

УДК 338.45:[620.9+662.6]

МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ПО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ НАПРАВЛЕНИЮ ЦЕЛЕВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ

Ю.Н. РУМЯНЦЕВА

(Институт экономики НАН Беларуси, Минск)

Обосновано применение в качестве основных показателей эффективности использования топливно-энергетических ресурсов по энергетическому направлению целевого потребления показателей полезного использования природного газа на производство тепловой и электрической энергии и показателей загрузки основных производственных фондов Белорусской энергосистемы. Посредством применения указанных показателей проведена оценка эффективности использования топлива на основных генерирующих источниках Белорусской энергосистемы. На основании проведенной оценки выявлены и обоснованы максимальные резервы повышения эффективности использования природного газа на энергетические нужды в Республике Беларусь.

Ведение. Исходя из динамики основных показателей эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в стране – ежегодно планируемых целевых показателей по энергосбережению, показателей «объемы экономии ТЭР», показателей «доля местных видов топлива в балансе котельно-печного топлива» – реализация политики энергоэффективности в Республике Беларусь начиная с 2006 года получает положительную оценку [1; 2].

Однако несмотря на сложившиеся позитивные тенденции, одной из главных целей проводимой в Республике Беларусь энергетической политики является сокращение в структуре котельно-печного топлива доли импортируемого из Российской Федерации природного газа [3; 4]. Структуру котельно-печного топлива формируют расходы топливно-энергетических ресурсов по двум направлениям целевого потребления: 1) производство тепловой и электрической энергии и 2) использование непосредственно в качестве топлива для оборудования отопительного назначения [5]. По первому из рассматриваемых направлений доля использования импортируемого природного газа увеличилась с 88,8 % в 2006 году до 91,14 % в 2010 году, по второму – с 52,36 до 64,95 % соответственно¹.

Таким образом, возникает целесообразность выбора иных, нежели указанные выше, показателей оценки эффективности использования топливно-энергетических ресурсов по энергетическому направлению целевого потребления.

Основная часть. Анализ динамики расходов топливно-энергетических ресурсов по видам на производство тепловой и электрической энергии и непосредственно в качестве топлива для оборудования отопительного назначения за период 2000 – 2011 годов показал, что ни по одному из рассматриваемых направлений за анализируемый двенадцатилетний период структурных сдвигов не произошло и оснований для этого не проявляется. Непосредственно в качестве топлива для оборудования отопительного назначения расходует 20 – 21 % от ежегодного импорта природного газа, на производство тепловой и электрической энергии – порядка 72 – 73 %.

Информация об изменении импортных поставок природного газа в республику за период 2006 – 2011 годов приведена в таблице 1.

Таблица 1

Динамика стоимостных и физических объемов импортных поставок природного газа в 2006 – 2011 годах

Показатели	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Цена, долл. США / 1 т у. т.	40,17	88,17	114,23	132,23	161,74	230,8
Объем поставок, млн т у. т.	23,92	23,69	24,27	20,24	24,84	23,55
Стоимость поставок, млрд долл. США	0,96	2,09	2,77	2,68	4,02	5,43

Важно отметить, что сокращение импортных поставок природного газа в 2011 году по отношению к 2010 году вызвано не реализацией энергоэффективных мероприятий, а недогрузкой производственных мощностей Белорусской энергосистемы за счет почти двукратного увеличения импорта электроэнергии в 2011 году по отношению к 2010 году – 5,736 млрд. кВт·ч против 2,97 млрд. кВт·ч.

¹ Здесь и далее по тексту, если не указано иное, приведены собственные расчеты автора на основании официальной информации государственной статистической отчетности Республики Беларусь.

Согласно данным государственной статистической отчетности Республики Беларусь в части ТЭР (статистика топливно-энергетического комплекса) за период 2000 – 2011 годов принципиальных изменений в структуре расхода топливно-энергетических ресурсов на производство тепловой и электрической энергии как по видам ТЭР, так и по генерирующим источникам не происходило. Структура производства последней представлена на рисунке 1 (100 % – совокупный объем производства тепловой и электрической энергии).

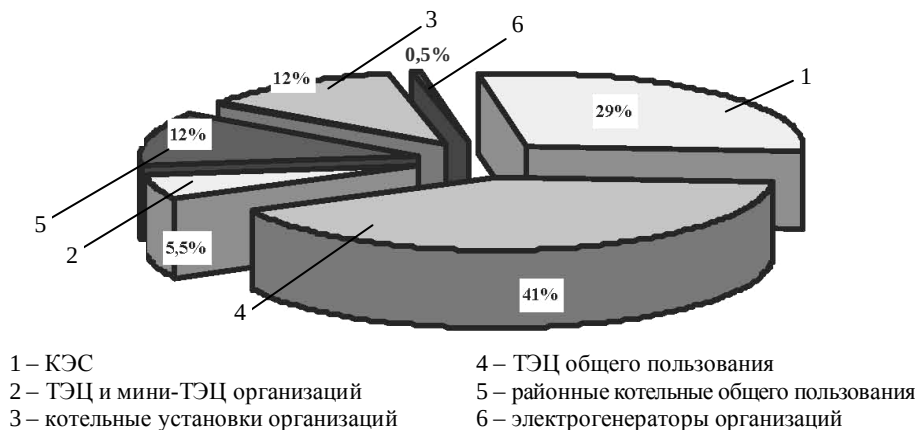


Рис. 1. Структура производства тепловой и электрической энергии по видам генерирующих источников

Источник: собственная разработка на основании официальной статистической информации.

Рисунок 1 дает наглядное представление о высокой централизации систем энергоснабжения и, как следствие, о нецелесообразности выбора в качестве одного из приоритетов энергополитики в настоящий момент времени и на ближне- и среднесрочную перспективу развития энергетики на возобновляемых источниках, базирующуюся на децентрализации энергоснабжения.

Весь объем природного газа, ежегодно расходуемый по направлению производства тепловой и электрической энергии по видам генерирующих источников, распределяется, как показано на рисунке 2 (100 % – совокупный расход природного газа по направлению производства тепловой и электрической энергии).

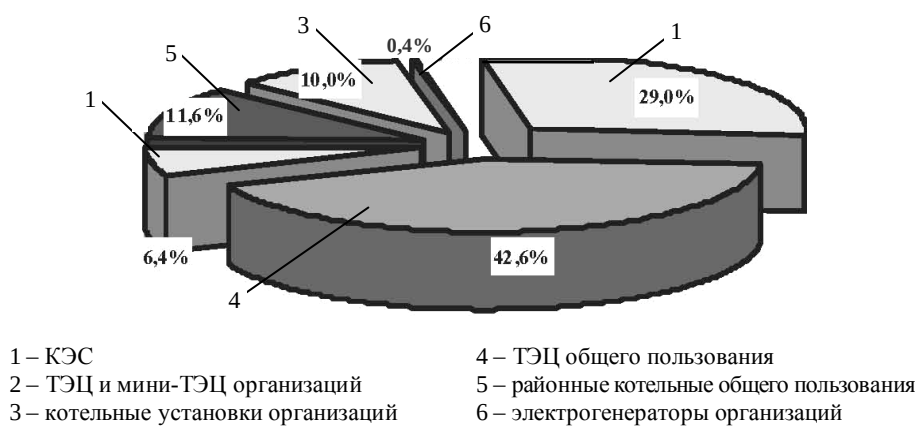


Рис. 2. Структура расхода природного газа по направлению энергопроизводства по видам генерирующих источников

Источник: собственная разработка на основании официальной статистической информации.

На рисунке 3 представлена информация о структуре расходов топливно-энергетических ресурсов по каждому из основных видов генерирующих источников в республике в 2011 году.

Из обобщения иллюстративной информации рисунков 2 и 3 следует, что, несмотря на реализацию (начиная с 2003 г.) мероприятий по «замещению импортируемого природного газа другими видами ТЭР» [3; 6], доля использования природного газа на основных генерирующих источниках Белорусской энергосистемы остается очень высокой – на конденсационных электростанциях (КЭС) и теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) общего пользования приближается к 100 %, в районных котельных составляет порядка 80 %. В общем расходе природного газа по рассматриваемому направлению целевого потребления ТЭР доля генерирующих источников Белорусской энергосистемы составляла 76,5 % в 2010 году, 75,5 % – в 2011 году.

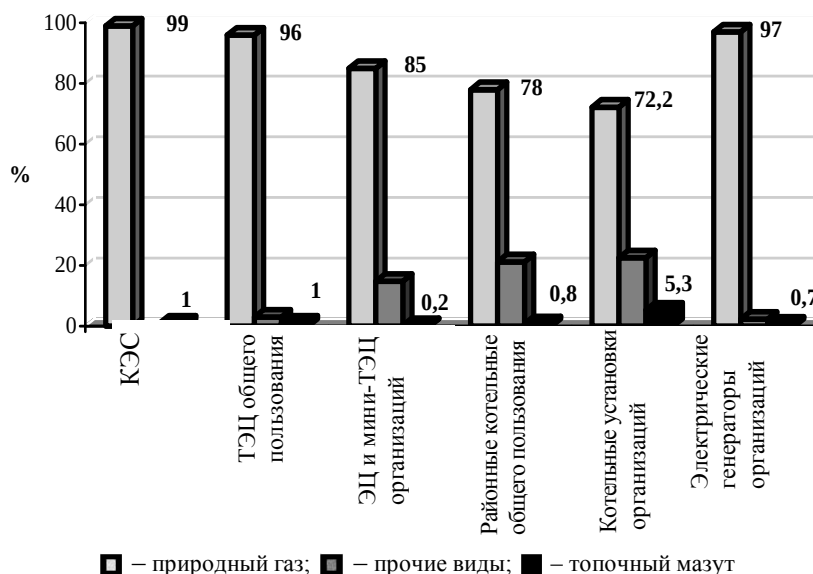


Рис. 3. Структура расходов ТЭР по каждому из основных видов генерирующих источников в Республике Беларусь в 2011 году

Источник: собственная разработка на основании официальной статистической информации.

Таким образом, исходя из специфики процессов энергопроизводства в республике, оценивать уровень эффективного использования ТЭР на основных генерирующих источниках Белорусской энергосистемы целесообразно не по показателям замещения природного газа другими видами топливно-энергетических ресурсов, а по показателям полезного использования природного газа на производство тепловой и электрической энергии.

Анализ динамики конечного потребления тепловой и электрической энергии, в основе производства которых лежит природный газ, за период 2000 – 2011 годов² показал, что в целом структура потребления указанных видов энергетической продукции остается неизменной (рис. 4).

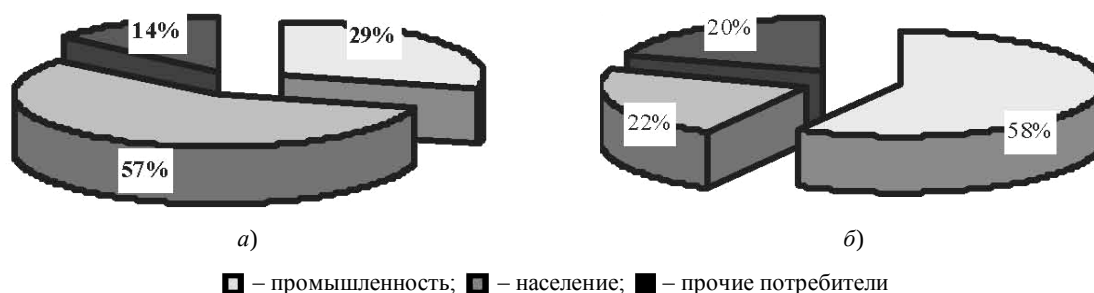


Рис. 4. Структура конечного потребления тепловой (а) и электрической (б) энергии в Республике Беларусь

Как уже говорилось ранее, в Республике Беларусь 72 – 73 % импортируемого природного газа расходуется по направлению производства тепловой и электрической энергии. Из этого объема на нужды централизованного энергообеспечения приходится порядка 83 %. И если за период 2004 – 2011 годов соответствующие физические объемы природного газа изменялись незначительно (исключение – 2009 г.), то соответствующие стоимостные показатели не отличались подобным постоянством вследствие резкого повышения закупочных цен на газ в 2007 – 2011 годах (табл. 2).

Из всего вышеизложенного следует необходимость корректировки приоритетов повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, заключающейся в смещении акцентов от диверсификации топливно-энергетического баланса по видам ТЭР в сторону выявления и задействования резервов экономии природного газа в процессах энергопроизводства. Это целесообразно еще и по-

² Анализ проведен на основании данных государственной официальной статистики Республики Беларусь, официальных данных ГПО «Белэнерго», находящихся в свободном доступе на сайте <http://www.energo.by>, а также на основании информации, содержащейся в [1; 7].

тому, что потребление энергии является вторичным процессом, которому предшествует непосредственно ее производство, поэтому на первый план выходит не энерго-, а топливная эффективность в процессах генерации тепловой и электрической энергии.

Таблица 2

Изменение стоимости природного газа для нужд энергоснабжения в Республике Беларусь в 2004 – 2011 годах

Показатели	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Потребление природного газа на производство тепловой и электрической энергии, млрд долл. США	0,7	0,7	0,7	1,5	1,94	1,8	2,91	3,85
Расход природного газа на нужды централизованного энергообеспечения, млрд долл. США	0,58	0,58	0,58	1,27	1,67	1,5	2,42	3,19

Основные генерирующие источники Белорусской энергосистемы представлены конденсационными электростанциями, теплоэлектроцентралями и районными котельными. Главная направленность деятельности КЭС – производство электрической энергии. Тепловые электростанции не только производят электрическую энергию, но и являются источником тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения – в виде пара и горячей воды в целях обеспечения горячего водоснабжения и отопления жилых и промышленных объектов. В Белорусской энергосистеме исключение составляет Минская ТЭЦ-5, работающая только в конденсационном режиме, т.е. фактически являющаяся КЭС. Районные котельные, находящиеся на балансе ГПО «Белэнерго» (количество их составляет 34), предназначены для выработки только тепловой энергии и используются прежде всего для покрытия максимума нагрузки в отопительный период.

Согласно официальным данным, содержащимся в [3; 4; 8; 9], удельные расходы топлива на производство электрической и тепловой энергии на белорусских КЭС, Березовской и Лукомльской, составляют 324,6 и 313,8 г у. т./кВт·ч. Исходя из теоретического топливного эквивалента, равного 122,9 г у. т./кВт·ч, несложно определить, что коэффициент полезного использования топлива (природного газа) на КЭС равен 39 %.

Теоретические топливные эквиваленты, или удельные расходы топливных эквивалентов, показывают количество топливного эквивалента, необходимое для производства единицы тепловой и электрической энергии. Количественное значение данных удельных величин теплотворной способности топливного эквивалента принимается в качестве констант, т.е. величин постоянных и не зависящих от внешних условий, так как указанные величины являются лишь следствием взаимного перевода эмпирически принятой размерности величин, используемых для численной характеристики количества первичной теплоты:

$$\begin{aligned}
 1 \text{ Дж} &= \text{Н} \cdot \text{м} = \text{кг} \cdot \text{м}^2 / \text{с}^2 = 1 \text{ Вт} \cdot \text{с}; \\
 1 \text{ Вт} \cdot \text{ч} &= 60 \cdot 60 = 3600 \text{ Дж}; \\
 1 \text{ кДж} &= (1/3600) \cdot 1000 = 0,278 \text{ Вт} \cdot \text{ч}; \\
 1 \text{ кал} &= 4,1868 \text{ Дж}; \\
 1 \text{ ккал} &= (4,1868/3600) \cdot 1000 = 1,163 \text{ Вт} \cdot \text{ч}; \\
 7000 \text{ ккал} &= 7000 \cdot 1,163 = 8141 \text{ Вт} \cdot \text{ч} = 8,141 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \\
 7000 \text{ ккал} &= 1000 \text{ г у. т.}; \\
 \mathbf{1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} &= 1000/8,141 = 122,9 \text{ г у. т.}} \\
 \mathbf{1 \text{ Гкал} &= 1000 \cdot 1,163 \cdot 122,9 = 142,9 \text{ кг у. т.}}
 \end{aligned}$$

Таким образом, теоретические топливные эквиваленты *не зависят* от технических характеристик того или иного типа генерирующего оборудования, количественных параметров теплоты сгорания конкретно используемого топлива или технологических особенностей тепломеханического цикла преобразования первичных ТЭР в энергию, пригодную для полезного использования. То есть целесообразность применения этих эквивалентов для оценки полезного использования любых видов ТЭР на любого рода генерирующих источниках является обоснованной.

Коэффициент полезного использования природного газа на белорусских ТЭЦ варьировался в 2006 – 2010 годах в пределах 76 – 80 %.

В 2010 – 2011 годах в Республике Беларусь в структуре производства электрической энергии ТЭЦ занимали 47,7 %, КЭС – 52,3 %. В 2010 году на белорусских КЭС было израсходовано порядка 5 млн. т у. т. природного газа, в 2011 году – порядка 4,5 млн. т у. т.³. То есть на КЭС примерно 3 млн. т у. т. газа в 2010 году и около 2,74 млн. т у. т. в 2011 году трансформировались в безвозвратные потери. В стоимостном выражении это составило порядка 480 и 630 млн. долл. США соответственно. Тем не менее при реализации мероприятий по модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосисте-

³ Расчеты на основании данных Национального статистического комитета Республики Беларусь.

мы приоритетом является сокращение удельных расходов ТЭР на производство электроэнергии за счет модернизации энергоблоков на КЭС. За период 2006 – 2010 годов за счет указанных мероприятий было достигнуто сокращение объемов природного газа всего на 0,3 млн. т у. т., так как фактические потери природного газа на белорусских КЭС снизились только на 3,5 %, а именно с 64,5 до 61 %.

В целом на основании анализа расходов топлива (как удельных, так и общих) на генерирующих источниках Белорусской энергосистемы, а также на основании информации, содержащейся в [3; 4; 6; 10 – 13], были получены следующие результаты:

- в котельных коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) с учетом тепла на собственные нужды и покупку электрической энергии составляет 78 – 81 %;
- практически реализуемый потенциал снижения потерь первичных ТЭР исчисляется 2 – 3 %;
- КЭС и ТЭЦ в конденсационном режиме работают с КПИТ порядка 35 – 39 %;
- практически реализуемый потенциал снижения потерь первичных ТЭР составляет 2 – 5 %;
- ТЭЦ с низкими параметрами на только тепловом потреблении работают с КПИТ 80 – 85 % и по электрической, и тепловой энергии, что более чем в 2 раза выше КПИТ конденсационных электростанций;
- выработка электрической энергии на тепловом потреблении составляет 0,05 – 0,25 МВт·ч/Гкал;
- парогазовые установки с теплофикацией, высокими параметрами пара и тремя давлениями работают с КПИТ до 75 – 82 %, что не выше КПИТ тепловой электростанции;
- ТЭЦ с высокими параметрами на тепловом потреблении работает так же, как и с низкими параметрами, с КПИТ 80 – 85 %, но доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении значительно возрастает и составляет 0,5 – 0,65 МВт·ч/Гкал.

Из вышеизложенного следует, что на КЭС и котельных экономический эффект, заключающийся в уменьшении потерь первичных ТЭР, несоизмеримо ниже (имеет другой порядок цифр), чем затраты на соответствующие мероприятия. Потребители отработанного тепла ТЭЦ обеспечивают снижение потерь топлива на производство электрической энергии примерно в 1,7 раза.

При реализации принципа теплофикации топлива расходуется на 20 – 40 % меньше, чем при раздельной выработке электроэнергии на КЭС, а теплоты в котельной [14]. На белорусских ТЭЦ средняя удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении составляет 390 кВт·ч на 1 Гкал.

С учетом сказанного получаем перерасход по природному газу на выработку 390 кВт·ч электроэнергии и 1 Гкал тепла по раздельной схеме (КЭС + котельная) по сравнению с комбинированной (ТЭЦ) на 22,3 %, или в натуральном выражении – на 66 кг у. т. В 2009 году в стоимостном выражении это составляло 11,3 долл. США, в 2010 – 14,4 долл. США, в 2011 – 17,2 долл. США. В дальнейшем стоимость такого перерасхода будет только возрастать с учетом возрастания цены 1 т у. т. импортируемого природного газа для организаций республики. Здесь важно отметить, что рассматриваемый перерасход топлива возрастает в случае выработки электроэнергии по конденсационному циклу на ТЭЦ, поскольку удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии повышается до 355 – 400 г у. т./кВт·ч.

В Республике Беларусь по направлению модернизации генерирующих энергоисточников начиная с 2006 года основные усилия сосредоточены на направлении наращивания установленной мощности электростанций энергосистемы исходя из прогноза потребления электроэнергии в 2015 году в размере 39,35 млрд. кВт·ч и выработки собственными энергоисточниками с учетом импорта электроэнергии – в размере 36,35 млрд. кВт·ч. Расчеты показывают, что данное обстоятельство приводит к негативным последствиям в виде снижения коэффициента использования установленной мощности электростанций энергосистемы и, соответственно, к росту стоимости отпускаемой электроэнергии (табл. 3).

Таблица 3

Стоимость производства электрической энергии,
отпускаемой от генерирующих источников ГПО «Белэнерго» за период 2006 – 2011 годов

Показатели	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Установленная мощность энергосистемы, МВт	7915	7950	7956	8067	8265	8367
Выработка электроэнергии, млрд кВт·ч	31,3	28,5	31,4	28,5	32,4	29,7
Число часов использования установленной мощности, ч	3955	3585	3947	3533	3920	3550
Коэффициент использования установленной мощности, %	45	41	45	40	45	41
Цена 1 т у. т. импорта природного газа	41,4	88,2	110,3	128,5	163,1	230,8
Цена 1 т у. т. природного газа для ГПО «Белэнерго»	55,2	117,6	147,1	171,3	217,5	260
Расход условного топлива на 1 кВт·ч, г у. т.	274,6	273,3	280	267,7	268,5	264,3
Стоимость производства электроэнергии, ц/кВт·ч	4,5	6,3	7,4	7,7	9,2	11,2
Затраты топлива на производство 1 кВт·ч, ц	1,5 (34 %)	3,2 (51 %)	4,1 (55,3 %)	4,6 (59,3 %)	5,8 (63,2 %)	6,9 (61,5 %)
Условно-постоянные затраты в стоимости производства 1 кВт·ч, ц	3,0 (66%)	3,1 (49%)	3,2 (44,7%)	3,1 (40,7%)	3,4 (36,8%)	4,3 (38,5%)

Увеличение установленной мощности электростанций энергосистемы с 7950 МВт в 2006 году до 8367 МВт в 2011 году привело к увеличению затрат на 1 МВт установленной мощности со 110,6 долл. США до 150,6 долл. США, что, как следствие, привело к росту условно-постоянных затрат в стоимости 1 кВт·ч электроэнергии. Несмотря на использование установленной мощности энергосистемы меньше, чем наполовину, республика ежегодно импортирует электроэнергию. Данное обстоятельство негативно сказывается на использовании электрогенерирующих мощностей Белорусской энергосистемы. Кроме того, стоимостной объем ежегодного импорта электроэнергии выше, нежели стоимостной объем импорта природного газа на эти цели (табл. 4).

Таблица 4

Оценка стоимости производства электрической энергии, отпускаемой от генерирующих источников ГПО «Белэнерго» за период 2006 – 2011 годов с учетом объемов импортируемой электроэнергии

Показатели	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Выработка электроэнергии, млрд кВт·ч	31,3	28,5	31,4	28,5	32,4	29,7
Импорт электроэнергии, млрд кВт·ч	5,5	4,3	2,4	4,5	3,0	5,7
Импорт электроэнергии, млн долл. США	110,0	129,1	113,1	194	135,3	351,9
Стоимость импорта природного газа на производство электроэнергии в объеме, эквивалентном импорту, млн долл. США	62,5	104,6	74,1	154,0	131,3	349,9
Выработка электроэнергии собственными энергоисточниками при отсутствии импорта электроэнергии, млрд кВт·ч	36,8	32,8	33,8	33,0	35,4	35,4
Число часов использования установленной мощности, ч	4649	4126	4248	4091	4283	4231
Коэффициент использования установленной мощности, %	58,7	51,9	53,4	50,7	51,8	50,6
Условно-постоянные затраты в стоимости производства 1 кВт·ч, ц	2,5	2,6	3,0	2,6	3,0	3,6
Стоимость производства электроэнергии, ц/кВт·ч	4,0	5,8	7,1	7,2	8,8	10,5

Как видно из данных таблицы 4, при увеличении выработки электроэнергии собственными энергоисточниками повышается коэффициент использования установленной электрической мощности энергосистемы, стоимость производства 1 кВт·ч электроэнергии снижается.

Еще большего снижения стоимости производства 1 кВт·ч электроэнергии можно добиться, если перестать наращивать установленную электрическую мощность энергосистемы и отказаться от импорта электроэнергии. В таблице 5 представлены результаты расчета стоимости производства электроэнергии при варианте, когда установленная электрическая мощность энергосистемы остается на уровне 2006 года, а условно-постоянные затраты на 1 МВт установленной мощности практически неизменны на протяжении всего рассматриваемого периода ввиду отсутствия капитальных вложений в новые объекты электроэнергетики и принимаются равными 120 долл. США на 1 МВт установленной мощности.

Таблица 5

Оценка стоимости производства электрической энергии за период 2006 – 2011 годов при отсутствии роста установленной мощности энергосистемы и импорта электроэнергии

Показатели	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Выработка электроэнергии собственными энергоисточниками при отсутствии импорта электроэнергии, млрд кВт·ч	36,8	32,8	33,8	33,0	35,4	35,4
Число часов использования установленной мощности, ч	4649	4144	4270	4169	4473	4473
Коэффициент использования установленной мощности, %	58,7	52,4	54,0	52,7	56,5	56,5
Условно-постоянные затраты в стоимости производства 1 кВт·ч, ц	2,5	2,8	2,8	2,8	2,6	2,6
Стоимость производства электроэнергии, ц/кВт·ч	4,0	6,0	6,9	7,4	8,4	9,5

Обобщая все изложенное выше, можно сделать следующий вывод: модернизация основных производственных фондов Белорусской энергосистемы с целью более полной загрузки электрогенерирующих мощностей и снижения расхода топлива на производство электроэнергии, отказ от импорта электроэнергии дают экономический и социальный эффект в виде замедления темпов роста стоимости электроэнергии при росте цены импортируемого природного газа. При наращивании установленной мощности энергосистемы в отсутствие роста производства электроэнергии и сохранении ее импорта такого эффекта нет.

Однако к 2020 году планируется рост установленной мощности энергосистемы до 11 ГВт, в том числе за счет ввода в эксплуатацию атомной станции. Важно заметить, что при обосновании возможности строительства АЭС в Беларуси использовались данные Всемирной ядерной ассоциации, в соответствии с

которыми себестоимость электроэнергии АЭС во Франции составляет 2,54 и 3,93 евроцентов/кВт·ч. Предполагается, что ввод АЭС в энергосистему республики позволит стабилизировать себестоимость производства электроэнергии на уровне 13 ц/кВт·ч в период 2025 – 2030 годов. Однако выполнение данного прогноза может быть затруднено по причинам, изложенным далее⁴.

В 2008 году в связи с ростом стоимости строящегося реактора во Фламанвиле (Франция) на 20 % с 3,3 до 4 млрд. евро прогнозная стоимость электроэнергии была увеличена с 4,6 до 5,4 евроцентов/кВт·ч. В результате тендера на строительство АЭС в Турции заявленная цена на отпускаемую электроэнергию с энергоблоков российского дизайна составила 20,79 ц/кВт·ч. Экономические расчеты, на основании которых было принято решение, не учитывают ряд принципиальных моментов.

Реальная стоимость строительства, по опыту возведения атомных энергоблоков в России, будет значительно выше изначальной. Например, реальная стоимость строительства третьего блока Калининской АЭС (введен в 2004 г.) оказалась более чем в 2 раза выше заявленной. По расчетам авторов проекта второй очереди Балаковской АЭС, увеличение объема капитальных вложений в промышленное строительство более чем на 60 % делает строительство энергоблоков ВВЭР-1000 нерентабельным. Строительство АЭС потребует строительства неядерных мощностей для дополнительного горячего резерва в 550 МВт стоимостью порядка 0,8 млрд. долл. США. Необходимость ввода дополнительного горячего резерва на основе природного газа снижает эффективность АЭС с точки зрения экономии газа на 0,14 млн. т у. т. С 2005 года после взлета и падения цен на уран и нефть стоимость урана относительно нефти и газа выросла вдвое. Стоимость конверсии урана на мировом рынке с 2004 года выросла более чем на 40 %, стоимость обогащения выросла с 2005 года примерно на 45 %. В 2009 году стоимость утилизации отработавшего ядерного топлива украинских АЭС в России выросла примерно на 17 %. Все это превышает использованный в расчетах прогноз ежегодного роста стоимости ядерно-топливного цикла в 0,5 %.

Строительство, эксплуатация и демонтаж АЭС ведут к значительным экономическим и технологическим рискам, требующим отдельного рассмотрения. Выбор реактора российского производства ВВЭР-1000 означает и выбор поставщика уранового топлива. Ни одна страна, имевшая построенные Советским Союзом АЭС, не смогла сменить поставщика ядерного топлива, что подтверждает тезис об очередной монополярной зависимости Беларуси от России.

Таким образом, строительство АЭС, частично решая проблему замещения импорта газа, создает множество новых проблем, в том числе для бюджета Республики Беларусь, так как изначально убыточный ядерно-топливный цикл будет постоянно требовать дотации на протяжении десятилетий.

В таблице 6 приведена динамика себестоимости отпуска тепловой энергии на генерирующих источниках ГПО «Белэнерго».

Таблица 6

Изменение себестоимости отпуска тепловой энергии
генерирующими источниками ГПО «Белэнерго» в 2006 – 2010 годах

Показатели	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Выработка тепловой энергии, млн Гкал	31,3	28,9	27,3	28,3	37,7	34,6
Цена 1 т у. т. природного газа для ГПО «Белэнерго»	55,2	117,6	147,1	171,3	217,5	260
Расход условного топлива на 1 Гкал, кг у. т.	143	143	143	132	129,7	131
Себестоимость тепловой энергии, долл./Гкал	19,37	27,89	33,05	31,85	36,69	43,37
Топливная составляющая себестоимости отпуска 1 Гкал, долл.	7,89 (40,8 %)	16,82 (60,3 %)	21,04 (63,7 %)	22,61 (71,0 %)	28,20 (76,9 %)	34,06 (77,9 %)

Из данных таблицы 6 следует, что приоритетным направлением снижения стоимости производства тепловой энергии, выработанной на основе природного газа, является сокращение удельных расходов природного газа на выработку 1 Гкал теплоты. Это достижимо при вводе в действие на генерирующих источниках энергосистемы оборудования, позволяющего увеличить выработку электроэнергии на тепловом потреблении, т.е. по теплофикационному циклу, до 500 кВт·ч/Гкал и более [15] (табл. 7).

В 2006 – 2011 годах выработка электроэнергии на тепловом потреблении на белорусских ТЭЦ оставалась в среднем на уровне 390 – 400 кВт·ч/Гкал.

⁴ Далее приведена обобщенная информация, полученная на основании данных, содержащихся в работах «Снижение потребления природного газа в Беларуси: ядерный и инновационный сценарии»: моногр. / «Декоматом» – сеть неправительственных организаций по изучению мирового опыта вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС; В.А. Чупров, О.В. Бодров, И.Э. Шкрадюк. – Минск: Бестпринт, 2009. – 110 с.; Ядерная энергия: мифы и реальность / Тематические исследования по ядерной энергетике. – Киев, 2011. – 354 с.

Более того, несмотря на очевидные преимущества теплофикации, начиная с 2007 года увеличивается выработка на белорусских ТЭЦ электроэнергии по неэкономичному конденсационному циклу с удельным расходом природного газа 355 – 400 г у. т. на 1 кВт·ч. Это происходит прежде всего из-за развития направления преобразования котельных в мини-ТЭЦ, начало которому было положено в 2007 году.

Таблица 7

Удельные расходы топлива на выработку электро- и теплоэнергии при различных значениях удельной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу

Выработка электроэнергии в теплофикационном цикле	Удельный расход топлива, кг у. т. /Гкал	Удельный расход топлива, г у. т. /кВт·ч
0 (режим котельной)	170	320
500	114	272
700	100	260
900	89	250
1000	84	246

На мини-ТЭЦ реализуется принцип *не теплофикации, а когенерации*, которая обеспечивает производство электрической энергии на базе тепла, необходимого для обеспечения близлежащих потребителей тепловой энергии и собственных нужд какого-либо производственного предприятия. Выработка электроэнергии на базе теплового потребления в данном случае составляет до 100 – 200 кВт·ч/Гкал. *Теплофикация* же подразумевает производство электрической энергии на базе теплового потребления при наличии развитых тепловых сетей и значительного теплового потребления для удаленных потребителей. Это, как правило, крупные тепловые потребители с нагрузкой более 50 – 500 Гкал/ч с радиусом действия тепловых сетей 5 – 25 км. Выработка электроэнергии на базе теплового потребления составляет от 400 до 1500 кВт·ч/Гкал.

В результате реализации мероприятий по развитию мини-ТЭЦ происходит отключение промышленных потребителей от теплоснабжения на базе крупных ТЭЦ и, соответственно, снижение выработки на последних электроэнергии на тепловом потреблении (табл. 8), а также рост резерва тепловой мощности на ТЭЦ, оплата за который перераспределяется между оставшимися потребителями. В настоящее время использование установленной тепловой мощности не превышает 2000 часов в год. Установленная тепловая мощность энергоисточников Белорусской энергосистемы составляет порядка 26 тыс. Гкал/ч, при этом максимальная тепловая нагрузка в энергосистеме не превышает 8,5 тыс. Гкал/ч.

Таблица 8

Доля выработки электроэнергии из природного газа в конденсационном режиме на белорусских ТЭЦ в 2007 – 2011 годах

Показатели	2007	2008	2009	2010	2011
Доля конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ Белорусской энергосистемы	11,8 % (1,397 млрд. кВт·ч)	23,5 % (3,01 млрд. кВт·ч)	31 % (3,581 млрд. кВт·ч)	23,2 % (3,467 млрд. кВт·ч)	25,6 % (3,733 млрд. кВт·ч)
Отпуск тепла от мини-ТЭЦ, млн. Гкал	4,8	4,87	5,21	5,77	5,8
Расход природного газа на мини-ТЭЦ, млн т у. т.	0,787	0,858	0,921	1,16	1,14

Вывод. Оценка эффективности использования топливно-энергетических ресурсов по энергетическому направлению целевого потребления посредством применения показателей полезного использования теплоты топлива и загрузки основных производственных фондов Белорусской энергосистемы позволила выявить максимальные резервы повышения эффективности использования природного газа, заключающиеся в увеличении загрузки основных производственных фондов Белорусской энергосистемы посредством расширения применения теплофикации на базе крупных теплоэлектроцентралей с соблюдением соответствия электрических и тепловых мощностей теплофикационных систем нагрузкам обслуживаемых потребителей в разрезе отдельных территорий.

Кроме того, в контексте сказанного, в ближне- и среднесрочной перспективе актуальной становится задача приведения энергетики Республики Беларусь к уровню развитых государств по важнейшему показателю – сокращению количества котельных на природном газе. Так, в США и европейских странах законодательно запрещено сжигать газ в котельных [16]. В Беларуси в 2009 году районными котельными

без учета объектов ГПО «Белэнерго» и котельными установками организаций на природном газе было выработано порядка 15,875 млн. Гкал, в 2010 и в 2011 годах – уже свыше 17 млн. Гкал.

ЛИТЕРАТУРА

1. Республиканская программа энергосбережения на 2006 – 2010 годы: Постановление Совета Министров Респ. Беларусь от 2 февраля 2006 г. № 137: в ред. Постановления Совета Министров Респ. Беларусь от 26 дек. 2007 г. № 1817 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2006. – № 24. – 5/17219; 2008. – № 5 – 5/26489.
2. Республиканская программа энергосбережения на 2011 – 2015 годы: Постановление Совета Министров Респ. Беларусь от 24 дек. 2010 г. № 1882 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2011. – № 1. – 5/33067.
3. Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года: Указ Президента Респ. Беларусь от 15 ноября 2007 г. № 575 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2007 г. – № 276. – 1/9095.
4. Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь: Постановление Совета Министров Респ. Беларусь от 9 авг. 2010 г. № 1180 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2010. – № 198. – 5/32338.
5. Указания по заполнению формы № 12-тэк «Отчет о расходе топливно-энергетических ресурсов»: Постановление Нац. статист. комитета Респ. Беларусь от 1 июля 2011 г. № 133 // Официальная национальная статистика [Электронный ресурс] / Нац. статист. комитет Респ. Беларусь. – Минск, 2010. – Режим доступа: <http://www.belstat.gov.by>. – Дата доступа: 21.11.2012.
6. Целевая программа обеспечения в республике не менее 25 % объема производства электрической и тепловой энергии за счет использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии на период до 2012 года: Постановление Совета Министров Респ. Беларусь от 30 декабря 2004 г. № 1680 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2005. – № 4. – 5/15414.
7. Республиканская программа энергосбережения на 2001 – 2005 годы: Постановление Совета Министров Респ. Беларусь от 16 января 2001 г. № 56. // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2001. – № 8. – 5/5038.
8. РУП Брестэнерго / Производство электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.brestenergo.by/electrical_energy.html. – Дата доступа: 15.10.2010.
9. РУП Витебскэнерго / Филиалы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vitebsk.energo.by/about/filials/>. – Дата доступа: 15.10.2010.
10. Богданов, А.Б. Котельнизация России – беда национального масштаба / А.Б. Богданов // ЭнергоРынок. – 2006. – № 3. – С. 50 – 58; № 6. – С. 46 – 50; № 8. – С. 52 – 57; 2007. – № 2. – С. 31 – 34; № 11. – С. 41 – 46; 2008. – № 1. – С. 28 – 34; № 2. – С. 46 – 51.
11. Богданов, А.Б. Реперные точки теплофикации / А.Б. Богданов // ЭнергоРынок. – 2009. – № 5. – С. 46 – 50; № 7 – 8. – С. 77 – 81.
12. Богданов, А.Б. Анализ конкурентных свойств ТЭЦ / А.Б. Богданов // ЭнергоРынок. – 2010. – № 3. – С. 45 – 49.
13. Богданов, А.Б. История взлетов и падения теплофикации России / А.Б. Богданов // Энергосбережение. – 2009. – № 3. – С. 42 – 47.
14. Яковлев, Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б.В. Яковлев. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 448 с.
15. Яковлев, Б.В. Распределение топливных затрат на электрическую и тепловую энергию, производимую ТЭЦ / Б.В. Яковлев // Новости теплоснабжения. – № 3. – 2006. – С. 29 – 33.
16. Стенников, В.А. О направлениях развития газовой теплоэнергетики Рос. Федерации / В.А. Стенников, С.В. Жарков [Электронный ресурс]. – Режим доступа: esco-ecosys.narod.ru/2011_9/art070.pdf. – Дата доступа: 15.04.2012.

Поступила 13.03.2013

METHODOLOGICAL SUPPORT TO THE ECONOMIC EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF FUEL AND ENERGY RESOURCES IN THE DIRECTION OF THE TARGET ENERGY CONSUMPTION

Yu. RUMIANTSAVA

The application as the main indicator of the efficiency of fuel and energy resources in the energy consumption of the target direction rating of natural gas for the production of heat and electricity and occupancy rates of fixed assets of the Belarusian energy system is justified. Through the use of these indicators evaluation of the efficiency of the fuel in the main generating sources of the Belarusian Energy System is carried out. On the basis of this estimation maximal reserves of the increase of the efficiency of natural gas usage for energy needs in the Republic of Belarus are revealed.