

**ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВЫБОРА
ОПТИМАЛЬНОГО НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ
СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ БЕЛАРУСИ**

Докт. экон. наук, проф. ПАДАЛКО Л. П., асп. МОРОЗОВ С. Г.

Белорусский национальный технический университет

Под системой энергоснабжения страны понимается система обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией, включающая в себя электроэнергетическую систему и систему производства, передачи и распределения энергии предприятий, муниципалитетов, различных организаций и пр. Производство электроэнергии более чем на 95 % сосредоточено в электроэнергетической системе (ЭЭС), которая является основой централизованного электроснабжения. Остальные электрогенерирующие источники не входят в состав энергосистемы и являются источниками децентрализованного электроснабжения. Электрические сети напряжением 10 кВ и выше входят в состав энергосистемы, сети напряжением 0,4 кВ чаще всего и частично сети 6–10 кВ входят в состав предприятий и организаций – потребителей энергии.

Только 50 % всей тепловой энергии производится в энергосистеме, остальные 50 % вырабатываются в котельных и когенерационных установках предприятий и организаций, не входящих ведомственно в состав энергосистемы. Исходя из сказанного выше следует делать различие между централизованной системой энергоснабжения, в качестве которой выступает энергетическая система, и децентрализованной системой, которая организационно независима от энергосистемы и которая приобретает все большие масштабы развития в последние годы, что необходимо учитывать при формировании оптимальной структуры генерирующих мощностей белорусской электроэнергетики.

В условиях дефицита энергосырьевой базы и повышенной энергоемкости используемых промышленных технологий развитие системы энергоснабжения Беларуси на инновационной основе представляет собой фундаментальный фактор обеспечения энергетической безопасности государства. В силу ограниченного объема инвестиционных ресурсов, выделяемых на развитие энергетики, необходима концентрация усилий на стратегических, наиболее эффективных технологиях, способных инициировать рост энергоэффективности в рамках всей системы энергоснабжения. В этой связи весьма актуальной является оценка экономической эффективности внедрения инновационных технологий в систему энергоснабжения Республики Беларусь.

Основные направления совершенствования производственной структуры электроэнергетики Беларуси в среднесрочном периоде закреплены в «Государственной комплексной программе модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах» [1], согласно которой предусматривается, в первую очередь, реформирование производственной структуры белорусской электроэнергетики на основе модернизации и обновления генерирующих мощностей, а не только расширения масштабов производства, передачи и распределения энергии. Однако повышение цены на природный газ с 47 дол.

в 2006 г. до 119 дол. в 2008 г. за 1000 м³ и прогнозируемый рост стоимости данного вида углеводородного топлива обусловили необходимость существенной корректировки инновационно-технологической стратегии развития белорусской электроэнергетики. В настоящее время во главу угла ставятся не только сугубо экономические критерии эффективности энергопроизводства, но и требования диверсификации поставок топлива и электроэнергии с целью повышения уровня энергетической независимости и безопасности страны.

Характеристика производственной структуры и основных направлений инновационного развития системы энергоснабжения Беларуси. На 01.01.2008 г. установленная мощность Белорусской ЭЭС составила 7920 МВт, а установленная мощность всех электростанций (с учетом блок-станций) – 8024 МВт при максимуме суммарной электрической нагрузки 6000 МВт. Развитая электросетевая инфраструктура, доставшаяся Беларуси в наследство от ЕЭС Советского Союза, позволяет осуществлять коммерческие поставки электроэнергии из России и Украины, что экономически выгодно для Беларуси, поскольку цена 1 кВт·ч импортируемой электроэнергии ниже, чем себестоимость производства ее на собственных тепловых электростанциях*.

Первоочередной задачей технологического развития белорусской электроэнергетики является обновление морально и физически изношенного генерирующего оборудования. Износ основного оборудования БЭЭС в 2007 г. составил 60 %, в том числе тепловых сетей – свыше 65 %. Средний возраст эксплуатируемого оборудования составляет около 30 лет при нормативном сроке 27 лет, отдельные энергоблоки отработали свыше 40 и 50 лет. На некоторых тепловых электростанциях (Новополоцкая, Светлогорская ТЭЦ) генерирующие мощности выведены из эксплуатации не только по причине его износа, но и из-за отсутствия тепловых нагрузок. Однако значительная часть изношенного оборудования продолжает эксплуатироваться, что обуславливает увеличение

затрат на ремонтное обслуживание энергооборудования. В этой связи замена и обновление изношенного оборудования становятся экономически и технически необходимыми.

Анализ прогнозируемой структуры генерирующих мощностей в различных странах и общих тенденций в инновационно-технологическом развитии мировой электроэнергетики позволяет выделить основные перспективные направления совершенствования и развития системы энергоснабжения Беларуси:

- модернизацию генерирующих мощностей на основе перевода паротурбинных электростанций на парогазовую технологию. Данное направление, на наш взгляд, целесообразно рассматривать как одно из основных направлений оптимизации производственной структуры электроэнергетики Республики Беларусь. Важнейшие количественные показатели, составляющие основу «парогазового» сценария среднесрочного технологического развития белорусской электроэнергетики, закреплены в обозначенной выше «Государственной комплексной программе», согласно которой прирост суммарной установленной мощности энергосистемы Беларуси в прогнозируемом периоде будет обеспечиваться преимущественно за счет парогазовых установок (ПГУ). Данную модернизацию предполагается реализовать не только на базе трех КЭС (Лукомльская, Березовская и Минская ТЭЦ-5), но и на базе ряда ТЭЦ Белорусской энергосистемы. Это позволит существенно повысить энергоэффективность производства энергии. Реализация парогазовой технологии на ТЭС обеспечивает не только обновление действующего генерирующего оборудования и повышение эффективности производства энергии, но и наращивание установленной мощности энергосистемы, что является более экономически выгодным, чем сооружение новых электростанций [2, 3];

- ввод мощностей на базе возобновляемых источников энергии (энергия ветра, солнца, воды) и местных видов энергоресурсов (торф, бурые угли, древесное топливо). Это направление развития призвано обеспечить замещение потребления природного газа как основного вида топлива при производстве энергии. Планируемые объемы ввода энерго мощностей

* В 2006 г. импорт электроэнергии составил 7 млрд кВт·ч, а потребление в целом по республике – 35 млрд кВт·ч.

данного типа закреплены в «Целевой программе обеспечения в Республике Беларусь не менее 25 % объема производства электрической и тепловой энергии за счет использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии на период до 2012 г.» [4]. Однако существенное повышение цены на природный газ для Беларуси обуславливает необходимость расширения масштабов ввода данных источников по сравнению с предусмотренными в указанном выше документе. К данному направлению относится и гидроэнергетика. Хотя экономический гидроэнергетический потенциал в Беларуси сравнительно невелик (порядка 250 МВт), он должен быть реализован в полной мере, так как ввод гидроэлектростанций позволит снизить потребление импортируемого углеводородного топлива и тем самым повысить уровень энергетической безопасности страны;

- внедрение технологий распределенной генерации (distributed generation). Под распределенной генерацией понимаются источники, размещенные вблизи потребителей и непосредственно у потребителей энергии. По существу это источники децентрализованного энергоснабжения. В настоящее время в Беларуси энергоснабжение ряда крупных промышленных предприятий (ОАО «Гроднохимволокно», Белорусский цементный завод, ОАО «ПО «Беларусьнефть»», ОАО «Неман») осуществляется автономно, на базе газопоршневых (ГПА) и газотурбинных (ГТУ) генерирующих источников мощностью 1–16 МВт. На завершающей стадии технико-экономического обоснования инвестиций либо на стадии строительства находятся проекты автономных систем энергоснабжения ОАО «Могилевхимволокно», ОАО «Полимир», ОАО «Криница», НПО «Интеграл».

В условиях роста цен на импортируемые энергоресурсы сооружение автономных систем энергоснабжения будет способствовать снижению энергетической составляющей себестоимости выпускаемой продукции и повышению ее ценовой конкурентоспособности на внутреннем и внешнем рынках. Еще одной весьма эффективной технологией распределенной генерации, получившей развитие в Беларуси, является реконструкция промышленно-отопи-

тельных котельных в мини-ТЭЦ путем установки в них электрогенерирующего оборудования на базе противоавтоматической турбины [5–7];

- развитие атомных энерготехнологий. В настоящее время строительство АЭС в Беларуси рассматривается как одно из основных направлений обеспечения энергетической безопасности государства. Развитие белорусской электроэнергетики на базе атомных энерготехнологий позволит диверсифицировать топливный баланс электроэнергетической отрасли. Дискуссионным является вопрос о единичной мощности устанавливаемого энергоблока, месте размещения АЭС, сроках ввода первой очереди станции и др.

Сравнительная эффективность перечисленных выше направлений технологического развития электроэнергетики Беларуси в значительной степени зависит от соотношения цен на используемые энергоресурсы. Поэтому при анализе и технико-экономическом сопоставлении альтернативных вариантов модернизации генерирующих мощностей БЭЭС целесообразно использовать сценарный подход, учитывающий обоснованные прогнозные темпы роста стоимости топлива, рост максимальной электрической нагрузки и прочие факторы. Существует проблема выбора оптимальной стратегии развития системы энергоснабжения в Беларуси и, в частности, выбора оптимальной структуры генерирующих мощностей. Решающее значение при разработке данной стратегии имеет определение оптимального соотношения между масштабами развития парогазовой и атомной технологии производства энергии в Беларуси.

Сравнительная оценка экономической эффективности парогазовой и атомной технологий. Согласно [1] к 2010 г. установленная мощность электростанций в Беларуси достигнет 8841 МВт. Увеличение установленной мощности почти на 1000 МВт по сравнению с 2005 г. произойдет благодаря переводу ряда ТЭС (особенно Минской ТЭЦ-3) на парогазовую технологию, за счет ввода мини-ТЭЦ, ГЭС, блок-станций и др. Вместе с тем прогнозируемый среднегодовой темп роста максимальной электрической нагрузки в Беларуси на среднесрочный период не превышает 1,5 %,

и в 2010 г. максимальная электрическая нагрузка составит 6300 МВт. Согласно выполненным расчетам при сохранении значения данного показателя на более отдаленный период ввод новых генерирующих мощностей после 2010 г. по условию баланса мощности не потребуются до 2030 г. [8]. Если темп роста принять более высоким, равным, например, 2,5 %, то ввод дополнительных генерирующих мощностей не потребуются до 2025 г. Кроме того, следует отметить, что прогнозируемое после 2010 г. наращивание суммарной установленной мощности БЭЭС преимущественно за счет установки к действующим паротурбинным агрегатам газотурбинных надстроек позволит обеспечить баланс электрической мощности до 2025–2030 гг. без ввода атомных мощностей. Так, после 2010 г. планируется модернизировать Минскую ТЭЦ-5 (одна газотурбинная надстройка мощностью 110 МВт, 1×110 МВт), все изношенные конденсационные блоки Лукомльской ГРЭС (8×110 МВт), а также оставшиеся блоки Березовской ГРЭС (2×55 МВт). Оценочный объем инвестиций, необходимый для обновления данных станций, составляет 550 млн дол., а установленная мощность Белорусской энергосистемы возрастет до 9941 МВт (8841 + 1×110 + 8×110 + 2×55). Таким образом, даже при самом оптимистическом прогнозе роста максимальной электрической нагрузки после 2010 г. сооружение новых электростанций по условию баланса электрической мощности не потребуются до 2030 г.

При прогнозировании баланса электрической мощности в Беларуси следует учитывать, помимо ввода энергоисточников в энергосистеме, ввод источников распределенной генерации. При этом масштабы развития децентрализованной электроэнергетики будут существенно повышаться. Об этом свидетельствует не только опыт Беларуси, но и мировой. В США, например, предполагается, что 30 % всего ввода новых генерирующих источников придется на источники распределенной генерации [9]. При этом серьезный упор делается на развитие топливных элементов, размещаемых у потребителей энергии или рядом с ними. Такое развитие энергетики диктуется не только экономическими соображениями, но и соображе-

ниями надежности энергоснабжения и энергобезопасности. Следует иметь в виду, что ввод указанных источников диктуется, прежде всего, коммерческими соображениями потребителей энергии, стремящимися снизить энергетическую составляющую затрат на производство продукции, и поэтому масштабы их развития определяются вне рамок энергосистемы. Поэтому прогноз роста электрической нагрузки энергосистемы следует корректировать с учетом покрытия части нагрузки локальными источниками энергии.

С учетом намечаемого развития электрогенерирующих источников в БЭЭС и локальных источников энергии ввод АЭС до 2020 г. при прогнозируемом росте электрической нагрузки будет призван только заместить выработку электроэнергии на КЭС (прежде всего на Лукомльской и Березовской ГРЭС) на базе природного газа выработкой на базе ядерного топлива. Основное назначение АЭС будет состоять в замещении дорожающего природного газа ядерным топливом, цена на который сегодня значительно ниже цены природного газа. Таким образом, можно сказать, что ввод АЭС диктуется не необходимостью покрытия роста электрической нагрузки, который может быть обеспечен тепловыми электростанциями, а для замещения выработки электроэнергии на этих электростанциях.

Необходимо однако учитывать, что действующие паротурбинные энергоблоки продолжают изнашиваться и потребуются их обновление, что обусловит необходимость дополнительных инвестиционных затрат. Таким образом, на модернизацию и обновление действующих тепловых электростанций потребуются как инвестиционные затраты в газотурбинные надстройки, так и в обновление действующих паротурбинных агрегатов. Альтернативой данному направлению развития электрогенерирующих мощностей является сооружение атомной электростанции, ввод которой планируется до 2020 г., и которая будет призвана заместить использование природного газа и тем самым модернизацию и обновление действующих энергоисточников.

Следует заметить, что одновременное осуществление парогазового и атомного сценариев развития электрогенерирующих мощно-

стей в Белорусской энергосистеме лишено экономического смысла. Необходим выбор либо того, либо другого сценария или очередности их реализации. Задача выбора оптимальной стратегии развития электрогенерирующих мощностей является динамической по своему характеру. Ее динамический характер вытекает из того, что требуется найти оптимальное решение за определенный период времени. Это решение включает в себя определение размеров, сроков ввода и мест размещения новых электрогенерирующих источников, а также реконструкции и модернизации действующих энергетических объектов. Оптимизационный характер задачи вытекает из многовариантности решений, которая происходит из различных сроков начала и окончания работ, из разных величин вводимых мощностей на той или иной электростанции и ее размещения, из разных вариантов их реконструкции.

Формирование оптимизационной модели требует знания для каждой действующей электростанции нескольких альтернативных вариантов ее развития: либо продление срока службы действующего оборудования, отработавшего свой парковый ресурс, путем значительных затрат на ремонтно-восстановительные работы; либо модернизация оборудования на основе перевода его на парогазовую технологию; либо реконструкция станции на основе замены оборудования и установки вместо него нового, более эффективного оборудования; либо демонтаж изношенного оборудования. По каждому варианту должны быть известны затраты, достигаемая мощность, технико-экономические показатели и др. При этом, с точки зрения баланса тепловой мощности, должен рассматриваться тот энергоузел, где размещается станция, а с точки зрения баланса электрической мощности, следует рассматривать всю энергосистему.

Для правильной постановки задачи должны быть заданы возможные варианты размещения генерирующих мощностей, их типы, удельные капитальные вложения, себестоимость производства и передачи энергии, различные варианты развития генерирующих источников в каждом узле, предельные значения мощностей этих источников. Решение задачи должно определить: когда, где и с какой мощностью сле-

дует осуществлять мероприятия по замене, модернизации и вводу дополнительных энергетических объектов.

Инвестиционные затраты в обновление генерирующего оборудования действующих электростанций значительно меньше, чем в сооружение новых источников, тем более АЭС. В частности, удельные капитальные вложения в установку газотурбинных надстроек могут быть приняты равными примерно 500 дол./кВт, на таком же уровне могут быть приняты удельные капитальные вложения в обновление действующего паротурбинного оборудования. В то же время удельные капитальные вложения в АЭС оцениваются на уровне 1500–2000 дол./кВт. Однако обострение дискуссии по вопросу выбора приоритетного направления развития энергетики Беларуси актуализирует проблему сравнительной оценки экономической эффективности атомной и парогазовой технологий энергогенерации в контексте перспективного развития белорусской электроэнергетики.

Представляет интерес сопоставление трех вариантов развития генерирующих мощностей в энергосистеме: продолжение эксплуатации действующих КЭС с инвестиционными затратами на восстановление паротурбинных агрегатов; модернизация паротурбинных КЭС на базе парогазовых технологий с восстановлением паротурбинных агрегатов; сооружение АЭС. В первом варианте сохраняется величина удельного расхода топлива, но учитываются инвестиционные затраты в обновление действующего паротурбинного оборудования в размере 500 дол./кВт. Во втором варианте учитываются инвестиционные затраты в газотурбинную надстройку в размере 800 дол./кВт, инвестиционные затраты на обновление паротурбинного агрегата также в размере 500 дол./кВт и снижение удельного расхода топлива на модернизированном агрегате. В третьем варианте учитываются инвестиционные затраты в АЭС в размере 2500 дол./кВт. Следует заметить, что рассмотрение первого варианта корректно только в том случае, если не требуется ввод дополнительной мощности для покрытия роста электрической нагрузки. Как было отмечено ранее, при нынешнем темпе роста ввод дополнительной генерирующей

мощности после 2010 г. не потребуется до 2030 г. В этом случае второй вариант обеспечивает экономию топлива по сравнению с первым вариантом, а третий вариант обеспечивает экономию денежных затрат на топливо при условии, что ядерное топливо дешевле традиционного. Сравнение второго и третьего вариантов корректно при росте электрической нагрузки, когда ввод дополнительной мощности в виде газотурбинных мощностей или в виде мощности АЭС призван обеспечить покрытие этого роста нагрузки.

Ввиду сложности решения задачи в динамической постановке с целью упрощения рассмотрим статическую постановку задачи с критерием оптимальности в виде удельных приведенных затрат, записываемых в виде

$$Z = (E + \xi)k^y + c_{\text{т}}h \frac{0,123}{\eta},$$

E – процентная ставка; ξ – отчисления на обслуживание; k^y – удельные капитальные затраты; $c_{\text{т}}$ – стоимость топлива; h – число часов использования установленной мощности; η – КПД ТЭС, ПГТЭС и АЭС.

В табл. 1 представлены результаты расчетов удельных приведенных затрат для действующей ТЭС с обновленным оборудованием, ТЭС с парогазовой установкой и АЭС при различных ценах на природный газ и ядерное топливо.

Таблица 1
Удельные приведенные затраты для ТЭС, ПГТЭС и АЭС

Цена природного газа, дол./т у. т.	Удельные приведенные затраты для ТЭС	Удельные приведенные затраты для ПГТЭС	Цена ядерного топлива, дол./т у. т.	Удельные приведенные затраты для АЭС
100	290,3	367,2	16	416,7
120	333,3	401,6	20	427,2
140	376,4	436,1	30	453,3
160	419,4	470,5	40	479,4
180	462,5	505,0	50	505,5
220	548,6	573,8	60	531,5
240	591,6	608,3	70	557,6
260	634,7	642,7	80	583,7
280	677,7	677,2	90	609,8
300	720,8	711,6	100	635,9

Из табл. 1 видно, что согласно критерию минимума удельных приведенных затрат развитие атомной энергетики в Беларуси выгоднее модернизации действующих ТЭС на базе парогазовой технологии при увеличении стоимости природного газа до 220 дол./т у. т. при условии, что цена ядерного топлива не превысит 80 дол./т у. т. Обновление физически изношенного оборудования ТЭС целесообразнее, с экономической точки зрения, модернизации генерирующих мощностей на базе ПГУ при условии, что цена природного не увеличится до 280 дол./т у. т. Однако согласно прогнозам стоимость контрактных цен на газ для Беларуси в среднесрочном периоде будет увеличиваться, поэтому вариант модернизации ТЭС за счет простого обновления оборудования не может считаться эффективным.

При оценке экономической эффективности АЭС обычно подставляют низкие значения стоимости ядерного топлива, на уровне 16 дол./т у. т. Однако такая цена сохраняется только для потребителей, имеющих долгосрочные контракты на поставку урана. На спотовом рынке ситуация с ценой ядерного топлива меняется, что объясняется ежегодным сокращением складских запасов урана (преимущественно российских, а также США и Западной Европы), которые ранее пополнялись из демонтированных ядерных боеголовок. Согласно прогнозам, к 2023 г. складские запасы урана будут полностью исчерпаны, а основным источником обеспечения атомных станций топливом станет непосредственно добыча урана из недр, что обусловит удорожание ядерного топлива [8]. Если еще совсем недавно стоимость 1 кг природного урана составляла 40–50 дол. США, то сегодня его цена поднялась выше 200 дол./кг. Поэтому, оценивая экономическую эффективность АЭС по сравнению с ТЭС, следует принимать во внимание реальную цену ядерного топлива на период ввода АЭС в эксплуатацию.

Кроме того, при оценке эффективности АЭС нельзя не учитывать затраты, связанные с захоронением отходов использованных ядерных энергоносителей и выводом атомных энергоблоков из эксплуатации после выработки их ресурса. Проблема долгосрочного обращения с обработанным ядерным топливом и его захо-

ронения актуальна до тех пор, пока на практике не будет реализован замкнутый цикл использования атомных энергоресурсов. Затраты на демонтаж ядерного оборудования оцениваются в 260–350 дол. США на 1 кВт установленной мощности АЭС [10]. Данную проблему, с которой сталкиваются государства, использующие атомные энерготехнологии, вынуждена в перспективе решать и Беларусь при реализации решения о строительстве АЭС. Мало того, ввод АЭС приведет к снижению маневренных возможностей генерирующих источников в производственной структуре белорусской электроэнергетики, что может вызвать технологически недопустимые режимы работы Белорусской энергосистемы, поскольку атомная станция предназначена для работы в базовом режиме.

Таким образом, в среднесрочном периоде основным направлением технологического развития белорусской электроэнергетики следует считать модернизацию действующих ТЭС на базе парогазовой технологии, реализация которой будет способствовать повышению экономичности энергопроизводства в Белорусской энергосистеме, топливосбережению в масштабах всей отрасли и обеспечению национальной энергобезопасности. В том случае, если будет наблюдаться дефицит электрической мощности, целесообразно рассмотреть варианты сооружения гидроаккумулирующих электростанций. Экономическая целесообразность размещения в Беларуси таких энергоисточников подчеркивается в [11].

ВЫВОД

Разработка долгосрочной стратегии перспективного развития генерирующих мощностей имеет важнейшее значение для белорусской электроэнергетики. Ключевым вопросом при разработке данной стратегии является определение оптимального соотношения между масштабами развития парогазовой и атомной технологиями производства электроэнергии. На среднесрочную перспективу (до 2020 г.) представляется экономически более предпочтительным развитие парогазовой технологии производства энергии в сочетании с вводом локальных источников энергии на базе местных энергоресурсов и возобновляемых источников энергии. На более отдаленную

перспективу (за пределами 2020 г.) потребуются ввод атомного энергоисточника, чему будет способствовать как существенное удорожание углеводородного топлива, так и развитие атомных энерготехнологий нового поколения, обеспечивающих более высокую эффективность и безопасность производства энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Об утверждении** Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года: Указ Президента Респ. Беларусь, 15 нояб. 2007 г., № 575 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2007. – № 276. – 1/9095.
2. **Яковлев, Б. В.** Современные энерготехнологии на ТЭС / Б. В. Яковлев, А. С. Гринчук // Энергия и Менеджмент. – 2006. – № 2. – С. 4–10.
3. **Яковлев, Б. В.** Эффективность современных энергоустановок ТЭС / Б. В. Яковлев, А. С. Гринчук // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 1. – С. 41–51.
4. **Об утверждении** Целевой программы обеспечения в Республике Беларусь 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, 30 декабря 2007 г., № 1680 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2005. – № 4. – 5/15414.
5. **Балабанович, В. К.** Техничко-экономическая эффективность и перспективы применения турбин ТРБ для использования потенциала пара, теряемого с дросселированием / В. К. Балабанович // Энергоэффективность. – 2004. – № 7. – С. 16–17.
6. **Технические** и экономические критерии выбора мощности мини-ТЭЦ на промышленных предприятиях / Г. Я. Вагин [и др.] // Промышленная энергетика. – 2006. – № 4. – С. 38–43.
7. **Яковлев, Б. В.** Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б. В. Яковлев. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 448 с.
8. **Падалко, Л. П.** К вопросу развития белорусской электроэнергетики на базе атомных энерготехнологий в условиях роста цен на топливно-энергетические ресурсы / Л. П. Падалко, А. М. Заборовский // Экономический бюллетень НИЭИ Министерства экономики Республики Беларусь. – 2007. – № 4. – С. 4–18.
9. **Падалко, Л. П.** Формирование и развитие распределенной генерации энергии / Л. П. Падалко, Е. А. Милаш, Ми Цзянь Фэн // Энергетика и ТЭК. – № 4. – 2004. – С. 5–10.
10. **Бабанин, И. В.** Сокращение потребления природного газа и перспективы электроэнергетики: «атомный» и «парогазовый» сценарии / И. В. Бабанин, В. А. Чупров // Вести в электроэнергетике. – 2006. – № 5. – С. 28–31.
11. **Станкевич, А.** Гидроэнергетика ждет инвесторов / А. Станкевич // Энергетика и ТЭК. – 2007. – № 2. – С. 48–49.

Поступила 12.12.2007