

УДК 338.45:621.311:621.14(476)

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЭС¹
(Часть первая)

Докт. техн. наук, проф. КУЛАКОВ Г. Т.¹⁾, КРАВЧЕНКО В. В.²⁾, канд. техн. наук МАКОСКО Ю. В.¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет,

²⁾Институт экономики НАН Беларуси

Автоматизация технологических процессов тепловых электрических станций (ТЭС) всегда требовала больших затрат. Особую актуальность вопросы экономики автоматизации ТЭС приобрели в связи с использованием дорогостоящих информационных и управляющих вычислительных машин, требующих для своего обслуживания квалифицированного персонала.

В условиях плановой экономики расчеты и обоснование экономической эффективности систем автоматизации ТЭС проводили на основе «Типовой методики определения экономической эффективности капитальных вложений» с определением народнохозяйственного эффекта, где в качестве основного показателя сравнительной эффективности выступали приведенные затраты [1–3]. Методы расчета экономической эффективности оптимизации процесса регулирования температуры перегретого пара котельного агрегата изложены в [4–6]. В [7] приведен расчет экономической эффективности

от внедрения системы автоматического управления мощностью энергоблока № 1 Лукомльской ГРЭС. Результаты и затраты рассчитывали с учетом фактора времени. Вместе с тем методика плановой экономики имела ряд существенных недостатков: она не совсем полностью учитывала интересы инвестора, наличие риска и неопределенности информации.

В связи с вышеизложенным актуальным становится использование методов оценки экономической эффективности инвестиций, основанных на современной международной и отечественной практике и учитывающих основные принципы оценки эффективности инновационных разработок [8–10]:

- сопоставление полезных результатов проекта в стоимостной форме (доходов, прибыли) с альтернативными возможностями вложения инвестиций;
- моделирование потоков продукции, ресурсов и денежных средств, привязанных к конкретным временным периодам;

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке Белорусского республиканского фонда фундаментальных исследований.

- соизмеримость результатов путем дисконтирования будущих поступлений равноновременных денежных средств с выбором ставки дисконтирования исходя из конкретных альтернатив вложения капитала;

- определение интегральных результатов и затрат с учетом положительных и отрицательных потоков денежных средств за расчетный период на базе основных составляющих технического, социального и экологического эффектов в стоимостном выражении;

- учет неопределенности и рисков, связанных с осуществлением проекта.

В зависимости от решаемой задачи проекты можно оценивать с позиции пользы для страны (национальная оценка), интересов предприятия (коммерческая оценка), отдельных участников проекта, авторов патентов, ноу-хау и т. д.

Вместе с тем в республике до сих пор отсутствует современная методика расчета экономической эффективности внедрения новых способов и устройств систем автоматического регулирования (САР) технологических процессов ТЭС, существенно влияющих на экономичность, надежность, долговечность, безопасность работы оборудования и уменьшение выбросов вредных веществ в окружающую среду, адекватная переходу к рыночным условиям хозяйствования.

В [11] показана возможность значительного улучшения качества регулирования температуры перегретого пара за котлом как за счет использования новых способов оптимизации типовой системы автоматического регулирования, так и посредством применения новых схемных решений. Реализация указанных технических решений должна осуществляться посредством внедрения новых (модернизированных) систем автоматического регулирования.

Экономическая эффективность внедрения нового уровня автоматизации теплоэнергетического оборудования на основе инновационных разработок (новые способы и устройства оптимального управления технологическими процессами ТЭС) должна базироваться на сравнении с исходным уровнем автоматизации до внедрения предлагаемых способов и устройств оптимального управления технологическими процессами. Таким образом, целесообразно ставить вопрос об определении экономического эффекта от внедрения новых (модернизированных) САР, которые реализуют с использованием патентов, ноу-хау и иных возможных

инновационных разработок. На практике в большинстве случаев требуется оценка экономической эффективности проекта с позиции предприятия.

Системный анализ реальных возможностей обеспечения экономического эффекта на ТЭС от внедрения нового уровня автоматизации на основе инновационных проектов показывает, что основными резервами могут быть:

- повышение экономичности работы энергетического оборудования, в первую очередь за счет снижения удельного расхода топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии и (или) на 1 Гкал тепловой энергии, т. е. за счет снижения себестоимости выпускаемой продукции;

- увеличение долговечности (срока службы) энергетического оборудования и технических средств автоматизации;

- повышение надежности работы энергетического оборудования и самих технических средств автоматизации;

- уменьшение выбросов вредных веществ в окружающую среду.

К основным показателям эффективности инвестиционных проектов относят [8]: чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) (интегральный эффект); индекс доходности (ИД, PI) (рентабельности) инвестиций (коэффициент эффективности проекта); внутреннюю норму доходности (ВНД, IRR); срок окупаемости капиталовложений – динамический (T_d) и статический ($T_{ст}$).

Для комплексного анализа эффективности инвестиций требуется расчет взаимосвязанных показателей: годовая экономия энергоресурсов в натуральном исчислении; исходные стоимостные показатели, критерии экономической эффективности технических решений. К исходным стоимостным показателям относят инвестиционные затраты, годовой потенциал энергосбережения при реализации проекта, экономию текущих издержек (прирост прибыли) и доход от инвестиций.

Для энергосберегающих проектов в качестве инвестиций выступают капиталовложения в приобретение, модернизацию и реконструкцию основных средств

$$K = K_{об} + K_{соп}, \quad (1)$$

где $K_{об}$ – капиталовложения в оборудование, включая затраты на его приобретение и монтаж; $K_{соп}$ – сопутствующие капиталовложения, включающие предпроизводственные расходы

на прединвестиционные исследования, проектирование и разработку технико-экономического обоснования (ТЭО), нематериальные активы (приобретение лицензий, ноу-хау, патентов и т. д.), пр.

При этом сметная стоимость строительно-монтажных работ (СМР) включает

$$C_{\text{смр}} = \text{ПЗ} + \text{НР} + \text{ПН}, \quad (2)$$

где ПЗ – прямые затраты, куда входят основная заработная плата персонала Z_o , расходы на материалы М и расходы \mathcal{E}_m на эксплуатацию машин и механизмов ($\text{ПЗ} = Z_o + M + \mathcal{E}_m$); НР – накладные расходы строительно-монтажной организации; ПН – плановые накопления или нормативная сметная прибыль строительно-монтажной организации.

Накладные расходы и плановые накопления для разных видов СМР рассчитывают по формулам [8]:

$$\text{НР} = 0,01\alpha_1(Z_o + \mathcal{E}_m); \quad (3)$$

$$\text{ПН} = 0,01\alpha_2(Z_o + \mathcal{E}_m), \quad (4)$$

где α_1, α_2 – соответственно норматив накладных расходов и плановых накоплений, %.

Годовой экономический эффект \mathcal{E}_r от модернизации САР технологических процессов на ТЭС в общем виде определяется суммарной экономией всех видов составляющих технического, социального и экологического эффектов от внедрения проекта в стоимостном исчислении [2, 7], включая экономию ресурсов за счет уменьшения выбросов вредных веществ в окружающую среду [12]:

$$\mathcal{E}_r = \Delta Z_{\eta} + \Delta Z_{\text{сн}} + \Delta Z_{\text{вм}} + \Delta Z_{\text{нед}} + \Delta Z_{\text{нто}}^o + \Delta Z_{\text{нто}}^c + \Delta Z_{\text{на}}^o + \Delta Z_{\text{на}}^c + \Delta Z_{\text{тр}} + \Delta Z_a^A + \Delta Z_a^{\text{то}} + \Delta K_{\text{сл}} + \Delta Y, \quad (5)$$

где ΔZ_{η} – стоимость сэкономленного топлива за счет изменения эксплуатационного КПД (котла, турбинной установки или энергоблока); $\Delta Z_{\text{сн}}$ – экономия энергии на собственные нужды; $\Delta Z_{\text{вм}}$ – изменение расхода вспомогательных материалов; $\Delta Z_{\text{нед}}$ – экономия за счет изменения величины ущерба от недоотпуска энергии потребителям; $\Delta Z_{\text{нто}}^o$ – экономия за счет изменения надежности технологического оборудования, отказ которого ведет к останову энергоблока; $\Delta Z_{\text{нто}}^c$ – экономия за счет изменения надежности технологического оборудования, отказ которого ведет к снижению нагрузки энергоблока; $\Delta Z_{\text{на}}^o$ – экономия от изменения

надежности аппаратуры регулирования, отказ которой приводит к останову энергоблока; $\Delta Z_{\text{на}}^c$ – экономия от изменения надежности аппаратуры регулирования, отказ которой приводит к снижению нагрузки энергоблока; $\Delta Z_{\text{тр}}$ – экономия от изменения трудозатрат на обслуживание технологического оборудования и аппаратуры автоматики; ΔZ_a^A – экономия от изменения затрат на амортизационные отчисления и текущие ремонты аппаратуры автоматики; $\Delta Z_a^{\text{то}}$ – экономия от изменения затрат на амортизационные отчисления и текущие ремонты технологического оборудования; $\Delta K_{\text{сл}}$ – экономия затрат от изменения срока службы элемента, узла или агрегата; ΔY – экономия от уменьшения ущерба, причиняемого годовыми выбросами загрязнений в окружающую среду.

Проведенные исследования [7] показали, что существенную часть общей экономии от внедрения модернизированных систем автоматического управления мощностью энергоблоков, работающих в широком диапазоне изменения нагрузок от 30 до 100 %, составляют экономия от изменения надежности работы технологического оборудования, экономия за счет изменения КПД котельного агрегата и турбинной установки, экономия от изменения срока службы металла поверхностей нагрева пароводяного тракта котла, экономия от изменения величины предотвращенного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям и топливный эффект от сокращения длительности аварийного простоя энергоблока.

Экономический эффект от изменения КПД котельного агрегата, обусловленный модернизацией системы автоматизации процесса горения (регуляторы топлива, общего воздуха и разряжения), определяется изменением эксплуатационных затрат на топливо

$$\Delta Z_{\eta} = W_3 S_T \frac{\Delta \eta_{\text{ка}}}{\eta_{\text{ка}}}, \quad (6)$$

где W_3 – отпущенное количество электроэнергии энергоблоком за год; S_T – средняя топливная составляющая себестоимости полезной отпущенной электроэнергии; $\eta_{\text{ка}}$ – эксплуатационный КПД котельного агрегата; $\Delta \eta_{\text{ка}}/\eta_{\text{ка}}$ – относительное изменение КПД котельного агрегата в результате модернизации САР процесса горения.

При этом численные значения W_3 и S_T принимают по данным годового отчета ТЭС, а для проектных расчетов определяют по следующим формулам:

$$S_T = b_3 \Pi_{\text{то}}; \quad (7)$$

$$W_3 = h_y f N_{\text{ном}}, \quad (8)$$

где b_3 – удельный расход условного топлива на производство электроэнергии; h_y – число часов использования установленной мощности; f – коэффициент использования установленной мощности ($N_{\text{ср}}/N_{\text{ном}}$); $N_{\text{ном}}$ – номинальная нагрузка энергоблока.

Изменение КПД котельного агрегата при переходе от базового к новому (модернизированному) варианту САР процесса горения обусловлено уровнем колебаний расходов топлива и воздуха, приводящих к изменению коэффициента избытка воздуха в топке котла. При этом относительное изменение КПД котла при использовании твердого топлива рассчитывают по формуле [1]

$$\frac{\Delta \eta_{\text{ка}}}{\eta_{\text{ка}}} = \frac{A_B}{B_p^2} (D_B^{\delta} - D_B^{\text{н}}) + \frac{A_a}{\alpha_p} (D_a^{\delta} - D_a^{\text{н}}), \quad (9)$$

а для газомазутного котла

$$\frac{\Delta \eta_{\text{ка}}}{\eta_{\text{ка}}} = \frac{A_B}{B_p^2} (D_B^{\delta} - D_B^{\text{н}}) + \frac{(d_1 - d_2) [\sqrt{D_a^{\delta}} \Phi(\Theta^{\delta}) - \sqrt{D_a^{\text{н}}} \Phi(\Theta^{\text{н}})]}{\eta_{\text{ка}}}, \quad (10)$$

где

$$\Phi(\Theta^{\delta(\text{н})}) = 0,05\Theta^3 + 0,21\Theta^2 + 0,49\Theta + 0,4; \quad (11)$$

$$\Theta = \frac{|\alpha_m - \alpha_p|}{\sqrt{D_a^{\delta(\text{н})}}}. \quad (12)$$

Здесь B_p – расход топлива при среднегодовой нагрузке; A_B , A_a – соответственно коэффициенты нелинейности по расходу топлива и по коэффициенту избытка воздуха в топке котла; D_B , D_a – соответственно средневзвешенные по нагрузке дисперсии случайных колебаний расхода топлива и коэффициента избытка воздуха в топке; d_1 , d_2 – коэффициенты аппроксимации зависимости $\eta_{\text{ка}} = F(\alpha)$; «б» и «н» – соответственно индексы базовой и новой САР; α_m – оптимальное значение коэффициента избытка воздуха в топке, соответствующее максималь-

ному значению КПД котла; Θ – относительное отклонение коэффициента избытка воздуха в топке котла; α_p – значение коэффициента избытка воздуха в топке, соответствующее среднегодовой нагрузке котла.

Экономический эффект от модернизации регуляторов, поддерживающих температуру и давление перегретого пара перед турбиной, обусловлен изменением эксплуатационных затрат за счет изменения относительного КПД турбинной установки

$$\Delta Z_{\eta}^{\text{ты}} = W_3 S_T \frac{\Delta \eta_{\text{ты}}}{\eta_{\text{ты}}^{\delta}}, \quad (13)$$

где

$$\frac{\Delta \eta_{\text{ты}}}{\eta_{\text{ты}}^{\delta}} = \frac{\Delta q_{\text{ты}}}{q_{\text{ты}}^{\delta}} = \sum_{i=1}^n K_x (m_1[x^n] - m_1[x^{\delta}]). \quad (14)$$

Здесь m_1 , m_2 – соответственно средневзвешенное по нагрузке значение математического ожидания случайного процесса изменения давления и температуры перегретого пара перед турбиной; $\Delta q/q_{\text{ты}}^{\delta}$ – относительное изменение удельного расхода тепла через турбинную установку; K_x – поправочный коэффициент к КПД турбинной установки на отклонение x -го технологического параметра перед турбиной от его заданного значения, определяемый по данным режимной диаграммы турбины.

Например, для энергоблока мощностью 300 МВт Лукомльской ГРЭС до модернизации энергоблоков эти коэффициенты были равны [7]:

$$K_t^{\text{тп}} = 0,00033 \frac{1}{\text{°C}}; \quad K_t^{\text{вп}} = 0,000185 \frac{1}{\text{°C}}; \quad (15)$$

$$K_p^{\text{тп}} = 0,0005 \frac{1}{\text{ата}}; \quad K_p^{\text{вп}} = 0,0008 \frac{1}{\text{ата}},$$

где индексы «т», «р» – соответственно температура и давление перегретого пара; «тп» – первично перегретый пар перед турбиной; «вп» – вторично перегретый пар перед турбиной. При этом средневзвешенные по нагрузке значения математических ожиданий случайных процессов $m_1[x]$ и $m_2[x]$ определяют по методике, приведенной в [2].

Проведение расчетов с использованием формулы (14) позволяет учесть изменение экономичности турбинной установки, обусловленное отклонением технологических параметров от их

заданных значений за счет различного качества не только динамической, но и статической настройки соответствующих САР энергоблока.

Расчет увеличения срока службы поверхностей нагрева котла, относящегося к моменту внедрения модернизированной САР, в базовом и новом вариантах производят по формуле [1]

$$\Delta\tau_{\text{сл}} = \tau_{\text{сл}}^{\delta} \left(\frac{\psi^{\text{H}}}{\psi^{\delta}} - 1 \right),$$

где $\Delta\tau_{\text{сл}}$ – увеличение срока службы поверхностей нагрева котла; $\tau_{\text{сл}}^{\delta}$ – срок службы поверхностей нагрева базового варианта; ψ^{δ} , ψ^{H} – соответственно отношение времен до разрушения металла поверхностей нагрева базового и нового вариантов. Здесь срок службы поверхностей нагрева котла, остающегося в эксплуатации после внедрения модернизированной САР, рассчитывают по формуле

$$\tau_{\text{сл}}^{\delta} = \frac{\tau_{\text{р}} \psi^{\delta}}{7000 \psi_{\text{к}}} - \frac{\tau_{\text{о}}}{h_{\text{г}}}, \quad (16)$$

где $\tau_{\text{р}}$ – расчетное значение полного срока службы поверхностей нагрева; $\tau_{\text{о}}$ – фактическое (не календарное) время работы оборудования от начала эксплуатации до момента внедрения модернизированной САР; $h_{\text{г}}$ – среднегодовое время работы оборудования до внедрения новой САР; $\psi_{\text{к}}$ – корректирующий коэффициент, зависящий от рабочего диапазона изменения температур металла и марки сталей (табл. 1).

Таблица 1

Характеристики длительной прочности жаропрочных сталей $\psi_{\text{к}}$ и b поверхностей нагрева котлов [1]

Марка стали	$\psi_{\text{к}}$	Рабочий диапазон изменения температуры металла, К	b
12Х1МФ	0,79	780–820	25400
ЭИ531	0,84	850–890	22000
12Х2МФСР	0,70	850–870	34500
1Х18Р12Т, 1Х18Н9Т	0,86	850–890	21000
Х16Н9М2	0,83	800–860	18400
ЭП184	0,93	870–890	15600
ЭИ756	0,71	850–860	33200
ЭИ993	0,75	760–800	27600

При расчетном значении полного срока службы металла поверхностей нагрева, равном 219000 ч, формула (16) примет следующий вид:

$$\tau_{\text{сл}}^{\delta} = 31,286 \frac{\psi^{\delta}}{\psi_{\text{к}}} - \frac{\tau_{\text{о}}}{h_{\text{г}}}. \quad (17)$$

Отношение времен до разрушения металла поверхностей нагрева котла в функции случайных колебаний температуры металла и отклонений последней от расчетного значения в обоих вариантах определяют по формуле [2]

$$\psi^{\delta(\text{H})} = \frac{1}{1 + a_{1i} \alpha_1 [\Delta\bar{T}_{\text{M},i}] + a_{2i} \alpha_2 [\Delta\bar{T}_{\text{M},i}]}, \quad (18)$$

где

$$\alpha_2 [\Delta\bar{T}_{\text{M},i}] = \alpha_1^2 [\Delta\bar{T}_{\text{M},i}] + D_i^{\text{M}}; \quad (19)$$

$$\Delta\bar{T}_{\text{M},i} = \frac{T_{\text{M},i}^{\phi}(\tau) - T_{\text{M},i}^{\text{P}}}{T_{\text{M},i}^{\text{P}}}; \quad (20)$$

$\Delta\bar{T}_{\text{M},i}$ – относительное изменение температуры металла i -го участка котла; $T_{\text{M},i}^{\phi}$ – фактическое значение температуры металла i -го участка котла, К; $\alpha_1 [\Delta\bar{T}_{\text{M},i}]$ – средневзвешенное по нагрузке котла относительное значение математического ожидания случайного процесса $\Delta\bar{T}_{\text{M},i}(\tau)$; D_i^{M} – средневзвешенное по нагрузке котла значение дисперсии относительных колебаний температур металла i -го участка котла; a_{1i} , a_{2i} – коэффициенты, определенные характеристиками длительной прочности сталей:

$$a_{1i} = \frac{2,3b}{T_{\text{M},i}}; \quad (21)$$

$$a_{2i} = \frac{a_{1i}(a_{1i} - 2)}{2}; \quad (22)$$

$T_{\text{M},i}^{\text{P}}$ – расчетное значение температуры металла i -го элемента, узла или участка котла, которое рассчитывают по формуле

$$T_{\text{M},i}^{\text{P}} = t_{\text{п},i} + \Delta t_{\alpha 2} + 0,5 \Delta t_{\lambda} + 273, \quad (23)$$

b – вспомогательный коэффициент (табл. 1); $t_{\text{п},i}$ – расчетная температура пара (среды) i -го участка котла, °С; $\Delta t_{\alpha 2}$, Δt_{λ} – соответственно значения перепадов температур от рабочей среды к стенке и в самой стенке (по данным тепломеханического расчета котла), К.

При отсутствии непосредственного замера температур металла поверхностей нагрева котла расчет ψ производят по результатам замера температур пара:

$$\Psi^{\delta(n)} = \frac{1}{1 + a_{1i}\alpha_1[\Delta\bar{T}_{n,i}] + a_{2i}\alpha_2[\Delta\bar{T}_{n,i}]}, \quad (24)$$

где

$$\alpha_2[\Delta\bar{T}_{n,i}] = \alpha_1^2[\Delta\bar{T}_{n,i}] + \frac{2,1D_i^n}{T_{n,o}^2}; \quad (25)$$

$$\Delta\bar{T}_{n,i} = \frac{T_{n,i}^\phi(\tau) - T_{n,i}^p}{T_{n,i}^p}; \quad (26)$$

$\alpha_1[\Delta\bar{T}_{n,i}]$ – средневзвешенное по нагрузке котла относительное значение математического ожидания случайного процесса изменения температуры пара во времени; D_i^n – дисперсия случайной величины изменения температуры пара; $T_{n,i}^\phi$, $T_{n,i}^p$ – соответственно фактическое и расчетное значения температуры пара i -го участка котла, К; $\Delta\bar{T}_{n,i}$ – относительное изменение температуры пара i -го участка котла. При этом значения $\alpha_1[\Delta\bar{T}_{n,i}]$, $\alpha_2[\Delta\bar{T}_{n,i}]$, D_i^m и D_i^n определяют по методике [2].

Проведенные исследования [5–7] показали, что даже незначительное увеличение отклонения фактической температуры металла от расчетной приводит к существенному уменьшению относительного времени до разрушения металла.

При небольшой разности расчетного и фактического уровней температуры, не превышающей 3 °С, расчет отношения времен до разрушения металла поверхностей нагрева котла производят по формуле

$$\Psi^{\delta(n)} = \frac{1}{1 + \varphi}, \quad (27)$$

где

$$\varphi = \frac{2,1a_{2i}}{(t_{n,o} + 273)^2} D_i. \quad (28)$$

Здесь несмещенную оценку дисперсии температуры пара с учетом коэффициента использования САР определяют по формуле

$$D_i = (\sigma_{ia})^2 K_a + (\sigma_{ip})^2 (1 - K_a), \quad (29)$$

где K_a – коэффициент использования САР; σ_{ia} – среднее квадратичное отклонение температуры перегретого пара при работе i -й САР; σ_{ip} –

среднеквадратичное отклонение температуры пара при работе котла без i -й САР.

ВЫВОД

Разработана методика расчета экономической эффективности систем автоматического регулирования энергетических процессов тепловых электрических станций, учитывающая изменение экономичности, надежности, долговечности и экологичности работы теплоэнергетического оборудования и средств автоматизации за счет внедрения инновационных технологий.

(Продолжение следует)

ЛИТЕРАТУРА

1. **Временные** методические указания по расчету технико-экономической эффективности систем автоматизации технико-экономических установок (Системы автоматического регулирования энергоблоков в стационарном режиме работы. Технологические защиты) / Ю. Д. Остер-Миллер [и др.]. – М.: СЦНТИ, 1973.
2. **Экономическая** эффективность внедрения новых и усовершенствования действующих систем автоматического регулирования на тепловых электростанциях / Г. Т. Кулаков [и др.] // Обзорная информация. Сер.: Энергетика и промэнергетика. – Минск: БелНИИТИ, 1975. – 52 с.
3. **Инструкция** по определению экономической эффективности использования новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в энергетике, утв. Минэнерго 4 июля 1986 г. – М.: Минэнерго, 1986. – 65 с.
4. **Кулаков, Г. Т.** Методика расчета экономической эффективности автоматизации (оптимизации) процесса регулирования температуры перегретого пара котельного агрегата / Г. Т. Кулаков, Ю. П. Свириин // Энергетика... Изв. высш. учеб. заведений. – 1974. – № 9.
5. **Свириин, Ю. П.** К вопросу оптимизации системы регулирования температуры перегретого пара из учета надежности работы металла пароперегревателя / Ю. П. Свириин, В. А. Птичкин, Г. Т. Кулаков // Энергетика... Изв. высш. учеб. заведений. – 1972. – № 9.
6. **Свириин, Ю. П.** Определение влияния случайных колебаний температуры перегретого пара на долговечность металла пароперегревателя / Ю. П. Свириин, Г. Т. Кулаков, В. А. Птичкин // Известия АН БССР. Сер. физ.-энерг. наук. – 1972. – № 3. – С. 66–70.
7. **Кулаков, Г. Т.** Теоретические основы экспресс-методов структурно-параметрической оптимизации систем автоматического управления для повышения эффективности использования теплоэлектростанций в переменных режимах: автореф. дис. ... д-ра. техн. наук / Г. Т. Кулаков. – Минск: БПИ, 1988. – 36 с.
8. **Практическое** пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов / под общ. ред. О. Л. Данилова, П. А. Костюченко. – М.: Технопринт, 2006. – 668 с.
9. **Методические** рекомендации по оценке стоимости и учету объектов интеллектуальной собственности в составе нематериальных активов: утв. совместным прика-

зом Государственного патентного комитета от 17 апреля 1998 г. № 20, Министерства экономики от 18 мая 1998 г. № 41, Министерства финансов от 20 апреля 1998 г. № 109, Государственного комитета по науке и технологиям от 22 апреля 1998 г. № 75.

10. **Методические** рекомендации по оценке эффективности научных, научно-технических и инновационных разработок: утв. совместным постановлением НАН Беларуси и ГКНТ от 03.01.2008 № 1/1.

11. **Кулаков, Г. Т.** Комплексная методика оптимизации параметров динамической настройки регуляторов

впрысков / Г. Т. Кулаков, М. Л. Горельшева // Энергетика... Изв. высш. учеб. заведений. – 2009. – № 3. – С. 59–66.

12. **Жихар, Г. И.** Тепловые электрические станции: укрупненный расчет котла, выбор тягодутьевых машин, охрана окружающей среды: учеб. пособие / Г. И. Жихар, Н. Б. Карницкий, И. И. Стриха; под ред. Н. Б. Карницкого. – Минск: Технопринт, 2004. – 380 с.

Поступила 29.02.2012