

Є. Є. ЧАЙКОВСЬКА

КОМПЛЕКСНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ГАЗОТУРБІННОЇ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ НА БІОГАЗОВОМУ ПАЛИВІ

Запропонована інтегрована система підтримки температури мережевої води при вимірюванні температури зворотної води та температури газів. Розряд–заряд біогазової установки, відвантаження зброженого суслу та завантаження свіжого матеріалу з використанням теплового насоса, для якого низькопотенціальним джерелом енергії є зброжене сусло, підтримують заряд–розряд газотурбінної когенераційної системи. Прийняття рішень на зміну кількості пластин теплоутилізатора щодо забезпечення підігріву мережевої води підтримує співвідношення виробництва електричної енергії та теплоти, що при підвищенні товарності біогазової установки до 15 % дозволяє знизити собівартість виробництва енергії до (20–30) %.

Ключові слова: газотурбінна когенераційна система, біогазова установка, тепловий насос, прийняття рішень.

Е. Е. ЧАЙКОВСКАЯ

КОМПЛЕКСНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОТУРБИННОЙ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ НА БИОГАЗОВОМ ТОПЛИВЕ

Предложена интегрированная система поддержания температуры сетевой воды при измерении температуры обратной сетевой воды и температуры газов. Разряд–заряд биогазовой установки, отгрузка сброженного суслу и загрузка свежего материала с использованием теплового насоса, для которого низькопотенціальным источником энергии является сброженное сусло, поддерживают заряд–разряд газотурбинной когенерационной системы. Принятие решений на изменение количества пластин теплоутилизатора для обеспечения подогрева сетевой воды поддерживает соотношение производства электрической энергии и теплоты, что при повышении товарности биогазовой установки до 15 % позволяет снизить себестоимость производства энергии до (20–30) %.

Ключевые слова: газотурбинная когенерационная система, биогазовая установка, тепловой насос, принятие решений.

E. CHAIKOVSKAYA

INTEGRATED SIMULATION OF THE GAS-TURBINE COGENERATION SYSTEM OPERATING ON THE BIOGAS FUEL

The integrated system of a change in the pipeline water temperature was suggested to measure the reverse pipeline water temperature and the gas temperature to maintain the operation of biogas plant using the thermal pump that uses the fermented wort as a low potential energy source. For this purpose, we developed the architecture of gas-turbine cogeneration system that is based on the integrated dynamic subsystem that includes the biogas plant, the heat pump, the gas turbine cogeneration plant and the heat utilization plant. Other units that are included into the composition of gas turbine cogeneration system are the discharge and charge units and functional efficiency estimation unit that interact in agreement with the dynamic subsystem. Reference and functional estimates of a change in the temperature of pipeline water were obtained on the basis of mathematical simulation of the dynamics of heat utilization plant. Control systems of the working capacity and the identification of the state of heat utilization plant were developed using the suggested mathematical description. The discharge-charge of biogas plant, the fermented wort draining and the loading of fresh material maintain the charge -discharge of gas turbine cogeneration system. Decision making after a change in the number of plates of the heat utilization plant allows for the coordination of production and consumption of the electric energy and the heat. It results in the decrease of the cost price of energy production by 20 to 30 % with an increase in the marketable value of the biogas plant by 15 %.

Key words: gas turbine cogeneration system, biogas plant, heat pump, and the decision taking.

Вступ

Використання біопалива для виробництва як електричної енергії, так і теплоти від одного первинного джерела енергії є стимулюючим фактором щодо реалізації енергії за «зеленим тарифом» [1–3]. В умовах функціонування когенераційних систем з використанням біогазу особливого підходу потребує підтримка співвідношення виробництва електричної енергії та теплоти при цілодобовому функціонуванні біогазових установок та не постійності споживання енергії [4–9]. Розроблено енергозберігаючу технологію функціонування біогазової установки з використанням теплового насоса, низькопотенціальним джерелом енергії для якого є зброжене сусло. Встановлено температуру теплоносія, що гріє, на вході в теплообмінник, вбудований в метантенк, при вимірюванні темпе-

ратури теплоносія, що гріє, на виході з теплообмінника. Здобуто інтегровану оцінку зміни температури збродження, щодо забезпечення постійного виходу біогазу, своєчасного відвантаження зброженого суслу та завантаження свіжої сировини [2].

Мета роботи

Мета роботи – розробити інтегровану систему оцінки зміни температури мережевої води щодо підтримки функціонування біогазової установки з використанням теплового насоса, для якого низькопотенціальним джерелом енергії є зброжене сусло. Необхідно виконати комплексне моделювання теплоутилізатора щодо здобуття еталонної та функціональної оцінки зміни температури мережевої води при вимірюванні температури газів

та температури зворотної води. Прогнозування зміни температури мережевої води надає можливість приймати рішення на зміну кількості пластин теплоутилізатора щодо узгодження виробництва та споживання енергії.

Комплексне моделювання газотурбінної когенераційної системи на біогазовому паливі

На основі методологічного та математичного обґрунтування архітектури технологічних систем [10] запропонована архітектура газотурбінної когенераційної системи, основою якої є інтегрована динамічна підсистема – (біогазова установка, тепловий насос, газотурбінна когенераційна установка, теплоутилізатор) та блоки розряду, заряду, оцінки функціональної ефективності, що знаходяться в узгодженій взаємодії з динамічною підсистемою.

Основою для підтримки співвідношення виробництва електричної енергії та теплоти у складі когенераційної газотурбінної системи є математична модель динаміки теплоутилізатора, що оцінює зміну температури мережевої води як у часі, так і вздовж просторової координати осі теплообмінника, що співпадає з напрямком потоку руху середовища. Передатна функція щодо здобуття як еталонної, так і функціональної оцінки зміни температури мережевої води за каналом: «температура мережевої води – температура газів» має такий вид:

$$W_{t-s_1} = \frac{K_3 \varepsilon (1-L_3^*)}{(T_b S + 1)\beta - 1} (1 - e^{-\gamma \xi}),$$

де $K_3 = \frac{m(\theta_0 - \sigma_0)}{G_{30}}$; $\varepsilon = \frac{\alpha_{30} h_{30}}{\alpha_{b0} h_{b0}}$; $L_3^* = \frac{1}{L_3 + 1}$;

$$L_3 = \frac{G_3 C_3}{\alpha_{30} h_{30}}; T_b = \frac{g_b C_b}{\alpha_{b0} h_{b0}}; \beta = T_b S + \varepsilon^* + 1;$$

$$T_m = \frac{g_m C_m}{\alpha_{b0} h_{b0}}; \varepsilon^* = \varepsilon(1-L_3^*); \gamma = \frac{(T_b S + 1)\beta - 1}{\beta};$$

$$\xi = \frac{z}{L_b}; L_b = \frac{G_b C_b}{\alpha_{b0} h_{b0}},$$

де t, σ, θ – температура мережевої води, газів, поділяючої стінки, К, відповідно; G – витрата речовини, кг/с; C – питома теплоємність, кДж/(кг·К); α – коефіцієнт тепловіддачі, кВт/(м²·К); h – питома поверхня, м²/м; g – питома маса речовини, кг/м; z – координата довжини теплообмінника, м; T_b, T_m – постійні часу, що характеризують теплову акумулюючу здатність робочого тіла, метала, с; m – показник залежності коефіцієнта тепловіддачі від витрати; S – параметр перетворення Лапласа. Індекс: v – внутрішній потік – мережева вода, m – металева стінка, z – зовнішній потік – газ; $0, 1$ – початкові умови, вхід в теплообмінник, відповідно.

Після математичної обробки здобутої функції виділено дійсну частину, $O(\omega)$:

$$O(\omega) = \frac{(L_1 A_1) + (M_1 B_1) K_3 \varepsilon (1-L_3^*)}{(A_1^2 + B_1^2)}.$$

Для одержання коефіцієнтів у складі дійсної частини $O(\omega)$ здобуто такі вирази:

$$A_1 = \varepsilon^* - T_b T_m \omega^2; A_2 = \varepsilon^* + 1;$$

$$B_1 = T_b \varepsilon \omega - T_b \omega + T_m \omega; B_2 = T_m \omega;$$

$$C_1 = \frac{A_1 A_2 + B_1 B_2}{A_2^2 + B_2^2}; D_1 = \frac{A_2 B_1 + A_1 B_2}{A_2^2 + B_2^2};$$

$$L_1 = 1 - e^{-\xi C_1} \cos(-\xi D_1); M_1 = -e^{-\xi C_1} \sin(-\xi D_1).$$

Температура поділяючої стінки θ , що входить до складу коефіцієнта K_3 :

$$\theta = (\alpha_b (\sigma_1 + \sigma_2) / 2) + A(t_1 + t_2) / 2 / (\alpha_b + A),$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі, кВт/(м²·К);

σ_1, σ_2 – температура газів на вході та на виході з теплоутилізатора, К;

t_1, t_2 – температура мережевої води на вході та на виході з теплоутилізатора, К.

$$A = 1 / (\delta_m / \lambda_m + 1 / \alpha_3),$$

де δ – товщина стінки теплоутилізатора, м;

λ – теплопровідність металу стінки теплоутилізатора, кВт/(м·К).

З використанням інтеграла переходу з частотної області до області часу зміна температури мережевої води як за часом, так і вздовж просторової координати осі теплоутилізатора має такий вид:

$$t(\tau, z) = \frac{1}{2\pi} \int_0^\infty O(\omega) \sin(\tau\omega / \omega) d\omega.$$

Запропоновано математичний опис підтримки функціонування теплоутилізатора на основі прогнозування зміни температури мережевої води при вимірюванні температури газів на вході в теплоутилізатор та температури зворотної води. Математичний опис базується на математичному обґрунтуванні архітектури технологічних систем, методології математичного опису динаміки енергетичних систем, методі графа причинно-наслідкових зв'язків [10]:

$$SHE = \left\{ \begin{array}{l} (D(P(\tau), MM(z, \tau), AI(\tau), C(\tau), LC(\tau)) \\ \langle x_0(\tau), x_1(\tau), x_2(\tau), f(\tau), K(\tau), y(\tau) \rangle, \\ d(\tau), FI(\tau) \\ LMD(\tau), MD(\tau), NC(\tau), S(\tau), LS(\tau) \\ \langle f(\tau), K(\tau), y(\tau), d(\tau), FI(\tau) \rangle \\ P(\tau)), R(\tau), (P_i(\tau) \langle x_i(\tau), f_i(\tau), K_i(\tau), y_i(\tau) \rangle), \end{array} \right\},$$

де SHE – підтримка функціонування теплоутилізатора; D – динамічна підсистема – біогазова установка, тепловий насос, газотурбінна когенераційна установка, теплоутилізатор; P – властивості елементів SHE ; MM – математичне моделювання динаміки температури мережевої води; AI – еталонна інформація; C – контроль працездатності; MD –

прийняття рішення; S – ідентифікація стану; LC , LMD , LS – логічні відносини в C , MD , S , відповідно; FI – функціональна результуюча інформація; NC – нові умови функціонування; R – логічні відносини між динамічною підсистемою та блоками заряду, розряду, оцінки функціональної ефективності, що входять до складу газотурбінної когенераційної системи; x – впливи; f – параметри, що діагностуються; K – коефіцієнти математичного опису; y – вихідні параметри; d – динамічні параметри; z – координата довжини, м; τ – час, с. Індеси: i – число елементів SHE ; 0, 1, 2 – початковий режим, зовнішній, внутрішній характер впливів.

Обговорення результатів

Для здобуття еталонної оцінки зміни температури мережевої води обрано вихідні дані газотурбінної когенераційної системи типу UGT 25000C сумарною потужністю 65,5 МВт, з них – 25 МВт електричної потужності, 35,5 МВт теплової потужності. При граничній зміні температури газів на вході в теплоутилізатор – 490 °С...470 °С щодо підтримки температури мережевої води з 30 °С до 90 °С встановлено наступні рівні функціонування газотурбінної когенераційної системи відповідно зміні температури газів на вході в теплоутилізатор та на виході з теплоутилізатора: перший рівень: 490 °С...93 °С; другий рівень: 480 °С...93 °С; третій рівень: 470 °С...93 °С. Теплоутилізатор – пластинчастий теплообмінник типу РО,35-F-1,6/1,0-1 з прокладками типу ПОН-500/Т. Встановлені рівні функціонування відповідають зміні кількості пластин: 36, 38, 40 та зміні витрати газів: 79,8 кг/с, 81,9 кг/с, 84,1 кг/с, відповідно.

В табл. 1–3 представлені результати комплексного математичного моделювання динаміки теплоутилізатора щодо підігріву мережевої води.

З використанням математичної моделі динаміки температури мережевої води визначено гранично допустимі зміни температури мережевої води для встановлених рівнів функціонування когенераційної газотурбінної системи (рис. 1).

З використанням математичного опису підтримки функціонування теплоутилізатора отримано функціональну підсумкову інформацію щодо оцінки зміни температури мережевої води при розряді, наприклад, біогазової установки, що супроводжується зменшенням потужності компресора теплового насоса та відповідає заряду когенераційної системи, який підтверджений зменшенням температури газів на вході в теплоутилізатор при збільшенні температури зворотної води:

$$(CT_c(\tau)(\Delta t(\tau) / \Delta t_{ст.розр.верх}(\tau) <$$

$$\Delta t_{ст.розр.рівн}(\tau) / \Delta t_{ст.розр.верх}(\tau) > 0)),$$

де CT – контроль події; t – температура мережевої води, °С; τ – час, с. Індеси: c – контроль працездатності; розр. рів. – розрахункове значення тем-

ператури мережевої води рівня функціонування; ст., розр., верх. – стале, розрахункове значення температури мережевої води першого рівня функціонування.

Так, при зміні температури газів в межах 470 °С...93 °С та збільшенні температури зворотної води до 32 °С, що характеризує зменшення витрат електричної енергії на підтримку процесу зброджування необхідно прийняти рішення на заряд когенераційної системи щодо збільшення кількості пластин теплообмінника з 18 до 19 та перевірити правильність прийняття рішення в нових умовах функціонування щодо підтримки температури мережевої води на рівні 90 °С для використання в системі споживання теплоти (рис. 2). Встановлення нового режиму функціонування газотурбінної когенераційної системи свідчить про зменшення витрат електричної енергії на привід теплового насоса щодо підтримки процесу зброджування [2].

Так, при подальшому зменшенні температури газів в межах 418 °С...93 °С та збільшенні температури зворотної води до 32 °С, що характеризує подальше зменшення витрат електричної енергії при розряді біогазової установки необхідно виконати подальший заряд когенераційної системи щодо збільшення кількості пластин теплообмінника з 19 до 20 та перевірити правильність прийняття рішення в нових умовах функціонування щодо підтримки температури мережевої води на рівні 90 °С для подальшого використання в системі споживання теплоти (рис. 3).

Таблиця 1 – Параметри теплообміну в теплоутилізаторі газотурбінної когенераційної системи

Рівні функціонування	Параметр		
	α_3 , кВт/(м ² ·К)	α_v , кВт/(м ² ·К)	k , кВт/(м ² ·К)
Перший рівень	30,9	28,8	11,1
Другий рівень	29,8	27,8	10,8
Третій рівень	29,3	23,3	9,8

Примітка: α_3 – коефіцієнт тепловіддачі від газів до стінки теплоутилізатора, кВт/(м²·К); α_v – коефіцієнт тепловіддачі від стінки теплоутилізатора до мережевої води, кВт/(м²·К); k – коефіцієнт теплопередачі, кВт/(м²·К).

Таблиця 2 – Постійні часу математичної моделі динаміки температури мережевої води

Рівні функціонування	T_v , с	T_m , с
Перший рівень	0,157	0,054
Другий рівень	0,163	0,056
Третій рівень	0,204	0,070

Таблиця 3 – Коефіцієнти математичної моделі динаміки температури мережевої води

Рівні функціонування	L_3 , м	L_v , м	ζ	ϵ
Перший рівень	161,8	1332	0,83	1,24
Другий рівень	171,7	1381	0,83	1,25
Третій рівень	179,2	1725	0,83	1,53

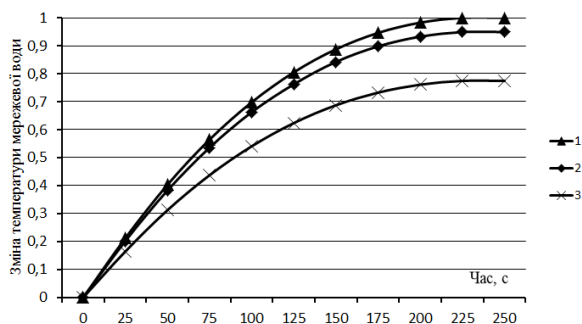


Рис. 1 – Допуски на граничну зміну температури мережевої води: 1, 2, 3 – перший, другий, третій рівні функціонування, відповідно

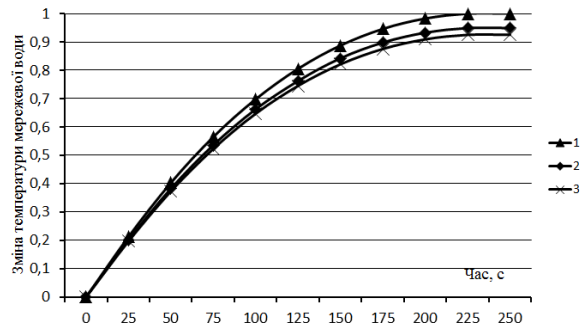


Рис. 2 – Контроль працездатності та ідентифікація стану теплоутилізатора щодо переходу з першого рівня функціонування на другий; 1, 2 – допуски першого та другого рівнів функціонування, відповідно; 3 – прийняття рішення та ідентифікація нових умов функціонування щодо зміни кількості пластин з 18 до 19

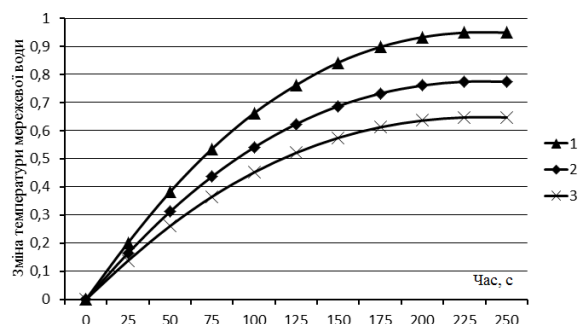


Рис. 3 – Контроль працездатності та ідентифікація стану теплоутилізатора щодо переходу з другого рівня функціонування на третій; 1, 2 – допуски другого та третього рівнів функціонування, відповідно; 3 – прийняття рішення та ідентифікація нових умов функціонування щодо зміни кількості пластин з 19 до 20

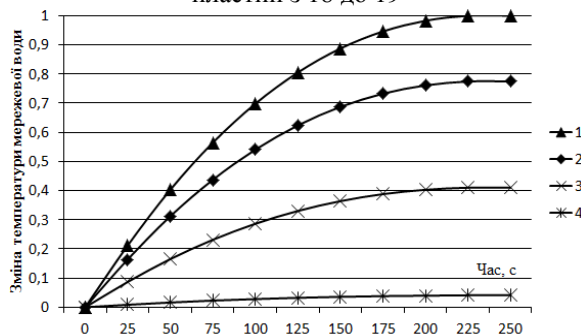


Рис. 4 – Контроль працездатності та ідентифікація стану теплоутилізатора щодо переходу з третього рівня функціонування на перший; 1, 2 – допуски третього та першого рівнів функціонування, відповідно; 3 – прийняття рішення на зміну кількості пластин з 20 до 18

Здобута ж підсумкова інформація щодо оцінки зміни температури мережевої води:

$$(CT_c(\tau)(\Delta t(\tau) / \Delta t_{ст.розр.верх.}(\tau) \leq 0))$$

прогнозує неприпустиму зміну температури мережевої води, якщо температура газів знаходиться в межах 180 °С...93 °С. Такі умови потребують прийняття рішення на входження в допуск першого рівня функціонування газотурбінної когенераційної системи, що відповідає підключенню 18 пластин теплообмінника та підтримку відвантаження зброшеного суслу та завантаження свіжого матеріалу в умовах функціонування біогазової установки (рис. 4).

З використанням розроблених систем контролю працездатності газотурбінної когенераційної системи для фіксованого інтервалу часу (рис. 1–4), розроблено інтегровану систему підтримки температури мережевої води при безперервному вимірюванні температури газів на вході в теплоутилізатор та на виході з теплоутилізатора та температури зворотної води (рис. 5). Оцінка зміни

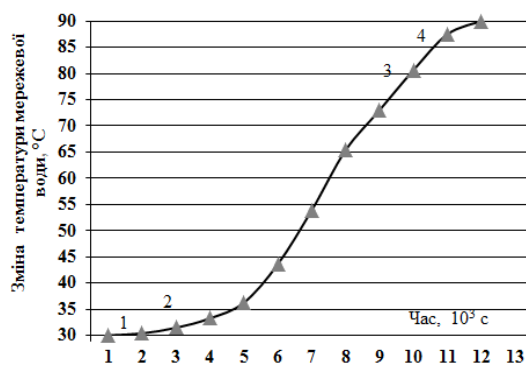


Рис. 5 – Інтегрована система підтримки температури мережевої води: 1 – підтримка завантаження свіжого суслу; 2, 3 – підтримка процесу збродження щодо переходу з першого рівня функціонування на другий та з другого рівня функціонування на третій, відповідно; 4 – підтримка відвантаження зброженого суслу

температури мережевої води дозволяє приймати рішення на зміну поверхні теплообміну теплоути-

лізатора впродовж терміну зброджування суслу щодо виробництва біогазу та підтримувати відвантаження зброженого матеріалу та завантаження свіжої сировини.

Представлені дослідження, що є продовженням роботи в напрямку узгодження виробництва та споживання біопалива [2, 3, 10], можуть бути апробовані для газотурбінних когенераційних систем на біогазовому паливі різної потужності.

Висновки

Здобута інтегрована оцінка зміни температури мережевої води, що дозволяє узгоджувати виробництво та споживання енергії у складі газотурбінної когенераційної системи на основі підтримки функціонування біогазової установки з використанням теплового насоса, для якого низькопотенційним джерелом енергії є зброжене сусло.

Список літератури

1. Гелетуа, Г. Г., Железна Т. А., Кучерук П. П., Олейник Е. Н., Трибой А. В. Биоэнергетика в Украине: современное состояние и перспективы развития. Часть 2. *Промышленная теплотехника*. 2015. Т. 37, № 3. С. 65–73. ISSN 0204-3602.
2. Чайковська Є. Є. Розробка енергозберігаючої технології функціонування біогазової установки у складі когенераційної системи. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. 2015. № 3/8(75). С. 47–53. ISSN 1729-3774. doi: 10.15587/1729-4061.2015.44252.
3. Чайковська, Є. Є. Development of energy-saving technology maintaining the functioning of a drying plant as a part of the cogeneration system. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. 2016. Т. 3, № 8(81). С. 42–46. ISSN 1729-3774. doi: 10.15587/1729-4061.2016.72540.
4. Rade M. Ciric, Kuzmanovic Zoran. Techno-Economic Analysis of Biogas Powered Cogeneration. *Journal of Automation and Control Engineering*. 2014. Vol. 2, Issue 1. pp. 89–93. doi: 10.12720/joace.2.1.89-93.
5. Daingade P. S., Yadav S. P. Electronically operated fuel supply system to control air fuel ratio of biogas engine. *2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*. 2013. pp. 40–74. doi: 10.1109/ICEETS.2013.6533476.
6. Talukder Niloy, Talukder Anik, Barua Debangshu, Anindya. Technical and economic assessment of biogas based electricity generation plant. *2013 International Conference on Electrical Information and Communication Technology (EICT)*. 2014. pp. 1–5. doi: 10.1109/EICT.2014.6777854.
7. Doseva N. Advanced exergetic analysis of cogeneration system with a biogas engine. *14th SGEM GeoConference on Energy and Clean Technologies Conference Proceedings, June 19-25. 2014*. Vol. 1. P. 11–18. doi: 10.5593/SGEM2014/B41/S17.002.
8. Moedinger F., Ragazzi F., Ast. M., Foladori P., Rada, E. C., Binnig R. Innovate biogas Multi-Stage Biogas Plant and Novel Analytical System. *Energy Procedia*. 2012. Vol. 18. pp. 672–680. doi: 10.5593/SGEM2014/B41/S17.002.
9. Jiao Chen, Tianhong Pan, Yanqin Han. Development of Multi-model for Cogeneration System Using Statistical Analysis. *Journal Article*. 2014. Vol. 9. pp. 2580–2586. doi: 10.4304/jcp.9.11.2580-2586.

10. Чайковская Е. Е. Согласование производства и потребления энергии на основе интеллектуального управления тепломассобменными процессами. *XV Минский международный форум по тепломассобмену: (23-26 мая 2016 г.): Секция 8. Тепломассоперенос в энергетических процессах и оборудовании. Энергосбережение / Институт тепло- и массообмена имени А. В. Лыкова НАН Беларуси. Минск, 2016. № 8-30. С. 1–12.*

References (transliterated)

1. Heletuha H. H., Gelieznaia, T. A., Kuchtruk, P. P., Olienic, E. N and Triboi, A. B. (2015), "Bioenergetika v Ukraine : sovremennoe sostojnie i perspective razvitija. Chast' 2 [Bioenergy in Ukraine: Current State and Prospects for Development. Part 2]", *Promyshlennaja teplotekhnika [Industrial Heat Engineering]*, no. 3(37), pp. 65–73, ISSN 0204-3602.
2. Chaikovskaya, E. E. (2015), "Rozrobka energozberigajuchoi tehnologij pidtrimki biogazovoi ustanovki u skladi kogeneracijnoi sistemy [The development of energy-saving technology support operation of biogas plant of the composition of cogeneration system]", *Vostochno-Evropskij zhurnal peredovih tehnologij [Eastern-European Journal of Enterprise Technologies]*, no. 3/8(75), pp. 47–53, ISSN 1729-3774, doi: 10.15587/1729-4061.2015.44252.
3. Chaikovskaya, E. (2016), "Development of energy - saving technology maintaining the functioning of a drying plant as a part of the cogeneration system", *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, no. 3/8(81), pp. 42–46, ISSN 1729-3774, doi:10.15587/1729-4061.2016.72540.
4. M. Rade Ciric, Z. Kuzmanovic (2014), "Techno-Economic Analysis of Biogas Powered Cogeneration", *Journal of Automation and Control Engineering*, Vol. 2, Issue 1, pp. 89–93, doi: 10.12720/joace.2.1.89-93.
5. Daingade, P., Yadav S. (2013), "Electronically operated fuel supply system to control air fuel ratio of biogas engine", *2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*, pp. 40–74. doi: 10.1109/ICEETS.2013.6533476.
6. Talukder N., Talukder A., and Debangshu A. (2014), "Technical and economic assessment of biogas based electricity generation plant", *2013 International Conference on Electrical Information and Communication Technology (EICT)*, pp. 1–5. doi: 10.1109/EICT.2014.6777854.
7. Doseva N. (2014), "Advanced exergetic analysis of cogeneration system with a biogas engine", *14th SGEM GeoConference on Energy and Clean Technologies Conference Proceedings*, Vol. 1. pp. 11–18, doi: 10.5593/SGEM2014/B41/S17.002.
8. Moedinger F., Ragazzi F., Ast. M., Foladori P., Rada, E. C., Binnig R. (2012), "Innovate biogas Multi-Stage Biogas Plant and Novel Analytical System", *Energy Procedia*, 18, pp. 672–680, doi: 10.5593/SGEM2014/B41/S17.002.
9. Jiao Chen, Tianhong Pan, Yanqin Han (2014), "Development of Multi-model for Cogeneration System Using Statistical Analysis", *Journal Article*, Vol. 9. pp. 2580–2586, doi: 10.4304/jcp.9.11.2580-2586.
10. Chaikovskaya, E. E. (2016), "Soglasovanie proizvodstva i potreblenija energii na osnove intellektualnogo upravlenija teplo-massobmennymi processami [Coordination energy production and consumption based on intellectual control heat and mass transfer processes]", *XV Minsk International Heat and Mass Transfer Forum (May 23-26, 2016): Section 8. Heat and mass transfer processes in the energy and equipment. Energy savings. National Academy of Sciences of Belarus A.V. Luicov Mass Transfer Institute*, no. 8–30, pp. 1–12.

Надійшло (received) 25.02.2018

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Чайковська Євгенія Євстафіївна (Чайковская Евгения Евстафьевна, Chaikovskaya Eugene) – кандидат технічних наук, старший науковий співробітник, Одеський національний політехнічний університет, доцент кафедри теоретичної, загальної та нетрадиційної енергетики, м. Одеса, Україна, e-mail: eechaikovskaya@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5663-2707>, ID: 57170828500.