

УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В РАМКАХ ЖЕСТКИХ ЦЕНОВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ В СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

В статье на основе финансово-экономического моделирования исследованы необходимые экономические условия для реализации среднесрочных планов развития электроэнергетики России с учетом неопределенностей в темпах роста спроса на электроэнергию и цен на топливо, масштабах и капиталоемкости обновления действующих электростанций, развития неуглеродных источников энергии. Определена зона вариантов развития отрасли, реализуемая в условиях продолжения ценовой политики по сдерживанию роста среднеотпускных цен электроэнергии не выше инфляции. Показана необходимость системных мер ценовой политики государства для успешного развития электроэнергетики в среднесрочной перспективе.

Введение. Достижение «потолка» возможностей экстенсивного роста экономики России в рамках так называемой сырьевой модели развития и обнажившиеся в ходе финансово-экономического кризиса 2014-2015 гг. структурные проблемы отечественной экономики обусловили актуальность анализа возможных стратегий ее посткризисного развития (см., напр., [1-3]). При этом практически во всех подобных исследованиях подчеркивается важная роль топливно-энергетического комплекса как важнейшей инфраструктурной составляющей экономики, способствующей устойчивому экономическому росту за счет повышения конкурентоспособности неэнергетических отраслей промышленности и сферы услуг, новой «цифровой» индустрии.

Сходные функции топливно-энергетического комплекса зафиксированы и в Проекте новой Энергетической стратегии России, которая, в частности, требует от энергетики «стимулировать развитие экономики и повышение уровня жизни населения за счет расширения сферы и качества энергетических услуг при сдерживании цен на энергоносители, увеличении инвестиционного спроса на отечественную продукцию и налоговых поступлений в бюджеты всех уровней» [4]. Исходя из этих приоритетов, ценовая политика государства в энергетике (особенно в электроэнергетике) в последнее время ориентируется на сдерживание роста внутренних цен в пределах инфляции.

Однако макроэкономические требования, задающие достаточно жесткие ценовые рамки для электроэнергетики, не должны противоречить объективным экономическим условиям, необходимым для реализации производственных и инвестиционных решений отраслевыми экономическими агентами, которые в существующей, конкурентной среде ориентируются на условия коммерческой эффективности вложений. В условиях посткризисного развития экономики эти агенты сталкиваются с разнородными неопределенностями на рынках электроэнергии, топлива, оборудования, влияющими на масштабы производства, уровень себестоимости и потребности в финансировании капитальных вложений. В этой связи количественная оценка согласования необходимых для отрасли и желаемых для государства (общества) уровней цен на электроэнергию является крайне важной. Экономическим агентам она позволяет своевременно адаптировать свои бизнес-стратегии к меняющейся макроэкономической ситуации, а государству – своевременно совершенствовать систему механизмов ценообразования и стимулирования инвестиций в электроэнергетике.

Методический подход к оценке экономических условий развития электроэнергетики и параметров ценовой политики. До настоящего времени вопросы формирования инвестиционной и ценовой политики государства в электроэнерге-

тике рассматривались без ярко выраженной взаимосвязки. Имеется представительный круг работ, посвященных выбору экономически оптимальной структуры генерирующих мощностей с позиций общественной эффективности использования инвестиций. Однако в этих работах недостаточно внимания уделяется проработке финансово-экономических механизмов реализации общественно эффективных инвестиционных решений [5; 6]. Параллельно идет дискуссия о разумных параметрах ценовой политики государства в электроэнергетике, позволяющих балансировать интересы потребителей и энергокомпаний. Однако большинство таких работ либо фокусируются на краткосрочном горизонте анализа (не более 3-4 лет) [7; 8], либо затрагивают и долгосрочные, инвестиционные аспекты, но исключительно на уровне качественного анализа [9; 10].

В этой связи особенно актуальной становится именно количественная оценка последствий влияния тех или иных внешних факторов (спроса на электроэнергию, технологических приоритетов в инвестиционной деятельности, цен на топливо) на динамику среднетарифной цены электроэнергии для конечных потребителей.

Для количественной оценки необходимых экономических условий развития электроэнергетики используется разработанный в ИНЭИ РАН комплекс финансово-экономических моделей отрасли и ее ключевых производственных сегментов: атомной, гидро- и тепловой генерации, передачи и распределения электроэнергии [11]. С его помощью выполняется прогноз ценовых последствий реализации различных вариантов производственной и инвестиционной программы отдельных производственных сегментов и отрасли в целом на базе расчета ее необходимой валовой выручки (НВВ).

По экономическому смыслу НВВ отражает минимальный объем денежного потока, обеспечивающий гарантированное финансирование инвестиционных и операционных затрат отрасли (или ее отдельного сегмента), а также налоговых и финансовых расходов, включая обслуживание и возврат заемных средств. Принципиальная схема расчета прогнозной динамики НВВ для каждого производственного сегмента показана на рис. 1. Исходными данными для расчета НВВ являются параметры производственной и инвестиционной программ, детализированные по типам генерации. Эти параметры включают в себя:

- установленную мощность;
- выработку электроэнергии;
- отпуск тепла (для сегмента тепловой генерации);
- расход топлива по видам (газ, мазут, уголь);
- объемы ввода/выбытия генерирующих мощностей и соответствующие объемы капитальных вложений.

Другую группу исходных параметров формируют макроэкономические показатели, позволяющие оценить не только динамику расходов в укрупненной структуре себестоимости, но и объемы финансовых и налоговых расходов, в том числе:

- индекс инфляции;
- процентные ставки по кредитам и займам;
- норма дивидендов;
- ставки по основным налогам.

Наконец, еще одним видом исходных данных являются ретроспективные финансово-экономические показатели каждого из производственных сегментов отрасли. Их значения формируются на базе регулярно обновляемой годовой и квартальной отчетности генерирующих и сетевых компаний России. Важнейшими из таких ретроспективных показателей являются выручка (по видам продукции), операционные затраты, амортизация, валовая и чистая прибыль, капиталовложения, заемный капитал и процентные платежи за его обслуживание.

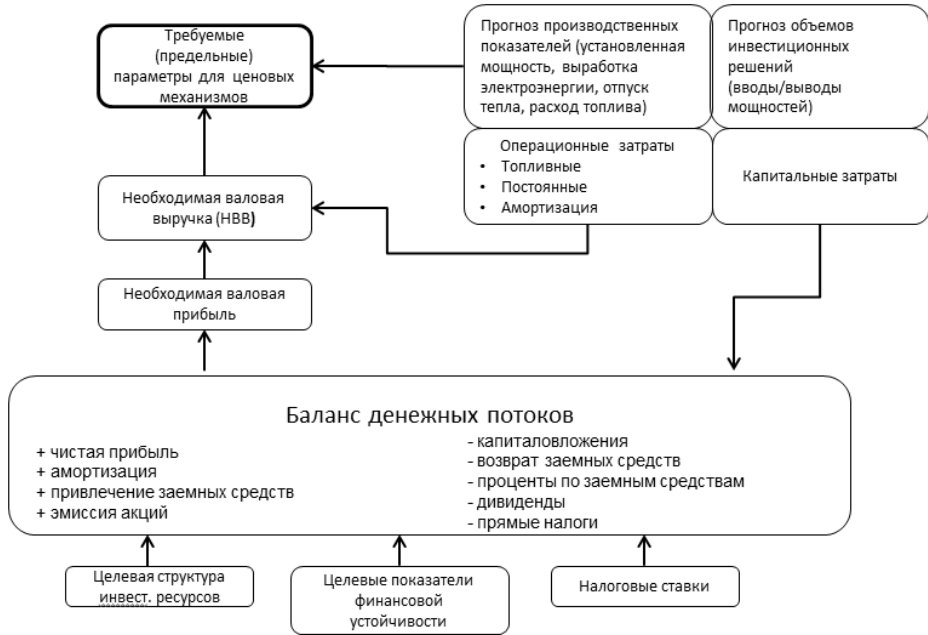


Рис. 1. Концептуальная схема прогноза НВВ производственного сегмента электроэнергетики

Важной составляющей выполняемых экономических расчетов является обеспечение условий финансовой устойчивости каждого производственного сегмента, которое определяется предельно допустимыми показателями структуры и доходности капитала и уровня долговой нагрузки. Для этой цели в модельных расчетах НВВ используются целевые финансовые (рейтинговые) показатели: например, отношение «долг/ЕБИТДА», а также доля заемных средств во внеоборотных пассивах.

В общем виде НВВ рассчитывается по формуле (более подробная характеристика приведена в [12]):

$$TRR_t = VC_t + OMC_t + D_t + FX_t + PT_t + \frac{NI_t}{1-r}, \quad (1)$$

где TRR (Total Revenue Required) – необходимая валовая выручка (НВВ); VC (variable cost) – переменные затраты: топливные для тепловых (ТЭС) и атомных (АЭС) электростанций, плата за воду для гидроэлектростанций (ГЭС); OMC (operational & maintenance cost) – затраты на содержание и эксплуатацию (условно-постоянные издержки); D (depreciation) – амортизация основных производственных средств; FX (financial charges) – финансовые расходы (преимущественно – выплата процентов по заемному капиталу); PT (property fund tax) – налог на имущество; NI (net income) – необходимая чистая прибыль; r – ставка налога на прибыль; t – год расчета.

Динамика операционных издержек (топливных и условно-постоянных) оценивается на базе показателей производственной программы каждого производственного сегмента, а расчет амортизационных отчислений выполняется на основе изменения стоимости основных фондов с учетом выбытия действующих мощностей и ввода новых.

Показатель необходимой чистой прибыли при расчете НВВ каждого производственного сегмента определяется исходя из уравнения баланса движения денежных средств как разность совокупных ежегодных потребностей в финансировании (капиталовложения, пополнение оборотных средств, возврат кредитов, дивидендные выплаты) и всех остальных внешних и внутренних источников (амортизация, за-

емные средства, эмиссия акций, средства госбюджета). Таким образом, чистая прибыль является «замыкающим» источником финансирования, балансирующим недостатком средств, прежде всего – внешнего финансирования, объемы которого ограничены указанными выше показателями финансовой устойчивости.

Характеристика неопределенности экономических показателей электроэнергетики России в среднесрочной перспективе. Являясь неотъемлемой частью энергетики и экономики России, электроэнергетика подвержена влиянию разнородных факторов неопределенности, которые в той или иной степени выявляют динамику операционных и инвестиционных затрат и в итоге – необходимый объем НВВ и цен электроэнергии. В данной работе проведен анализ накопленного влияния основных факторов неопределенности на изменение экономических условий функционирования и развития отрасли в посткризисный период.

В качестве исходного (*вариант 0*) принят вариант производственной и инвестиционной программы, в целом соответствующий консервативному варианту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики (*далее* – Генсхема), одобренной Правительством РФ в 2016 г., но с двумя существенными поправками. В исходном варианте предполагается, во-первых, продолжение регулирования цен на газ «не выше инфляции»; во-вторых, – более консервативная техническая политика при обновлении действующих тепловых электростанций (ТЭС), ориентированная на продление их ресурса за счет частичной замены оборудования аналогичным, а не технически прогрессивным. Необходимо отметить, что именно такой сценарий обновления ТЭС предлагается Минэнерго России в качестве основного в проекте конкурсного отбора проектов модернизации ТЭС.

Изменение ценовой политики на внутреннем рынке газа традиционно является важным фактором, влияющим на стимулы к повышению энергоэффективности и усилению межтопливной конкуренции в электроэнергетике. В ходе выполненного анализа было оценено влияние растущих цен на газ (на 20% к 2025 г. в реальном выражении, без учета инфляции) на объем НВВ электроэнергетики (*вариант 1*).

Такой рост цен газа, безусловно, станет важным, но недостаточным условием для перехода к более технологически прогрессивной стратегии обновления действующих ТЭС. Подобный переход должен сопровождаться, во-первых, активными мерами государства по рыночному стимулированию генерирующих компаний к реализации проектов на современном оборудовании (особенно это относится к газовым электростанциям). Во-вторых, условием являются не менее активные действия по преодолению технологического отставания по ряду позиций энергетического машиностроения посредством локализации или собственной разработки генерирующего оборудования при одновременном снижении его стоимости относительно импортных аналогов при серийном производстве. Для оценки влияния более капиталоемкой, но технологически прогрессивной стратегии обновления ТЭС на экономические условия развития отрасли был рассмотрен *вариант 2*, предполагающий замену выбывающих газовых ТЭС паргазовыми и газотурбинными блоками в объеме, соответствующем параметрам Генсхемы (до 40-50% общего объема мощностей, требующих обновления).

Неопределенности, связанные с темпами посткризисного восстановления и последующего устойчивого экономического роста, отражаются на динамике внутреннего электропотребления. В среднесрочном периоде эта неопределенность не так велика и оценивается (с учетом разницы между сценариями Генсхемы и Энергетической стратегии) к 2025 г. в 8-10%. Однако для удовлетворения дополнительного спроса на электроэнергию и мощность потребуется увеличение инвестиционных затрат на новое строительство или расширенное обновление действующих ТЭС. *Вариант 3* позволяет оценить влияние фактора спроса на рост НВВ электроэнергетики при

условии, что весь дополнительный прирост мощности и производства электроэнергии осуществляется на ТЭС. В отличие от него *вариант 4* позволяет оценить влияние политики государства в части увеличения доли низкоуглеродной энергетики: ГЭС, АЭС и электростанций на возобновляемых ресурсах (ВИЭ-электростанций), с ростом их мощности дополнительно на 10% относительно варианта 1.

Варьирование каждого из факторов будет влиять на величину операционных и инвестиционных затрат в отдельных производственных сегментах электроэнергетики. Качественная характеристика этих изменений приведена в табл. 1, а их количественный анализ по результатам финансово-экономического моделирования ниже в статье.

Таблица 1

Качественное влияние факторов неопределенности на составляющие необходимой валовой выручки электроэнергетики

Производственный сегмент	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Тепловая энергетика				
операционные затраты	Рост	Снижение	Рост	Снижение
инвестиционные затраты	-	Рост	Рост	Снижение
Низкоуглеродная энергетика				
операционные затраты	-	-	-	Рост
инвестиционные затраты	-	-	-	Рост
Передача и распределение электроэнергии				
операционные затраты	-	-	Рост	Рост
инвестиционные затраты	-	-	Рост	Рост

Примечание: изменения приведены относительно предыдущего варианта, для варианта 1 – относительно варианта 0.

Анализ влияния отдельных факторов на динамику цен электроэнергии и финансовые показатели отрасли при переходе от базового к целевому сценарию. Одним из ключевых факторов, влияющих на перспективную динамику конечной цены электроэнергии, является капиталоемкость рассматриваемых вариантов развития отрасли. На рис. 2 показано изменение суммарного объема инвестиций отрасли при переходе от варианта 0 к варианту 4.

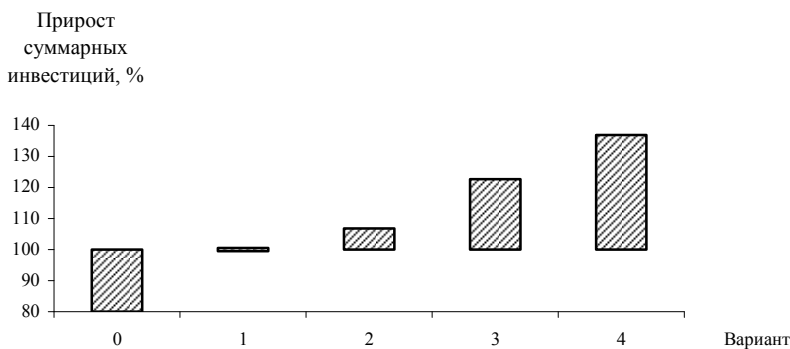


Рис. 2. Пофакторное изменение инвестиционных потребностей электроэнергетики (100% – вариант 0)

При этом объемы капитальных вложений в вариантах 0 и 1 полностью совпадают, поскольку эти варианты различаются лишь темпами роста цен на топливо. В остальных вариантах варьируется лишь один из факторов, что позволяет численно оценить вклад каждого фактора в совокупное изменение инвестиционных потребностей электроэнергетики.

Так, повышение «глубины» модернизации ТЭС, сопровождающееся переводом значительного числа действующих паросиловых блоков в парогазовый цикл с существенным ростом эффективности использования топлива, приведет к увеличению суммарных отраслевых инвестиций за 2016-2025 гг. на 7,5%. Последующий переход к вариантам 3 и 4, в основе которых лежит более высокий (целевой) сценарий спроса, приведет к еще большему росту инвестиционных потребностей электроэнергетики ввиду необходимости строительства новых генерирующих мощностей. В варианте 3 растущая потребность в энергии и мощности обеспечивается дополнительными вводами ТЭС; при этом необходимые капиталовложения возрастут на 23% относительно варианта 0. Если прирост необходимой мощности обеспечивается преимущественно за счет низкоуглеродной энергетики (ВИЭ-электростанции, АЭС), то суммарные капиталовложения возрастут еще больше – на 37%, а инвестиции по состоянию на 2025 г. – на 72% (вариант 4).

Значительными изменениями характеризуется и структура инвестиционных потребностей в разных вариантах посткризисного развития отрасли (табл. 2). Так, в варианте 2 более глубокое обновление действующих ТЭС с использованием современных газотурбинных технологий находит отражение в дополнительном росте капиталовложений тепловой энергетики примерно на 20%, что приводит к заметному увеличению их доли в отраслевых инвестициях.

Таблица 2

Структура инвестиционных потребностей электроэнергетики по вариантам посткризисного развития, %

Сектор электроэнергетики	Вариант				
	0	1	2	3	4
ТЭС	36	36	39	44	36
АЭС	19	19	18	16	17
ГЭС и ВИЭ	12	12	11	9	20
Сети	34	34	32	31	29
Электроэнергетика всего	100	100	100	100	100

В варианте 3 рост инвестиций тепловой энергетики дополнительно усиливается за счет более высокого спроса на электроэнергию, покрываемого за счет ввода новой мощности на ТЭС. Как следствие доля теплоэнергетики в отраслевых инвестициях достигает 43% по сравнению с 36% в «нулевом» варианте. Доля низкоуглеродной генерации (АЭС, ГЭС, ВИЭ), напротив, пропорционально снижается.

Наиболее радикальные структурные сдвиги происходят в варианте 4. Интенсивное развитие низкоуглеродной энергетики (прежде всего, ВИЭ-электростанций и в меньшей степени АЭС) приводит к росту ее доли до 37% по сравнению с 31% в «нулевом» варианте и 25% в варианте 3 (при одинаковом уровне спроса). Доля теплоэнергетики, напротив, снижается до исходных 36%, а вклад сетевого комплекса остается примерно одинаковым по вариантам, варьируясь от 29 до 34%.

Через показатели капиталовложений и топливных издержек вышеперечисленные факторы неопределенности оказывают влияние и на динамику отраслевой НВВ (рис. 3). Расчеты показывают, что при реализации варианта 1 фактор ускоренного роста цены газа* к 2025 г. приведет к увеличению суммарной НВВ отрасли на 3% по сравнению с вариантом 0. Влияние высоких цен газа совместно с изменением структуры инвестиционных решений по обновлению ТЭС дополнительно обуславливает немногим менее 1% прироста НВВ (вариант 2). Переход к более высокому уровню спроса на электроэнергию и мощность, сопровождающийся соот-

* К 2025 г. дополнительный рост цены газа составит 20% в реальном выражении (без учета инфляции)

ветствующим приростом инвестиционных потребностей отрасли, дополнительно увеличивает отраслевую НВВ на 5% (вариант 3), а интенсивное развитие низкоуглеродной энергетики – еще на 5% (вариант 4).

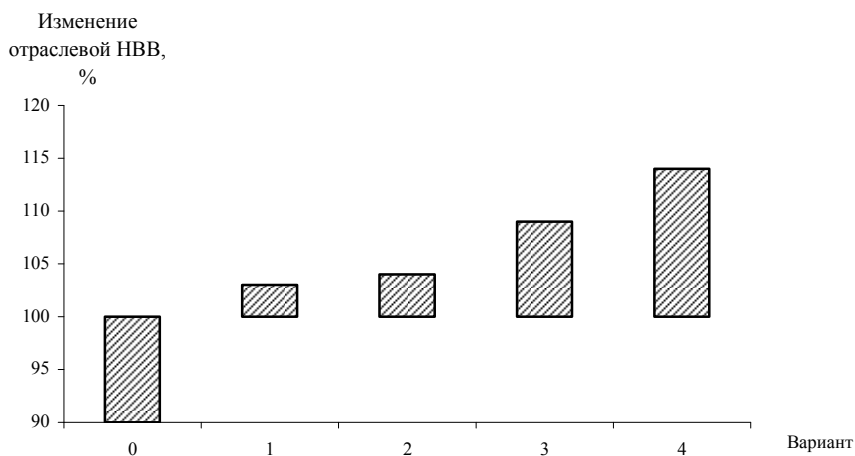


Рис. 3. Пофакторное изменение НВВ электроэнергетики по состоянию на 2025 г. (100% – вариант 0)

Структурные изменения в отраслевой НВВ не столь ярко выражены, как в случае с капиталовложениями (табл. 3). Так, в варианте 1 ускоренный рост цен топлива приведет к увеличению НВВ тепловой энергетики примерно на 5% при неизменной выручке остальных сегментов электроэнергетики, что практически не повлияет на структуру отраслевой НВВ. В варианте 2 рост топливных затрат ТЭС подкрепляется увеличением капиталоемкости при их обновлении. Однако в данном варианте предполагается и более высокая эффективность использования органического топлива в тепловой генерации (как следствие эффекта модернизации). В результате необходимая выручка тепловой энергетики дополнительно возрастет лишь на 1,5% и не приведет к значимым структурным сдвигам в отраслевой НВВ.

Таблица 3

Секторальная структура НВВ электроэнергетики в вариантах посткризисного развития, %

Сектор электроэнергетики	Вариант				
	0	1	2	3	4
ТЭС	44	45	45	46	41
АЭС	13	13	13	12	13
ГЭС и ВИЭ	7	6	6	6	11
Сети	32	32	31	32	30
Сбыт	5	5	5	4	4
Электроэнергетика всего	100	100	100	100	100

В варианте 3, характеризующимся высоким уровнем электропотребления, необходимая выручка теплоэнергетики растет гораздо более существенно – на 12% относительно «нулевого варианта». Однако не меньший рост НВВ (примерно 7%) потребует и сетевому комплексу, преимущественно для расширения возможно-

стей электросетевой инфраструктуры. Выручка сегмента низкоуглеродной энергетики в этом варианте останется на уровне «нулевого» варианта.

Наиболее существенные структурные изменения характерны для варианта 4, где предполагается кратно более интенсивное развитие АЭС и ВИЭ-электростанций. Их необходимая выручка на 2025 г. увеличится соответственно на 15 и 90%, а совокупный вклад в отраслевую НВВ достигнет 24% по сравнению с 19% в нулевом варианте. НВВ тепловой генерации, наоборот, симметрично снизится по сравнению с вариантом 3 (с тем же уровнем электропотребления). Выручка сетевого комплекса будет несколько выше, чем в варианте 3, за счет дополнительных инвестиций на адаптацию сети к масштабному развитию ВИЭ-электростанций.

Интересен также анализ изменений в структуре НВВ отрасли по типам затрат при варьировании рассматриваемых факторов неопределенности – цен топлива, удельных капиталовложений, спроса (табл. 4). Такая структура НВВ отрасли оказалась весьма устойчивой к изменению рассматриваемых факторов; однако определенные закономерности все же просматриваются. Так, удельный вес топливных затрат достигает максимального значения в варианте 1 (с низкой глубиной обновления ТЭС при быстром росте цен газа), а минимума – в варианте 4, где резко увеличивается доля ВИЭ в электробалансе страны. Похоже ведет себя и составляющая условно-постоянных затрат отрасли. Инвестиционная компонента НВВ, напротив, увеличивается синхронно с ростом прогнозного спроса и капиталоемкости инвестиционных решений, достигая тем самым максимального значения в варианте 4.

Таблица 4

Структура НВВ электроэнергетики по типам затрат
в вариантах посткризисного развития, %

Структура НВВ	Вариант				
	0	1	2	3	4
Топливные затраты	30	32	30	30	28
Условно-постоянные затраты	38	37	36	37	35
Инвестиционные затраты (включая обслуживание заемных средств)	26	26	27	27	30
Налоги	6	6	6	6	7
НВВ отрасли всего	100	100	100	100	100

Влияние рассматриваемых факторов неопределенности посредством показателей инвестиций, топливных издержек и необходимой валовой выручки трансформируется в конечном счете в изменения ценовой динамики на рынках электроэнергии, мощности и тепла. Ниже рассмотрена динамика среднеотпускной розничной цены электроэнергии для конечных потребителей (в реальном выражении, без учета фактора инфляции) при различных вариантах посткризисного развития электроэнергетики (рис. 4) и укрупненно оценены темпы роста цены генерации и сетевых услуг (табл. 5).

В «нулевом» варианте развития отрасли среднеотпускная цена электроэнергии к 2025 г. снизится на 4% в реальном выражении за счет низких цен топлива и малых инвестиционных потребностей.

При более интенсивном росте цен топлива (вариант 1) эффект снижения стоимости отпускаемой электроэнергии будет гораздо меньшим – всего лишь на 1,5% к 2025 г. относительно уровня 2016 г. Увеличение доли современного оборудования в обновлении ТЭС при соответствующем повышении инвестиционной компоненты тарифа (вариант 2) будут дополнительно препятствовать снижению цены, которая стабилизируется примерно на уровне 2016 г. (без учета фактора инфляции).

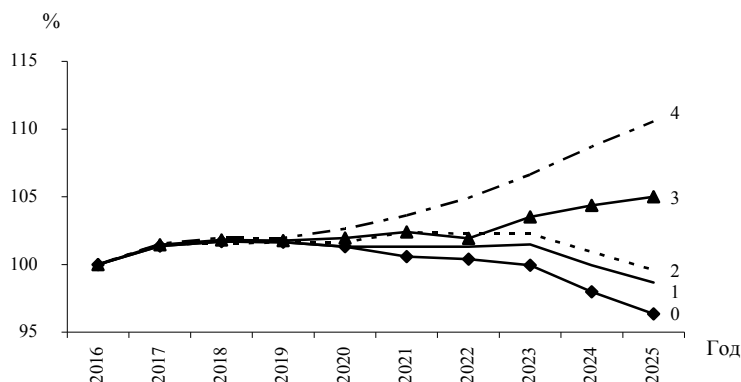


Рис. 4. Динамика среднегодовой (конечной) цены электроэнергии (без учета фактора инфляции) при различных вариантах развития (0-4) электроэнергетики, % к уровню 2016 г.

Важно отметить, что все рассматриваемые варианты при базовом уровне электропотребления обеспечивают динамику среднегодовых цен электроэнергии не выше инфляции в среднем за период. Этот эффект достигается вследствие возможности сдерживания роста тарифов сетевого комплекса значительно ниже инфляции и вместе с тем относительно сдержанного роста цены генерации (табл. 5).

Таблица 5

Среднегодовые темпы прироста конечной цены электроэнергии (без учета фактора инфляции) за период 2016-2025 гг., включая составляющие генерации и сети по вариантам, %

Показатель	Вариант				
	0	1	2	3	4
Среднегодовой прирост конечной цены	-0,4	-0,1	0,0	0,5	1,0
для цены генерации	0,2	0,5	0,7	1,1	1,9
для сетевого тарифа	-1,3	-1,3	-1,3	-0,6	-0,6

Варианты 3 и 4, предполагающие более быстрый рост электропотребления, требуют увеличения среднегодовой цены электроэнергии темпом выше инфляции. В частности, обеспечение растущего спроса за счет строительства новой тепловой генерации приведет к повышению реальной среднегодовой цены на 5% относительно уровня 2016 г. Вариант с покрытием растущего спроса преимущественно за счет развития низкоуглеродной энергетики потребует еще большего роста цены электроэнергии – на 11% к уровню 2016 г. Это обусловлено необходимостью не только строительства низкоуглеродных источников электроэнергии, но и необходимостью поддержания избыточного объема мощностей новых ТЭС в целях компенсации нестабильной выработки ВИЭ.

Следует отметить, что рост среднегодовых цен электроэнергии даже в этих вариантах будет иметь достаточно сдержанный характер, поскольку ускоренный рост цен в секторе генерации будет частично нивелирован снижением (в реальном выражении) тарифов на передачу электроэнергии. Возможность роста сетевых тарифов ниже инфляции обосновывается сравнительно низкой величиной необходимых инвестиций и НВВ электросетевого комплекса относительно сектора генерации.

Заключение. Проведенный анализ показывает, что даже на сравнительно небольшом временном горизонте (до 2025 г.) неопределенность основных внешних факторов развития электроэнергетики достаточно велика, что отражается в широком «разбросе» ценовых и финансовых показателей отрасли. На горизонте после 2025 г. масштабы этой «зоны неопределенности» будут лишь увеличиваться, а с ними усиливаться и макроэкономические последствия. Таким образом, государству как регулятору энергетического рынка следует уже в ближайшие годы четко определить технологические приоритеты инвестиционной политики в электроэнергетике и механизмы ее реализации, согласованные с параметрами ценовой политики в отрасли.

Представленные выше результаты расчетов показывают принципиальную возможность реализации инвестиционных задач отрасли при базовом спросе в условиях «жесткого» сдерживания цены электроэнергии на уровне не выше инфляции. В частности, такая возможность сохраняется и при достаточно «либеральной» политике государства в части регулирования внутренних цен газа (при их росте на 1% сверх инфляции). Однако такое «вписывание в инфляцию» требует ряда системных решений государства в сфере ценовой политики, включая:

- тарифное регулирование сетей по прогнозной НВВ заметно ниже инфляции (выполненные расчеты показывают принципиальную возможность такой ценовой политики для реализации минимальных инвестиционных задач сетевого комплекса);
- снижение рисков возникновения избыточной выручки ГЭС и АЭС на спотовом рынке (при повышении цен газа) и на рынке мощности (при повышении цен для программы модернизации ТЭС);
- увеличение выручки ТЭС от реализации тепловой энергии при переходе к модели «альтернативной котельной».

Кроме того, соблюдение условия по недопущению роста цен на электроэнергию выше инфляции означает, что масштабный перевод ТЭС в парогазовый цикл генерации становится невозможным без существенного удешевления стоимости газовых турбин средней и большой мощности, массовое производство которых в России до сих пор не налажено. Это актуализирует разработку конкретных финансовых механизмов поддержки соответствующего сектора отечественного энергомашиностроения.

Выполненный анализ показывает, что переход электроэнергетики на более энергоэффективный, инновационный, диверсифицированный и экологически ориентированный тренд развития в ближайшее десятилетие неизбежно приведет к росту стоимости электроснабжения потребителей свыше инфляции (от 0,5 до 1% в год). В этой связи особенно важной является оценка влияния растущей ценовой динамики на темпы роста экономики и выявление предельной приемлемой ценовой нагрузки на внутренних потребителей электроэнергии. Для снижения нагрузки на потребителей в этом случае можно дополнительно проанализировать целесообразность поддержки энергокомпаний за счет предоставления им налоговых льгот и/или удешевления заемного финансирования.

Литература

1. Структурно-инвестиционная политика в целях обеспечения экономического роста в России: монография / Под науч. ред. акад. В.В. Ивантера. М.: Научный консультант, 2017. 196 с.
2. Аганбегян А.Г. Стагнация, рецессия и стагфляция 2013-2015 гг., причины и последствия // Актуальные проблемы экономики и управления. 2015. № 4(8). С. 3-12.
3. Регуляторная политика в России: основные тенденции и архитектура будущего / совм. доклад ЦСР и НИУ ВШЭ [электронный ресурс]. URL: https://www.csr.ru/wp-content/uploads/2018/05/REGULYATORNAYA-POLITIKA-V-ROSSII_INTERNET.pdf (дата обращения 15.09.2018)
4. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. (редакция от 01.02.2017 г.) [электронный ресурс]. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1920> (дата обращения 15.09.2018)
5. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / Отв. ред. Н.И. Вороняй. Новосибирск: Наука, 2015. 448 с.

6. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Макарова А.С. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики. М.: ИНЭИ РАН, 2007. 103 с.
7. Коссов В.В. Обоснование прогнозируемой цены спроса на электроэнергию для промышленности России до 2020 г. // Проблемы прогнозирования. 2016. № 1. С. 36-49.
8. Золотова И.Ю. Прогнозирование розничных цен на электроэнергию: учет региональных особенностей ценообразования на примере регионов Южного Федерального округа // Энергетическая политика. 2016. № 5. С. 109-118.
9. Волконский В.А., Кузовкин А.И. О регулировании цен на энергоресурсы // Проблемы прогнозирования. 2014. № 2. С. 18-32.
10. Долматов И.А., Золотова И.Ю. Новый тарифный режим для естественных монополий в России: каким он должен быть? // Эффективное антикризисное управление. 2017. № 3. С. 30-37.
11. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Многоуровневый подход к финансово-экономической оценке параметров ценовой политики государства в электроэнергетике и долгосрочных последствий принимаемых решений // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 37-48.
12. Veselov F.V., Solyanik A.I. Methodological Approach for Harmonization of the Investment and Pricing Policy Options in the Electric Power Industry // Proc. of the 10th International Conference Management Of Large-Scale System Development (MLSD). Moscow, Russia, 2-4 Oct. 2017. doi:10.1109/MLSD.2017.8109704