DOI 10.15276/imms.v14.no4.358
УДК 621.438

Informatics and Mathematical Methods in Simulation
Vol.14 (2024), No. 4, pp. 358-365

ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЮ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ УСТАНОВКОЮ НА БАЗІ ГТУ

О. Є. Мішкой, О.С. Тарахтій

Національний університет «Одеська політехніка»
1, Шевченка пр., м.Одеса, 65044, Україна
Email:mishkoy2002@gmail.com

Розглянуто питання підвищення якості управління потужністю газотурбінної установки, яка є тепловим двигуном когенераційної енергетичної установки. Актуальність теми зумовлена складною економічною ситуацією в енергетичній галузі України, високими цінами на імпортні енергоресурси та необхідністю раціонального використання місцевих і альтернативних видів палива. У роботі акцентовано на важливості підвищення енергоефективності ГТУ, зокрема за допомогою автоматизації управління, що дозволяє забезпечити стабільну роботу установки за різних зовнішніх умов і типів палива. Головною метою роботи була розробка структури системи автоматичного управління потужністю ГТУ, яка враховує зовнішні збурення, такі як зміна електричного навантаження, теплоти згоряння палива та температури зовнішнього повітря. Запропоновано використання додаткового сигналу за похідною від температури робочого тіла перед турбіною, що сприяє значному покращенню показників перехідних процесів. Наведено структурну схему автоматичного управління, проведено моделювання перехідних процесів регулювання частоти обертання ротора турбіни, як найголовнішого регульованого параметру та проведення порівняльний аналіз якості регулювання при введенні додаткового сигналу за похідною по температурі газів на вході до турбіни. Результати моделювання показали, що використання додаткового сигналу за похідною підвищує стійкість системи, зменшує динамічне відхилення параметрів до 46,8% та покращує затухання коливань на 16%. Також впровадження автоматизованого управління із сигналом за похідною зменшує відхилення температури газів на виході з камери згоряння, що дозволяє знизити термічне напруження на елементи проточної частини ГТУ.
Ключові слова: газотурбінні установки, когенерація, автоматичне управління, перехідні режими, моделювання, зовнішні збурення, ГТУ.

Вступ. Сучасний стан енергетики України, руйнування енергогенеруючих потужностей, а також умови глобальної енергетичної та екологічної політики вимагають негайного впровадження енергоефективних технологій і створення розподіленої системи генерації електричної енергії. Таке рішення дозволить зробити енергосистему нашої країни менш уразливою до ракетних обстрілів і створити окремі райони держави енергонезалежними [1,2]. Когенерація є одним із таких рішень, яке може дозволити розподілити об’єкти енергогенерації за регіонами нашої держави, в яких є найбільший дефіцит генеруючих поутжностей. Використання когенераційних технологій також дозволяє суттєво підвищити загальну ефективність використання палива порівняно з традиційними роздільними системами виробництва електричної енергії. Для підвищення ККД даного типу установок, тепло продуктів згоряння від теплового двигуна, використовують для вироблення додаткової теплової енергії, цей підхід є одним з ключових напрямків енергозбереження.

Мета роботи. Метою є вдосконалення автоматизованої системи регулювання газотурбінною установкою введенням в регулятор додаткового імпульсу за похідною по температурі газів після камери згоряння і проведення аналізу якості отриманих перехідних процесів регулювання.

Модель когенераційної установки на базі ГТУ. В якості теплових двигунів в системах когенерації часто використовуються газотурбінні установки. Це обумовлено, головним

чином, їхніми маневровими характеристиками і малим часом запуску, а також достатньо великою одиничною потужністю окремої установки [3–5].

Когенераційні установки представляють собою системи, які призначені для одночасного вироблення теплової та електричної енергії з використанням одного джерела палива. В основі їх роботи лежить принцип комбінованого виробництва, який дозволяє значно підвищити коефіцієнт корисної дії (ККД) системи за рахунок утилізації тепла, що виділяється під час виробництва електроенергії.

Когенераційна установка складається з наступних ключових елементів: 1.Первинний двигун – це джерело механічної енергії, який може бути газовою, паровою турбіною або двигуном внутрішнього згоряння. 2. Електрогенератор – перетворює механічну енергію первинного двигуна на електричну енергію. 3. Система утилізації тепла – ключова частина когенераційної установки, яка підвищує загальну ефективність системи. До неї входять теплообмінні апарати, такі як котли-утилізатори та теплообмінники, які забезпечують утилізацію тепла, що виділяється первинним двигуном. 4. Система управління та контролю – відповідає за моніторинг та регулювання параметрів установки, таких як температура, тиск, витрата палива та повітря, частота обертання генератора тощо.

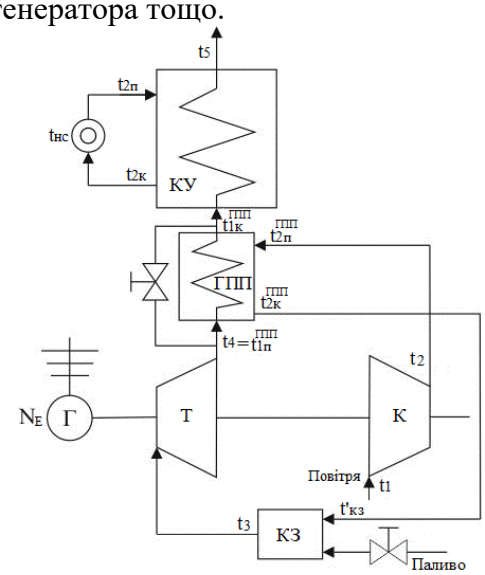

Рис. 1. Структурна схема когенераційної установки на базі ГТУ з утилізацією теплоти продуктів згоряння

Потенційними об'єктами для застосування когенерації є промислові виробництва, заводи, підприємницька сфера (пекарні, хімчистки тощо) лікарні, готелі, торгові центри, адміністративні центри, ферми, об'єкти житлової сфери – житлові будинки та приватні будинки, громадські установи: лікарні, курортні та лікувальні заклади, басейни, спортивні центри, казарми тощо, власні потреби газоперекачувальних станцій, компресорних станцій, котелень тощо.

Когенераційні установки можуть використовуються не тільки як незалежні альтернативні міні ТЕЦ, а також в якості резервних, допоміжних джерел тепло- та електроенергії. Вироблена електрична енергія, може бути підключена до спільної розподільної мережі або використана у власній мережі. Аналогічним чином, тепло, яке утворюється під час спалювання палива в ГТУ, може бути приєднана до централізованих тепломереж або використана в якість води для опалення та виробництва гарячої води для побутових потреб.

Для моделювання динамічних властивостей і перехідних процесів когенераційної установки була використана математична модель наведена у [6]. Дана модель представляє собою систему з 6 диференційних рівнянь. Перші три рівняння описують динамічні властивості газоповітряного підігрівача (ГПП), а наступні три

диференційні рівняння описують динаміку ротора ГТУ, зміни тиску у газових об'ємах і температури газів після камери згоряння.

$$
\begin{aligned}
&\mathrm{C}^{\text{ГПП}}\frac{d\Delta t_{2\text{к}}^{\text{ГПП}}}{dt}+\Delta t_{2\text{к}}^{\text{ГПП}}=\mathrm{c}_1^{\text{ГПП}}\Delta t_2+\mathrm{c}_2^{\text{ГПП}}\Delta t_{\text{ст}}^{\text{ГПП}};\\
&H^{\text{ГПП}}\frac{d\Delta t_{1\text{к}}^{\text{ГПП}}}{dt}+\Delta t_{1\text{к}}^{\text{ГПП}}=h_1^{\text{ГПП}}\Delta t_{1\text{н}}^{\text{ГПП}}-h_2^{\text{ГПП}}\Delta t_{\text{ст}}^{\text{ГПП}};\\
&R^{\text{ГПП}}\frac{d\Delta t_{\text{ст}}^{\text{ГПП}}}{dt}+\Delta t_{\text{ст}}^{\text{ГПП}}=r_1^{\text{ГПП}}\Delta t_{1\text{н}}^{\text{ГПП}}+r_2^{\text{ГПП}}\Delta t_{1\text{к}}^{\text{ГПП}}-r_3^{\text{ГПП}}\Delta t_2-r_4^{\text{ГПП}}\Delta t_{2\text{к}}^{\text{ГПП}};\\
&B\frac{\partial\Delta\omega}{\partial t}+\Delta\omega=b_1\Delta p_3+b_2\Delta t_3+b_3\Delta p_4-b_4\Delta p_2-b_5\Delta N_{\text{E}};\\
&\mathrm{T_p}\frac{\partial\Delta p}{\partial t}+\Delta p=T_{\text{T}}\frac{d\Delta T_3}{dt}-k_{\text{T}}\Delta T_3+k_m\Delta m_{\text{п}}+k_\omega\Delta\omega;\\
&\mathrm{A}\frac{\partial\Delta t_3}{\partial t}+\Delta t_3=\mathrm{a}_1\Delta\omega+\mathrm{a}_2\Delta m_{\text{п}}+\mathrm{a}_3\Delta t_2.
\end{aligned}
\tag{1}
$$

Структурна схема імітаційної моделі, побудована на базі вищевказаної системи диференційних рівнянь, наведена на рис. 2.

На схемі прийняті наступні позначення: *GVP* – модель газоповітряного підігрівача; *Gas volumes* – модель зміни тиску у газових об'ємах ГТУ; *Rotor of turbine* – модель зміни частоти обертання ротора ГТУ; *KC* – камера згоряння. Блоки Compressor і *Turbine* моделюють процеси адіабатичного стискання повітря у компресорі та адіабатичного розширення газів в турбіні.

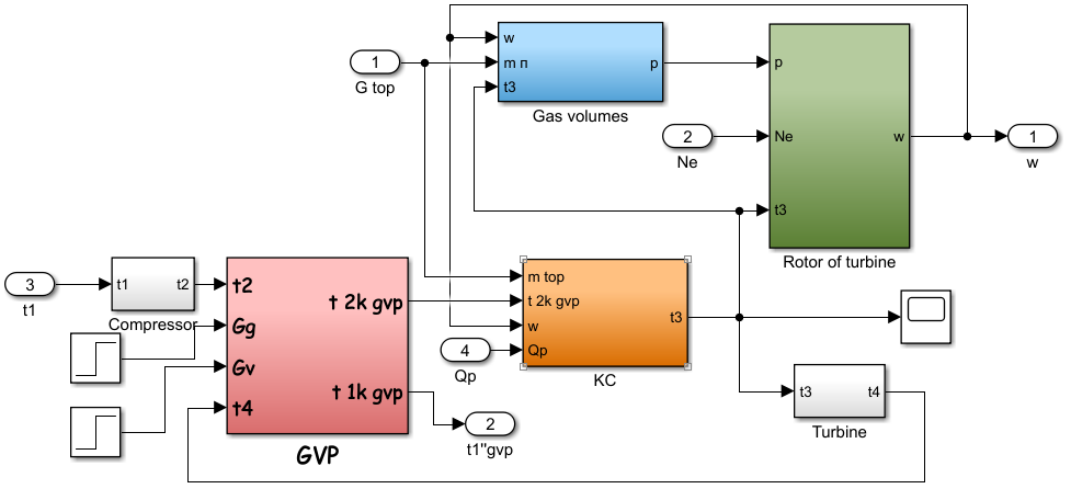

Рис. 2. Структурна схема моделі когенераційної установки на базі ГТУ

Наведена модель представляє собою систему лінеаризованих диференційних рівнянь із зосередженими параметрами і описує динаміку когенераційної установки в умовах малих відхилень від стаціонарного режиму.

Вдосконалення системи автоматизованого управління когенераційною установкою. Як відомо ККД стаціонарних ГТУ, що працюють за циклом Брайтона, невеликий, і може становити від 24 до 32 % [7,8]. Для збільшення ККД цих установок застосовують утилізацію теплоти відхідних газів у котлах-утилізаторах, для вироблення теплової енергії та регенерацію теплоти за допомогою газо-повітряних підігрівачів, для підігріву повітря після компресора [7,8].

Однак установки такого типу окрім теплової енергії виробляють також і електричну енергію. У вітчизняній енергосистемі висуваються достатньо жорсткі вимоги до стабілізації частоти електричної енергії [11], яка надходить до енергосистеми: відхилення частоти не повинне перевищувати ± 0,2 Гц. Цей факт підвищує вимоги до якості автоматичного регулювання когенераційною установкою з точки зору стабілізації частоти виробленої електричної енергії. За основу була взята система автоматичного

управління газотурбінною установкою, наведена у [8,9]. Умови роботи енергогенеруючого обладнання у частих перехідних режимах, які обумовлені складним станом вітчизняної енергосистеми та складністю розподілення навантаження в енергосистемі підтверджують актуальність задачі підвищення якості та сталості автоматичної системи регулювання частоти. Нижче наведена структурна схема автоматизованої системи управління потужністю газотурбінної установки, яка була вдосконалена введенням додаткового сигналу за похідною по температурі продуктів згоряння на виході з камери згоряння (рис. 3).

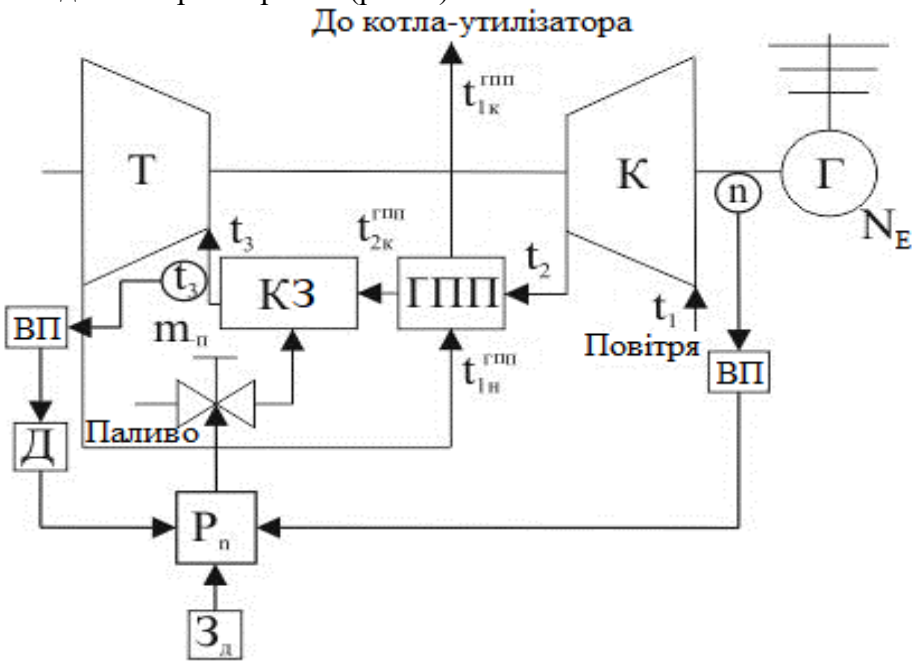

Рис. 3. Структурна схема автоматизованої системи управління ГТУ когенераційної установки

Основними елементами на наведеній схемі є: камера згоряння (КЗ) до якої надходить повітря, що нагнітається компресором (К) і паливо через регулюючий орган ($m_п$). А також, турбіна (Т), на ротор якої діють рухомі сили газів, які виходять з камери згоряння і сили опору з боку електричного генератора (Г) і компресора. Повітря після компресора нагрівається у газо-повітряному підігрівачі (ГПП) від теплоти газів, які виходять після турбіни. За рахунок цього знижується витрата палива на підігрів повітря у камері згоряння.

Основними регулюючими параметрами в ГТУ є: частота обертання ротора газової турбіни ω і температура газів на виході з камери згоряння t_3 [10]. Частота обертання ротора ГТУ однозначно пов'язана із частотою обертання валу генератора, генеруючим електричну енергію і, відповідно частотою електричного струму, що надходить до енергосистеми. Температура газів на виході камери згоряння у сучасних ГТУ складає близько 2000 °С і визначає термічне напруження елементів проточної частини газової турбіни, а саме робочих лопаток. Навіть короткочасне підвищення температури газів може суттєво вплинути на довговічність роботи або привести до виходу з ладу елементів проточної частини.

Введення додаткового сигналу за похідною від значення температури газів після камери згоряння може дозволити підвищити якість регулювання температури, роблячи регулюючий вплив, пропорційним швидкості зміни температури продуктів згоряння. А також може підвищитися швидкість регулювання, оскільки регулятор буде змінювати положення регулюючого органу до того моменту, як відбудеться зміна частоти обертання ротора газової турбіни.

Моделювання і аналіз динамічних характеристик когенераційної установки. При

проведенні моделювання перехідних процесів наносилося збурення зміною електричного навантаження, величина збурення складала 10% від номінального навантаження газотурбінної установки.

Нижче, на рис.4 і рис.5, наведені перехідні процеси регулювання, отримані при застосуванні автоматичної системи регулювання без введення додаткового сигналу за похідною за температурою газів після камери згоряння.

Перехідний процес регулювання частоти обертання ротора ГТУ без введення додаткового сигналу за похідною наведений на рис.4

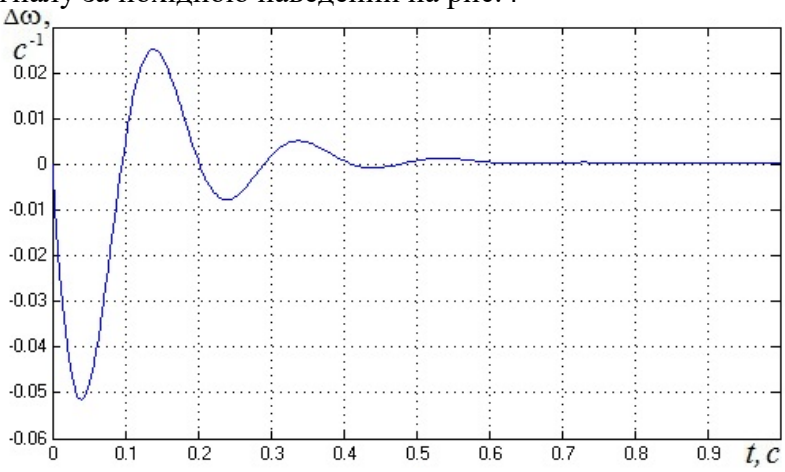

Рис. 4. Перехідний процес регулювання по каналу зміна електричного навантаження →частота обертання ротора ГТУ $\Delta N_{\text{E}} \rightarrow \omega$ (збурення $\Delta N_{\text{E}} = 10\%$)

Із графіку перехідного процесу, представленого на рис. 3 видно, що збільшення електричного навантаження ΔN_{E} на 10% призводить до відхилення частоти обертання ротора ГТУ на -0,052 Гц (-0,104 %), яке не виходить за межі допустимих відхилень, що регламентуються стандартом і складають ± 0,2 Гц. Ступінь загасання перехідного процесу при цьому становить $\psi^{N_E \rightarrow \omega} = 0{,}85$.

Аналіз моделювання динаміки системи автоматичного керування когенераційною установкою без введення додаткового сигналу за похідною по температурі газів показав, що зміна електричного навантаження генератора ΔN_{E} також викликає істотне відхилення температури газів на виході з камери згоряння (рис. 5).

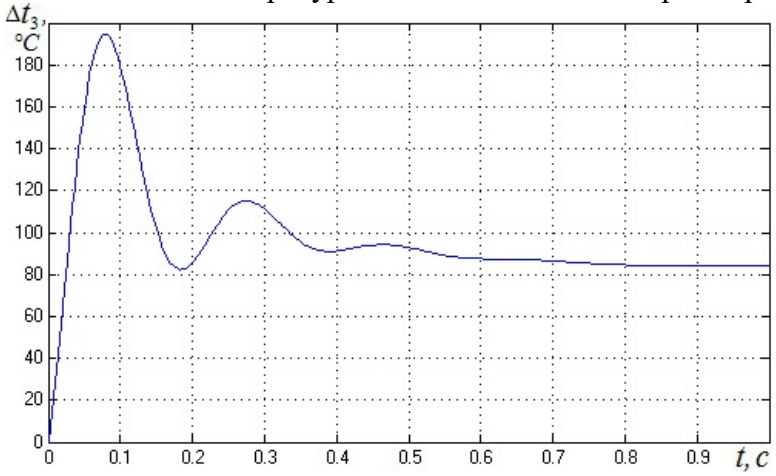

Рис. 5. Перехідний процес регулювання по каналу зміна електричного навантаження → температура газів після КЗ $\Delta N_{\text{E}} \rightarrow t_3$ (збурення $\Delta N_{\text{E}} = 10\%$)

Збільшення електричного навантаження на 10 % призводить до збільшення температури газів на виході КЗ на 16,3 % (195 °С), що небажано, оскільки збільшується термічна напруга елементів проточної частини газової турбіни. Ступінь загасання перехідного процесу, представленого складає $\psi^{N_E \rightarrow t_3} = 0{,}71$. З метою нейтралізації вказаного негативного факту, було прийнято рішення в контур регулювання

електричним навантаженням генератора додати сигнал за похідною від зміни температури газів на виході з камери згоряння (рис. 3). Для отримання похідної застосовано реальну диференційну динамічну ланку, отриману як результат алгебраїчної суми передавальних функцій пропорційної та інерційної ланок [12].Результати моделювання перехідних процесів зміни частоти обертання ротора ГТУ при збуренні зміною електричного навантаження із використанням додаткового сигналу за похідною і без нього представлені на рис. 6.

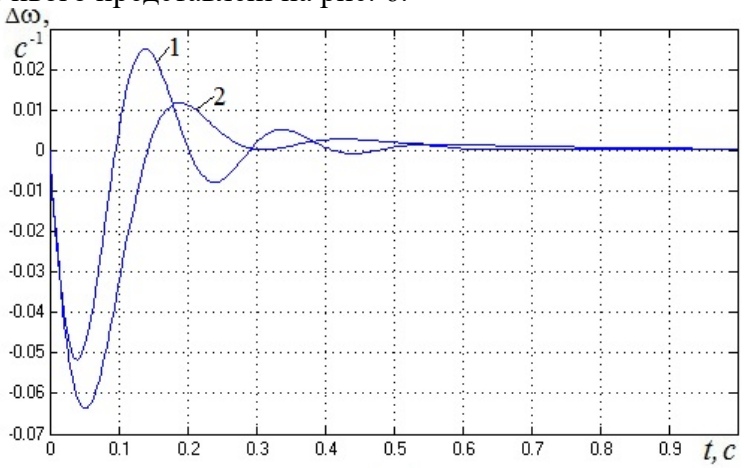

Рис. 6 Перехідні процеси регулювання частоти обертання ротора при використанні ПІ-закону і додаткового сигналу за похідною (ПІ+Д): 1 – $\Delta N_{\text{E}} = 10\%$ (ПІ); 2 – $\Delta N_{\text{E}} = 10\%$ (ПІ+Д)

Аналіз отриманих перехідних процесів показує якісне поліпшення показників перехідних процесів: збільшення ступеня загасання до 0,95 і зменшення другого динамічного відхилення, що свідчить про збільшення запасу стійкості системи. Незначне збільшення першого динамічного відхилення пояснюється тим, що збурення зміною електричного навантаження практично миттєво впливає на частоту обертання ротора, проте на другому відхиленні вже позначається вплив сигналу за похідною, і його зниження становить 46,8 %. Перехідні процеси зміни температури газів на виході з камери згоряння представлені на рис. 7

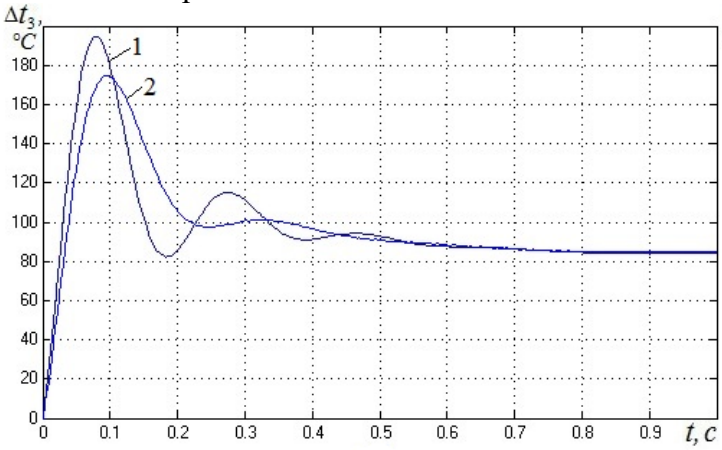

Рис. 7 Перехідні процеси регулювання температури газів на виході КЗ при використанні ПІ-закону і сигналу за похідною (ПІ+Д): 1 – $\Delta N_{\text{E}} = 10\%$ (ПІ); 2 – $\Delta N_{\text{E}} = 10\%$ (ПІ+Д)

З наведених графіків також видно, що з введенням сигналу по похідній від температури газів після КЗ відбувається покращення якості перехідного процесу і, що саме головне, знижується відхилення температури газів після камери згоряння зі 195 °С до 168°С. Цей факт дуже позитивно впливає на елементи проточної частини газової турбіни, знижуючи їхнє термічне напруження і дозволяє подовжити їх строк служби.

Висновки. Проведене дослідження підтвердило важливість вдосконалення системи

автоматичного управління когенераційними установками на базі газотурбінних двигунів для забезпечення їх стабільної та енергоефективної роботи в умовах змінних зовнішніх впливів. Результати моделювання показали, що введення додаткового сигналу за похідною температури газів після камери згоряння суттєво покращує динамічні характеристики системи. Зокрема, було досягнуто зменшення динамічних відхилень температури газів на виході з камери згоряння на 13,8%, а також підвищення ступеня загасання коливань до 95%, що знижує термічне напруження елементів газотурбінного двигуна та сприяє продовженню їх строку служби.

Впровадження такого підходу до автоматизованого управління дає змогу забезпечити високу точність регулювання частоти обертання ротора та стабільність виробленої електричної енергії, що є критично важливим для когенераційних установок у сучасній енергетичній системі. Позитивні результати моделювання свідчать про перспективність подальшого використання запропонованого методу для поліпшення роботи ГТУ, особливо в умовах частих змін навантаження та варіативності зовнішніх параметрів, таких як температура та якість палива.

Отримані результати відкривають нові можливості для підвищення енергоефективності когенераційних установок за рахунок удосконалення систем автоматичного управління. Це, у свою чергу, сприятиме більш раціональному використанню енергоресурсів і зміцненню енергетичної незалежності країни, особливо в умовах зростаючих вимог до стабільності та екологічності енергетичних систем.

Загалом, впровадження сучасних методів регулювання та автоматизації у роботу когенераційних установок на базі ГТУ є важливим кроком до розвитку стійкої та енергоефективної енергетичної інфраструктури.

Список літератури

1. Криволап К. Українська енергосистема 2023-2024: проблеми, виклики та перспективи. URL: https://rubryka.com/blog/ukrayinska-energosystema
2. Розвиток когенераційних станцій в Україні як відповідь на енергетичні виклики війни. URL: https://clearenergy.ua/rozvytok-kogeneratsijnyh-stantsij-v-ukrayini-yak-vidpovid-na-energetychni-vyklyky-vijny/
3. Цьогоріч Україна значно збільшить кількість газотурбінних та біогазових установок: Українське національне інформаційне агентство «Укрінформ». URL: https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3685024-cogoric-ukraina-znacno-zbilsit-kilkist-gazoturbinnih-ta-biogazovih-ustanovok-ekspert.html
4. Проблеми встановлення газотурбінних установок – синхронізація з мережею, модернізація розподільчого обладнання, URL: https://interfax.com.ua/news/economic/1033532-amp.html
5. Колотило Д.В. Лесько В.О., Гресько А.О., Кравець В.В. Газотурбінні електростанції в Об'єднаній енергетичній системі України в умовах інтеграції до Європейської мережі операторів системи передачі енергії. *LI Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки*: матеріали конференції. Вінниця : ВНТУ, 2022. 3 с.
6. Тодорцев Ю.К., Ларіонова О.С. Математична модель динаміки когенераційної енергетичної установки. *Автоматика–2011*: матеріали XVIII Міжнар. конференції з автоматичного управління. Львів, 2011. С. 50 – 53.
7. Ганжа О.М., Марченко М.А. Удосконалення стаціонарної газотурбінної установки вибором раціональних параметрів регенератора-повітропідігрівача. *Вісник НТУ ХПІ: Енергетичні та теплотехнічні процеси та устаткування.* 2012. №7. С. 124 – 128.
8. Tarakhtii O., Bundyuk A. The research of the energy characteristics of cogeneration power plant in a changing fuel quality. *Automation of technological and business processes*. 2016. №8/1. С. 13 – 20. URL: https://doi.org/10.21691/atbp.v8i1.17
9. Yavorskyi O., Tarakhtii O., Maksymov M., Kryvda V.. Model of gas turbine plant with

concentrated parameters for analysis of dynamic properties patterns. *Energy Engineering and Control Systems.* 2023. V. 9. No. 2. P. 105 – 118. URL: https://doi.org/10.23939/jeecs2023.02.105
10. Березльов В. П., Гвоздецький І. І., Капітанчук К. І. Системи автоматичного керування газотурбінних установок і компресорів К.: НАУ-ДРУК, 2010. 164 с.
11. ГОСТ 13109-97. Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення: [Введ. 01.01.2000]. Вид. офіц. Київ, 1998.
12. Харабет О.М. Вивчення класичної теорії автоматичного управління за допомогою сучасного персонального комп'ютера. Одеса: Бахва, 2014. 188 с.

IMPROVEMENT OF THE AUTOMATIC CONTROL SYSTEM OF A COGENERATION POWER PLANT BASED ON A GAS TURBINE ENGINE

O. E. Mishkoy, O. S. Tarakhtij

National Odesa Polytechnic University
1, Shevchenka Ave., Odessa, 65044, Ukraine
Email: mishkoy2002@gmail.com

The article deals with the issue of improving the quality of power control of a gas turbine unit (GTU), which is a thermal engine of a cogeneration power plant. The relevance of the topic is due to the difficult economic situation in the energy sector of Ukraine, high prices for imported energy resources and the need for rational use of local and alternative fuels. The paper emphasizes the importance of improving the energy efficiency of the GTU, in particular through control automation, which allows for stable operation of the unit under various external conditions and fuel types. The main goal of the work was to develop the structure of the automatic power control system for GTUs, which takes into account external disturbances, such as changes in electrical load, fuel combustion heat, and ambient air temperature. It is proposed to use an additional signal based on the derivative of the temperature of the working fluid in front of the turbine, which contributes to a significant improvement in transient performance. The article presents a structural diagram of automatic control, simulates transient processes of turbine rotor speed control as the main regulated parameter, and performs a comparative analysis of the quality of control when an additional signal is introduced based on the derivative of the temperature of gases at the turbine inlet. The modeling results showed that the use of an additional derivative signal increases the stability of the system, reduces the dynamic deviation of parameters by up to 46.8% and improves the damping of oscillations by 16%. In addition, the introduction of automated control with a derivative signal reduces the deviation of the gas temperature at the outlet of the combustion chamber, which reduces the thermal stress on the elements of the flow part of the GTU.

Keywords: gas turbine units, cogeneration, automatic control, transient modes, modeling, external disturbances.