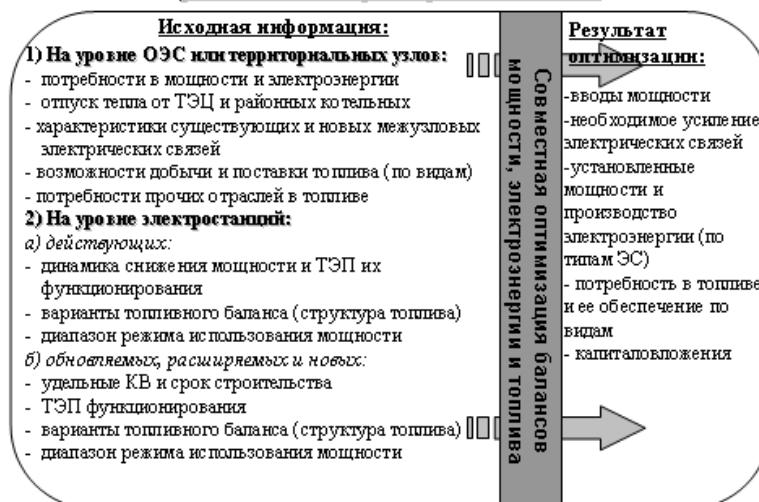


Рис. 1. Характеристика оптимизационной модели развития электроэнергетики в ТЭК

В результате совместной оптимизации развития электроэнергетики и топливных отраслей по традиционному критерию общественной эффективности, минимизирующему суммарные дисконтированные затраты, находятся оптимальные варианты:

- развития мощностей и усиления межсистемных связей;
- производства электроэнергии;
- потребности в топливе и ее обеспечения по видам;
- а также необходимые капиталовложения.

Для того, чтобы выявить ключевые факторы, формирующие основные риски для долгосрочных стратегий развития АЭС, а также оценить степень их влияния была проведена многовариантная оптимизация развития электроэнергетики и ТЭК на модели EPOS при последовательном варьировании следующих факторов:

а) сценария электропотребления и соответствующей ему требуемой мощности электростанций (табл. 1); при этом уровни теплотребления и, соответственно, объемы отпуска тепла от ТЭЦ в обоих сценариях одинаковы.

б) соотношения удельных капиталовложений в АЭС и угольные КЭС, которое рассмотрено в диапазоне от 1,2 до 1,35;

в) вариантно рассмотренных масштабов развития АЭС в период до 2020 года: первый соответствует рекомендациям «Генеральной схемы» с вы-

ходом на суммарную установленную мощность АЭС России к 2020 году 52,3 ГВт, а второй рекомендован Федеральной целевой программой «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007–2010 годы и на перспективу до 2015 года» (далее – ФЦП) и ориентирован на суммарную установленную мощность АЭС России в 2020 году 43,4 ГВт;

Таблица 1

Сценарный прогноз электропотребления России^{*)} в период 2020–2030 гг.

Варианты	Базовый			Пониженный		
	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Показатели						
I. Электропотребление, млрд. кВт·ч	1765	2125	2480	1605	1870	2140
II. Требуемая мощность электростанций, ГВт	349	417	486	319	368	425

^{*)} В централизованной зоне и без изолированных узлов Востока

г) уровня экспортных (и определяемых ими внутренних) цен газа с изменением их значений на границе России на уровне 2030 г. от 125 до 170 долл./т у.т.

На основе анализа перечисленных факторов и принятых диапазонов их варьирования сформировано представительное множество сочетаний этих факторов (в табл. 2 представлены крайние из них).

Таблица 2

Рассматриваемые сочетания варьируемых факторов

Серии расчетов Варьируемые факторы	I				II				III		IV	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Сценарий электропотребления России в 2030 г., трлн. кВт·ч	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,14	2,14
Соотношение удельных капиталовложений новых АЭС и угольных КЭС	1,35	1,2	1,35	1,2	1,35	1,2	1,35	1,2	1,2	1,2	1,35	1,2
Предельная мощность АЭС в 2020 г., ГВт	52,3	52,3	52,3	52,3	43,4	43,4	43,4	43,4	52,3	52,3	52,3	52,3
Цена газа на западной границе РФ (2030 г.), долл./т у.т.	170	170	125	125	170	170	125	125	170	170	170	170

Путем оптимизации на модели EPOS вариантов развития электроэнергетики и ТЭК России при каждом сочетании факторов получена оптимальная структура генерирующих мощностей в каждой ОЭС, определена потребность в органическом топливе, а также оценена сравнительная эффективность использования природного газа для внутренних нужд (в т.ч. электростанций)

или на экспорт. Ниже приведены основные результаты анализа множества оптимальных решений модели EPOS при электропотреблении, соответствующем базовому сценарию «Генеральной схемы».

а) Влияние соотношения удельных капиталовложений АЭС и угольных КЭС

Известно, что основной альтернативой атомным электростанциям служат конденсационные электростанции на органическом топливе (газе или угле). Но поскольку прогнозируемые цены газа на мировом, и следовательно, на внутреннем рынке России, очень высоки, то даже перспективные ПГЭС становятся слишком дорогой альтернативой масштабному развитию АЭС в период 2021–2030 гг. Более того, при дорогом газе эти ПГЭС не могут служить альтернативой развитию новых базисных АЭС из-за использования их мощности преимущественно в переменном режиме (при годовом числе часов использования установленной мощности 3500–4000 час/год). Поэтому во всех рассматриваемых вариантах при варьировании любых факторов неопределенности оптимальные значения новой мощности ПГЭС остаются почти неизменными, ограничиваясь лишь частичной реконструкцией действующих газомазутных КЭС с заменой их паротурбинного оборудования парогазовым.

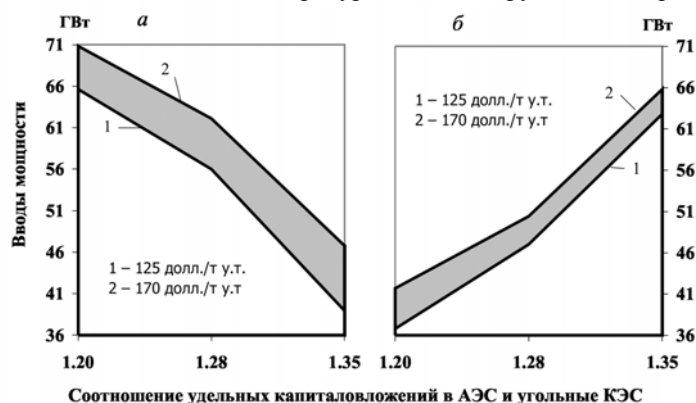


Рис. 2. Вводы мощности новых АЭС (а) и угольных КЭС (б) России в период 2021–2030 гг.

Главной альтернативой АЭС в период 2021–2030 гг. в России становятся крупные угольные КЭС. Очевидно, что предпочтительность АЭС относительно этих станций сильно зависит от соотношения их удельных капиталовложений. На рис. 3 иллюстрируются результаты вариантных расчетов применительно к вводам мощности АЭС и угольных КЭС в целом по России, а на рис. 3 дано соответствующее территориальное размещение новых АЭС по энергообъединениям, в которых меняются масштабы ввода мощности АЭС. Приведенные диапазоны варьирования новой мощности АЭС и угольных

КЭС получены при изменении цены газа в диапазоне от 125 долл./т у.т. до 170 долл./т у.т.

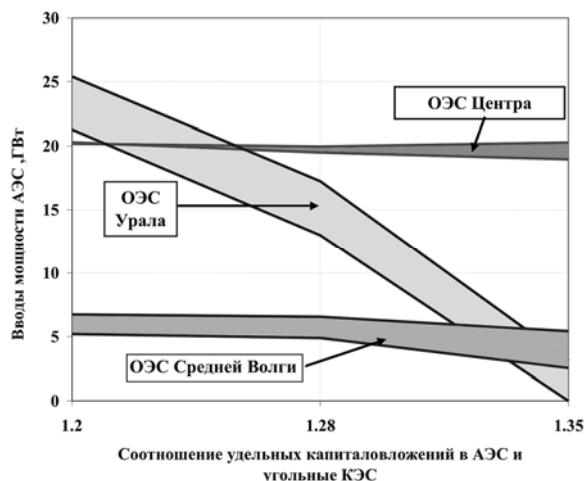


Рис.3. Вводы мощности новых АЭС по энергообъединениям в период 2021–2030 гг.

Из рис. 2 видно, что при снижении соотношения удельных капиталовложений от 1,35 до 1,2 происходит последовательное увеличение вводов мощности атомных электростанций, вытесняющих угольные КЭС.

При этом в большинстве энергообъединений европейской части ЕЭС России оптимальные масштабы развития АЭС либо неизменны (ОЭС Северо-Запада и Юга) либо варьируются в узком диапазоне (ОЭС Центра и Средней Волги), что свидетельствует об их высокой эффективности даже при неблагоприятном соотношении удельных капиталовложений АЭС и угольных КЭС (1,35). Исключением является ОЭС Урала (регион более дешевого топлива), где даже небольшие изменения этой пропорции приводят к радикальному изменению объемов их ввода в рассматриваемый период (рис. 3).

б) Влияние исходного масштаба развития АЭС в период до 2020 г.

Как отмечено выше, в качестве влияющего фактора в работе рассмотрены два уровня развития и размещения АЭС до 2020 г. (52,3 или 43,4 ГВт), являющиеся исходными для данного исследования. Сравнение результатов оптимизации развития атомных электростанций при одинаковом соотношении удельных капиталовложений в АЭС и КЭС_{уг.} (1,2) и одинаковых ценах газа (170 долл./т у.т.) показывает, что под влиянием этого фактора вводы АЭС в период 2021–2030 гг. сокращаются на 3,7 ГВт (в т.ч. на 1,2 ГВт в ОЭС Северо-Запада и 2,5 ГВт в ОЭС Центра) при повышении исходного уровня от 43,4

до 53,2 ГВт из-за несовпадения территориального размещения атомных электростанций и угольных КЭС до 2020 г.

в) Влияние цен газа

Важно отметить, что в отличие от прежних исследований на данном этапе обнаружена заметная зависимость вводов мощности новых АЭС и угольных КЭС от цены газа (рис. 2 и 3). Соответствующее увеличение суммарных вводов мощности АЭС и угольных КЭС России (примерно по 4 ГВт для каждого типа) объясняется выявленным на данном этапе исследования достаточно сильным влиянием цен газа на суммарную мощность ТЭЦ. Как показано на рис. 4, с увеличением цены газа на западной границе России от 125 до 170 долл./т у.т. в ряде энергообъединений происходит радикальное изменение структуры мощностей ТЭЦ (растут мощности угольных и снижаются мощности газовых), что приводит к сокращению суммарных вводов ТЭЦ. Это объясняется принципиально разным соотношением отпуска тепла и электрической мощности ПГ-ТЭЦ на газе и ТЭЦ на угле: при одинаковом отпуске тепла от ПГ-ТЭЦ ее электрическая мощность примерно в 1,5 раза больше мощности угольной ТЭЦ.

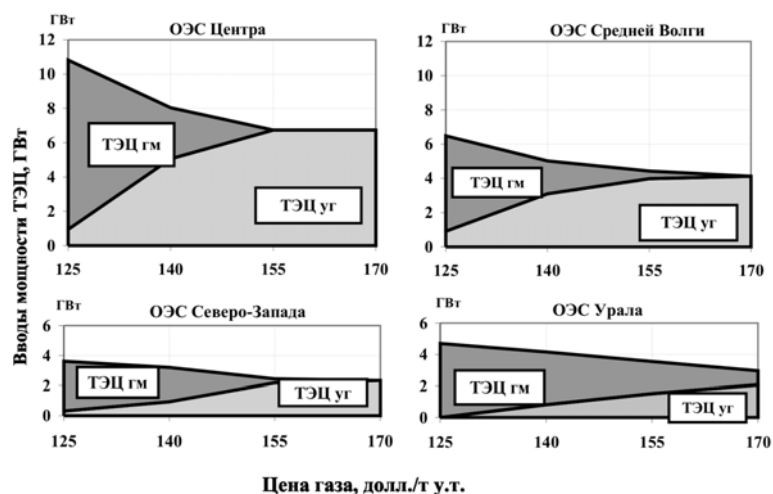


Рис. 4. «Чувствительность» величины вводов мощности газомазутных и угольных ТЭЦ России за период 2021–2030 гг. к варьированию цен газа

Приведенные на рис. 4 результаты варьирования новой мощности ТЭЦ России в зависимости от цены газа являются предварительными - поскольку они не учитывают экологические и территориальные ограничения на развитие угольных ТЭЦ в густонаселенных районах европейской части страны. Однако они свидетельствуют, что при определении масштабов развития АЭС в условиях большой неопределенности прогнозируемых цен газа в период

2021–2030 гг. следует обращать особое внимание на эффективность и масштабы развития теплофикации.

Таким образом, сопоставление результатов вариантных расчетов при базовом сценарии электропотребления показывает, что на развитие и размещение новых АЭС в период 2021–2030 гг. наиболее сильно влияет соотношение удельных капиталовложений в АЭС и угольные КЭС: диапазон изменения новой мощности АЭС при этом составляет 39–74 ГВт. Цена газа и исходный уровень развития АЭС значительно меньше влияют на развитие и размещение новых АЭС в период 2021–2030 гг.

Варьирование соотношения генерирующих мощностей различного типа сопровождается изменением расхода топлива на ТЭС и его структуры. Так, при увеличении цены газа на границе России от 125 до 170 долл./т у.т. расход газомазутного топлива на ТЭС в 2030 г. сокращается на 22% (от 240 до 195 млн. т у.т.) при одновременном росте объема экспорта газа, и это снижение компенсируется увеличением расхода твердого топлива на 18% (рис. 5а). На рис. 5б показано увеличение объема экспортируемого газа (на 11%) с ростом цены газа на границе России от 125 до 170 долл./т у.т.

Еще сильнее меняется расход топлива на ТЭС и его структура при варьировании соотношения удельных капиталовложений в АЭС и угольные КЭС от 1,2 до 1,35 и неизменной цене газа 170 долл./т у.т.: суммарная потребность в топливе ТЭС при этом увеличивается на 10%, а расход угля – на 18%.

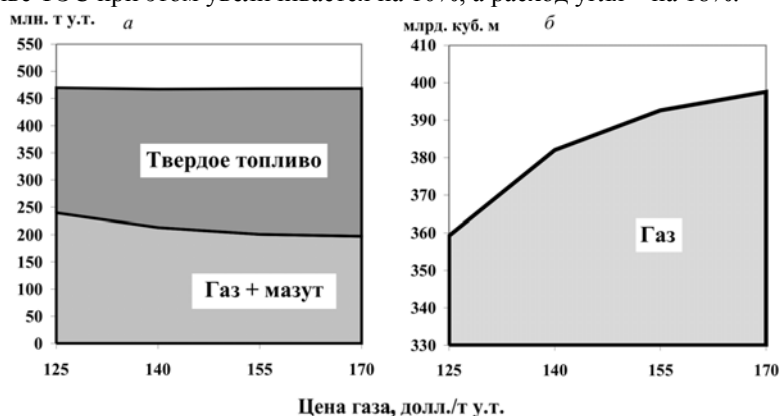


Рис. 5. Зависимость расхода топлива на ТЭС (а) и объема экспорта газа (б) от изменения цен газа

Соответствующее этим результатам изменение суммарных дисконтированных затрат на развитие и функционирование электроэнергетики и основных топливных отраслей (газовой и угольной) за период 2021–2030 гг. показано на рис. 6. Как видно из него, при увеличении цены газа от 125 до 170 долл./т у.т. дисконтированные затраты снижаются примерно на 10%. Рис. 6 показывает также, что для ТЭК России наиболее эффективны варианты, ориентиро-

ванные на максимизацию экспорта газа и сокращение его расхода собственными электростанциями страны. Эффект от повышения экспортных поставок газа при увеличении цены газа значительно перекрывает увеличение собственных затрат (инвестиционной и постоянной составляющих) электроэнергетики. Это достигается за счет серьезного изменения структуры потребляемого на ТЭС топлива (см. рис. 5а) и уменьшения топливной составляющей дисконтированных затрат на внутренние нужды России.

Подобный цикл вариантных оптимизационных расчетов при пониженном сценарии электропотребления позволил получить качественные выводы об аналогичном характере влияния всех рассматриваемых факторов (табл. 2) на оптимальные масштабы развития АЭС в 2021–2030 гг. Количественно все полученные результаты масштабированы относительно базового сценария примерно в той же пропорции, что и требуемые мощности электростанций при этих сценариях (табл. 1).

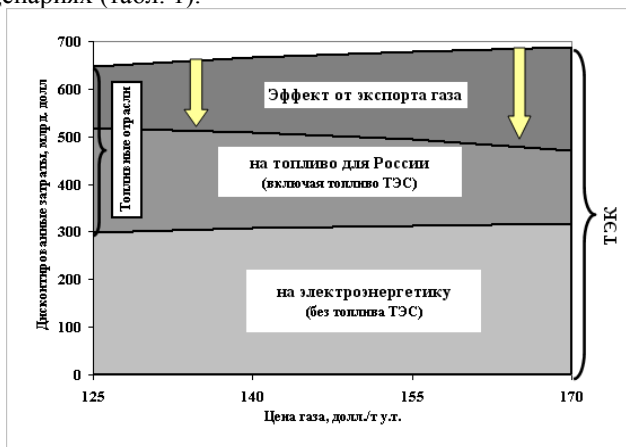


Рис. 6. Основные составляющие суммарных дисконтированных затрат на развитие и функционирование электроэнергетики и отраслей ТЭК в период 2021–2030 гг.

Полученные результаты позволяют оценить весь спектр возможных изменений оптимальной структуры и размещения генерирующих мощностей разного типа по ОЭС, объемов и структуры топливопотребления ТЭС, а также объемов экспорта газа в 2021–2030 гг. На рис. 7а в обобщенном виде показано изменение дисконтированных затрат на развитие электроэнергетики и ТЭК в 2021–2030 гг., при двух сценариях электропотребления (базовом и пониженном) и при варьировании двух важнейших факторов (соотношения капиталовложений в АЭС и угольные КЭС, а также цен газа на границе России), а на рис. 7б – соответствующая им область оптимальных вводов мощности АЭС в период 2021–2030 гг.

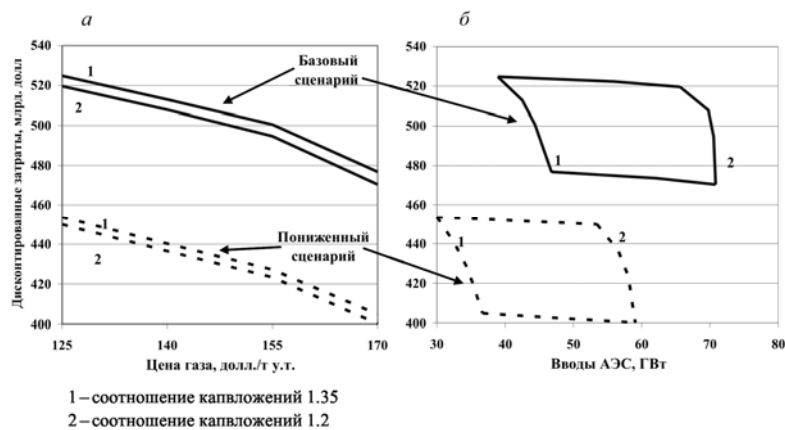


Рис. 7. Зависимость суммарных дисконтированных затрат от цены газа (а) и от вводов мощности АЭС (б)

Анализ выявленных областей показывает:

- на величину дисконтированных затрат определяющее влияние оказывают цены газа, в то время как соотношение капиталовложений влияет на них относительно мало;
- на величину вводов мощности атомных электростанций преимущественно влияет соотношение капиталовложений АЭС и угольных КЭС при относительно небольшом влиянии цен газа;
- и на величину дисконтированных затрат, и на вводы мощности АЭС существенное влияние оказывает сценарий электропотребления;
- при базовом сценарии вводы мощности АЭС, соответствующие соотношению 1,35, очерчивают минимальную границу, за пределами которой достигается предельный объем добычи угля на уровне 2030 г. и, следовательно, при сокращении вводов мощности АЭС ниже этой границы потребуются уменьшить экспорт газа из-за отвлечения его на электростанции;
- область оптимальных вводов мощности АЭС при базовом сценарии очень широка и вся она связана с исключительно интенсивным развитием атомного энергомашиностроения и строительства;
- пониженный сценарий электропотребления предъявляет существенно более умеренные требования не только к вводу мощности атомных электростанций, но и к развитию угольной отрасли при сохранении больших объемов экспорта газа.

Таким образом, оптимизация развития электроэнергетики в рамках ТЭК на модели EPOS при представительных сочетаниях значений названных ключевых факторов выявила широкую зону неопределенности оптимальных вводов мощности АЭС (различия более чем в 2 раза) при изменении суммарных дис-

континированных затрат на развитие ТЭК почти в 1,3 раза. Это лишает смысла попытки обосновывать мощность АЭС сколь угодно сложными оптимизационными расчетами, выполняемыми при том или ином конкретном сочетании исходных данных. В этих условиях необходимо решить задачу определения по возможности узкого диапазона рациональной мощности АЭС, в пределах которого электроэнергетика и ТЭК в целом понесут наименьшие потери при отклонении реальных условий их развития от расчетных.

Выводы

1. По результатам исследования из множества факторов неопределенности выявлены четыре ключевых условия, формирующих основные риски для долгосрочных стратегий развития АЭС до 2030 г. – 1) спрос на электроэнергию и мощность, 2) экспортные (и определяемые ими внутренние) цены газа, 3) соотношение удельных капиталовложений АЭС и угольных КЭС, 4) успешность реализации принятых программ в атомной энергетике до 2020 г.

2. При этом наиболее сильно на масштабы развития атомных электростанций влияет варьирование спроса на электроэнергию и соотношение стоимости строительства АЭС и угольных КЭС.

3. Основной альтернативой развитию атомной энергетике в европейской части России в этот период должны стать угольные КЭС. Рост цен газа резко снижает конкурентоспособность газовой генерации. При этом развитие новых газовых КЭС остается неэффективным внутри всего широкого диапазона цен газа (125-170 долл./т у.т.) Развитие современных ТЭЦ на газе вместо угольных оправдано только при цене газа ниже 140 долл./т у.т., причем вводы этих ТЭЦ большей электрической мощностью (на единицу тепла) сокращают область эффективных вводов АЭС.

4. Выявленная широкая зона оптимальных вводов АЭС делает невозможным выбор их мощности исходя только из результатов оптимизации и требует использования методов обоснования решений в условиях неопределенности. Например, с помощью исследования приростов затрат на развитие системы при уменьшении вводов мощности АЭС во всем диапазоне возможного изменения рассматриваемых факторов.

5. Наряду с рассмотренными здесь ключевыми факторами необходимо уделить более пристальное внимание влиянию слабо формализуемых в настоящее время факторов, таким как ограниченность ресурсов урана и его стоимость, предельные возможности атомного машиностроения и строительства и др., влияющим на предельные темпы роста мощности АЭС.

Авторы:

1) Макарова Алла Семеновна, Институт энергетических исследований РАН, зав. лабораторией, к.э.н., т. +7(495)127-08-08, info@eriras.ru

2) Хоршев Андрей Александрович, Институт энергетических исследований РАН, научный сотрудник, к.э.н., т. +7(495)123-68-02, EPOS@eriras.ru