

Макарова А.С., Хоршев А.А., Шаров Е.И.

## Исследование факторов, определяющих развитие и размещение АЭС в период 2021–2030 гг.

*Принятые Правительством РФ решения об интенсификации развития атомной энергетики в период до 2020 г. обусловили необходимость исследования эффективности масштабного роста мощности АЭС в более долгосрочной перспективе (до 2030 г.). Анализ основных факторов, влияющих на эффективность АЭС в период 2021–2030 гг., позволил выявить широкую область изменения суммарной мощности АЭС России и ее территориального размещения по основным энергообъединениям, а затем на этой основе сформулировать требования к выбору площадок в каждой ОЭС и к обоснованию единичной мощности энергоблоков АЭС.*

### 1. Методический подход и основные исходные условия

За последнее время выполнен ряд крупных работ, посвященных обоснованию развития как электроэнергетики в целом, так и атомного энергетического комплекса в частности [1, 2]. В 2007 г. ИНЭИ РАН по заданию концерна «Росэнергоатом» проведена масштабная работа, на первом этапе которой потребовалось уточнить размещение новых АЭС, рекомендуемое «Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 года» (далее «Генеральная схема»), а на втором этапе при фиксированном уровне развития АЭС до 2020 г. ставилась задача определения масштабов развития АЭС в период 2021–2030 гг. во взаимосвязи с развитием электроэнергетики и ТЭК страны.

Для решения задач второго этапа использована разработанная ИНЭИ РАН динамическая модель EPOS [3], предназначенная для оптимизации развития генерирующих мощностей каждой ОЭС по пятилетиям с учетом взаимосвязи электроэнергетики и ТЭК страны. В этой модели развитие электроэнергетики (прежде всего генерирующих мощностей) и топливных отраслей оптимизируется по традиционному критерию общественной эффективности [4], минимизирующему суммарные дисконтированные затраты за десятилетие при норме дисконтирования 10%. При этом генерирующие мощности каждой ОЭС дифференцированы по основным типам электростанций (ГЭС, АЭС, газовые и угольные КЭС и ТЭЦ с выделением парогазовых и газотурбинных технологий), причем по действующим КЭС и ТЭЦ вариантно учтен демонтаж, модернизация или замена устаревшего оборудования.

В табл. 1 приведены диапазоны изменения исходных технико-экономических показателей типовых групп новых АЭС, КЭС и ТЭЦ, развитие которых прогнозируется в период 2021–2030 гг. При этом на КЭС и ТЭЦ предполагается установка прогрессивных ти-

пов оборудования, отвечающих нормативам экологического воздействия на окружающую среду. По новым ГЭС и ГАЭС показатели каждой станции заданы индивидуально.

Таблица 1

Исходные технико-экономические показатели ТЭС и АЭС,  
сооружаемых в 2021–2030 гг.

Тип станции	Удельные капиталовложения (кВ), долл./кВт	Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, т у.т./кВт·ч	Расход электроэнергии на собственные нужды, %	Ежегодные условно-постоянные затраты, в % от КВ
<b>АЭС</b>	1620–1800 <sup>*)</sup>	–	6	4,6
<b>КЭС уг.</b>	1250–1350	262	4	3,8
<b>ПГЭС</b>	800–900	224	2	5
<b>ПГУ-ТЭЦ</b>	870–960	168 <sup>**)</sup>	7	5
<b>ГТ-ТЭЦ</b>	570–640	202 <sup>**)</sup>	7	5
<b>ТЭЦ уг.</b>	1275–1380	234 <sup>**)</sup>	12	3,8

<sup>\*)</sup> включая первую топливную загрузку

<sup>\*\*)</sup> в теплофикационном режиме

В модели EPOS балансирование мощности и энергии по каждой ОЭС осуществлено с учетом ограничений на пропускные способности существующих межсистемных ЛЭП. Приблизительно учтены в ней и режимные особенности работы разных типов электростанций в годовом разрезе: для АЭС предельное годовое число часов использования ее мощности 7600 час/год, для новых КЭС на газе (ПГЭС) и на угле (КЭС уг.) годовой режим использования их установленной мощности задан в диапазоне от 3500 до 6700 час/год, для новых ТЭЦ в зависимости от ОЭС этот диапазон меняется от 3500–4800 час/год до 6000–6700 час/год.

Связь электроэнергетики с ТЭК учтена в модели с помощью системы региональных балансов газа и угля (по видам), причем для каждого из этих видов топлива наряду с внутренней потребностью учтена поставка его на экспорт. Однако объемы экспорта газа не фиксированы, а изменяются в зависимости от уровня экспортных цен газа (за вычетом из них платы за транзит по чужой территории и таможенной пошлины), определяющих его внутренние цены на границе России (по формуле так называемой «нэт бэк прайс»). Цены угля с учетом затрат на его транспортировку от района добычи до районов размещения потребителей (в первую очередь – ТЭС) дифференцированы по видам угля. Для центрального района, например, цена кузнецкого угля в 2030 г. прогнозируется в диапазоне 70–74 долл./т у.т., а в уральском – 59–63 долл./т у.т. Наряду с региональными балансами в модели учтены ограничения на прогнозируемые объемы добычи угля и газа по основным месторождениям страны.

Все используемые в модели стоимостные показатели (удельные капиталовложения в электростанции и основные электрические сети, цены топлива и др.) измерены в долла-

рах США на конец 2005 г. Однако, поскольку по предварительной оценке к концу 2007 г. отмечен их симметричный рост примерно в 1,5 раза, то допустимо предположение, что выявленная в данном исследовании сравнительная эффективность разных типов электростанций сохранится и при скорректированных стоимостных показателях.

## 2. Факторный анализ оптимальных масштабов развития АЭС в 2021–2030 гг.

Для выявления основных факторов, определяющих развитие АЭС была проведена многовариантная оптимизация развития электроэнергетики и ТЭК на модели EPOS при последовательном варьировании следующих факторов:

1) сценария электропотребления и соответствующей ему требуемой мощности электростанций (табл. 2); при этом уровни теплопотребления и, соответственно, объемы отпуска тепла от ТЭЦ в обоих сценариях одинаковы.

Таблица 2

Сценарный прогноз электропотребления России<sup>\*)</sup> в период 2020–2030 гг.

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

<sup>\*)</sup> В централизованной зоне и без изолированных узлов Востока

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

3) минимально-допустимого годового числа часов использования мощности новых КЭС на газе и угле (3500 или 4000 час/год);

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

5) цен природного газа на западной границе России, которые на уровне 2030 гг. рассмотрены в диапазоне 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. 3 представлены крайние из них).

## Рассматриваемые сочетания варьируемых факторов

Варьируемые факторы	Серии расчетов	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
Минимально-допустимый годовой режим работы новых КЭС, тыс. ч/год	угольных	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	3,5	4,0	4,0	4,0
	газозаменных	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	3,5	3,5	4,0	4,0
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

Оптимизация развития электроэнергетики и ТЭК России при каждом сочетании факторов определила соответствующую структуру генерирующих мощностей в каждой ОЭС и связанную с ней потребность в органическом топливе, а также позволила оценить сравнительную эффективность использования природного газа для внутренних нужд (в т.ч. электростанций) или на экспорт. Ниже приведены основные результаты факторного анализа множества оптимальных решений модели EPOS при электропотреблении, соответствующем базовому сценарию «Генеральной схемы».

*а) Влияние удельных капиталовложений АЭС и угольных КЭС*

Известно, что основной альтернативой АЭС 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 газозаменных КЭС с заменой их паротурбинного оборудования парогазовым.

Главной альтернативой АЭС в период 2021–2030 гг. в России становятся крупные угольные КЭС. Очевидно, что предпочтительность АЭС относительно этих КЭС сильно зависит от соотношения их удельных капиталовложений. На рис. 1 иллюстрируются результаты вариантных расчетов применительно к вводам мощности АЭС и угольных КЭС в целом по России, а на рис. 2 дано соответствующее территориальное размещение новых

АЭС по энергообъединениям, у которых меняются масштабы ввода мощности АЭС. Приведенные на рис. 1 и 2 диапазоны варьирования новой мощности АЭС и угольных КЭС связаны с изменением цены газа на уровне 2030 г. в диапазоне от 125 долл./т у.т. до 170 долл./т у.т. (1 и 2).

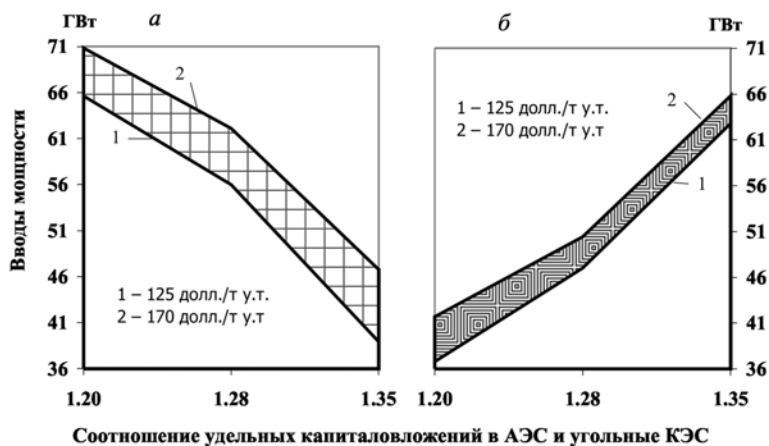


Рис. 1. Вводы мощности новых АЭС (а) и угольных КЭС (б) России в период 2021–2030 гг.

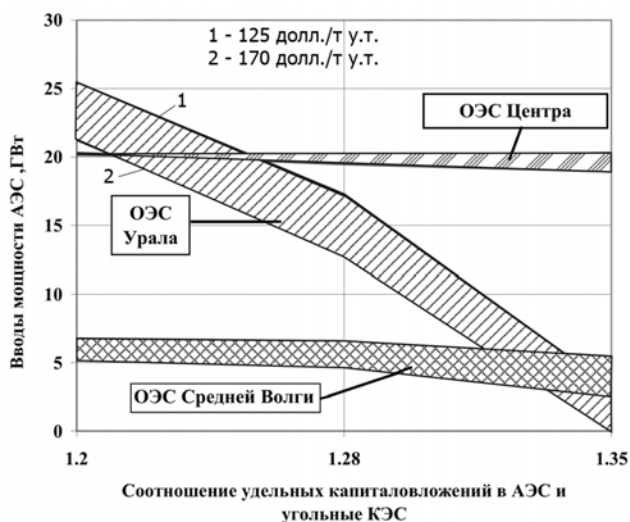


Рис. 2. Вводы мощности новых АЭС по энергообъединениям в период 2021–2030 гг.

Зависимости на рис. 1 зеркально противоположны: при снижении соотношения удельных капиталовложений от 1,35 до 1,20 происходит последовательное увеличение вводов мощности АЭС при соответствующем сокращении вводов мощности угольных КЭС.

Как видно из рис. 2, 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 в АЭС и угольные КЭС (1,35). Исключением является ОЭС Урала,

где даже небольшие изменения этого соотношения приводят к радикальному изменению объемов их ввода в рассматриваемый период.

### **б) Влияние режимов использования ПГЭС и угольных КЭС**

Из рисунков 1 и 2 также видно, что во всех энергообъединениях наряду с АЭС в той или иной пропорции развиваются и угольные КЭС. Это определяется различием годовых режимов использования этих типов базисных электростанций. Очевидно, в ряде энергообъединений при интенсивном вводе АЭС чисто базисный режим использования их мощности в суточном разрезе и чрезвычайно плотный годовой режим (7600 час/год) не могут быть гарантированы. При отсутствии или недостаточной мощности ГАЭС в этих энергообъединениях регулировочные возможности остальных типов электростанций (ПГЭС, ГТЭС или угольных КЭС) могут оказаться недостаточными. Как показано на рис. 3а, эффективные вводы мощности АЭС в ряде энергообъединений достаточно сильно меняются при варьировании минимально допустимых годовых режимов использования газовых (ПГЭС) и угольных (КЭС<sub>уг.</sub>) электростанций.

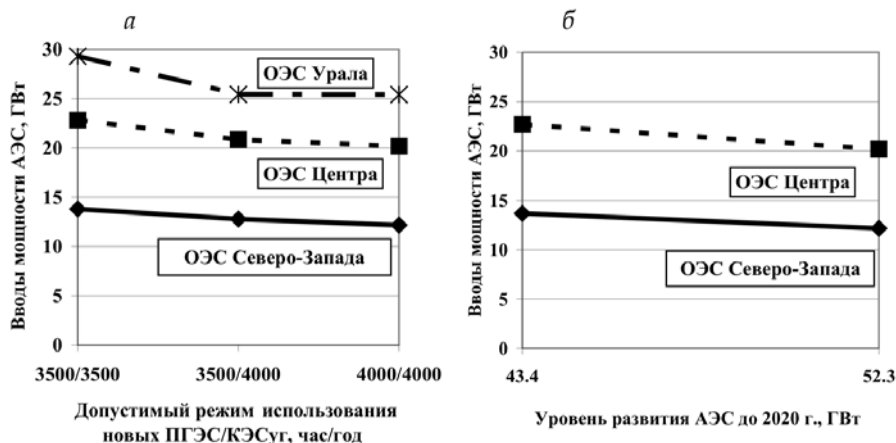


Рис. 3. Зависимость эффективных вводов мощности АЭС по энергообъединениям от минимально-допустимого годового режима использования новых ПГЭС и КЭС<sub>уг.</sub> (а) и от условий развития АЭС до 2020 г. (б)

### **в) Влияние исходного уровня развития АЭС до 2020 г.**

Как показано в табл. 3, в качестве влияющего фактора в работе рассмотрены два уровня развития и размещения АЭС до 2020 г. (52,3 или 43,4 ГВт). На рис. 3б представлены результаты оптимизации развития АЭС при одинаковом соотношении удельных капиталовложений в АЭС и КЭС<sub>уг.</sub> (1,20), одинаковых ценах газа (170 долл./т у.т.), но при разном исходном уровне их мощностей в 2020 г. Сравнение показывает, что под влиянием этого фактора новые мощности 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 АЭС от 43,4 до 53,2 ГВт из-за несовпадения территориального размещения АЭС и угольных КЭС до 2020 г.

### з) 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. 1 и 2). 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) и сокращение суммарных вводов мощности 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. Из рис. 4 видно также, что наиболее радикально структура вводов мощности новых ТЭЦ изменяется при увеличении цен газа в диапазоне от 125 до 140 долл./т у.т.

Хотя приведенные на рис. 4 результаты варьирования новой мощности ТЭЦ России в зависимости от цен 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.

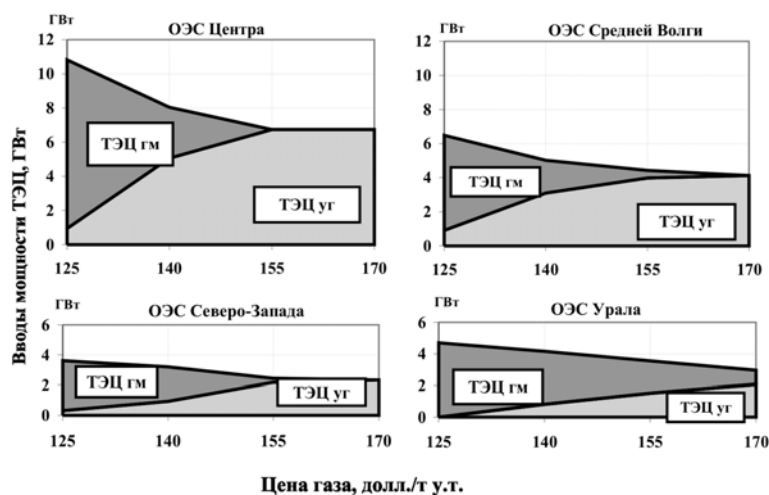


Рис. 4. «Чувствительность» величины вводов мощности газомазутных и угольных ТЭЦ России за период 2021–2030 гг. к варьированию цен газа

Таким образом, сопоставление результатов вариантных расчетов при базовом сценарии электропотребления показывает, что на развитие и размещение новых АЭС в пери-

од 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. Два других фактора – минимально-допустимый годовой режим использования мощности ПГЭС и угольных КЭС (с варьированием мощности новых АЭС в диапазоне  $\pm 3$  ГВт), а также цена газа (с варьированием мощности новых АЭС в диапазоне  $\pm 4$  ГВт) заметно меньше влияют на развитие и размещение новых АЭС в период 2021–2030 гг. В еще меньшей степени влияет на них исходный уровень развития АЭС до 2020 г. при варьировании мощности новых АЭС в диапазоне  $\pm 2$  ГВт.

Варьирование генерирующих мощностей 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. в 2030 г. расход газомазутного топлива на ТЭС сокращается на 22% (от 240 до 195 млн. т у.т.), и это снижение компенсируется увеличением расхода твердого топлива на 18% (рис. 5а). На рис 5б показано соответствующее 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 ТЭС при этом увеличивается на 10%, а расход угля – на 18%.

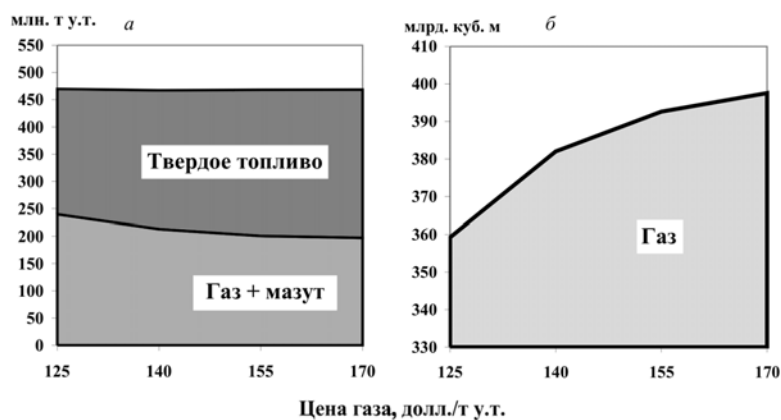


Рис. 5. Зависимость расхода топлива на ТЭС (а) и объема экспорта газа (б) от цен газа

Соответствующее этим результатам изменение дисконтированных затрат на развитие и функционирование электроэнергетики и основных топливных отраслей (газовой и угольной) за период 2021–2030 гг. показано на рис. 6. Из него видно, что при увеличении цены газа от 125 до 170 долл./т у.т. дисконтированные затраты снижаются примерно на 10% (от 140 до 127 млрд. долл.). Рис. 6 показывает также, что при увеличении цены газа для ТЭК России наиболее эффективны варианты, ориентированные на максимизацию экспорта газа и сокращение его расхода собственными электростанциями страны. Эффект от повышения экспортных поставок газа при увеличении цены газа значительно перекры-

вадет 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.

Цикл вариантных расчетов модели **при пониженном сценарии электропотребления** позволил получить качественные выводы об аналогичном характере влияния всех рассматриваемых факторов (табл. 3) на оптимальное развитие АЭС в 2021–2030 гг. Однако количественно все полученные результаты масштабированы относительно базового сценария примерно в той же пропорции, что и требуемые мощности электростанций при этих сценариях (табл. 2).

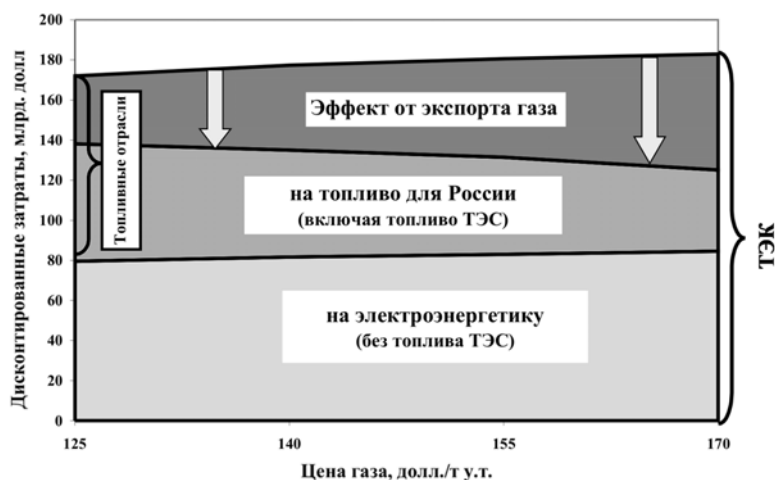


Рис. 6. Основные составляющие дисконтированных затрат на развитие и функционирование электроэнергетики и отраслей ТЭК в период 2021–2030 гг.

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.

Анализ выявленных областей при каждом сценарии показывает во-первых, что на величину дисконтированных затрат определяющее влияние оказывают цены газа, в то время как соотношение капиталовложений влияет на них относительно мало. Напротив, на величину вводов мощности АЭС преимущественно влияет соотношение капиталовложений в АЭС и угольные КЭС при относительно небольшом влиянии цен газа. Но и на

величину дисконтированных затрат, и на вводы мощности АЭС сильно влияет сценарий электропотребления. Во-вторых, при базовом сценарии вводы мощности АЭС, соответствующие соотношению 1,35, очерчивают минимальную границу, за пределами которой сокращение вводов мощности АЭС приводит к достижению предельного уровня добычи угля в 2030 г. и необходимости увеличения расхода газа на ТЭС при соответствующем уменьшении объема экспорта газа. В-третьих, область оптимальных вводов мощности АЭС при базовом сценарии очень широка и требует исключительно интенсивного развития атомного энергомашиностроения и строительства АЭС. Так, при допущении, что в период 2021–2030 гг. будут вводиться преимущественно энергоблоки единичной мощностью 1150 МВт даже при минимальном развитии новых АЭС в базовом сценарии потребуются ежегодный ввод 4 энергоблоков, а при максимальном – 6 энергоблоков. В-четвертых, пониженный сценарий электропотребления предъявляет существенно более умеренные требования не только к вводу мощности АЭС, но и к развитию угольной отрасли при сохранении больших объемов экспорта газа.

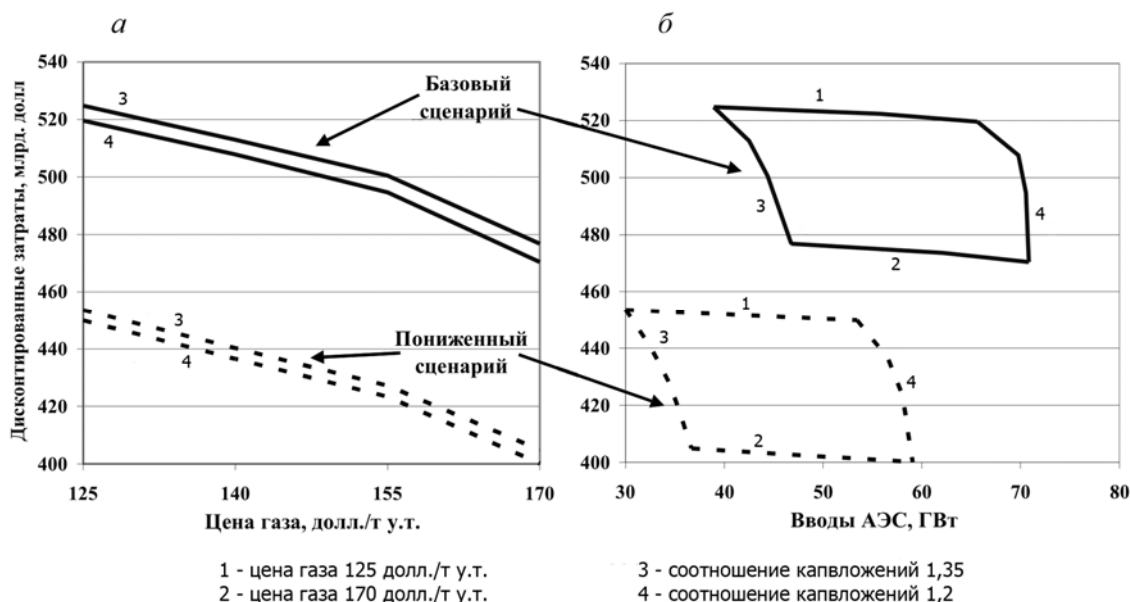


Рис. 7. Зависимость дисконтированных затрат от цены газа (а) и от вводов мощности АЭС (б)

На основе анализа зоны неопределенности оптимальных вводов мощности АЭС при двух сценариях электропотребления выделены более узкие зоны их компромиссных значений, приемлемых как с позиции топливных отраслей, так и по условиям реализуемости программ развития собственно атомной энергетики. В табл. 4 для базового сценария электропотребления наряду с полным диапазоном оптимальных вводов мощности основных типов базисных электростанций в европейской части ЕЭС приведена сравнительно более узкая зона компромиссных предложений по вводу основных типов базисных электростанций в 2021–2030 гг.

Таблица 4

**Вводы мощности основных типов базисных электростанций  
европейской части ЕЭС в период 2021–2030 гг., ГВт**

Энергообъединения	Оптимальный диапазон вводов мощности	Суженный диапазон вводов мощности
<b>Европейская часть ЕЭС – всего,</b> в т.ч. ТЭЦ АЭС КЭС	17–27 38–70 17–48	<b>111</b> 22 50-56 39-33
<b>ОЭС Северо-Запада – всего,</b> в т.ч. ТЭЦ АЭС КЭС	2,3–3,6 11,4–13,7 4,3–6,3	<b>20</b> 3 12 5
<b>ОЭС Центра – всего,</b> в т.ч. ТЭЦ АЭС КЭС	6,7–10,8 19–22,5 3,7–7,5	<b>35</b> 9 20-21 6-5
<b>ОЭС Средней Волги – всего,</b> в т.ч. ТЭЦ АЭС КЭС	4,1–6,5 2,5–6,7 0–1,7	<b>11</b> 5 4-5 2-1
<b>ОЭС Юга – всего,</b> в т.ч. ТЭЦ АЭС КЭС	0,5–1,2 5,8–6,7 1,2–1,7	<b>9</b> 1 6 2
<b>ОЭС Урала – всего,</b> в т.ч. ТЭЦ АЭС КЭС	3,0–4,7 0–25,5 8–30,5	<b>36</b> 4 8-12 24-20

Соответствующая суженному диапазону вводов при двух сценариях электропотребления установленная мощность основных типов электростанций России в период 2021–2030 гг. иллюстрируется в табл. 5.

Таблица 5

**Структура мощности электростанций России<sup>\*)</sup> в период 2021–2030 г.**

Структура мощностей	Сценарии			Базовый			Пониженный		
	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Установленная мощность, ГВт – всего,	<b>351</b>	<b>421</b>	<b>490</b>	<b>321</b>	<b>370</b>	<b>428</b>			
в т.ч. ГЭС и ГАЭС	67	84	99	65	75	82			
Атомные электростанции	52	72–75	93–99	43	59–61	81–86			
Тепловые электростанции	232	265–262	297–291	213	236–234	265–260			
в т.ч. ТЭЦ	115	124	130	115	124	130			
КЭС	117	141–138	168–162	98	112–110	135–130			
Установленная мощность, %									
в т.ч. ГЭС и ГАЭС	19	20	20	20	20	19			
АЭС	15	17–18	19–20	13	16–17	19–20			
ТЭС, из них	66	62–63	59–60	67	63–64	61–62			
ТЭЦ	33	29	26	36	33	31			
КЭС	33	32–34	33–34	31	30–31	30–31			

<sup>\*)</sup> В централизованной зоне и без изолированных узлов Востока

Как видно из табл. 5, несмотря на абсолютный рост установленной мощности ТЭС за период 2021–2030 гг. в 1,2–1,25 раз при обоих сценариях электропотребления, заметно снизится их доля в суммарной установленной мощности электростанции (от 66% до 59% при базовом сценарии и от 66% до 61% при пониженном сценарии). В наибольшей мере при этом снизится доля ТЭЦ при стабилизации доли КЭС на уровне 30–34%. Вместе с тем доля установленной мощности АЭС в период 2021–2030 гг. увеличится почти в 1,5 раза (от 13–15% до 19–20%). Абсолютный же рост установленной мощности АЭС за рассматриваемое десятилетие еще более интенсивен – в 1,9–2 раза.

Территориальное размещение установленной мощности АЭС при этих сценариях иллюстрируется в табл. 6.

Таблица 6

Территориальное размещение АЭС России по энергообъединениям, ГВт

Установленная мощность АЭС	Сценарии	Базовый		Пониженный	
		2020 г.	2030 г.	2020 г.	2030 г.
<b>Россия – всего, в т.ч.</b>		<b>52,3</b>	<b>99,1</b>	<b>43,4</b>	<b>85,6</b>
ОЭС Северо-Запада		9,1	18,5	9,1	17,0
ОЭС Центра		25,8	41,0	21,8	37,5
ОЭС Юга		4,3	10,8	3,2	9,9
ОЭС Средней Волги		6,2	9,2	4,2	7,2
ОЭС Урала		3,8	15,6	2,6	10,6
ОЭС Сибири		2,5	2,5	2,5	2,5
Востокэнерго		0,6	1,5	–	0,9

Из анализа табл. 6 видно, что в период 2021–2030 гг. сохранится чрезвычайно высокая доля ОЭС Северо-Запада и Центра в суммарной установленной мощности АЭС России, которая за десятилетие лишь незначительно сократится (от 70% в 2020 г. до 60–65% в 2030 г.). Именно поэтому особого внимания заслуживает вопрос о размещении и синхронном вводе мощностей АЭС и ГАЭС в этих энергообъединениях. Наибольшее увеличение доли мощности АЭС (от 6–7% в 2020 г. до 12–15% в 2030 г.) возможно в ОЭС Урала. Но поскольку именно это энергообъединение формирует наибольшую неопределенность в развитии АЭС или угольных КЭС, то для обоснования предпочтительности развития новых АЭС в этом энергообъединении в 2021–2030 гг. потребуется более глубокая проработка технико-экономических показателей АЭС и альтернативных типов электростанций при дополнительном учете ряда других влияющих факторов.

### Выводы

Результаты исследования факторов, определяющих масштабы и размещение АЭС по энергообъединениям при двух сценариях электропотребления в 2021–2030 гг., формируют основу для предпроектных разработок, требующих большой заблаговременности и,

в то же время, относительно недорогих (по сравнению с проектными разработками таких капиталоемких типов электростанций, как АЭС).

В первую очередь это требуется для резервирования площадок будущих АЭС в разных энергообъединениях, что связано с необходимостью активной поддержки их субъектами РФ и доброжелательным отношением населения. Поскольку согласование состава площадок с субъектами РФ – очень длительный и малопрогнозируемый по времени процесс, целесообразно резервировать избыточное (но не чрезмерное) количество площадок. Это вынуждает ориентировать выбор количества и состава площадок АЭС в энергообъединениях европейской части ЕЭС на более высокий (базовый) сценарий электропотребления и, соответственно, на большие масштабы развития АЭС в 2021–2030 гг. При ориентации будущих АЭС на энергоблоки 1150 МВт и установку на них четырех энергоблоков для базового сценария электропотребления потребуется 15–18 пунктов размещения АЭС в европейских энергообъединениях, где предпочтительно развитие новых АЭС в 2021–2030 гг.: 3–4 пункта в ОЭС Северо-Запада; 5–6 – в ОЭС Центра; по 2 пункта в ОЭС Юга и Средней Волги и 5–6 – в ОЭС Урала.

Во-вторых, результаты выполненного исследования важны для формирования требований к единичной мощности энергоблоков АЭС в период 2021–2030 гг. Это принципиально важно при высоком (базовом) сценарии электропотребления, поскольку при принятом допущении о преимущественной ориентации будущих АЭС на установку энергоблоков 1150 МВт требуются очень высокие темпы ежегодного ввода мощности АЭС (5 энергоблоков в год). При установке более крупных энергоблоков (1500 МВт) можно существенно снизить напряженность программы атомного энергомашиностроения и строительства АЭС. Большая заблаговременность позволит достаточно полно оценить преимущества и недостатки выбора той или иной единичной мощности АЭС, сооружаемых в 2021–2030 гг.

### **Литература**

1. «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.», одобренная распоряжением Правительства РФ от 22.02.2008. № 215-р.
2. Федеральная целевая программа «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007–2010 годы и на перспективу до 2015 года», утвержденная постановлением Правительства РФ от 06.10.2006. № 605.
3. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики. М.: ИНЭИ РАН, 2007.
4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). М.: Экономика, 2000.