

Производственные мощности электроэнергетики: риски и перспективы развития

Т. Н. Маршова

*Институт макроэкономических исследований (ИМЭИ) Минэкономразвития
России*

Предложена методика оценки показателей объема и загрузки производственных мощностей энергетического сектора. Рассмотрено современное состояние электроэнергетики, выявлены основные проблемы и возможные пути их решения. Проанализированы перспективные направления развития энергетических мощностей с учетом формирующихся в российской экономике тенденций, динамики энергоемкости производства, возможностей отечественного машиностроения. Приведены оценки изменения капиталоемкости ввода энергетических мощностей. Показано, что экстенсивный сценарий развития электроэнергетики невозможен; необходима технологическая модернизация отрасли, отвечающая требованиям времени.

Ключевые слова: электроэнергетика; производственные мощности; загрузка энергетических мощностей; ввод и выбытие энергетических мощностей; инвестиции в электроэнергетику.

Электроэнергетика — базовая отрасль российской экономики, во многом определяющая устойчивое развитие всех видов экономической деятельности страны. Ее важнейшая функция — обеспечение стабильного, устойчивого и прогнозируемого электроснабжения потребителей — предприятий и населения.

Динамика производства в отрасли тесно связана с макроэкономической ситуацией: спад 1990-х гг. сопровождался снижением производства электроэнергии (за 1991—1999 гг. оно сократилось на 21 %); при возобновлении экономического роста и увеличении потребности в электроэнергии росло и ее производство. Это привело к ряду проблем в середине 2000-х гг. С перегрузкой работали энергосистемы Сибири, Северо-Запада, Урала и Центра.

Увеличивалось количество энергодефицитных регионов. Из десяти заявок на подключение к энергомощностям удовлетворялись только три.

Сегодня ситуация в электроэнергетике принципиально иная — избыток генерирующих мощностей. С одной стороны, экономический спад уменьшил потребность в электроэнергии. С другой стороны, значительные вводы последних лет не сопровождались адекватным выбытием устаревших мощностей. Необходимость содержать избыточные мощности увеличивает затраты энергетиков, потребителям приходится оплачивать эту «вынужденную» генерацию.

Глубже понять происходящие в отрасли процессы, оценить ее потенциал, перспективы развития, выявить риски и ограничения позволяет анализ

производственных мощностей и уровня их использования. Рассмотрим специфику расчета мощностных показателей в электроэнергетике.

Методологические подходы к оценке параметров производственных мощностей в электроэнергетике. Величина производственной мощности характеризует производственно-экономический потенциал того или иного вида экономической деятельности или экономики в целом, а коэффициенты загрузки — эффективность его функционирования. Отечественная статистика определяет производственную мощность как максимально возможный объем выпуска продукции в единицу времени или объем добычи и переработки сырья в номенклатуре и ассортименте, которые определяются с учетом полного использования установленно-го режима работы производственного оборудования и производственных площадей [1, с. 413]. К сожалению, в разрабатываемый Росстатом «Баланс производственных мощностей» (форма федерального статистического наблюдения 1-натура-БМ) электроэнергетика не входит. Однако без этого вида экономической деятельности представление о производственных мощностях национальной экономики неполное.

Поскольку производственная мощность — это потенциальная способность экономического субъекта производить продукцию или выполнять объем работ в течение определенного времени (часа, года) при условии полного использования имеющегося основного капитала, то часто загрузку энергетических мощностей оценивают как процентное отношение электроэнергии, произведенной всеми электростанциями, к объему установленной мощности этих станций¹ (соотношение (1)):

$$\text{КИУМ} = \frac{V_{\text{э}}}{N_{\text{уст.}} \cdot t} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где КИУМ — коэффициент использования установленной мощности электростанции; $V_{\text{э}}$ — объем выработанной электроэнергии за период, кВт · ч; $N_{\text{уст.}}$ — установленная мощность, кВт; t — количество календарных часов в периоде, ч.

Расчеты показывают, что коэффициент использования установленной мощности в 1990—1991 гг. находился на уровне 57,9—57,2 %, к концу 90-х гг. опустился до 44—45 %, а в последние годы (2007—2014) составлял порядка 51 %.

Однако подобный подход не вполне стыкуется с определением производственной мощности, поскольку установленная мощность в связи с технико-технологическими особенностями производства в электроэнергетике представляет собой лишь теоретический максимум, практически никогда не достигаемый.

Для расчета уровня использования производственных мощностей электроэнергетики целесообразно использовать категорию *рабочей* (а не установленной) *мощности*, которая определяется исходя из нормативных периодичности и продолжительности ремонтов оборудования электростанций, а также согласованных ограничений мощности, связанных с техническим состоянием оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов, недостаточной

¹ Например, в соответствии с ГОСТом 19431—84, утвержденным и введенным в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 27 марта 1984 г. № 1029, коэффициент использования установленной мощности электростанции равен отношению фактической выработки электроэнергии за рассматриваемый период к возможной выработке электроэнергии за тот же период при работе на установленной мощности без остановов.

производительностью охлаждающих систем, использованием непроектного топлива на электростанциях, незавершенностью строительных мероприятий по нижнему бьефу отдельных ГЭС и др. Исходя из этого рабочая мощность электростанций может определяться по формуле (2):

$$N_{\text{РАБ.}} = N_{\text{УСТ.}} - N_{\text{ОГР.}} - N_{\text{РЕМ.}} \quad (2)$$

где $N_{\text{УСТ.}}$ — установленная мощность электростанции на начало расчетного периода; $N_{\text{ОГР.}}$ — среднее за период снижение мощности из-за наличия ограничений; $N_{\text{РЕМ.}}$ — среднее за период снижение мощности из-за вывода энергетического оборудования во все виды плановых ремонтов, включая консервацию.

Расчет нормативной рабочей мощности зависит от многих факторов, его величина различается в зависимости от типа электростанций, состояния оборудования, условий его эксплуатации и т. д. С учетом отраслевых нормативных документов и экспертных оценок специалистов, при расчетах рабочая мощность оценивалась в среднем на уровне 80 % от установленной. Для расчета параметров производственных мощностей электроэнергетики использовались соотношения (3), (4):

$$\text{ПМ}_{\text{эл}_t} = Np_t \cdot k, \quad (3)$$

$$U_t = \frac{\Pi_t}{\text{ПМ}_{\text{эл}_t}} \cdot 100 \%, \quad (4)$$

где $\text{ПМ}_{\text{эл}_t}$ — производственная мощность сектора электроэнергетики в году t ; Np_t — нормативная рабочая мощность электростанций в период t ; k — корректирующий коэффициент, учитывающий резервы и ограничения энергетических мощностей; U_t — коэффициент загрузки производственных мощностей в электроэнергетике в году t , Π_t — производство электроэнергии в году t .

Определяя уровень использования энергогенерирующих мощностей, следует отметить, что в электроэнергетике особую роль играют *резервные мощности*, являющиеся важнейшим условием надежного и бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией и складывающиеся²:

— из ремонтного резерва, предназначенного для возмещения мощности выводимого в плановый (средний, текущий и капитальный) ремонт оборудования электростанций;

— из оперативного резерва мощности, необходимого для компенсации аварийного снижения мощности электростанций вследствие отказов оборудования и случайных превышений нагрузки над расчетными значениями;

— из стратегического резерва, предназначенного для компенсации нарушений баланса мощности из-за непредвиденных отклонений его составляющих от прогноза с учетом инерционности энергетического строительства.

Специфика отрасли предполагает значительный разброс почасового потребления, а следовательно и производства электроэнергии. Производительность в часы пиковых нагрузок может значительно превышать таковую в остальное время. Поэтому при анализе производственного потенциала отрасли роль играет не столько рост объемов потребления электроэнергии в течение длинноинтервальных периодов (квартал, год), измеряемый в киловатт-часах, сколько значения пикового спроса на электрическую мощность. Часто при

² См., например, Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем [2]. В соответствии с данным документом, рекомендуемые значения расчетного резерва мощности составляют для Европейской секции ЕЭС — 17 %; для ОЭС Сибири — 12%; для ОЭС Востока — 22 %.

сопоставлении фактического производства электроэнергии и максимально возможного выпуска за некоторый период можно говорить о наличии определенных резервов электроэнергетических мощностей, однако при анализе пиковых нагрузок может наблюдаться дефицит энерго мощностей.

Вследствие этого при анализе эффективности использования энерго мощностей (уровня их загрузки) необходимо принимать во внимание роль резервных мощностей, следствием чего является *более низкое значение оптимального уровня использования мощностей в электроэнергетике по сравнению с другими отраслями промышленности*. С учетом этого, в целях сопоставимости результатов расчетов параметров производственных мощностей в электроэнергетике с другими промышленными видами экономической деятельности³, а также для определения возможных мощностных ограничений и резервов при оценке загрузки энергетических мощностей используется специальный корректирующий коэффициент (соотношение (3)).

Важной составной частью электроэнергетического сектора является электросетевое хозяйство, которое делится на системообразующие (магистральные) сети, обеспечивающие целостность функционирования Единой энергетической системы России, и распределительные сети, с помощью которых осуществляется электроснабжение потребителей. Оценка производственных мощностей электросетевого хозяйства — сложная задача, наталкивающаяся как на теоретические

³ В Центре инвестиционной политики и инноваций ФБНУ «ИМЭИ» рассчитываются показатели производственных мощностей как по промышленности в целом, так и по отдельным видам и подвидам промышленной деятельности.

проблемы измерения энергопередающих мощностей, так и на отсутствие необходимой статистической информации. В первом приближении уровень мощностей может быть определен как максимальное количество электроэнергии, которое может быть передано, а степень использования мощностей — как соотношение фактического объема переданной электроэнергии и максимально возможного. Из-за трудностей определения этих величин и отсутствия статистических данных при оценке мощностей электроэнергетики можно ограничиться рассмотрением генерирующего сектора.

Производственные мощности российской электроэнергетики. В таблице 1 представлены данные, характеризующие производственные мощности электроэнергетики в 1991—2014 гг.

На конец 2014 г. величина установленной мощности всех электростанций составляла 259 млн кВт, увеличившись по сравнению с 1991 г. на 21,6 %. Среднегодовой прирост мощности за этот период находился на уровне 0,9 %. Динамика установленной мощности и загрузка в электроэнергетике в период 1991—2014 гг. представлена на рисунке 1.

В характере воспроизводства энергетических мощностей можно выделить два периода: до 2005 г. объем мощностей сохранялся на практически неизменном уровне, среднегодовой прирост в этот период составлял 0,1 %, вводы лишь компенсировали объемы выбывающих мощностей; начиная с 2005 г. интенсивность обновления увеличилась — среднегодовой прирост мощностей в 2005—2014 гг. находился на уровне 1,8 %.

В российской электроэнергетике основное производство сосредоточено на трех направлениях: тепловых, гидроэлектростанциях и атомных станциях.

Таблица 1

Показатели работы электроэнергетики в 1991—2014 гг.

Показатель	1991	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Мощность всех электростанций (на конец года), млн кВт	213,0	212,8	219,2	230,0	233,3	239,7	242,2	259,0
тепловых	149,5	146,8	149,5	158,1	161,4	165,8	167,1	182,5
гидроэлектростанций	43,3	44,3	45,9	47,4	47,5	48,5	49,7	50,8
атомных	20,2	21,7	23,7	24,3	24,3	25,3	25,3	25,3
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	1068	878	953	1038	1055	1069	1059	1064
тепловых	780	582	629	699	717	726	703	707
гидроэлектростанций	168	165	175	168	165	165	183	175
атомных	120	131	149	171	173	178	173	181
Загрузка производственных мощностей, %	71,5	58,9	62,0	64,4	64,5	63,7	62,4	58,6
тепловых	74,4	56,6	60,0	63,1	63,4	62,5	60,0	55,3
гидроэлектростанций	55,4	53,1	54,4	50,6	49,6	48,5	52,5	49,2
атомных	84,8	86,1	89,7	100,4	101,6	100,4	97,6	102,1

Источники: Росстат, расчеты автора.

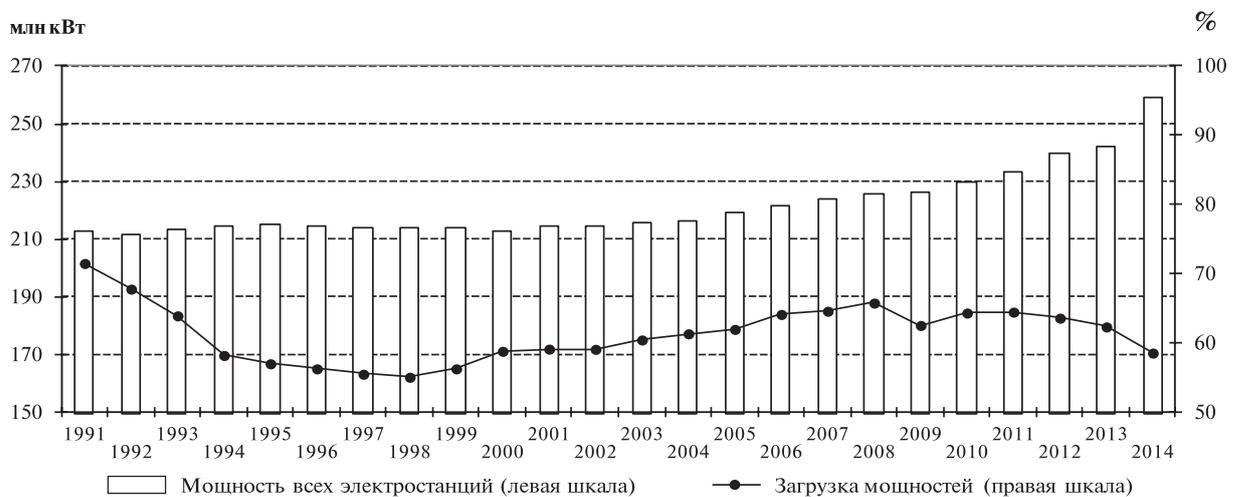


Рис. 1. Установленная энергетическая мощность и загрузка мощностей в 1991—2014 гг. (источник данных: Росстат, расчеты автора)

Если структура энергетических мощностей по сравнению с 1991 г. остается практически неизменной: 70 % генерирующих мощностей приходится на тепловые электростанции, 20 — на гидроэлектростанции и 10 % —

на атомные станции, то в структуре производства электроэнергии произошли определенные сдвиги. При стабильной на уровне 16 % доле электроэнергии, произведенной на гидроэлектростанциях, доля производимой

тепловыми электростанциями энергии уменьшилась с 73 до 66 %, а производимой на атомных электростанциях — повысилась с 11 до 17 %.

Волатильность коэффициентов использования мощностей была значительно выше и определялась, преимущественно, макроэкономической динамикой. С максимального уровня в 72,4 % в 1990 г. коэффициент использования мощностей снизился до 55,1 % в кризисном 1998 г., затем постепенно увеличивался с восстановлением производства. В 2007—2008 гг. использование энергетических мощностей находилось на уровне 64,7—65,8 %, уменьшившись в кризисном 2009 г. до 62,6 %. Восстановление экономики привело к росту загрузки на 2 п. п.

к 2011 г., однако последующее снижение выпуска сопровождалось уменьшением коэффициента использования мощностей до 58,7 % к 2014 г. Дальнейшее снижение производства электроэнергии, связанное в первую очередь с падением производственной активности, привело к дальнейшему уменьшению коэффициентов использования мощностей и поставило на повестку дня вопрос об избыточных мощностях в электроэнергетике.

В таблице 2 приведены данные системного оператора по загрузке установленной мощности в 2014—2015 гг. Практически по всем регионам, за исключением Сибири, в 2015 г. загрузка мощностей ТЭЦ снизилась на 2—7 п. п., АЭС — на 5—17 п. п.

Таблица 2

Загрузка энергогенерирующих мощностей ОЭС в 2014—2015 гг.

ОЭС	2014			2015			Изменение (п. п.)		
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ТЭС	ГЭС	АЭС	ТЭС	ГЭС	АЭС
Центра	44,49	17,55	94,72	45,12	18,38	89,02	0,63	0,83	−5,70
Средней Волги	45,46	28,58	78,37	42,77	35,02	87,53	−2,69	6,44	9,16
Урала	65,68	29,12	86,16	63,12	41,73	68,89	−2,56	12,61	−17,27
Северо-Запада	48,93	41,62	80,66	46,97	45,82	81,18	−1,96	4,20	0,52
Юга	61,36	30,85	96,18	54,19	32,76	87,71	−7,17	1,91	−8,47
Сибири	56,82	34,92	—	59,69	38,52	—	2,87	3,60	—
Востока	59,63	33,08	—	56,14	37,39	—	−3,49	4,31	—

Источник: данные системного оператора ЕЭС [3].

Нагляднее ситуацию с наличием и использованием энергетических мощностей позволяет представить рисунок 2, на котором изображена рассчитанная на основе описанной выше методики загрузка энергетических

мощностей в помесечном режиме в период 1999—2015 гг. Пунктирной линией отмечен критический уровень загрузки мощностей, превышение которого создает риски для функционирования отраслей.

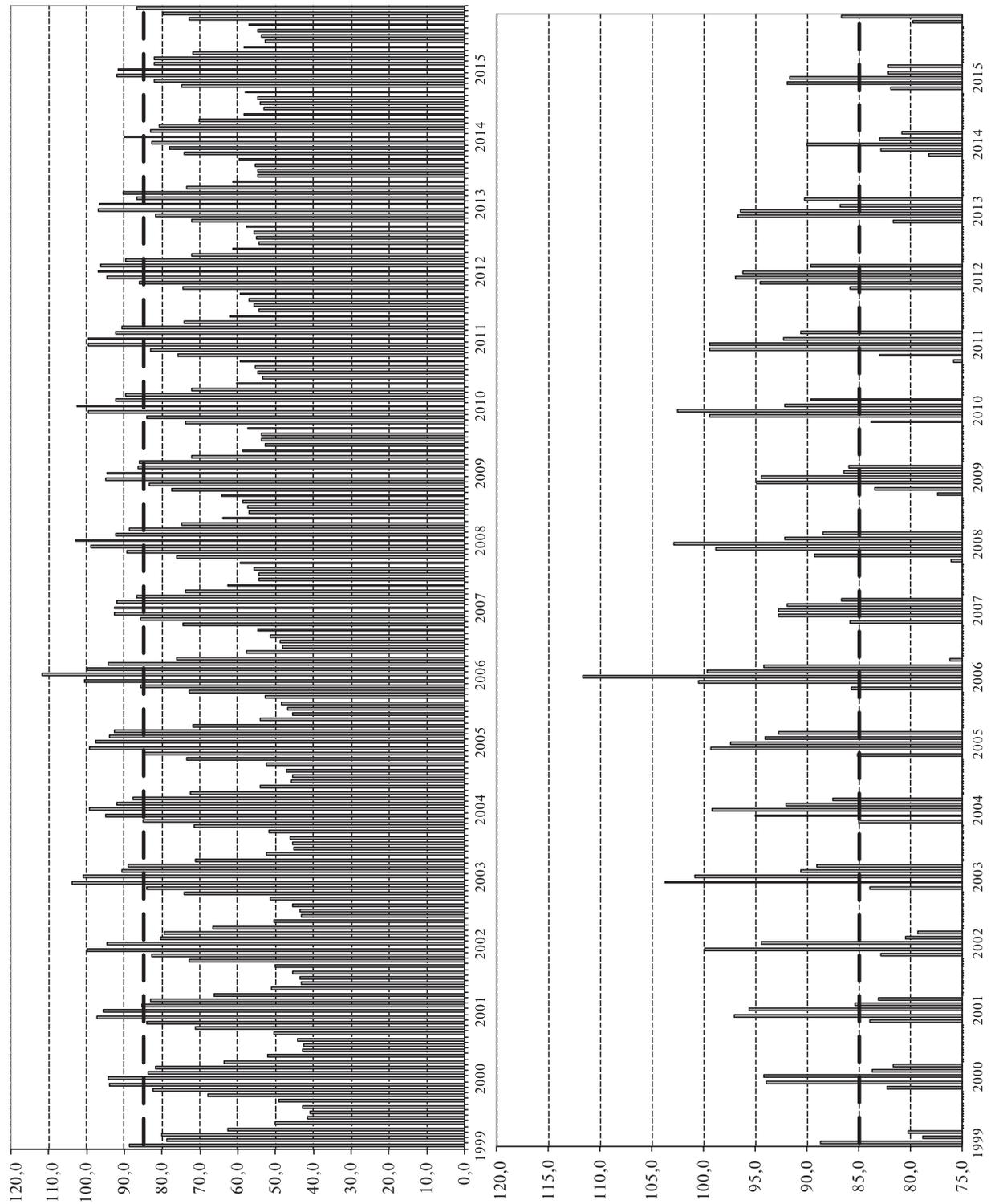


Рис. 2. Загрузка производственных мощностей в электроэнергетике в 1999—2015 гг., %
(источник данных: Росстат, расчеты автора)

Как отмечалось выше, в электроэнергетике важны не только достаточный объем производственных мощностей, но и их способность обеспечивать стабильное энергоснабжение потребителей при значительных колебаниях спроса. Этим обусловлена особая роль резервных мощностей. Например, в середине 2000-х гг. быстрее годового спроса на электроэнергию увеличивался осенне-зимний максимум нагрузок. Так, в сезоне 2005—2006 гг. он вырос на 14,8 % по сравнению с сезоном 1999—2000 гг., достигнув 153,1 тыс. МВт (против 133,4 тыс. МВт в 2000 г.) и вплотную приблизившись к уровню 1992 г. Максимум нагрузок, таким образом, за 6 лет прибавил 20 тыс. МВт — мощность двух новых оптовых генерирующих компаний. Как видно из рисунка 2, в последние годы, в отличие от предыдущего периода, пиковая загрузка мощностей была значительно ниже, длилась меньший период и практически не превышала 85 %-ный рубеж. Это означает, что большую часть времени значительные объемы мощностей не использовались для производства электроэнергии, а находились в резерве.

На первый взгляд, наличие избыточных мощностей — положительное явление в электроэнергетике, способствующее повышению надежности и стабильности работы отрасли. Однако значительные объемы незадействованных мощностей ухудшают технико-экономические показатели отрасли, требуют средств для их поддержания, увеличивают затраты производителей и, соответственно, ценовое давление на конечных потребителей электроэнергии.

Варианты решения проблемы: вывод части избыточных мощностей в консервацию, увеличение ликвидационного выбытия мощностей

и проч. — во многом зависят от состояния основных фондов и производственных мощностей отрасли.

Состояние производственного аппарата в электроэнергетике. Характеристика основных фондов энергетического сектора представлена в таблице 3, из которой следует, что в последние годы в воспроизводстве основного капитала отрасли наблюдались определенные положительные тенденции: темпы прироста объема основных фондов составляли более 5 %, значительно увеличился коэффициент обновления, снижался уровень износа, несколько уменьшился средний возраст функционирующих в отрасли машин и оборудования. Тем не менее уровень износа оборудования в отрасли весьма высок. При среднем уровне износа на уровне 47 % активная часть фондов в электроэнергетике изношена в среднем на 60—65 %, в том числе в сельских распределительных сетях — более чем на 75 %; доля оборудования, выработавшего свой ресурс, по оценкам экспертов, сегодня превышает 15 % всех мощностей.

Это приводит к тому, что при наличии избыточных энергогенерирующих мощностей в отдельных частях энергосистемы имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети, так называемые закрытые центры питания⁴. Нередко пропускная способность электрических сетей недостаточна для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах. Износ генерирующего оборудования, линий электропередач и трансформаторных подстанций создает «узкие места».

⁴ Закрытые центры питания — такие, при присоединении к которым дополнительных объектов электроэнергетики невозможно обеспечить необходимые объемы и надежность снабжения потребителей электроэнергией.

Оборудование, введенное 30—40 лет назад и более, выработало парковый ресурс. Кроме того, на значительной части территории страны эксплуатация энергооборудования осуществляется в сложных климатических условиях. Это способствует ускоренному износу, увеличивает затраты на содержание и ремонт.

Таблица 3

Основные фонды электроэнергетики в 2004—2014 гг.

Показатель	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Наличие основных фондов по полной учетной стоимости на конец года, млрд руб.	3034	3408	3606	4087	4925	5741	6769	8529	9761	106848	11842
Динамика основных фондов, в % к предыдущему году, в сопоставимых ценах	100,4	100,7	100,9	102,4	102,9	103,3	103,6	105,2	105,6	105,4	105,2
Коэффициенты обновления основных фондов	1,9	2,1	2,3	3,0	3,4	3,6	4,1	5,4	5,9	5,7	5,1
Коэффициенты выбытия основных фондов	0,7	0,7	0,5	0,3	0,3	0,4	0,3	0,4	0,5	0,4	0,5
Степень износа основных фондов на конец года, %	55,6	52,2	51,4	52,7	51,2	50,7	51,1	50,5	47,8	47,6	47,3

Показатель	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Удельный вес полностью изношенных основных фондов, на конец года, %	14,8	13,3	13,3	12,9	13,1	13,0	13,5	14,4	14,0	14,6	14,9
Средний возраст имеющихся на конец года машин и оборудования, лет	—	—	—	—	15,2	15,4	14,6	14,2	15,2	14,9	14,2

Источник: Росстат.

В последние годы введены значительные объемы энергетических мощностей (рисунок 3), тогда как процесс санации устаревших мощностей происходит

в значительно меньших масштабах. Сегодня коэффициенты обновления основных фондов электроэнергетики в несколько раз превышают коэффициенты выбытия (см. таблицу 3).

млн кВт

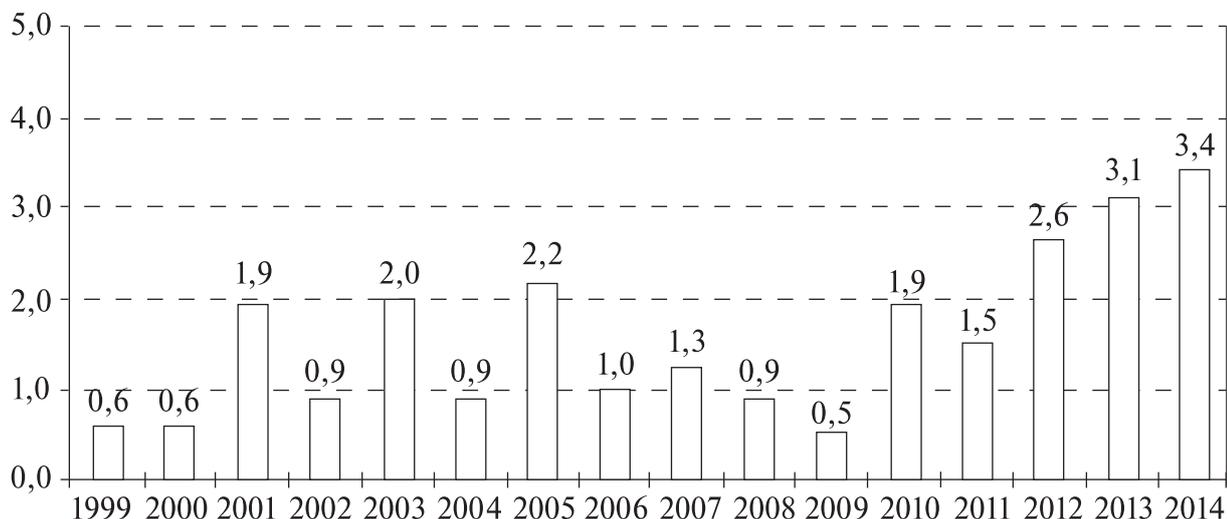


Рис. 3. Ввод энергетических мощностей в 1999—2014 гг.

(источник данных: Росстат)

В отрасли давно назрела **необходимость активного выведения устаревших мощностей** из эксплуатации. Текущий экономический спад, сопровождаемый

снижением потребления электроэнергии, создает для этого определенные предпосылки. Если же выбытие будет осуществляться темпом, сложившимся

на сегодня и составляющим менее 1 ГВт в год, то не будут происходить необходимые технологические сдвиги и развитие модернизационных процессов будет отодвигаться.

Недостаточная замена изношенного оборудования увеличивает вероятность технологических отказов, аварийных ситуаций, что ведет к **снижению надежности работы отрасли**. В последние годы отмечается рост аварийности на ТЭЦ, в работе электросетевых организаций⁵.

Отставание материально-технической базы вследствие высокого уровня ее износа, недостаточная эффективность работы производственного аппарата электроэнергетики также явились ограничивающими условиями в деятельности трудовых ресурсов отрасли. По оценкам, производительность труда в российской электроэнергетике составляет примерно 23–25 % от аналогичного показателя в электроэнергетике США. Соотношение выработки электроэнергии и численности занятых в этом виде деятельности показывает, что в российском производстве 4 человека приходится на 1 МВт, а в США этот показатель составляет 1 чел. на 2,5 МВт произведенной электроэнергии [5]. В условиях использования отсталых технологий численность персонала даже лучших российских компаний превосходит аналогичный показатель американских.

Таким образом, *увеличение выбытия изношенных и устаревших мощностей будет способствовать повышению эффективности и надежности функционирования энергетической отрасли* (конечно, при адекватном инвестиционном развитии).

⁵ Например, по данным Министерства электроэнергетики, увеличилась аварийность в работе ряда крупных компаний, среди которых ОАО «Русгидро», Красноярский филиал Сибирской ГК, ОАО «ТГК-11» [4].

Перспективы развития электроэнергетики и возможные ограничения. При оценке перспектив развития электроэнергетики прежде всего необходимо исходить из прогнозируемого прироста потребности в электроэнергии: с возобновлением экономического роста она начнет увеличиваться. Противодействующей тенденцией является **снижение энергоемкости производства**, свойственное сегодня почти всем развитым экономикам. В определенной степени этот процесс идет и в России. На рисунке 4 представлено снижение энергоемкости ВВП, рассчитанное как количество кВт · ч электроэнергии на 1 руб. ВВП (в сопоставимых ценах 2008 г.).

Однако процессы энергосбережения не всегда идут достаточными темпами и в нужном направлении. Об их разнонаправленности свидетельствуют данные таблицы 4, фиксирующие динамику потребления электроэнергии для производства отдельных видов продукции. Сравнительно низкая энергоэффективность российской экономики обусловлена превалированием в структуре промышленности энергоемких отраслей, отсутствием действенных стимулов к энергосбережению, слабой государственной поддержкой внедрения энергосберегающих технологий. По показателю энергоэффективности экономика России уступает не только развитым странам, но и наиболее динамично развивающимся странам АТР: Китаю и Индии. Многие эксперты объясняют это климатическим фактором, однако структура конечного потребления энергии и показатели таких северных стран, как Норвегия, Финляндия и Канада, свидетельствуют, что в большей степени энергоэффективность определяется структурой экономики, а не климатом.

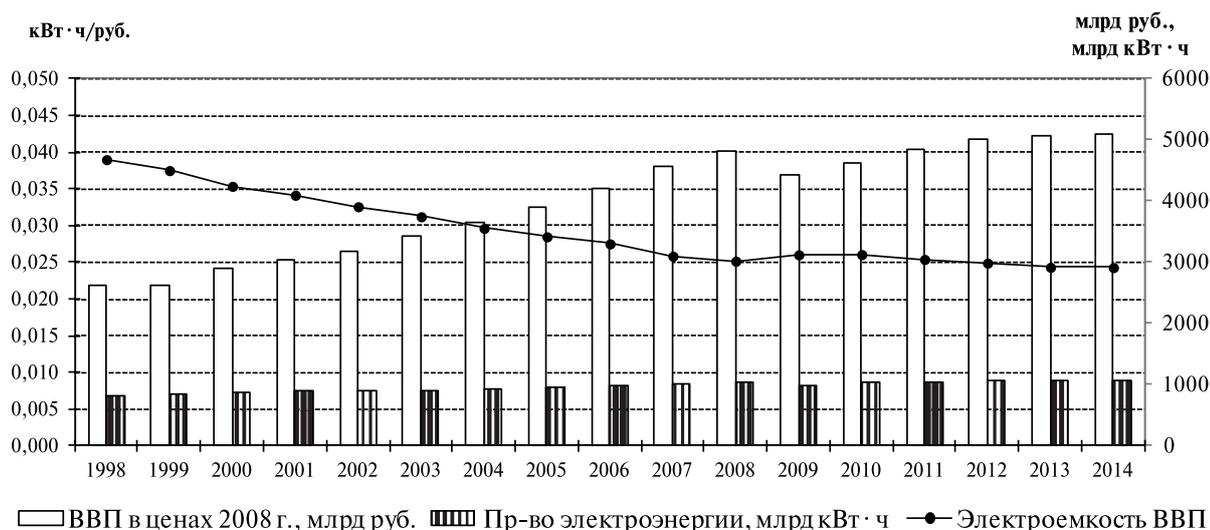


Рис. 4. Динамика ВВП, производства электроэнергии и энергоёмкости ВВП в 1998–2014 гг. (источник данных: Росстат, расчеты автора)

Менее эффективно по сравнению с мировыми мерками и само *производство электроэнергии*. Так, средний удельный расход топлива на выработку электроэнергии в России составляет примерно 334 г условного топлива на кВт · ч при аналогичном показателе для Европы 210–250 г, что приводит, например, к дополнительному потреблению российскими энергетическими компаниями до 40 млрд куб. м

природного газа в год. В результате значительная доля произведенной электроэнергии потребляется самой отраслью. Недостаточно эффективное функционирование электроэнергетики является следствием накопленных проблем с производственным потенциалом отрасли. Как показано выше, основные фонды характеризуются высоким уровнем износа, значительными возрастными параметрами.

Таблица 4

Фактический расход электроэнергии на единицу отдельных видов произведенной продукции и услуг в 2012–2014 гг.

Наименование продукции	Электроэнергия, кВт · ч			2014 к 2012, %
	2012	2013	2014	
Добыча нефти (включая газовый конденсат), всего, т	134,1	137,6	140,6	104,8
Переработка нефти (включая газовый конденсат), т	46,4	44,0	42,9	92,5
Переработка газа, тыс. куб. м	118,8	118,5	125,4	105,6
Переработка угля (обогащение), т	8,8	8,8	9,4	106,8
Мартеновская сталь, т	56,9	79,8	90,3	158,7
Прокат черных металлов (включая поковки из слитков), т	127,1	132,4	135,5	106,6

Наименование продукции	Электроэнергия, кВт · ч			2014 к 2012, %
	2012	2013	2014	
Кокс 6 % влажности, т	49,8	53,4	50,7	101,8
Огнеупорные изделия, т	230,2	232,2	247,9	107,7
Сера, т	63,0	65,8	79,2	125,7
Синтетический аммиак, т	121,1	115,5	111,0	91,7
Калийные удобрения, т	273,9	279,5	243,9	89,0
Аммиачная селитра, т	58,6	56,3	55,8	95,2
Химические волокна и нити, т	2329,4	2153,1	2117,5	90,9
Синтетические смолы и пластические массы, т	733,9	639,8	639,3	87,1
Синтетический каучук, т	2600,2	2487,8	2648,8	101,9
Лакокрасочные материалы, т	172,6	147,7	198,9	115,2
Чугунное литье (без термообработки), т	1096,5	1117,8	1144,3	104,4
Термообработка металлов, т	70,4	70,6	77,5	110,1
Заготовка и первичная переработка древесины, тыс. куб. м	1707,2	1778,6	898,7	52,6
Целлюлоза, т	646,6	645,0	607,3	93,9
Бумага, т	894,3	903,4	861,3	96,3
Картон, т	574,5	537,3	522,7	91,0
Строительные материалы (нерудные), тыс. куб. м	647,4	798,3	1462,5	225,9
Цемент, т	102,8	98,0	96,6	94,0
Хлопчатобумажные ткани, тыс. кв. м	257,1	235,2	252,3	98,1
Переработка сахарной свеклы, т	185,2	176,9	169,3	91,4
Хлеб и хлебобулочные изделия, т	236,3	242,6	222,2	94,0
Колбасные изделия, т	510,6	535,1	554,9	108,7
Цельномолочная продукция (в пересчете на молоко), т	126,4	123,1	114,2	90,3
Мука, т	112,2	110,8	105,8	94,3

Источник: Росстат, расчеты автора.

Таким образом, важнейшая проблема не только энергетического сектора, но и экономики в целом — достижение энергоэффективности. Поэтому *в качестве основного направления энергетической стратегии должна быть выбрана программа энергосбережения, что,*

однако, не снижает остроты проблемы модернизации существующих и ввода новых энергетических мощностей.

Модернизация производственных мощностей этой стратегически важной отрасли и ее успешное развитие в перспективе связаны с решением ряда проблем и преодолением множества факторов риска.

Принципиальным риском текущего развития является **несбалансированность процесса производства по территориям**, когда в результате одни регионы имеют избыток электроэнергии, другие — недостаток, т. е. существуют территориальные ограничения, сдерживающие развитие электроэнергетики в стране. Например, для потребителей Западной Сибири ограничен доступ к энергии Ангарских ГЭС, в результате возрастает приток дорогой электроэнергии из Объединенной энергосистемы Урала (ОЭС). В итоге потребители вынуждены ежегодно переплачивать до 15 млрд рублей [6]. В СЗФО вследствие неэффективного планирования размещения энергопроизводящих станций мощности Псковской ГРЭС используются лишь на 25 %, поскольку слабое развитие бизнеса в этом регионе не приводит к росту количества потребителей электроэнергии [7]. При этом в Петербурге затруднено подключение к энергосетям. В Восточной Сибири в результате сокращения объемов выпуска алюминия наблюдается избыток мощностей, производящих электроэнергию. Этому процессу способствует отложенный ввод в строй новых заводов, обусловленный падением мировых цен. Примеры можно продолжать. **В целях эффективного функционирования энергетической инфраструктуры должен быть найден баланс между спросом и предложением электроэнергии, прежде всего в региональном аспекте.**

Ограничителем инвестиционного развития отрасли могут стать **возможности отечественного энергетического машиностроения**. В соответствии с уточненным в Минэнерго РФ вариантом Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, уже в среднесрочной перспективе (2016—2020 гг.) планируется ввести всего

по России 27,46 млн кВт электроэнергии, в том числе по АЭС — 8,1 млн кВт; по ГЭС-ГАЭС — 1,99 млн кВт; по ТЭС — 16,74 млн кВт; по ВИЭ — 0,63 млн кВт [8]. Отечественное энергетическое машиностроение может столкнуться с проблемой обеспечения оборудованием столь масштабных вводов. В таблице 5 приведены данные по производственным мощностям и уровню их использования в сфере производства турбин. С 1991 г. объем производственных мощностей по выпуску паровых турбин сократился в 2 раза, уровень их использования — в 4 раза; объем мощностей по производству газовых турбин остался практически без изменений.

Отметим, что в текущей экономической ситуации планы по увеличению энергетических мощностей и вводу новых энергетических объектов находятся под вопросом из-за общего падения инвестиционной активности, снижения потребности в электроэнергии вследствие сокращения производства и связанного с этим возможного откладывания или переноса сроков реализации инвестиционных проектов собственно в электроэнергетике.

Помимо возможной нехватки машиностроительных мощностей при реализации масштабных энергопроектов, осложнить ввод новых энергетических мощностей в будущем может нехватка производственных возможностей и других сопряженных секторов. Сегодня практически уничтожен единый «конвейер» для создания новых электроэнергетических мощностей, включая цепочку *проектные организации — энергомашиностроение — строительные и монтажные организации*. Необходимы мощные многопрофильные компании, способные строить энергетические объекты под ключ.

Таблица 5

Мощности по производству турбин и уровень их загрузки в 2012—2014 гг.

Наименование продукции	Производственные мощности, МВт				Загрузка мощностей, %			
	1991	1999	2007	2014	1991	1999	2007	2014
Турбины на водяном паре и турбины паровые прочие	16 468,0	9 190,0	8 438,0	8 464,0	47,3	11,9	18,9	11,9
Турбины газовые, кроме турбореактивных и двигателей турбовинтовых	3 067,0	2 991,0	2 832,7	3 071,6	52,8	19,7	70,1	42,8

Источник: Росстат.

Наряду с объективными проблемами, сдерживающими развитие электроэнергетики, существуют ограничения субъективного характера, т. е. зависящие непосредственно от потребителей. К ним относятся различного рода *хищения электроэнергии*. Например, в результате тщательной проверки в середине октября 2014 г. на территории Республики Дагестан энергетики выявили никому не принадлежащие 635,9 километра высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП) и 305 единиц трансформаторных подстанций. Эти сооружения, формально не имеющие хозяина, как правило, являются установленными без разрешения, в нарушение законов. Правоохранительная практика свидетельствует о многих случаях незаконного пользования электроэнергией [9].

Стратегия долгосрочного развития электроэнергетики. В долгосрочной перспективе развитие отрасли во многом зависит от успешности восстановления устойчивого и масштабного экономического роста, способствующего увеличению внутреннего производственного спроса на электроэнергию, что усилит потребность в инвестиционном обновлении производственного потенциала отрасли, будет способствовать

технологическому развитию на современной основе как генерирующих, так и распределительных мощностей. Восстановление экономического роста, связанное с увеличением потребления электроэнергии, потребует более интенсивной эксплуатации энергетических мощностей, вследствие чего сектор может испытать их нехватку. В связи с этим *необходимо сохранить генерацию, которая может быть востребована в будущем, и одновременно обеспечить вывод из эксплуатации наиболее изношенных и неэффективных генерирующих объектов.*

Анализ показывает, что первостепенным ограничивающим фактором в развитии электроэнергетики может выступать *недостаток инвестирования*. Инвестиционные объемы могут сократиться в результате как общего падения инвестиционной активности, так и *роста капиталоемкости вводимых мощностей*. На увеличение стоимости вводов могут повлиять:

- изменение соотношения вводов энергетических мощностей в сторону более дорогих типов электростанций;
- территориальная структура вводов энергетических мощностей (в восточных и северных регионах слабо развита инфраструктура, выше строительные издержки и т. д.);

— изменение удельного веса генерирующих и передающих мощностей в общей структуре вводов производственных мощностей;

— повышение требований к экологичности производства и охране окружающей среды;

— ограниченные возможности отечественного машиностроения удовлетворить спрос на энергетическое оборудование и тенденции изменения объемов импорта оборудования.

Расчеты, выполненные в Центре инвестиционной политики и инноваций ФБНУ «ИМЭИ», свидетельствуют, что прирост капиталоемкости в электроэнергетике может составить порядка 4–6 % в год. Анализ динамики вводов энергетических мощностей показывает, что почти половина вводов (47 %) осуществлялась за счет энергетических мощностей на тепловых электростанциях, 33 % — на гидроэлектростанциях и 21 % — на атомных. Затраты на создание единицы производственной мощности тепловых электростанций наиболее низкие, стоимость гидроэлектростанций выше на 40–50 %, атомных станций — на 80–90 %. При этом в последнее десятилетие стоимость ввода единицы мощности тепловых электростанций увеличивалась в среднем на 3 % в год, гидроэлектростанций — на 9–12 %. Динамика капиталоемкости вводимых мощностей снижает наполнение 1 рубля инвестиций, что предъявляет серьезные требования к объему инвестиционных ресурсов, направляемых в данную сферу.

Продвижение к поставленным целям и решение возникших проблем требуют активизации инвестиционной деятельности в отрасли. Инвестиционные вложения должны быть направлены на воплощение в производство новых прогрессивных идей и технологий.

Успешное экономическое развитие страны должно опираться на современную, модернизированную, технологически передовую электроэнергетику, тогда как сегодняшнее состояние отрасли, характеризующееся значительным износом основных фондов, не вполне соответствует требованиям национальной безопасности. Комплексное решение рассмотренных выше проблем должно ориентироваться на реализацию важнейших стратегических целей электроэнергетики, к которым относятся:

— всестороннее обеспечение энергетической безопасности;

— удовлетворение спроса на электроэнергию со стороны населения и производства;

— создание надежной работы всей системы энергоснабжения.

Реализация этих задач возможна на основе технологического обновления электроэнергетических мощностей на базе современных прогрессивных технологий.

Литература

1. Российский статистический ежегодник. 2004: стат. сб. / Госкомстат России. М.: Росстат, 2004. 725 с.: ил.

2. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281. М.: ФГУП НТЦ «Промышленная безопасность», 2006. 22 с. (Серия 17 «Нормативные документы по надзору в электроэнергетике» / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору; вып. 19).

3. Анализ показателей балансов электрической энергии и мощности ЕЭС России за IV квартал 2015 года // Системный оператор Единой энергетической системы [Электронный ресурс] / ОАО «СО ЕЭС». 2016. URL: http://sops.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2015/ups_balance_analysis_2015q4.pdf (дата обращения: 25.07.2016).

4. Доклад Министра энергетики РФ Александра Новака на Всероссийском совещании об итогах прохождения ОЗП 2013–2014 гг.

(18 апреля 2014 г., Минэнерго РФ) // BigpowerNews.ru [Электронный ресурс] / Big Electric Power News. Сор. 2009—2015. URL: <http://www.bigpowernews.ru/research/docs/document55948.phtml> (дата обращения: 25.07.2016).

5. **Баринов В. А.** Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 г. // Кабели и провода. 2010. № 3 (322). С. 13—20.

6. **Нигматулин Б.** Предложения по изменению ситуации в электроэнергетике России // ЭнергоРынок. 2011. № 12 (95): Декабрь. С. 15—16.

7. **Зимин С.** Найти баланс: интервью С. Зимина «Российской газете» // Официальный сайт полномочного представителя Президента Российской Федерации в Северо-Западном федеральном округе. 2016. 20 января. URL: <http://www.szfo.gov.ru/press/pubs/87/> (дата обращения: 26.07.2016).

8. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года / Министерство энергетики РФ. Агентство по прогнозированию

балансов в электроэнергетике // Национальная ассоциация страховщиков атомной отрасли (НАСАО) [Электронный ресурс]. 2011. 204 с. URL: http://www.ranipool.ru/images/data/gallery/1_8337__usloviya_elektroenergetiki_na_period_do_2030_goda.pdf (дата обращения: 26.07.2016).

9. Дагестан выявляет бесхозные подстанции и ЛЭП // **Новости энергетики** [Электронный ресурс]. 2014. 15 октября. URL: <http://novostienergetiki.ru/dagestan-vyyavlyaet-bezhoznyepodstancii-i-lep/> (дата обращения: 26.07.2016).

Маршова Татьяна Николаевна — кандидат экономических наук, доцент, заведующая сектором ФБНУ «Институт макроэкономических исследований» (ИМЭИ) Минэкономразвития России.

E-mail: Marshovat@yandex.ru