

УДК 691.004.18

## ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРВИЧНОГО ТОПЛИВА В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Акад. НАН Беларуси, докт. техн. наук, проф. ХРУСТАЛЕВ Б. М.,  
доктора техн. наук, профессора РОМАНИЮК В. Н., КОВАЛЕВ Я. Н.,  
канд. техн. наук, доц. АКЕЛЬЕВ В. Д., асп. КОЛОМЫЦКАЯ Н. А.

*Белорусский национальный технический университет*

Повышение эффективности использования первичных энергоресурсов в технических системах является проблемой мирового значения. Дальнейшее развитие энергоснабжения традиционным экстенсивным путем, в основе которого лежит наращивание добычи первичных энергоресурсов, наталкивается на ограничения экономического, экологического, технического характера. Альтернативой экстенсивному пути развития энергообеспечения является энергосбережение, получившее статус ключевой энергетической проблемы современности. С энергетикой сегодня связывают безопасность и суверенитет любой страны, в том числе и нашего государства, в котором впервые в мировой практике на высшем уровне Указом Президента Республики Беларусь утверждены концепция энергетической безопасности и механизм ее реализации [1]. Работу по решению задач, вытекающих из названного документа, возглавляет и направляет Департамент по энергоэффективности Республики Беларусь. В настоящее время им разрабатывается проект новой редакции Закона об энергосбережении, что связано с необходимостью увеличения темпов изменения энергоемкости ВВП. Документом будет предписываться введение должности специалиста по энергетическому менеджменту на предприятиях, годовое потребление энергоресурсов которых – не менее 15 тыс. т у. т. Стратегической интегральной задачей этих энергетических управляющих является снижение энергоемкости ВВП Республики Беларусь в 2–2,5 раза. Это означает выход работ по энергосбережению в республике на новый этап, определяемый системными затратными мероприятиями и проектами.

Первый этап энергосбережения, связанный в основном с работами по подавлению рассеяния энергии, исчерпан. Его мероприятия характеризуются относительно небольшими инвестициями, подавлением рассеяния энергии, определяемой из анализа ее баланса, базирующегося на положениях первого закона термодинамики. При всех достигнутых за прошедший период значительных изменениях энергетическая и экономическая ситуация в стране требует другой динамики.

Энергоемкость ВВП Беларуси значительно превышает требуемый уровень, и в ближайшее десятилетие ее необходимо снизить с 0,61 до 0,24 кг у. т. на 1 дол. ВВП по паритету покупательной способности [2]. Это и является основной целью предстоящего этапа работ по энергосбережению в республике, достижение которой требует решения задач по подавлению потерь эксергии. Данные решения связаны с большими инвестициями, требующимися для реализации проектов, и находятся часто вне установок, использующих топливо. Соответствующие решения лежат в зонах сопряжения предприятий и отраслей, требуют системного подхода, объединения усилий министерств по реализации совместных проектов предприятиями различного подчинения. Усиление соответствующей мотивации требует гибкой тарифной политики и совершенствования нормативно-правовой базы.

В условиях Республики Беларусь решать задачу снижения энергоемкости ВВП следует с учетом специфики ее энергетического комплекса. Наиболее эффективная реализация этой двойной задачи лежит в объединенном решении, базирующемся на системном подходе, учитывающем наличие в Республике Беларусь особых условий энергообеспечения промышленности. К особым условиям Беларуси, прежде всего, следует отнести доминирование природного газа в структуре приходной части энергобаланса, где его удельный вес близок к 60 %. Это обстоятельство можно расценить, с одной стороны, как слабую часть энергетического комплекса страны, с другой – как сильную. Слабость положения известна и связана с зависимостью хозяйственного комплекса республики от конъюнктуры на рынке ПГ. В этой связи требуется решение стратегической задачи по снижению в энергобалансе страны удельного веса природного газа путем увеличения доли местных видов топлива (МВТ) до 25 %.

Ситуация сильна потому, что в республике имеется развитая инфраструктура газоснабжения, которой не располагают большинство других стран. Отмеченное обстоятельство обуславливает существование объективных причин отличия подходов в решении указанной стратегической задачи снижения энергоемкости ВВП. В Беларуси наиболее рационально обеспечивается решение последней задачи с одновременным снижением веса ПГ в энергобалансе страны, прежде всего, за счет повышения эффективности использования газообразного топлива без преобладающего наращивания абсолютного потребления МВТ. Такой путь наименее затратный в отношении инвестиций, более эффективен экологически и энергетически. Учитывая технологические особенности большинства крупных предприятий и изложенное обстоятельство, в промышленном производстве следует ориентироваться на дальнейшее использование ПГ, которое будет соответствовать современным представлениям об энергообеспечении теплотехнологий, характеризуемых повышением эффективности использования ПГ по отношению к существующему уровню до 40 % в низко- и среднетемпературных тепловых процессах [3].

Признано, что известных запасов природного газа в мире хватает на 200 лет при сохранении существующих темпов роста энергопотребления [4–6]. В Беларуси расходуется до 0,5 % мировой добычи ПГ [3]. Поэтому изменение потребления этого первичного энергоресурса в республике никак не повлияет на экологическую и энергетическую ситуацию в мире. В

будущем появятся иные энергоресурсы и технологии энергообеспечения, требующие меньших инвестиций. В настоящий же момент в условиях Беларуси наименее затратно совершенствовать энергообеспечение и снижать энергоемкость ВВП на базе природного газа.

В свете изложенного в статье рассматривается предложение по реализации проекта объединенными усилиями Минэнерго и соответствующих структур, в ведении которых находятся асфальтобетонные заводы (АБЗ) – предприятия, производящие асфальтобетонную смесь (АБС). Количество АБЗ в стране достигает трехсот, что обусловлено спецификой технологии доставки их продукции к местам назначения по всей республике. Сама продукция представляет широко востребованный дорожно-строительный материал, потребность в котором стабильна и доходит до 10 млн т в год, т. е. производство имеет массовый характер. И АБЗ, и предприятиям Минэнерго в полной мере соответствуют цели по изменению ситуации с энергопотреблением.

Задача снижения удельного расхода топлива (УРТ) традиционно имеет перманентный характер как при генерации электроэнергии, так и в производстве АБС. Например, на АБЗ страны УРТ при производстве АБС в 1,5–2,5 раза превышает теоретически обоснованную величину. Энергетическая составляющая себестоимости – более 34 %, что выше средней по стране величины для промышленной продукции. В условиях, когда в обозримом будущем энергоресурсы будут только дорожать, ситуацию следует изменить коренным образом.

Одним из путей снижения УРТ на предприятиях дорожной отрасли и Минэнерго является совместное решение ими соответствующих задач. Для энергосистемы актуальная проблема – обеспечение графика электрических нагрузок [7–18]. Экономическая оценка традиционных методов регулирования генерации энергосистемы и их эффективности выполнена в [16]. Вывод, общий для всех рассмотренных методов, неутешителен, поскольку их реализация связана с большими инвестициями и значительным увеличением УРТ. Годовой перерасход топлива в объединенной энергосистеме (ОЭС) Беларуси превышает 150 тыс. т у. т. [8, 9, 18]. В складывающихся условиях на рынках первичных энергоресурсов требуется безусловное снижение УРТ в продукции ОЭС. Для обеспечения последнего необходимо привлечение в том числе нетрадиционных путей решения задачи регулирования генерации [11, 12]. В данном контексте в статье рассматривается энергетическая и экономическая эффективность регулирования генерации электроэнергии с привлечением распределенных технологических когенерационных источников, устанавливаемых на АБЗ, где это приводит к двукратному снижению УРТ на выпуск асфальтобетонной смеси.

Повторяемость и стабильность графиков нагрузок энергосистемы показаны в [7–11, 15, 18]. В этой связи оказывается полезным совпадение упомянутых характеристик с графиками работы АБЗ, имеющих ту же временную специфику, что и нагрузки энергосистемы. Режимы работы АБЗ обусловлены технологией укладки асфальтобетона и таковы, что выпуск АБС имеет место в светлое время суток, практически с 7–00 до 23–00. Эти часы соответствуют полупиковым и пиковым нагрузкам ОЭС страны. Поэтому в часы провалов электропотребления когенерационные комплексы, установ-

ленные на АБЗ, объективно не востребованы и отключаются. Напротив, в часы пиковых и полупиковых нагрузок ОЭС когенерационные комплексы востребованы и работают с номинальной мощностью в режиме, характеризующемся УРТ 150–170 г/(кВт·ч).

Оптимальная мощность когенерационных комплексов в связи с производительностью АБЗ определена в [3]. Компоновка АБЗ, где технологическое оборудование располагается на открытой площадке, позволяет достаточно свободно разместить контейнеры с оборудованием когенерационных комплексов вблизи сушильно-нагревательного барабана (СНБ). Интеграция в структуру АБЗ газовых тепловых двигателей внутреннего сгорания (ДВС) проста технически (рис. 1).

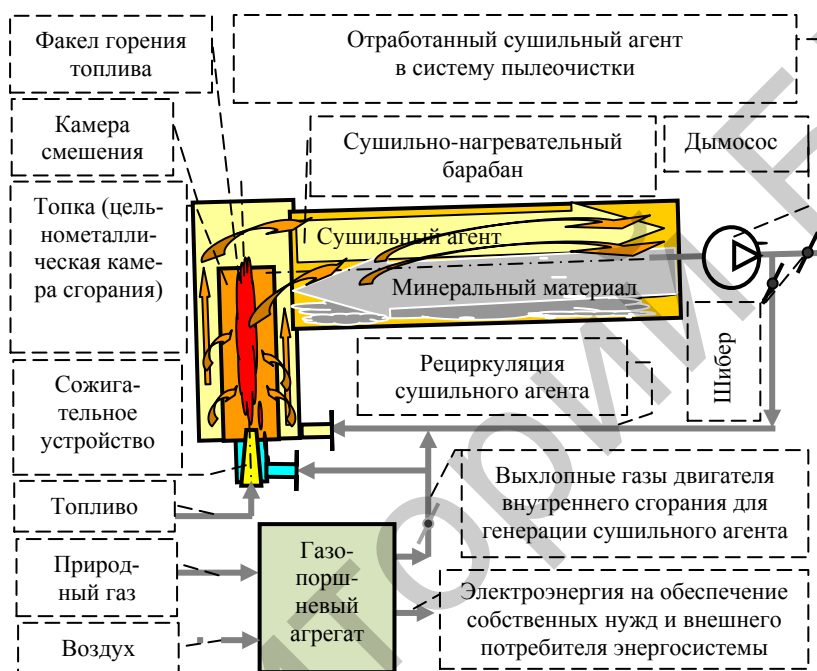


Рис. 1. Схема комплекса для комбинированной выработки энергопотенциала на базе теплотехнологии горячей асфальтобетонной смеси, образованная в результате сопряжения ДВС и СНБ

С типовыми АБЗ на каждые 25 т/ч производительности АБЗ целесообразно сопрягать когенерационные комплексы мощностью 2,0–2,5 МВт. Указанная единичная мощность позволяет использовать когенерационные комплексы в контейнерном исполнении, что обеспечивает мобильность установки. Последнее оказывается важным для экономической целесообразности продвижения по рассматриваемому пути. Другим обстоятельством, требующим особого внимания, является то, что ввиду высокой энергетической эффективности решения (расчеты показывают, что достигается двукратное снижение расхода первичного топлива на выпуск АБС (рис. 2)) не обеспечиваются экономические ограничения, поскольку число часов работы когенерационного генерирующего оборудования на АБЗ оказывается

недостаточным, например, для обеспечения требуемых сроков возврата инвестиций.

Важно определиться с выбором наиболее загруженных АБЗ, имеющих соответствующую инфраструктуру: наличие газопровода, удаленность от электроподстанций и пр. Загрузка АБЗ Беларуси за последние 7 лет, их производительность, составляющая 50–100 т/ч АБС, наличие соответствующей газовой и электрической инфраструктуры в районах расположения АБЗ позволили оценить суммарную электрическую мощность рассматриваемых когенерационных комплексов величиной не менее 1 ГВт, что составляет более 60 % максимального диапазона колебания нагрузки ОЭС страны в межотопительный период [18].

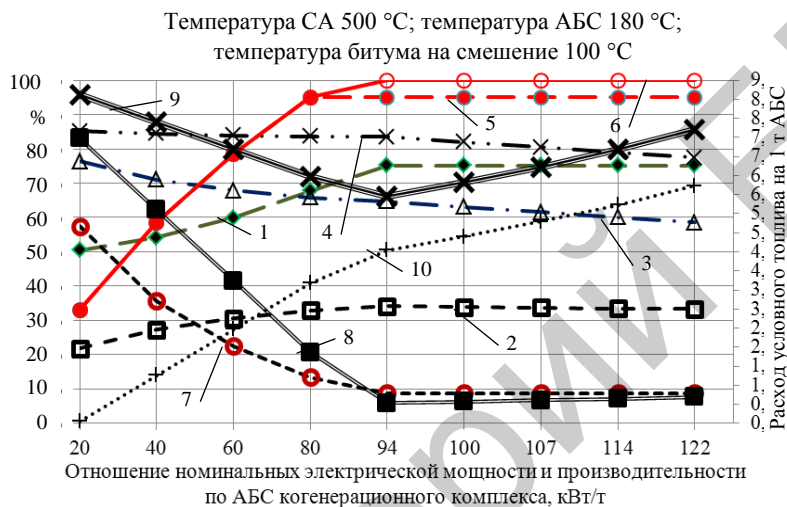


Рис. 2. Влияние электрической мощности когенерационного комплекса на базе тепловых нагрузок подготовительного производства на его относительные энергетические характеристики: 1 – степень термодинамического совершенства генерации СА; 2 – термодинамический КПД когенерационного комплекса; 3 – энергетический КПД когенерационного комплекса в варианте без использования энергии воды систем охлаждения ДВС; 4 – энергетический КПД когенерационного комплекса (коэффициент использования топлива); 5 – коэффициент теплофикации при сохранении производительности АБЗ; 6 – коэффициент теплофикации при возможности снижения производительности АБЗ; 7 – процент топлива прямого сжигания в топке СНБ в общем расходе ПГ на когенерационный комплекс; 8 – удельный расход топлива на 1 т АБС при расходе топлива на генерацию электроэнергии 318 г/(кВт·ч); 9 – то же 260 г/(кВт·ч); 10 – тепловая энергия сетевой воды в кг у. т. на 1 т АБС

Вытеснение из генерации соответствующей мощности паротурбинных КЭС, с помощью которых в перспективе прогнозируется регулирование [16, 17], обеспечивает расчетную системную годовую экономию топлива на уровне 1 млн т у. т., что возможно при достижении 6 тыс. ч годового использования рассматриваемых распределенных когенерационных мощностей. В то же время специфика технологии укладки асфальтобетона такова, что АБЗ не могут работать в течение всего года. В этой связи и рассматривается контейнерное исполнение генерирующего оборудования когенерационных модулей единичной мощностью до 2 МВт. Такие контейнеры позволяют перемещать когенерационные комплексы с помощью автомо-

бильных полуприцепов с АБЗ, где они работают в межотопительный период, на площадки котельных Минэнерго и Минкоммунхоза. Там и обеспечивается дальнейшая генерация в пиковый и полупиковый периоды суточного графика потребления электроэнергии в отопительный период.

Общее число котельных упомянутых ведомств соответствует числу АБЗ, потенциально пригодных для перехода на когенерационное энергообеспечение. На ряде котельных уже установлено оборудование для комбинированной генерации энергопотоков, и они переведены в разряд малых ТЭЦ. Мощность соответствующих ТЭЦ ограничена нагрузкой межотопительного периода и характеризуется годовым коэффициентом теплофикации 0,3–0,4. Очевидно, что в отопительный период возможно как минимум удвоение когенерационных мощностей теплогенерирующих источников. Поэтому препятствий для использования дополнительных пиковых мощностей в отопительный период нет. Такая работа энергогенерирующего оборудования когенерационных комплексов (в летний период на АБЗ, в отопительный – на котельных) позволяет обеспечить требуемое число часов работы в году (6 тыс. ч), которое и является необходимым условием достижения экономической целесообразности использования их основного оборудования [19].

Вместе с тем очевидно, что для АБЗ переход к комбинированному энергообеспечению технологического процесса возможен лишь совместно с соответствующими структурами энергосистемы, поскольку затраты на ее реализацию оказываются не менее стоимости непосредственно АБЗ, с которым интегрируется соответствующая когенерационная установка. Кроме того, эксплуатация комплекса требует соответствующего персонала, которым не располагают предприятия дорожной отрасли. В этом контексте необходим переход к сотрудничеству в решении проблем предприятий обоих ведомств на основе совместной заинтересованности. Юридическое оформление взаимовыгодного сотрудничества требует соответствующей проработки.

В техническом плане взаимодействие названных структур может быть следующим. Минэнерго обеспечивает строительство и эксплуатацию когенерационных комплексов. Департамент «Белавтодор» участвует своей инфраструктурой: производственная территория, технологическое оборудование, основной производственный процесс по выпуску АБС и пр. Далее алгоритм сотрудничества может быть таким: АБЗ обеспечивают тепловую нагрузку в неотопительный период и получают электро- и тепловую энергию, требуемую для производства по себестоимости ее генерации самым дешевым комбинированным способом, которая гарантирует снижение энергетической составляющей себестоимости АБС до двукратного. В свою очередь, Минэнерго получает в распоряжение до 90 % генерируемой электроэнергии, которая оказывается невостребованной на АБЗ, поскольку превышает их потребности. Необходимая численность дополнительного персонала для обслуживания указанной системы генерирующего оборудования мощностью 1 ГВт – до 3 тыс. чел., что лучше существующих показателей централизованных генерирующих мощностей.

Важно отметить, что по окончании срока возврата капитальных затрат, который оценивается в 4 года, для Минэнерго высвобождаются большие инве-

стиционные средства, требуемые для создания указанных генерирующих мощностей. Такого высвобождения средств нет в большинстве альтернативных вариантов решения проблемы пиковых нагрузок энергосистемы, в которых по ряду причин, связанных с ускоренным износом, по истечении срока окупаемости газотурбинного оборудования при работе в пиковом режиме необходима его замена. Поэтому возвращенные средства оказываются связанными постоянно [20, 21].

Следует отметить, что кроме расчетного снижения годовой потребности республики в условном топливе (до  $\approx 1$  млн т) при оговоренной суммарной электрической мощности когенерационных комплексов 1 ГВт предлагаемая совместная деятельность заинтересованных сторон может обеспечить им значительную финансовую выгоду. Для Минэнерго она должна значительно превысить стоимость соответствующего количества природного газа за счет экономии и высвобождения для использования инвестиций в объеме до 1,5 млрд дол., и это существенно. Анализ экономической эффективности проекта показал наличие его доходности при величине ставки дисконтирования до 40 % (рис. 3).

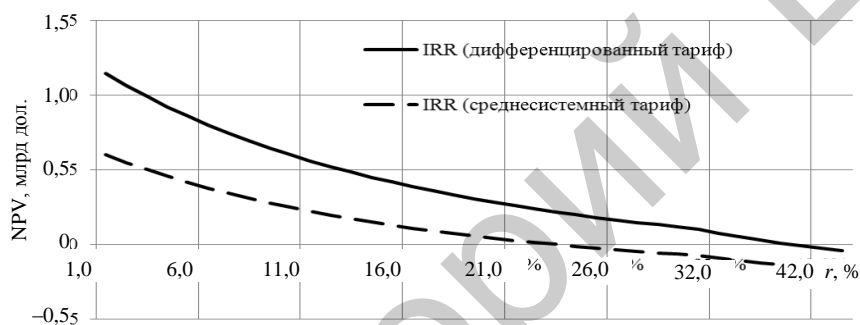


Рис. 3. Зависимость значения чистого приведенного дохода от ставки дисконтирования  $r$

### ВЫВОДЫ

1. Для Республики Беларусь чрезвычайно актуально снижение энергетической составляющей себестоимости продукции и, как следствие, энергоёмкости ВВП.
2. Необходим переход на современные рациональные технологии предприятий энергообеспечения, а энергосистеме требуются более маневренные и экономичные генерирующие мощности и расширение сбыта своей продукции.
3. Необходимо соединение интересов промышленных предприятий и энергосистемы, в том числе и в совместной деятельности, направленной на использование потенциала теплотехнологий в генерации дешевой электроэнергии на когенерационных энерготехнологических комплексах. Для успешной реализации выявленного энергосберегающего потенциала предлагается рассмотреть целесообразность реализации следующего инвестиционного проекта, заказчиком которого могут выступить Минэнерго и предприятия дорожной отрасли, например Департамента «Белавтодор», при научном и проектном обеспечении специалистов Белорусского национального технического университета и РУП «БЕЛТЭИ».

#### Цель инвестиционного проекта

1. Системное снижение потребления топлива в энергетике (Минэнерго) и при производстве асфальтобетонной смеси (Департамент «Белавтодор», Министерство коммунального хозяйства и пр.) до 1 млн т у. т. в год.

2. Высвобождение в Минэнерго инвестиций до 1,5 млрд дол. в течение 20 лет после периода окупаемости проекта, составляющего не более 4 лет с момента реализации.

3. Снижение себестоимости электро- и тепловой энергии систем отопления, асфальтобетонной смеси.

#### **Задачи инвестиционного проекта**

1. Снижение остроты проблемы регулирования генерации электроэнергии в энергосистеме в соответствии с графиком нагрузки, которая весьма актуальна в настоящее время и может обостриться с пуском АЭС. Предлагаемые регулирующие установки характеризуются удельным расходом топлива 170 г/(кВт·ч) против 340 г/(кВт·ч), что имеет место при регулировании с помощью паротурбинных конденсационных электростанций, используемых в настоящее время и планируемых к использованию в перспективе.

2. Совершенствование энергообеспечения теплотехнологии производства асфальтобетонной смеси, обеспечивающее снижение удельного расхода топлива до теоретически требуемой величины 200–250 кг на 1 т асфальтобетонной смеси, что соответствует лучшим западным аналогам.

#### **Предложения по реализации инвестиционного проекта**

1. В рамках ГПО «Белэнерго» Министерства энергетики Беларуси создается управление, которое строит и эксплуатирует когенерационные установки, находящиеся в оперативном подчинении объединенного диспетчерского управления (ОДУ) ГПО «Белэнерго». Распределенные электрические мощности располагаются в летнее время на асфальтобетонных заводах Департамента «Белавтодор» и прочих, в зимнее – на котельных «Белэнерго» и др. Общее число асфальтобетонных заводов, вовлекаемых в проект, составляет порядка 200, только в системе «Белэнерго» – примерно 60. Общая электрическая мощность установок – до 1 ГВт.

2. Разрабатывается нормативно-правовая база о разделе совместно произведенной продукции.

3. Привлекаются инвесторы (высокая экономическая эффективность проекта создает предпосылки для конкурса инвесторов). Требуемый объем инвестиций для реализации предлагаемого инвестиционного проекта по укрупненным показателям оценивается примерно в 1,5 млрд дол.

4. Время, требуемое для реализации инвестиционного проекта: 2–3 года на апробацию и накопление опыта на пилотном объекте с объемом инвестиций до 8 млн дол., после чего в течение двух лет реализуется проект в полном объеме.

5. Строительство, монтаж, пусконаладка – заинтересованные соответствующие организации Республики Беларусь.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

1. Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства: Директива Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г. № 3 // Нац. реестр правовых актов Республики Беларусь. – 15.06.2007. – № 118668.



2. М и х а л е в и ч, А. А. Энергетическая безопасность Республики Беларусь: компоненты, вызовы, угрозы [Электронный ресурс]. – 2010. – Режим доступа: [http://nmnby.eu/pub/0911/energy\\_security.pdf](http://nmnby.eu/pub/0911/energy_security.pdf). – Дата доступа: 26.03.2010.
3. Р о м а н ю к, В. Н. Интенсивное энергосбережение в теплотехнологических системах промышленного производства строительных материалов: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.04 / В. Н. Романюк. – Минск, 2010. – 365 с.
4. Г л а в а ВР попросил инвестиций в энергетику на 30 триллионов долларов [Электронный ресурс] / TUT.BY|НОВОСТИ. – 2009. – Режим доступа: <http://news.tut.by/150361.html>. – Дата доступа: 20.10.2009.
5. Г р и ц е н к о, А. И. Сценарии развития газодобычи в России. Нетрадиционные источники энергии / А. И. Гриценко // Энергетика России: проблемы и перспективы: тр. науч. сессии РАН: общ. собрание РАН 19–21 декабря 2005 г. / под ред. В. Е. Фортова, Ю. Г. Леонова; РАН. – М.: Наука, 2006. – С. 260–266.
6. К о р о т а е в, Ю. П. Природный газ – доминанта современной и будущей энергетики России и мира / Ю. П. Коротаев. – М.: Нефть и газ, 1996. – 83 с.
7. Г у р т о в ц е в, А. Л. Выравнивание графиков электрической нагрузки энергосистемы / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 7/8. – С. 13–20.
8. Г у р т о в ц е в, А. Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Новости электротехники. – 2008. – № 5 (53). – С. 108–114.
9. Г у р т о в ц е в, А. Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Новости электротехники. – 2008. – № 6 (54). – С. 48–50.
10. З а б е л л о, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е. П. Забелло, А. И. Сульжиц, А. М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. – 2009. – № 4. – С. 22–26.
11. З а б е л л о, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е. П. Забелло, А. И. Сульжиц, А. М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. – 2009. – № 5. – С. 16–18.
12. К о р о т к е в и ч, А. Баланс мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок / А. Короткевич, О. Фоменко // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 4. – С. 12–15.
13. П о с п е л о в а, Т. Г. Стратегический потенциал ресурсо- и энергосбережения. Выравнивание национального графика нагрузки / Т. Г. Поспелова, Г. В. Кузьмич // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 7/8. – С. 21–25.
14. С е д н и н, В. А. Возможность использования энергетических комплексов промышленных предприятий для покрытия пиковых электрических нагрузок / В. А. Седнин, А. В. Седнин, М. Л. Богданович // Энергия и Менеджмент. – 2009. – № 1. – С. 6–10.
15. К в о п р о с у обеспечения графиков электрической нагрузки энергосистемы с привлечением потенциала энерготехнологических источников промышленных предприятий / Б. М. Хрусталева [и др.] // Энергия и Менеджмент. – 2010. – № 1. – С. 4–11.
16. М о л о ч к о, Ф. И. Способы регулирования нагрузки Белорусской энергосистемы после ввода АЭС / Ф. И. Молочко, А. Ф. Молочко // Энергетика и ТЭК. – 2011. – № 6. – С. 18–26.
17. Т р у т а е в, В. И. Прирост себестоимости производства электроэнергии как экономический критерий обоснования очередности разгрузки энергоустановок в ночные часы / В. И. Трутаев, В. М. Сыропушинский // Энергетическая стратегия. – 2010. – Ноябрь/декабрь. – С. 19–24.
18. Э ф ф е к т и в н о е обеспечение графика нагрузок энергосистемы / В. Н. Романюк [и др.] // Энергия и Менеджмент. – 2012. – № 1. – С. 11–18.
19. К о л о м ы ц к а я, Н. А. Техничко-экономическая эффективность использования теплотехнологической нагрузки асфальтобетонных производств для обеспечения пиковых нагрузок энергосистемы комбинированной генерацией энергии: дис. ... магистра экон. наук: 1-27.01.01-10 / Н. А. Коломыцкая. – Минск, 2010. – 115 с.
20. Ш м и д е л ь, Г е р д-У в е. Сервисная поддержка промышленных газовых турбин / Герт-Уве Шмидель, А. В. Гушин, В. Е. Торжков // Турбины и дизели. – 2007. – Ноябрь/декабрь. – С. 38–42.
21. Г а з о в а я турбина SGTx-3000E. Техническое обслуживание, технический осмотр, основной технический осмотр. Эквивалентные часы эксплуатации. Siemens AG / Power Generation. – Раздел 1.2.4. – С. 1–6.