

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ОДЕСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**ЯВОРСЬКИЙ ОЛЕКСАНДР ВОЛОДИМИРОВИЧ**

УДК 681.5:621.1

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**МОДЕЛІ АВТОМАТИЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ ЧАСТОТНИМИ  
РЕЖИМАМИ ГАЗОТУРБІННИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ З АКУМУЛЯТОРАМИ**

05.13.07 – Автоматизація процесів керування

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Яворський Олександр Володимирович

Науковий керівник – Тарахтій О.С., кандидат технічних наук,

Одеса - 2026

## АНОТАЦІЯ

Яворський Олександр Володимирович. Моделі автоматизованого керування частотними режимами газотурбінних енергосистем з акумуляторами. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 151 – автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології. – Національний університет «Одеська політехніка» МОН України, Одеса, 2026.

Дисертаційна робота присвячена вирішенню науково-прикладної задачі підвищення ефективності та надійності енергосистеми, а також стійкості частотного регулювання в гібридних енергосистемах з газотурбінними установками та акумуляторними накопичувачами енергії. Робота розглядає сучасні системи управління та автоматичні системи управління енергетичними об'єктами в умовах зростаючих вимог до надійного енергопостачання. Актуальність роботи зумовлена необхідністю адекватного математичного опису динамічних властивостей газотурбінних установок для задач автоматизації та управління, ускладненням процесів частотного регулювання в багатомашинних енергосистемах, а також зниженням інерційності сучасних енергосистем і потребою підвищення їх динамічної та аварійної стійкості за рахунок інтеграції акумуляторних систем зберігання енергії. Існуючі підходи не забезпечують комплексного врахування взаємодії динамічних процесів у газотурбінних агрегатах, включаючи процеси з участю допоміжних газів, особливостей розподілу регулювальних впливів та обмежень акумуляторних накопичувачів, що зумовлює необхідність розроблення узагальнених моделей і методів керування. З цією метою в дисертації поставлено задачу підвищення ефективності та надійності частотного регулювання шляхом створення узагальнених динамічних моделей газотурбінних установок, розроблення імітаційних моделей багатомашинних енергосистем, удосконалення методів розподілу регулювальних впливів та обґрунтування ієрархічних структур керування гібридними енергосистемами з урахуванням обмежень акумуляторних накопичувачів у межах концепції модельно-орієнтованого проектування.

У першому розділі «Аналіз існуючих методів автоматизованого керування та автоматичних систем управління частотними режимами газотурбінних енергосистем з урахуванням надійності енергосистеми, надійного енергопостачання та нормованих показників якості» одержано такі результати:

- виконано аналіз математичних моделей газотурбінних установок та встановлено, що існуючі підходи або мають надмірну складність, або не забезпечують достатньої адекватності при дослідженні перехідних процесів, що зумовлює необхідність розроблення узагальненої динамічної моделі із зосередженими параметрами;

- досліджено сучасні підходи до автоматизованого керування частотою в багатомашинних енергосистемах і виявлено обмеженість існуючих методів розподілу збурень, зокрема недостатнє врахування динамічних характеристик установок, їх можливостей до маневрування потужністю і знаку збурення;

- проаналізовано методи підвищення динамічної та аварійної стійкості енергосистем з акумуляторними накопичувачами та встановлено необхідність створення комплексних моделей і методів керування, що враховують обмеження накопичувачів і можливі деградовані режими роботи системи.

У другому розділі «Модельно-орієнтоване проектування та математичне моделювання газотурбінних установок зі зосередженими параметрами: динамічні моделі, моделі апроксимації, допоміжні гази та аналіз динамічних властивостей при змінній номінальній потужності» розроблено узагальнену динамічну модель газотурбінної установки, що відтворює основні фізичні процеси та забезпечує можливість дослідження перехідних режимів у широкому діапазоні навантажень.

- розроблена модель газотурбінної установки сформована на основі підходу зі зосередженими параметрами та включає взаємопов'язані підсистеми ротора, камери згоряння та газових об'ємів, для яких отримано систему диференціальних рівнянь, що адекватно описує інерційні, теплові та масообмінні процеси при малих відхиленнях від робочої точки;

– удосконалено підхід до параметризації динамічної моделі шляхом узагальнення результатів імітаційного моделювання та отримання моделей апроксимації у вигляді залежностей коефіцієнтів моделі і параметрів перехідних процесів від номінальної потужності установки;

– отримані результати забезпечили можливість масштабування моделі для установок різної потужності та підвищення точності дослідження динамічних режимів роботи газотурбінних установок у складі енергосистем, а також створили основу для її використання в задачах синтезу систем автоматичного регулювання.

У третьому розділі «Імітаційна автоматична система управління (система керування) частотою гібридної енергосистеми з газотурбінними установками та дослідження процесів маневрування потужністю» розроблено імітаційну модель багатомашинної енергосистеми та виконано дослідження впливу режимів роботи установок і стратегій розподілу збурень на нормовані показники якості частотного регулювання як елементів системи стабілізації.

– розроблена імітаційна модель включає уніфіковані параметризовані динамічні моделі газотурбінних установок зі змінними параметрами, об'єднані спільним частотним контуром, а також реалізовані алгоритми розподілу збурень активної потужності з урахуванням взаємного динамічного впливу агрегатів у багатомашинній системі;

– удосконалено систему керування частотним режимом шляхом комплексного дослідження впливу режимів роботи газотурбінних установок (навантаження, гарячий резерв) і стратегій розподілу збурень, що дозволило встановити визначальну роль регульованих агрегатів та виявити залежність ефективності стратегій керування від умов функціонування системи;

– отримані результати дозволили обґрунтувати доцільність адаптивного перемикання стратегій розподілу збурень активної потужності залежно від знаку дисбалансу, що забезпечує підвищення якості та надійності частотного регулювання в багатомашинній енергосистемі.

У четвертому розділі «Моделі та алгоритми автоматизації управління частотним регулюванням енергосистем з газотурбінними та акумуляторними установками з підвищеною надійністю системи стабілізації» розроблено математичні та імітаційні моделі і методи структурного синтезу системи первинного частотного регулювання.

– розроблена узагальнена модель гібридної енергосистеми включає газотурбінні установки та акумуляторні накопичувачі енергії, інтегровані у спільний контур первинного частотного регулювання, з урахуванням динаміки накопичувача, обмежень за станом заряду, потужністю та енергетичною ємністю;

– удосконалено структуру автоматизованої системи керування шляхом реалізації ієрархічного принципу розподілу функцій між швидкодіючим акумуляторним каналом і інерційними газотурбінними установками, а також впровадження алгоритмів відновлення енергетичного стану накопичувача та аналізу альтернативних (паралельних і комбінованих) структур керування;

– отримані результати забезпечили підвищення динамічної та аварійної частотної стійкості гібридної енергосистеми, зменшення глибини та швидкості відхилень частоти в перехідних процесах, підвищення ефективності використання акумуляторних накопичувачів у контурі первинного регулювання. а також **надійності енергосистеми.**

Отже, отримані результати забезпечили досягнення поставленої мети дисертаційного дослідження та підвищення ефективності функціонування сучасних автоматизованих енергетичних систем.

**Ключові слова:** система управління, модельно-орієнтоване проектування, динамічна модель, автоматизація, управління, автоматична система управління, маневрування потужністю, модель апроксимації, допоміжні гази, надійність енергосистеми, надійність, надійне енергопостачання, система стабілізації, система керування, нормовані показники якості

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Konstantin V. Beglov; Victoria I. Kryvda; Oleksandr A. Klymchuk; Vladyslav R. Zhukovskyi; **Oleksandr V. Yavorskyi**; Gennady Io. Galanter Comparison of mathematical models of power generation equipment in transient process simulation in energy systems ELECTRICAL AND COMPUTER SYSTEMS 2025 DOI: [10.15276/eltecs.42.118.2025.4](https://doi.org/10.15276/eltecs.42.118.2025.4); URL: <https://eltecs.op.edu.ua/index.php/journal/article/view/3302>
2. **Олександр Володимирович Яворський**; Ольга Сергіївна Тарахтій; Владислав Русланович Жуковський; Віктор Олександрович Панін Analysis of the distribution of gas turbine unit operation modes as a tool for improving the stability of the power system Technology audit and production reserves 2024-12-31 DOI: [10.15587/2706-5448.2024.320229](https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.320229)
3. Taia Petik; Mykhaylo Lobachev; **Oleksandr Yavorskyi**; Vitalii Holey, Automatic control system for changing the power of a nuclear power unit 2023-11-28, Electrical And Computer Systems, DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.38.114.2023.5>; URL: <https://eltecs.op.edu.ua/index.php/journal/article/view/3254>
4. Olga Tarakhtiy; Vladyslav Zhukovskyi; Andrii Ivaneiev; **Oleksandr Yavorskyi**; Danylo Shuvalov Аналіз теплових схем і динамічних властивостей когенераційної енергетичної установки за умови використання несиртифікованих видів палива International Science Journal of Engineering & Agriculture 2023-10-01 DOI: [10.46299/j.isjea.20230205.02](https://doi.org/10.46299/j.isjea.20230205.02)
5. **O. Yavorskyi**, O. Tarakhtii, M. Maksymov, V. Kryvda. Model of gas turbine plant with concentrated parameters for analysis of dynamic properties patterns. Energy Engineering and Control Systems, 2023, Vol. 9, No. 2, pp. 105 – 118. DOI: <https://doi.org/10.23939/jeecs2023.02.105>
6. **Яворський О.В.**, Тарахтій О.С. Вплив стратегії первинного та вторинного регулювання на частотну стабільність гібридної енергосистеми Вчені

записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки Том 36 (75) № 5 частина 2, 2025 DOI: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2025.5.2/43>; URL: <https://www.tech.vernadskyjournals.in.ua/archive?id=158>

7. **Яворський О.В.**, Тарахтій О.С., Грішин П.І Порівняльне дослідження стратегій частотного регулювання газотурбінної системи в умовах аварійних збурень Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки Том 37 (76) № 1 частина 2 2026 DOI: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2026.1.2/58>; URL: <https://www.tech.vernadskyjournals.in.ua/archive?id=164>

Опубліковані праці апробаційного характеру:

8. **Яворський О.В.** Модель газотурбінної установки зі зосередженими параметрами для аналізу динамічних властивостей. V Міжнародна науково-практична конференція “Innovation And Development In World Science”, 2-4.03.2026, Цюрих, Швейцарія. URL: <https://sci-conf.com.ua/v-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-2-4-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/>

9. **Яворський О.В.** Розподіл режимів роботи газотурбінних установок як фактор впливу на якість частотного регулювання енергосистеми. VI Міжнародна науково-практична конференція “Innovation And Development In World Science”, 29-31.03.2026, Цюрих, Швейцарія. . URL: <https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-29-31-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/>

10. **Яворський О.В.** Порівняльний аналіз методів розподілу збурень потужності в енергосистемі з газотурбінними установками. VI Міжнародна науково-практична конференція “Innovation And Development In World Science”, 29-31.03.2026, Цюрих, Швейцарія. . URL: <https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-29-31-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/>

11. **Яворський О.В.** Апроксимаційна залежність зміни постійної часу гту від поточної потужності. VI Міжнародна науково-практична конференція “Innovation And Development In World Science”, 29-31.03.2026, Цюрих, Швейцарія.  
. URL: <https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-29-31-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/>

## ABSTRACT

Yavorskyi Oleksandr Volodymyrovych. Models of automated control of frequency modes of gas turbine power systems with batteries. – Qualification scientific work as a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 151 – Automation and Computer-Integrated Technologies. – Odesa Polytechnic National University of the Ministry of Education and Science of Ukraine, Odesa, 2026.

The dissertation is devoted to solving a scientific and applied problem of improving the efficiency and reliability of power systems, as well as the stability of frequency control in hybrid power systems with gas turbine units and battery energy storage systems. The work considers modern control systems and automatic control systems of power facilities under conditions of increasing requirements for reliable power supply. The relevance of the work is determined by the need for an adequate mathematical description of the dynamic properties of gas turbine units for automation and control tasks, the increasing complexity of frequency regulation processes in multi-machine power systems, as well as the reduction of inertia in modern power systems and the need to improve their dynamic and emergency stability through the integration of battery energy storage systems. Existing approaches do not provide a comprehensive account of the interaction of dynamic processes in gas turbine units, including processes involving auxiliary gases, the features of distributing control actions, and the limitations of battery storage systems, which necessitates the development of generalized models and control methods. For this purpose, the dissertation sets the task of improving the efficiency and reliability of frequency control by developing generalized dynamic models of gas turbine units, simulation models of multi-machine power systems, improving methods for distributing control actions, and substantiating hierarchical control structures of hybrid power systems considering the limitations of battery storage systems within the concept of model-based design.

In the first section, “Analysis of existing methods of automated control and automatic control systems of frequency modes of gas turbine power systems considering

power system reliability, reliable power supply, and standardized quality indicators,” the following results were obtained:

- an analysis of mathematical models of gas turbine units was carried out, and it was established that existing approaches are either overly complex or do not provide sufficient adequacy in transient studies, which necessitates the development of a generalized dynamic model with lumped parameters;

- modern approaches to automated frequency control in multi-machine power systems were studied, and the limitations of existing disturbance distribution methods were identified, in particular insufficient consideration of the dynamic characteristics of units, their capability for power maneuvering, and the sign of the disturbance;

- methods for improving the dynamic and emergency stability of power systems with battery storage were analyzed, and the need for developing comprehensive models and control methods that consider storage limitations and possible degraded operating modes was established.

In the second section, “Model-based design and mathematical modeling of gas turbine units with lumped parameters: dynamic models, approximation models, auxiliary gases, and analysis of dynamic properties at variable rated power,” a generalized dynamic model of a gas turbine unit was developed, which reproduces the main physical processes and enables the study of transient modes over a wide range of loads.

- the developed model of the gas turbine unit is based on a lumped-parameter approach and includes interconnected subsystems of the rotor, combustion chamber, and gas volumes, for which a system of differential equations was obtained that adequately describes inertial, thermal, and mass transfer processes under small deviations from the operating point;

- the approach to parameterization of the dynamic model was improved by generalizing simulation results and obtaining approximation models in the form of dependencies of model coefficients and transient process parameters on the rated power of the unit;

- the obtained results made it possible to scale the model for units of different capacities and improve the accuracy of studying dynamic operating modes of gas turbine units within power systems, as well as provided a basis for its application in automatic control system synthesis.

In the third section, “Simulation automatic control system (control system) of frequency of a hybrid power system with gas turbine units and study of power maneuvering processes,” a simulation model of a multi-machine power system was developed, and the influence of operating modes and disturbance distribution strategies on standardized quality indicators of frequency control as elements of a stabilization system was studied.

- the developed simulation model includes unified parameterized dynamic models of gas turbine units with variable parameters, combined by a common frequency loop, as well as implemented algorithms for distributing active power disturbances considering the mutual dynamic influence of units in a multi-machine system;

- the control system of the frequency mode was improved through a comprehensive study of the influence of operating modes of gas turbine units (load, spinning reserve) and disturbance distribution strategies, which made it possible to determine the decisive role of controlled units and reveal the dependence of control strategy efficiency on system operating conditions;

- the obtained results substantiated the feasibility of adaptive switching of disturbance distribution strategies depending on the sign of imbalance, which ensures improved quality and reliability of frequency control in a multi-machine power system.

In the fourth section, “Frequency control of a hybrid power system with gas turbine units and battery electrical systems as a stabilization system with increased reliability and efficient automation of control,” mathematical and simulation models and methods for structural synthesis of the primary frequency control system were developed.

- the developed generalized model of the hybrid power system includes gas turbine units and battery energy storage systems integrated into a common primary frequency control loop, considering storage dynamics, state-of-charge limitations, power, and energy capacity constraints;

– the structure of the automated control system was improved by implementing a hierarchical principle of function distribution between a fast-acting battery channel and inertial gas turbine units, as well as introducing algorithms for restoring the energy state of the storage and analyzing alternative (parallel and combined) control structures;

– the obtained results ensured an increase in dynamic and emergency frequency stability of the hybrid power system, a reduction in the depth and rate of frequency deviations in transient processes, an increase in the efficiency of battery storage use in the primary control loop, as well as an improvement in power system reliability.

Thus, the obtained results ensured the achievement of the goal of the dissertation research and improved the efficiency of functioning of modern automated power systems.

**Keywords:** control system, model-based design, dynamic model, automation, control, automatic control system, power maneuvering, approximation model, auxiliary gases, power system reliability, reliability, reliable power supply, stabilization system, control system, standardized quality indicators.

## LIST OF PUBLICATIONS BY THE ACQUIRER

Scientific works in which the main results of the dissertation are published:

1. Konstantin V. Beglov; Victoria I. Kryvda; Oleksandr A. Klymchuk; Vladyslav R. Zhukovskyi; **Oleksandr V. Yavorskyi**; Gennady Io. Galanter. Comparison of Mathematical Models of Power Generation Equipment in Transient Process Simulation in Energy Systems. *Electrical and Computer Systems*, 2025. DOI: 10.15276/eltecs.42.118.2025.4 URL: <https://eltecs.op.edu.ua/index.php/journal/article/view/3302>
2. **Oleksandr V. Yavorskyi**; Olha S. Tarakhtii; Vladyslav R. Zhukovskyi; Viktor O. Panin. Analysis of the Distribution of Gas Turbine Unit Operating Modes as a Tool for Improving Power System Stability. *Technology Audit and Production Reserves*, 2024. DOI: 10.15587/2706-5448.2024.320229
3. Taia Petik; Mykhaylo Lobachev; **Oleksandr Yavorskyi**; Vitalii Holev. Automatic Control System for Power Variation of a Nuclear Power Unit. *Electrical and Computer Systems*, 2023. DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.38.114.2023.5> URL: <https://eltecs.op.edu.ua/index.php/journal/article/view/3254>
4. Olga Tarakhtii; Vladyslav Zhukovskyi; Andrii Ivaneiev; **Oleksandr Yavorskyi**; Danylo Shuvalov. Analysis of Thermal Schemes and Dynamic Properties of a Cogeneration Power Plant under the Use of Non-Certified Fuels. *International Science Journal of Engineering & Agriculture*, 2023. DOI: 10.46299/j.isjea.20230205.02
5. **O. Yavorskyi**; O. Tarakhtii; M. Maksymov; V. Kryvda. Model of a Gas Turbine Plant with Concentrated Parameters for Analysis of Dynamic Properties. *Energy Engineering and Control Systems*, 2023, Vol. 9, No. 2, pp. 105–118. DOI: <https://doi.org/10.23939/jeecs2023.02.105>
6. **O. V. Yavorskyi**; O. S. Tarakhtii. Influence of Primary and Secondary Control Strategies on the Frequency Stability of a Hybrid Power System. *Scientific Notes of V. I. Vernadsky Taurida National University. Series: Technical Sciences*, 2025, Vol. 36

(75), No. 5, Part 2. DOI: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2025.5.2/43> URL: <https://www.tech.vernadskyjournals.in.ua/archive?id=158>

7. **O. V. Yavorskyi**; O. S. Tarakhtii; P. I. Hrishyn. Comparative Study of Frequency Control Strategies for a Gas Turbine System under Emergency Disturbances. *Scientific Notes of V. I. Vernadsky Taurida National University. Series: Technical Sciences*, 2026, Vol. 37 (76), No. 1, Part 2. DOI: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2026.1.2/58> URL: <https://www.tech.vernadskyjournals.in.ua/archive?id=164>

Published works of an approbation nature:

8. **O. V. Yavorskyi**. Model of a Gas Turbine Unit with Concentrated Parameters for Dynamic Properties Analysis. *V International Scientific and Practical Conference “Innovation and Development in World Science”*, March 2–4, 2026, Zurich, Switzerland. URL: <https://sci-conf.com.ua/v-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-2-4-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/>

9. **O. V. Yavorskyi**. Distribution of Operating Modes of Gas Turbine Units as a Factor Affecting the Quality of Power System Frequency Control. *VI International Scientific and Practical Conference “Innovation and Development in World Science”*, March 29–31, 2026, Zurich, Switzerland. URL: <https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-29-31-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/>

10. **O. V. Yavorskyi**. Comparative Analysis of Methods for Power Disturbance Distribution in a Power System with Gas Turbine Units. *VI International Scientific and Practical Conference “Innovation and Development in World Science”*, March 29–31, 2026, Zurich, Switzerland. URL: <https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-29-31-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/>

11. **O. V. Yavorskyi.** Approximation Dependence of the Gas Turbine Unit Time Constant on Its Current Power Output. *VI International Scientific and Practical Conference “Innovation and Development in World Science”*, March 29–31, 2026, Zurich, Switzerland. URL: <https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-29-31-03-2026-tsyurih-shvejsariya-arhiv/>

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....	19
ВСТУП.....	20
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ АВТОМАТИЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ ТА АВТОМАТИЧНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ЧАСТОТНИМИ РЕЖИМАМИ ГАЗОТУРБІННИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ З УРАХУВАННЯМ НАДІЙНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ, НАДІЙНОГО ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ТА НОРМОВАНИХ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ.....	32
1.1. Аналіз динамічних моделей газотурбінних установок, моделей апроксимації та методів модельно-орієнтованого проектування для систем автоматичного керування частотними режимами.....	32
1.2. Аналіз автоматизованих систем управління, систем керування та систем стабілізації частоти в багатомашинних енергосистемах з урахуванням надійності енергосистеми та маневрування потужністю.....	36
1.3. Аналіз підходів до підвищення динамічної та аварійної стійкості, надійності енергосистеми й забезпечення надійного енергопостачання в гібридних системах управління з акумуляторними накопичувачами енергії.....	39
1.4. Постановка задачі дослідження. ....	42
РОЗДІЛ 2. МОДЕЛЬНО-ОРІЄНТОВАНЕ ПРОЄКТУВАННЯ ТА МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ГАЗОТУРБІННИХ УСТАНОВОК ЗІ ЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ПАРАМЕТРАМИ: ДИНАМІЧНІ МОДЕЛІ, МОДЕЛІ АПРОКСИМАЦІЇ, ДОПОМІЖНІ ГАЗИ ТА АНАЛІЗ ДИНАМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРИ ЗМІННІЙ НОМІНАЛЬНІЙ ПОТУЖНОСТІ.....	45
2.1. Розробка динамічної моделі газотурбінної установки для автоматичних систем управління зі зосередженими параметрами .....	46
2.1.1. Прийняті припущення та загальна структура динамічної моделі газотурбінної установки для системи управління.....	46
2.1.2. Математична динамічна модель ротора газотурбінної установки для автоматизації управління.....	47

2.1.2. Математична модель динаміки камери згоряння газотурбінної установки з урахуванням допоміжних газів .....	52
2.1.3. Математична модель динаміки акумуляторів матеріальної енергії газотурбінної установки у системі керування.....	55
2.1.4. Початкові дані модельно-орієнтованого проєктування газотурбінної установки.....	59
2.1.5. Набір формул для побудови динамічної моделі та системи управління.....	60
2.2. Аналіз динамічних властивостей перехідних процесів ГТУ в системі стабілізації та управління потужністю.....	63
2.3. Модель апроксимації параметрів динаміки залежно від потужності ГТУ для автоматичних систем управління .....	68
<b>РОЗДІЛ 3. ІМІТАЦІЙНА АВТОМАТИЧНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ (СИСТЕМА КЕРУВАННЯ) ЧАСТОТОЮ ГІБРИДНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ З ГАЗОТУРБІННИМИ УСТАНОВКАМИ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ МАНЕВРУВАННЯ ПОТУЖНІСТЮ .....</b>	
<b>74</b>	
3.1. Модельно-орієнтоване проєктування та динамічна модель енергосистеми з декількох газотурбінних установок.....	75
3.2. Дослідження впливу режимів роботи газотурбінних установок на нормовані показники якості та надійність енергосистеми .....	82
3.3. Порівняльний аналіз стратегій системи керування розподілом частотних збурень між газотурбінними установками .....	85
<b>РОЗДІЛ 4. МОДЕЛІ ТА АЛГОРИТМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ УПРАВЛІННЯ ЧАСТОТНИМ РЕГУЛЮВАННЯМ ЕНЕРГОСИСТЕМ З ГАЗОТУРБІННИМИ ТА АКУМУЛЯТОРНИМИ УСТАНОВКАМИ З ПІДВИЩЕНОЮ НАДІЙНІСТЮ СИСТЕМИ СТАБІЛІЗАЦІЇ .....</b>	
<b>93</b>	
4.1. Динамічна модель акумуляторної батареї в задачах автоматичної системи управління частотним регулюванням .....	94
4.1.1. Місце акумуляторної батареї в автоматичній системі управління частотним регулюванням .....	94

4.1.2. Структура динамічної моделі акумуляторної батареї та модель апроксимації ГТУ .....	95
4.1.3. Вибір параметрів динамічної моделі та забезпечення фізичної коректності .	96
4.1.4. Реалізація динамічної моделі акумуляторної батареї в середовищі Simulink на основі модельно-орієнтованого проєктування .....	97
4.2. Порівняльний аналіз паралельної та ієрархічної структур системи управління частотним регулюванням .....	98
4.2.1. Опис досліджуваних структур .....	98
4.2.2. Реалізація ПІ-регулятора системи керування відновленням заряду акумуляторної батареї.....	100
4.2.3. Методика модельно-орієнтованого проєктування та критерії оцінки нормованих показників якості регулювання .....	101
4.2.4. Порівняльний аналіз результатів моделювання системи управління.....	102
4.3. Аналіз аварійної частотної стійкості та надійності енергосистеми гібридної газотурбінної системи .....	106
4.3.1. Методика дослідження аварійних режимів та оцінювання надійного енергопостачання .....	106
4.3.2. Сценарій А — коротке замикання .....	107
4.3.3. Сценарій В — відмова регулятора однієї газотурбінної установки .....	109
4.3.4. Сценарій С — втрата генерації однієї газотурбінної установки .....	112
4.3.5. Узагальнення результатів .....	114
ВИСНОВОК.....	117
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	121
ДОДАТОК А .....	126
Документи про впровадження результатів дослідження .....	126
ДОДАТОК Б.....	129
Список публікацій здобувача.....	129

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

BESS – Акумуляторна система зберігання енергії

SOC – Стан заряду

АСК – Автоматизована система керування

САК – Система автоматичного керування

ГТУ – Газотурбінна установка

САУ – Система автоматичного управління

КС – Камера згоряння

## ВСТУП

Сучасні електроенергетичні системи характеризуються високою складністю, багаторівневою структурою та жорсткими вимогами до надійності функціонування, що підтверджується сучасними дослідженнями функціонування енергосистем [1], [2]. У зв'язку з цим особливого значення набувають задачі автоматизації процесів керування режимами енергосистеми, побудови ефективної системи управління та розробки автоматичних систем управління частотою як складових загальної системи стабілізації енергосистеми.

В умовах сучасного розвитку енергетики проблема забезпечення частотної стійкості суттєво ускладнюється. Це пов'язано із зростанням частки відновлюваних джерел енергії, які мають стохастичний характер генерації, зменшенням сумарної інерції енергосистеми, що відзначається у роботах [3], [4], а також необхідністю роботи в умовах змінних і часто непередбачуваних режимів навантаження. Додатковим фактором, що значно ускладнює функціонування енергосистеми України, є наслідки воєнних дій, які призводять до пошкодження генеруючих потужностей, електричних мереж і підстанцій. Це створює умови частих аварійних збурень, дефіциту генеруючих ресурсів та підвищених вимог до швидкодії і ефективності систем автоматичного регулювання. Подібні проблеми функціонування енергосистем в умовах дефіциту генерації та пошкодження інфраструктури розглядаються у [2].

У таких умовах особливої важливості набуває задача первинного частотного регулювання, яке забезпечує швидке відновлення балансу потужності після виникнення збурення. Традиційно ця функція покладається на синхронні генератори, зокрема газотурбінні установки, які мають достатню маневреність, високі можливості маневрування потужністю та здатність до зміни потужності в широкому діапазоні. Це підтверджується результатами досліджень динаміки когенераційних установок [5], [6], [7]. Водночас динамічні властивості газотурбінних установок визначаються складними тепломеханічними процесами, що детально досліджено у роботах [8], [9], [10], що відбуваються в камері згоряння,

турбіні та компресорі, а також інерційністю ротора. Це обумовлює обмежену швидкість їх реакції на швидкоплинні збурення та знижує ефективність використання ГТУ як єдиного засобу забезпечення частотної стійкості.

Важливою особливістю газотурбінних установок є також залежність їх ефективності від режиму роботи. При зниженні навантаження зменшується коефіцієнт корисної дії, що робить недоцільним утримання значного резерву потужності лише для цілей частотного регулювання. Це створює суперечність між необхідністю забезпечення швидкодії регулювання та економічною ефективністю роботи генерації.

Одним із перспективних напрямів вирішення цієї проблеми є використання акумуляторних систем зберігання енергії, які здатні забезпечити практично миттєву зміну потужності, що робить їх ефективним засобом первинного регулювання частоти [11], [12], [4]. Завдяки цьому акумулятори можуть ефективно компенсувати короточасні збурення та зменшувати глибину початкових відхилень частоти. Водночас їх застосування обмежується кінцевою енергоємністю, необхідністю контролю стану заряду та врахуванням обмежень за потужністю і ресурсом.

Таким чином, виникає необхідність створення гібридних систем частотного регулювання, у яких поєднуються переваги газотурбінних установок і акумуляторних накопичувачів енергії. Подібні підходи активно досліджуються в сучасній літературі [13]–[16], [3]. У таких системах акумулятори виконують функцію швидкодіючого джерела потужності на початковій стадії перехідного процесу, тоді як газотурбінні установки забезпечують подальше відновлення балансу потужності та підтримання усталеного режиму.

Аналіз сучасних досліджень показує, що значна увага приділяється як розробці математичних і динамічних моделей газотурбінних установок, так і дослідженню алгоритмів керування акумуляторними системами. Особливого поширення набуває модельно-орієнтоване проєктування систем керування, у межах якого динамічна модель використовується як основа синтезу регуляторів та дослідження режимів роботи енергосистеми. Зокрема, моделі зі зосередженими

параметрами дозволяють адекватно описувати динаміку ГТУ та виконувати дослідження їх поведінки в перехідних режимах , а також формувати модель апроксимації параметрів перехідних процесів. У свою чергу, для акумуляторних систем розробляються ієрархічні структури керування, які враховують стан заряду та забезпечують узгоджену роботу з іншими джерелами енергії [13], [14], [15].

Разом із тим існуючі дослідження здебільшого розглядають окремі аспекти проблеми. Зокрема, моделі газотурбінних установок часто аналізуються ізольовано, без урахування їх взаємодії в багатомашинній системі. У роботах, присвячених акумуляторним системам, основна увага приділяється їх інтеграції в системи з відновлюваними джерелами енергії, тоді як питання взаємодії з традиційними генераторами, зокрема газотурбінними установками, досліджено недостатньо.

Окремою проблемою є організація розподілу збурень між регулюючими установками. Відомо, що вибір стратегії розподілу істотно впливає на якість регулювання. При цьому ефективність тієї чи іншої стратегії залежить від характеру збурення, що створює передумови для застосування адаптивних підходів до керування. Однак у наявних дослідженнях ці питання не отримали достатнього розвитку, особливо в контексті гібридних енергосистем.

Крім того, недостатньо досліджено поведінку таких систем в аварійних режимах, зокрема при відмові регуляторів, втраті генерації або різких змінах навантаження. Саме ці режими є найбільш критичними з точки зору забезпечення надійності енергосистеми, надійного енергопостачання та функціонування системи стабілізації частоти й потребують детального аналізу.

Таким чином, існує науково-прикладна проблема підвищення ефективності частотного регулювання гібридних енергосистем на основі узгодженого використання газотурбінних установок та акумуляторних систем зберігання енергії з урахуванням їх динамічних властивостей, обмежень та характеру збурень.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Дисертаційна робота виконана відповідно до пріоритетних напрямів розвитку науки і техніки України у сфері енергетики, автоматизації технологічних процесів та підвищення надійності функціонування електроенергетичних систем.

Тематика дослідження відповідає положенням чинного законодавства України в галузі енергетики, зокрема Закону України «Про ринок електричної енергії», та узгоджується зі стратегічними напрямами розвитку енергетичного сектору, визначеними в Енергетичній стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Робота спрямована на вирішення актуальних науково-прикладних задач забезпечення частотної стійкості енергосистем, підвищення ефективності первинного частотного регулювання та інтеграції сучасних систем накопичення енергії.

Дисертаційне дослідження виконано відповідно до планів науково-дослідних робіт, затверджених Міністерством освіти і науки України, та є складовою частиною держбюджетних науково-дослідних робіт, що виконуються в Національному університеті «Одеська політехніка», а саме:

– «Моделі та методи термодеструкції органічної сировини довільного складу за рахунок автоматичного керування подачі сировини», НДР № 253-47 (державний реєстраційний № 0124U004588);

– «Розробка методів та моделей автоматизованого керування тепловою потужністю парових котлів при спалюванні сумішей вуглеводневих палив змінного складу», НДР № 268-47 (державний реєстраційний № 0125U004012).

У межах виконання зазначених науково-дослідних робіт автором отримано результати, що стосуються розробки математичних та імітаційних моделей динамічних процесів в енергетичних установках, а також методів автоматизованого керування їх режимами. При цьому підходи до модельно-орієнтованого проектування систем керування використовувалися як основа побудови імітаційних моделей та синтезу регуляторів. Отримані результати були узагальнені, розвинуті та адаптовані до задач дослідження частотних режимів гібридних енергосистем з газотурбінними установками та акумуляторними системами зберігання енергії.

**Мета й завдання дослідження** полягають у підвищенні ефективності, надійності та стійкості газотурбінних енергосистем за рахунок удосконалення автоматизованої системи управління частотними режимами енергосистеми з акумуляторними накопичувачами енергії шляхом створення динамічних моделей, моделей апроксимації та методів розподілу регулювальних впливів, а також обґрунтування ієрархічних структур систем керування для забезпечення динамічної й аварійної стійкості системи в нормальних і деградованих режимах роботи.

Реалізація цієї мети передбачила вирішення таких завдань:

1. На основі аналізу існуючих математичних моделей газотурбінних установок виявити суперечність між фізичною повнотою опису динамічних процесів і вимогами до обчислювальної ефективності моделей, та сформулювати вимоги до узагальненої моделі із зосередженими параметрами, що забезпечує адекватне відтворення інерційних, теплових і газодинамічних процесів у задачах частотного регулювання.

2. Розробити динамічну модель газотурбінної установки, що враховує інерцію ротора, теплові потоки камери згоряння та акумулятори матеріальної енергії газових об'ємів та вплив допоміжних газів на параметри тепломеханічних процесів, та отримати апроксимаційні залежності параметрів перехідних процесів від номінальної потужності установки для подальшого аналізу її динамічної реакції на внутрішні та зовнішні збурення.

3. Розробити імітаційну модель автоматизованої системи керування частотою гібридної енергосистеми з газотурбінними установками та на її основі дослідити вплив режимів роботи газотурбінних установок і стратегій розподілу збурень активної потужності на нормовані показники якості, надійності енергосистеми та забезпечення надійного енергопостачання в багатомашинній енергосистемі, а також обґрунтувати доцільність застосування адаптивного перемикання стратегій керування залежно від знаку збурення.

4. Розробити моделі математичного та імітаційного моделювання і структурного синтезу автоматичної системи управління первинним частотним

регулюванням гібридної газотурбінної енергосистеми з акумуляторною системою зберігання енергії та виконати на їх основі дослідження динамічної й аварійної частотної стійкості.

*Об'єкт дослідження* – процес автоматизованого керування частотними режимами газотурбінних енергосистем з акумуляторами в умовах аварійних станів

*Предмет дослідження* – математичні моделі, методи та алгоритми автоматизованого керування частотними режимами газотурбінних енергосистем з акумуляторами на основі регулювання сумарної частоти з урахуванням поточної сумарної потужності енергосистеми

**Методи дослідження.** Дослідження виконано з використанням систем диференціальних рівнянь, що описують динаміку газотурбінних установок із урахуванням інерційних властивостей ротора, теплових процесів у камері згоряння та акумулюючих властивостей газових об'ємів; рівняння доповнені аналітичними та чисельними залежностями, що відображають взаємозв'язок між моментом турбіни, навантаженням та частотою обертання, що дозволило відтворити перехідні процеси в умовах змінного навантаження.

Математичне моделювання багатомашинної енергосистеми виконано на основі рівнянь балансу активної потужності та частоти, що враховують взаємодію декількох газотурбінних установок у спільному частотному контурі; при цьому використано підходи до моделювання систем автоматичного керування з урахуванням обмежень швидкодії та регульовальних характеристик агрегатів.

Моделювання акумуляторної системи зберігання енергії здійснено із застосуванням динамічних моделей із обмеженнями за потужністю, станом заряду та інерційністю силового перетворювача; зміна енергетичного стану акумулятора врахована шляхом інтегрування потужності, що дозволило адекватно описати процеси заряд-розряд у контурі частотного регулювання.

Дослідження процесів частотного регулювання виконано із застосуванням методів теорії автоматичного керування, зокрема аналізу перехідних процесів, оцінювання нормованих показників якості регулювання за максимальним

відхиленням частоти, часом стабілізації та інтегральними критеріями, що характеризують сумарну енергію частотної похибки.

Чисельне розв'язання систем диференціальних рівнянь та імітаційне моделювання виконано з використанням пакету математичного програмного забезпечення MATLAB Simulink (ліцензійний номер 13764481), що забезпечило можливість проведення серії обчислювальних експериментів для різних конфігурацій енергосистеми, режимів роботи та аварійних сценаріїв.

Порівняльний аналіз ефективності різних структур і алгоритмів керування здійснено на основі методів варіаційного моделювання та параметричних досліджень, що дозволило встановити закономірності впливу способів розподілу збурень і структурної організації системи регулювання на показники динамічної та аварійної частотної стійкості.

Адекватність розроблених математичних та імітаційних моделей підтверджено узгодженістю отриманих результатів із фізичними уявленнями про динаміку енергетичних процесів та стійкими закономірностями зміни показників якості регулювання при варіюванні параметрів системи та умов її функціонування.

### **Наукова новизна одержаних результатів**

1. Вперше запропоновано метод динамічного моделювання газотурбінних установок, що враховує інерцію ротора, теплові потоки камери згоряння та акумулятори матеріальної енергії газових об'ємів, що дало можливість отримати апроксимаційні залежності параметрів перехідних процесів від номінальної потужності ГТУ, внаслідок чого забезпечено підвищену точність прогнозування реакції установки на зовнішні і внутрішні збурення.

2. Вперше розроблено імітаційну модель багатомашинної енергосистеми з декількома газотурбінними установками, яка складається з уніфікованих динамічних моделей окремих установок зі змінними параметрами, спільного частотного контуру та алгоритмів системи керування розподілом збурень активної потужності та маневрування потужністю, що дало можливість дослідити вплив режимів роботи установок і стратегій розподілу регулювальних впливів на

нормовані показники якості, надійність енергосистеми та забезпечення надійного енергопостачання в розподіленій системі керування.

3. Вперше розроблено методи математичного та імітаційного моделювання і структурного синтезу автоматичної системи управління первинним частотним регулюванням гібридної газотурбінної енергосистеми з акумуляторною системою зберігання енергії, що дало можливість підвищити динамічну й аварійну частотну стійкість та якість перехідних процесів за рахунок впровадження ієрархічної структури керування, швидкодіючого каналу компенсації потужності та алгоритмічного відновлення енергетичного стану накопичувача.

#### **Практичне значення отриманих результатів.**

Розроблено узагальнену динамічну модель газотурбінної установки зі зосередженими параметрами, яка враховує інерційні, теплові та газодинамічні процеси та доповнена апроксимаційними залежностями параметрів перехідних режимів від номінальної потужності. Це дозволило створити універсальний інструмент для дослідження динамічних властивостей газотурбінних установок у широкому діапазоні режимів роботи та забезпечити можливість масштабування моделей при переході до багатомашинних енергосистем.

Розроблена імітаційна модель автоматизованої системи керування частотою багатомашинної енергосистеми забезпечує комплексне врахування динамічних характеристик окремих агрегатів, їх взаємодії у спільному частотному контурі та обмежень регулюючих можливостей. Використання моделі дозволяє виконувати обґрунтований вибір структури системи керування, параметрів регуляторів і стратегій розподілу збурень без необхідності проведення натурних експериментів, що відповідає сучасним принципам модельно-орієнтованого проектування автоматичних систем управління, що суттєво знижує витрати на проектування та підвищує ефективність прийняття інженерних рішень.

Запропоновані методи структурного синтезу системи первинного частотного регулювання з використанням акумуляторних систем зберігання енергії дозволяють реалізувати ефективну взаємодію швидкодіючих накопичувачів та інерційних

газотурбінних установок. Зокрема, ієрархічна структура керування з алгоритмічним відновленням ступеня заряду акумулятора забезпечує підвищення швидкодії регулювання, зменшення пікових відхилень частоти та раціональне використання енергетичного ресурсу накопичувача.

Отримані результати імітаційного моделювання показали, що застосування акумуляторних систем у контурі первинного частотного регулювання дозволяє зменшити максимальні відхилення частоти на 12–20 % та скоротити час стабілізації у 4–5 разів порівняно з традиційними системами. Це відкриває можливості для підвищення динамічної та аварійної стійкості енергосистем без необхідності суттєвої модернізації існуючого генеруючого обладнання.

Практична цінність роботи також полягає у встановленні закономірностей впливу стратегій розподілу збурень на якість частотного регулювання, що дозволяє обґрунтувати застосування адаптивних алгоритмів керування, здатних змінювати принцип розподілу залежно від характеру збурення. Це сприяє підвищенню надійності функціонування енергосистеми в умовах змінних режимів роботи та аварійних впливів.

Запропонований підхід забезпечує можливість:

- підвищення якості частотного регулювання без збільшення встановленої потужності генеруючих установок;
- зменшення навантаження на газотурбінні установки за рахунок використання швидкодіючих накопичувачів енергії;
- підвищення живучості енергосистеми в умовах аварійних режимів та дефіциту генеруючих потужностей;
- створення основи для впровадження інтелектуальних та адаптивних систем керування в сучасних енергосистемах.

Матеріали дисертаційної роботи впроваджені в навчальний процес Національного університету «Одеська політехніка» при підготовці бакалаврів та магістрів за спеціальністю «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» в Інституті штучного інтелекту та робототехніки на кафедрі «Програмних і

комп'ютерно-інтегрованих технологій» при викладанні дисциплін: «Моделювання процесів і систем», «Автоматизація виробничих процесів», «Оптимальні та адаптивні системи управління», «Сучасні системи керування».

Таким чином, результати дисертаційної роботи мають практичну цінність для задач проєктування, аналізу та модернізації систем автоматизованого керування енергосистемами, а також можуть бути використані при підготовці фахівців у галузі автоматизації та енергетики.

### **Особистий внесок здобувача.**

Усі наукові результати, викладені в дисертаційній роботі, отримані автором самостійно. Здобувачу належать основні ідеї, пов'язані з розробкою узагальнених математичних і імітаційних моделей газотурбінних установок та гібридних енергосистем, а також методів структурного синтезу систем автоматизованого керування частотними режимами з урахуванням інтеграції акумуляторних систем зберігання енергії. Автором сформульовано наукову концепцію дослідження, виконано постановку задач, розроблено математичні моделі, алгоритми керування, структурні схеми систем та здійснено комплекс імітаційних досліджень.

Основні наукові результати, що становлять зміст дисертації, отримані особисто здобувачем і полягають у:

- розробці методу динамічного моделювання газотурбінних установок із зосередженими параметрами з урахуванням інерції ротора, теплових процесів та газодинамічних накопичувальних ефектів;
- отриманні апроксимаційних залежностей параметрів перехідних процесів від номінальної потужності газотурбінних установок;
- створенні імітаційної моделі багатомашинної енергосистеми зі спільним частотним контуром на основі уніфікованих параметризованих моделей установок;
- розробці та дослідженні стратегій розподілу збурень активної потужності та обґрунтуванні доцільності застосування адаптивних алгоритмів керування;

- розробці моделей акумуляторних систем зберігання енергії як швидкодіючих елементів первинного частотного регулювання з урахуванням обмежень за станом заряду та потужністю;
- синтезі паралельної та ієрархічної структур керування гібридною енергосистемою та доведенні переваг ієрархічного підходу;
- проведенні комплексного дослідження динамічної та аварійної частотної стійкості енергосистеми.

У наукових працях, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належать такі результати:

у [20] – участь у постановці задачі порівняльного аналізу математичних моделей енергетичного обладнання, розробка та адаптація моделей для дослідження перехідних процесів, а також участь у проведенні чисельних експериментів;

у [21] – постановка задачі дослідження впливу режимів роботи газотурбінних установок на стійкість енергосистеми, розробка підходу до аналізу стратегій розподілу навантаження та інтерпретація отриманих результатів;

у [22] – участь у розробці структури автоматизованої системи керування потужністю енергоблоку та моделюванні її динамічних характеристик;

у [23] – участь у дослідженні динамічних властивостей когенераційних установок, аналіз впливу складу палива на теплові процеси та побудова відповідних моделей;

у [24] – розробка узагальненої математичної моделі газотурбінної установки зі зосередженими параметрами, формалізація динаміки її основних елементів та проведення імітаційних досліджень;

у [25] – постановка задачі дослідження частотної стабільності гібридної енергосистеми, розробка моделей участі акумуляторної системи у первинному та вторинному регулюванні, а також аналіз ефективності різних стратегій керування.

у [26] – оцінка аварійної стійкості системи за частотними показниками, проведені серія моделювань аварійних сценаріїв.

Таким чином, дисертаційна робота є результатом самостійних досліджень автора, а отримані наукові результати відображають його особистий внесок у розвиток методів моделювання та автоматизованого керування частотними режимами гібридних енергосистем.

### **Апробація результатів роботи**

Результати проведеного дисертаційного дослідження були представлені, обговорені і отримали схвалення на таких конференціях: V Міжнародна науково-практична конференція “Innovation And Development In World Science”, 2-4.03.2026, Цюрих, Швейцарія; VI Міжнародна науково-практична конференція “Innovation And Development In World Science”, 29-31.02.2026, Цюрих, Швейцарія; VII Міжнародна науково-практична конференція “Science And Education: Synergy Of Innovation”, 23-25.02.2026, Берлін, Німеччина; VII Міжнародна науково-практична конференція “International Experience In Scientific Research”, 19-21.02.2026, Чикаго, США

### **Публікації**

Результати наукових досліджень опубліковані в 10 друкованих працях, з них 6 – у спеціалізованих наукових виданнях (1 публікація – у міжнародній науково-метричній базі SCOPUS), 4 – доповідей та тез доповідей на міжнародних, всеукраїнських та науково-технічних конференціях.

### **Структура та обсяг роботи**

Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел з 35 найменувань й 2 додатки. Загальний обсяг роботи становить 130 сторінки (з них 100 – основного тексту). До роботи також входять 37 рисунків й 28 таблиць.

# **РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ АВТОМАТИЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ ТА АВТОМАТИЧНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ЧАСТОТНИМИ РЕЖИМАМИ ГАЗОТУРБІННИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ З УРАХУВАННЯМ НАДІЙНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ, НАДІЙНОГО ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ТА НОРМОВАНИХ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ**

## **1.1. Аналіз динамічних моделей газотурбінних установок, моделей апроксимації та методів модельно-орієнтованого проектування для систем автоматичного керування частотними режимами**

Сучасні газотурбінні установки є складними нелінійними динамічними об'єктами, в яких тісно взаємодіють газодинамічні, теплові, механічні та електромеханічні процеси. Їх функціонування відбувається в умовах змінних режимів навантаження, дії зовнішніх та внутрішніх збурень, а також жорстких обмежень за температурними та механічними параметрами. У зв'язку з цим задача адекватного математичного опису динамічних властивостей ГТУ є принципово важливою [5], [9], [10] для аналізу стійкості, синтезу автоматичних систем управління, дослідження процесів частотного регулювання та забезпечення нормованих показників якості в енергосистемах.

У наукових дослідженнях, присвячених моделюванню газотурбінних установок, широко застосовуються як детальні термогазодинамічні моделі, так і спрощені моделі із зосередженими параметрами [5], [6], [10]. Останні набули особливого поширення у задачах аналізу перехідних процесів, синтезу систем управління та реалізації підходів модельно-орієнтованого проектування, оскільки дозволяють суттєво зменшити обчислювальну складність при збереженні прийнятної точності опису динаміки.

Зокрема, у роботі [5] запропоновано математичну модель мікротурбін для застосування в інтелектуальних мікромережах та когенераційних системах, яка базується на узагальненому описі динаміки основних підсистем та підтверджена експериментальною валідацією. У роботі [8] розглянуто модель роторної системи

газотурбінного агрегату з активними магнітними підшипниками, у якій додатково враховано електромагнітні процеси та їх вплив на динаміку обертання. У роботах [6, 17] досліджено підходи до спрощеного моделювання газотурбінних установок у реальному часі та показано їх ефективність для задач автоматизації управління та реалізації систем керування в реальному часі. Зазначені дослідження підтверджують доцільність використання моделей із зосередженими параметрами для аналізу динамічних режимів роботи ГТУ.

З позицій теорії автоматичного керування газотурбінна установка розглядається як багатовимірний динамічний об'єкт системи керування, основними елементами якого є роторна система, камера згоряння та газові об'єми тракту. Динаміка ротора визначається рівнянням моментів кількості руху, згідно з яким різниця між моментом турбіни та сумарним моментом опору компресора і генератора зумовлює зміну кутової швидкості обертання. У лінеаризованому вигляді це рівняння приводить до диференціального рівняння першого порядку, коефіцієнти якого залежать від похідних моментів за відповідними термодинамічними та механічними параметрами.

При цьому момент турбіни визначається тиском і температурою газів перед турбіною та частотою обертання, момент компресора — параметрами повітря на вході та виході, а момент генератора — електричним навантаженням і швидкістю обертання. Такий підхід дозволяє отримати узагальнене диференціальне рівняння динаміки ротора, придатне для аналізу частотних перехідних процесів у складі енергосистеми.

Не менш важливою складовою є математичний опис камери згоряння, у якій формуються параметри газового потоку, що визначають енергетичні можливості турбіни а також процеси подачі палива і допоміжних газів. Для цієї підсистеми зазвичай використовується рівняння теплового балансу, яке у перехідному режимі враховує зміну ентальпії газів унаслідок надходження теплоти з повітрям, паливом та процесу згоряння. У результаті отримується диференціальне рівняння першого

порядку щодо температури газів, коефіцієнти якого залежать від теплофізичних параметрів і витратних характеристик.

Окрему роль у формуванні динамічних властивостей ГТУ відіграють газові об'єми тракту, які виступають акумуляторами маси та енергії. Для їх опису застосовуються рівняння збереження маси у поєднанні з рівнянням стану ідеального газу. Це дозволяє отримати диференціальне рівняння, що пов'язує зміну тиску в об'ємах із температурою в камері згоряння, подачею палива та частотою обертання ротора.

Таким чином, узагальнена модель газотурбінної установки у задачах динамічного аналізу та частотного регулювання, як правило, формується у вигляді системи взаємопов'язаних диференціальних рівнянь для ротора, камери згоряння та газових об'ємів. Практична реалізація таких моделей у середовищах типу Simulink дозволяє досліджувати перехідні процеси при зміні навантаження, оцінювати можливості маневрування потужністю, а також вплив параметрів установки на швидкодію та стійкість системи.

Разом із тим, детальне термогазодинамічне моделювання всіх фізичних процесів у газотурбінній установці супроводжується значною обчислювальною складністю, великою кількістю параметрів та необхідністю використання спеціалізованих ідентифікаційних процедур. Це істотно ускладнює застосування таких моделей у задачах структурного синтезу автоматичних систем управління, багаторазових параметричних досліджень і чисельних експериментів у складі імітаційних моделей енергосистем.

З іншого боку, спрощені моделі, що подають ГТУ у вигляді еквівалентних аперіодичних або інтегруючих ланок із фіксованими коефіцієнтами, хоча й забезпечують зручність розрахунків, часто не враховують фізичну природу формування інерційності установки та не забезпечують достатньої точності для побудови систем стабілізації частоти. У таких моделях, як правило, не відображаються теплові процеси в камері згоряння та акумулюючі властивості газових об'ємів, що призводить до втрати адекватності при дослідженні

швидкоплинних перехідних режимів, характерних для задач первинного частотного регулювання.

Крім того, аналіз літературних джерел показує, що більшість відомих моделей орієнтовані на дослідження окремої установки в номінальному або фіксованому робочому режимі. При цьому залежності параметрів перехідних процесів від номінальної потужності, масо-габаритних характеристик та енергетичних запасів елементів установки, як правило, не визначаються в аналітичному або апроксимаційному вигляді, що ускладнює створення **моделей апроксимації** для установок різної потужності. Це ускладнює масштабування моделей при переході до установок різної потужності та обмежує можливості їх використання в задачах синтезу енергосистем із декількома агрегатами, що також відзначається у [6].

Таким чином, існує суперечність між необхідністю використання фізично обґрунтованих моделей, що відображають інерцію ротора, теплові процеси камери згоряння та акумулюючі властивості газових об'ємів, і вимогами до обчислювальної простоти, можливості інтеграції в систему управління енергосистемою та зручності застосування моделей у складі комплексних імітаційних схем частотного регулювання.

У зв'язку з цим актуальною є розробка узагальненої динамічної моделі газотурбінної установки із зосередженими параметрами, яка б, з одного боку, враховувала основні фізичні механізми формування перехідних процесів, а з іншого – забезпечувала можливість отримання аналітичних або апроксимаційних залежностей параметрів динаміки від номінальної потужності установки для подальшого використання в задачах аналізу стійкості, надійності енергосистеми та синтезу систем автоматичного керування.

Зазначене зумовлює постановку першої задачі дисертаційного дослідження, що полягає у розробці динамічної моделі газотурбінної установки з урахуванням інерції ротора, теплових потоків камери згоряння та акумуляторів матеріальної енергії газових об'ємів і отриманні апроксимаційних залежностей параметрів перехідних процесів від номінальної потужності установки.

## **1.2. Аналіз автоматизованих систем управління, систем керування та систем стабілізації частоти в багатомашинних енергосистемах з урахуванням надійності енергосистеми та маневрування потужністю**

Стабільність частоти електричної енергії є одним із базових показників надійності енергосистеми, якості функціонування електроенергетичних систем та забезпечення надійного енергопостачання [1], [18]. Відхилення частоти від номінального значення безпосередньо відображає порушення балансу між виробництвом та споживанням активної потужності і, у разі значних або тривалих відхилень, може призводити до порушення стійкості паралельної роботи генераторів, аварійних відключень навантаження та пошкодження енергетичного обладнання.

У сучасних багатомашинних енергосистемах задача автоматизації управління частотою істотно ускладнюється наявністю великої кількості генеруючих джерел з різними динамічними характеристиками, обмеженнями за діапазоном регулювання, швидкодією та потужністю. Особливої актуальності ця проблема набуває в умовах дефіциту генеруючих потужностей, пошкодження елементів інфраструктури та зростання частки розосереджених і маневрових джерел енергії.

Класичний підхід до регулювання частоти в енергосистемах базується на ієрархічній структурі системи управління, яка включає первинне, вторинне та третинне регулювання. Первинне регулювання реалізується безпосередньо регуляторами швидкості турбін і забезпечує швидко, але неповну компенсацію збурень потужності. Вторинне регулювання призначене для відновлення частоти до номінального значення та корекції перетоків потужності між районами енергосистеми, тоді як третинне регулювання орієнтоване на оптимізацію режимів роботи генеруючих потужностей у більш повільних часових масштабах [3], [4].

У багатомашинних системах суттєвого значення набуває спосіб розподілу збурення або керуючого впливу між окремими генеруючими установками. Найбільш поширеним є підхід, за якого корекція потужності розподіляється між агрегатами пропорційно їхнім номінальним потужностям або статичним

коефіцієнтам регулювання, що широко використовується в класичних підходах [1]. Такий підхід є простим у реалізації та добре узгоджується з традиційними принципами побудови автоматичних систем управління частотою, однак не завжди забезпечує оптимальні динамічні показники в умовах обмежень за швидкодією або діапазоном регулювання окремих установок.

Альтернативним підходом є використання рівномірного або частково рівномірного розподілу збурення між генеруючими джерелами, незалежно від їх поточного завантаження. Подібні стратегії можуть бути доцільними в окремих режимах роботи, зокрема за наявності значного резерву потужності або при необхідності ефективного маневрування потужністю та зменшення пікових навантажень на окремі агрегати. Водночас такий підхід може призводити до неефективного використання регулювальних можливостей системи, особливо у випадках, коли частина установок працює поблизу меж своїх допустимих режимів.

У сучасних дослідженнях все більшого поширення набувають адаптивні та інтелектуальні методи керування частотою [13], [14], [15], [19], орієнтовані на модельно-орієнтоване проектування та побудову гнучких систем керування, які враховують поточний стан енергосистеми, структуру генерації, обмеження за потужністю та швидкодією окремих агрегатів. У межах таких підходів стратегія розподілу керуючих впливів може змінюватися залежно від режиму роботи системи, характеру та знаку збурення, а також доступних регулювальних резервів. Це дозволяє потенційно підвищити якість перехідних процесів, забезпечити дотримання нормованих показників якості та більш раціонально використовувати маневрові можливості генеруючих установок.

Разом із тим аналіз літературних джерел показує, що більшість існуючих рішень або базуються на спрощених аналітичних моделях, які не враховують детальної динаміки окремих агрегатів, або орієнтовані на дослідження ізольованих установок чи малорозмірних систем. У таких роботах, як правило, не розглядається комплексний вплив режимів роботи газотурбінних установок, їх різного рівня завантаження, а також взаємодія між агрегатами в багатомашинній енергосистемі.

Крім того, порівняльний аналіз стратегій розподілу збурень активної потужності (пропорційної, рівномірної або комбінованої) здебільшого проводиться без урахування реальних динамічних обмежень газотурбінних установок, таких як інерційність, теплові запізнення та обмеження швидкості зміни потужності. Унаслідок цього отримані рекомендації не завжди забезпечують мінімальні відхилення частоти або найкращі показники надійності в аварійних режимах.

Суттєвим недоліком також є відсутність досліджень, присвячених впливу знаку збурення на ефективність обраної стратегії керування. Практика експлуатації показує, що реакція енергосистеми на дефіцит та надлишок потужності має асиметричний характер, а отже оптимальна стратегія розподілу регульовальних впливів може відрізнятися для позитивних і негативних збурень, що обумовлює доцільність застосування адаптивного перемикання алгоритмів керування та побудови систем стабілізації залежно від поточного режиму роботи системи. Це обумовлює доцільність застосування адаптивного перемикання алгоритмів керування залежно від поточного режиму роботи системи.

Таким чином, існуючі підходи до автоматизованого керування частотою в багатомашинних енергосистемах не забезпечують комплексного врахування динамічних властивостей газотурбінних агрегатів, їх взаємодії в складі багатомашинної системи та впливу різних стратегій розподілу збурень на показники якості, надійності енергосистеми й ефективності функціонування систем керування. Це зумовлює необхідність створення узагальненої імітаційної моделі автоматизованої системи управління частотою гібридної енергосистеми з газотурбінними установками, яка дозволила б виконувати порівняльні дослідження різних режимів роботи агрегатів і стратегій керування та обґрунтовувати доцільність адаптивного перемикання алгоритмів залежно від знаку збурення.

Зазначене визначає постановку другої задачі дисертаційного дослідження.

### **1.3. Аналіз підходів до підвищення динамічної та аварійної стійкості, надійності енергосистеми й забезпечення надійного енергопостачання в гібридних системах управління з акумуляторними накопичувачами енергії**

Зростання частки відновлюваних джерел енергії, витіснення традиційної синхронної генерації та відповідне зменшення еквівалентної інерції [3], [4] сучасних енергосистем істотно ускладнюють забезпечення нормативних та нормованих показників якості частотного регулювання. За таких умов навіть відносно невеликі порушення балансу активної потужності спричиняють значні швидкості зміни частоти та погіршення перехідних процесів, що підвищує ризик втрати динамічної та аварійної стійкості, а також знижує надійність енергосистеми.

Традиційно функції первинного регулювання частоти покладаються на синхронні генератори, зокрема газотурбінні установки, які забезпечують інерційну підтримку частоти та формують основний регулюючий резерв потужності. Проте фізичні особливості газотурбінних агрегатів – наявність значних механічних мас, теплових процесів у камері згоряння та обмежена швидкість зміни подачі палива – зумовлюють їхню відносно низьку швидкодію та обмежені можливості маневрування потужністю. У початкові моменти після виникнення збурення регулюючий вплив формується із запізненням, що призводить до поглиблення мінімумів частоти та збільшення інтегральних показників відхилення. У випадку різких або глибоких порушень балансу потужності це може стати причиною втрати стійкості або спрацювання протиаварійної автоматики.

З метою компенсації зазначених недоліків у сучасних енергосистемах активно впроваджуються BESS, які характеризуються високою швидкодією та практично миттєвою зміною активної потужності у широкому діапазоні, що робить їх ефективними елементами системи стабілізації частоти [11], [12]. Завдяки цим властивостям BESS здатні ефективно виконувати функції швидкого первинного регулювання, обмежувати глибину просідання частоти та зменшувати швидкість її зміни у перші моменти після збурення.

У наукових дослідженнях сформувався підхід до побудови гібридних структур систем управління, у яких акумуляторні накопичувачі та синхронні генератори функціонують спільно [13]–[15]. Найбільш поширеними є ієрархічні схеми, де BESS забезпечує швидкодіючу складову регулювання, тоді як газотурбінні або інші теплові установки компенсують енергетичний дисбаланс у більш тривалих часових інтервалах і відновлюють запас енергії накопичувача. Такий розподіл ролей дозволяє поєднати високу швидкодію накопичувачів із значною енергетичною ємністю традиційної генерації.

Водночас особливістю акумуляторних систем є наявність суттєвих обмежень за станом заряду [13], [11], максимальною потужністю та доступною енергією. Це зумовлює необхідність врахування SOC як повноцінної змінної стану системи керування та застосування додаткових контурів відновлення заряду або адаптивних алгоритмів розподілу навантаження. Без урахування цих факторів BESS може втрачати здатність до участі в регулюванні саме в критичні моменти, що знижує надійність системи в цілому та може негативно впливати на забезпечення надійного енергопостачання.

Подальший розвиток отримали підходи, засновані на багаторівневих і розподілених автоматичних системах управління, у яких регулюючі впливи формуються з урахуванням технічного стану окремих установок, їхніх резервів потужності та поточного завантаження. Такі рішення спрямовані на підвищення масштабованості та ефективності використання ресурсів, проте вони істотно ускладнюють структуру керування та потребують адекватних моделей для аналізу взаємодії великої кількості різнорідних елементів.

Поряд із забезпеченням належної якості перехідних процесів у нормальних режимах дедалі більшого значення набуває проблема аварійної стійкості. Реальні енергосистеми функціонують в умовах можливих відмов окремих агрегатів, регуляторів або каналів зворотного зв'язку, що призводить до деградації структури системи керування. За таких обставин поведінка системи визначається не лише

величиною доступного резерву потужності, але й способом розподілу керуючих впливів між установками.

У літературі розглядаються різні принципи такого розподілу, зокрема рівномірний і пропорційний. Перший забезпечує симетричну участь усіх агрегатів, тоді як другий враховує їхню поточну завантаженість та технічні обмеження. Разом із тим результати досліджень свідчать, що в умовах аварій або часткових відмов ці підходи можуть формувати принципово різні сценарії розвитку перехідних процесів, що потребує спеціального аналізу з позицій стійкості.

Окремої уваги заслуговує питання адекватного відтворення аварійних і деградованих режимів у моделях енергосистем. Традиційні підходи, орієнтовані лише на збурення балансу потужності, не дозволяють повною мірою описати вплив відмов регуляторів, викривлення частотного сигналу або асиметричної реакції окремих контурів керування. Для дослідження таких ситуацій необхідні розширені математичні та імітаційні моделі, у яких збурення можуть вводитися безпосередньо у структуру системи управління та контури автоматичного регулювання.

Аналіз сучасних публікацій показує, що більшість існуючих робіт розглядає окремо або питання інтеграції BESS, або моделювання газотурбінних установок, або дослідження аварійних режимів. При цьому комплексні моделі, які одночасно враховують динаміку багатомашинної газотурбінної генерації, обмеження акумуляторних накопичувачів, структуру розподілу регулюючих впливів та можливі деградовані режими керування, представлені недостатньо, що також відзначається у [3]. Відсутність єдиної узгодженої методичної бази ускладнює проведення системного аналізу динамічної й аварійної стійкості гібридних енергосистем та обґрунтований вибір їхньої структури і параметрів.

Таким чином, забезпечення ефективної роботи гібридних газотурбінних енергосистем з акумуляторними накопичувачами потребує створення комплексних математичних і імітаційних моделей, що поєднують опис динаміки генераторів, накопичувачів, систем автоматичного регулювання та можливих аварійних впливів, а також розроблення методів структурного синтезу таких систем управління. Це

зумовлює необхідність формулювання відповідної наукової задачі дисертаційного дослідження.

#### **1.4. Постановка задачі дослідження.**

Забезпечення нормативної якості та надійності частотного регулювання в сучасних енергосистемах є складною науково-технічною проблемою, що зумовлена зростанням частки маневрової генерації, зменшенням еквівалентної інерції, ускладненням структури систем управління, підвищенням вимог до швидкодії регулюючих впливів та необхідністю забезпечення надійного енергопостачання. За таких умов ефективність функціонування енергосистеми істотно визначається адекватністю математичних моделей генеруючих установок, коректністю опису їх взаємодії в багатомашинному середовищі та обґрунтованістю вибору алгоритмів автоматичної системи управління.

Аналіз існуючих підходів до моделювання газотурбінних установок показує, що детальні термогазодинамічні моделі, незважаючи на високу фізичну достовірність, є надмірно складними для використання в задачах структурного синтезу та багаторазових чисельних експериментів, тоді як спрощені еквівалентні схеми не забезпечують належного відтворення інерційних і теплових процесів, які визначають характер частотних перехідних режимів та ефективність роботи систем стабілізації. Відсутність узагальнених залежностей параметрів динаміки від номінальної потужності установок ускладнює масштабування моделей та їх застосування в багатомашинних системах. Це створює методичну прогалину між фізичною адекватністю опису, реалізацією принципів модельно-орієнтованого проектування та практичною придатністю моделей для задач автоматичного керування.

Водночас існуючі системи автоматизованого керування частотою в багатомашинних енергосистемах здебільшого формуються на основі спрощених припущень щодо динамічних властивостей генеруючих агрегатів і способів розподілу регулюючих впливів між ними. Поширені стратегії пропорційного або рівномірного розподілу потужності не завжди забезпечують мінімальні відхилення,

необхідні нормовані показники якості та показники надійності енергосистеми, особливо за наявності обмежень швидкодії, різного рівня завантаження установок і асиметричної реакції системи на збурення різного знаку. Відсутність узагальненого імітаційного середовища, яке б дозволяло комплексно враховувати динаміку окремих агрегатів і досліджувати ефективність різних стратегій керування, обмежує можливість обґрунтованого вибору структури та параметрів системи керування.

Подальше ускладнення задачі пов'язане з інтеграцією акумуляторних систем зберігання енергії, які завдяки високій швидкодії здатні суттєво покращити характеристики первинного регулювання, однак характеризуються обмеженнями за станом заряду, потужністю та енергетичною ємністю. Необхідність урахування цих обмежень, а також можливих аварійних і деградованих режимів функціонування, вимагає узгодженого опису взаємодії газотурбінної генерації, накопичувачів енергії та багаторівневих систем управління. Наявні дослідження, як правило, розглядають зазначені аспекти окремо, що не дозволяє здійснювати системний аналіз динамічної й аварійної стійкості гібридних, оцінювання їх надійності та виконувати структурний синтез на єдиній методичній основі.

Отже, виникає необхідність створення комплексу взаємопов'язаних математичних та імітаційних моделей, які б забезпечували фізично обґрунтований опис динаміки газотурбінних установок, відтворювали процеси автоматизації управління частотою в багатомашинному середовищі та враховували особливості функціонування акумуляторних накопичувачів у нормальних і аварійних режимах. Реалізація такого підходу потребує послідовного розв'язання низки науково-прикладних задач.

У зв'язку з викладеним у дисертаційній роботі необхідно:

– розробити узагальнену динамічну модель газотурбінної установки із зосередженими параметрами, що відтворює інерційні, теплові та газодинамічні процеси, та встановити апроксимаційні залежності показників перехідних режимів від номінальної потужності з метою забезпечення можливості масштабування та використання моделі в складі енергосистем різної структури;

– розробити імітаційну модель автоматичної системи управління частотою багатомашинної гібридної енергосистеми з газотурбінними установками, яка забезпечує комплексне врахування їхніх динамічних обмежень, та на її основі виконати порівняльне дослідження впливу режимів роботи агрегатів і різних стратегій розподілу збурень активної потужності на показники якості, надійності енергосистеми та ефективності функціонування системи керування, а також обґрунтувати доцільність адаптивного перемикання алгоритмів керування залежно від умов функціонування системи;

– розробити математичні та імітаційні моделі і методи структурного синтезу системи первинного частотного регулювання гібридної газотурбінної енергосистеми з акумуляторними накопичувачами енергії, що враховують обмеження за станом заряду та потужністю накопичувачів, і здійснити на їх основі дослідження динамічної та аварійної частотної стійкості з оцінюванням ефективності різних структур і законів керування.

Сукупне розв'язання сформульованих задач створює теоретичну та методичну основу для підвищення якості, надійності, забезпечення надійного енергопостачання та ефективного функціонування гібридних енергосистем із газотурбінною генерацією та акумуляторними системами зберігання енергії.

## **РОЗДІЛ 2. МОДЕЛЬНО-ОРІЄНТОВАНЕ ПРОЄКТУВАННЯ ТА МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ГАЗОТУРБІННИХ УСТАНОВОК ЗІ ЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ПАРАМЕТРАМИ: ДИНАМІЧНІ МОДЕЛІ, МОДЕЛІ АПРОКСИМАЦІЇ, ДОПОМІЖНІ ГАЗИ ТА АНАЛІЗ ДИНАМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРИ ЗМІННІЙ НОМІНАЛЬНІЙ ПОТУЖНОСТІ**

У цьому розділі розв'язується задача побудови узагальненої динамічної моделі газотурбінної установки, придатної для дослідження перехідних процесів за частотою та потужністю в умовах змінної номінальної потужності, а також для подальшого використання в задачах аналізу та синтезу автоматичних систем управління частотою і потужністю, орієнтованих на підвищення надійності енергосистеми та забезпечення надійного енергопостачання.

Для досягнення поставленої мети застосовано підхід моделювання зі зосередженими параметрами, який дозволяє з урахуванням інерційних властивостей ротора, теплових процесів у камері згоряння та акумулюючих властивостей газових об'ємів отримати динамічну модель у вигляді системи диференціальних рівнянь, що адекватно описує основні динамічні властивості газотурбінної установки у малих відхиленнях від робочої точки.

Розв'язання поставленої задачі здійснюється за такими основними напрямками:

- розробка математичної моделі газотурбінної установки зі зосередженими параметрами, у межах якої формалізуються динамічні процеси ротора, камери згоряння та газових об'ємів, а також визначаються вихідні співвідношення та параметри моделі;

- реалізація імітаційної моделі газотурбінної установки на основі отриманої системи рівнянь та дослідження її перехідних процесів при різних рівнях збурення потужності з метою виявлення характерних особливостей динамічної реакції;

- узагальнення результатів моделювання шляхом апроксимації параметрів динаміки та побудови залежностей цих параметрів від номінальної потужності газотурбінної установки, що створює основу для подальшого використання

отриманих моделей у складі багатомашинних енергосистем, автоматичних систем управління та систем стабілізації режимів енергосистеми.

## **2.1. Розробка динамічної моделі газотурбінної установки для автоматичних систем управління зі зосередженими параметрами**

### **2.1.1. Прийняті припущення та загальна структура динамічної моделі газотурбінної установки для системи управління**

Сучасні газотурбінні установки є складними нелінійними динамічними системами, у яких взаємопов'язані газодинамічні, теплові та механічні процеси. Робота ГТУ відбувається в умовах постійної дії внутрішніх та зовнішніх збурень, а значна частина експлуатаційних режимів має перехідний характер.

Для цілей дослідження процесів частотного регулювання ГТУ розглядається як об'єкт автоматичного керування в складі автоматичної системи управління енергетичним режимом, динаміка якого визначається:

- обертальною масою ротора (турбіна–компресор–генератор),
- процесами тепло- та масообміну в камері згоряння,
- газовими об'ємами між основними вузлами установки.

Приймається одновальна схема газотурбінної установки з регенеративним циклом, у якій газова турбіна, компресор та електричний генератор розташовані на одному валу.

Для побудови математичної моделі використано підхід зосереджених параметрів, що є обґрунтованим з огляду на:

- малі характерні часи газодинамічних процесів у порівнянні з інерцією ротора;
- необхідність отримання придатної для системного аналізу, автоматизації управління та синтезу регуляторів динамічної моделі;
- орієнтацію на дослідження перехідних процесів частоти та потужності.

– У подальшому приймається, що при дослідженні малих відхилень режимів роботи:

– змінами ККД турбомашин та фізичних властивостей робочого тіла можна знехтувати;

– всі рівняння лінеаризуються відносно робочої точки.

### **2.1.2. Математична динамічна модель ротора газотурбінної установки для автоматизації управління**

Сучасні газотурбінні установки є складними нелінійними динамічними системами із взаємним впливом газодинамічних і теплофізичних процесів, які протікають у їхніх вузлах. Ці процеси зазвичай нестационарні за часом та умовами експлуатації, а окремих конструктивних схем мають змінну структуру. Функціонування ГТУ відбувається за постійної дії внутрішніх та зовнішніх обурень, інколи ж практично на перехідних режимах.

Розглядаючи турбіну як об'єкт управління та автоматизації, матимемо на увазі її маси, що обертаються – ротор, на який діють сили від потоку робочого тіла, і розподільні органи (клапани, форсунки), за допомогою яких можна змінювати ці сили в певних межах. Характеристики розподільчих органів можуть бути дуже різноманітні в залежності від типу машини, для якої ця установка служить приводом (електричний генератор, компресор та ін) [3].

Схема одновальної ГТУ, що працює за регенеративним циклом, представлена на рис. 1.

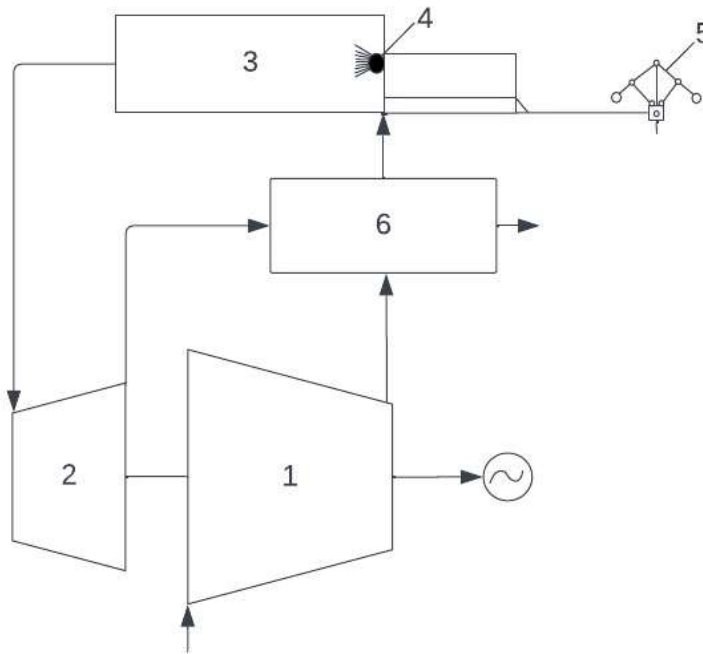


Рис. 2.1 - Схема одновальної ГТУ з регенератором

1 – компресор; 2 – газова турбіна; 3 – камера згоряння; 4 – клапан подачі палива; 5 – регулятор частоти обертання.

Газова турбіна обертає осьовий компресор, який входить до складу газотурбінної установки, та електричний генератор, розташований на тому ж валу. На ротор з боку газової турбіни діють сили, що створюють крутний момент. А з боку генератора та компресора діють моменти опору.

Параметричну схему для ротора газотурбінної установки можна подати у такому вигляді (рис. 2).

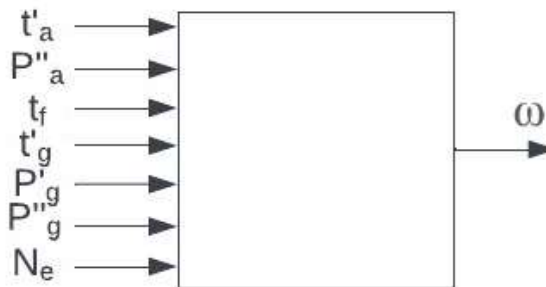


Рис. 2.2. Параметрична схема ротора ГТУ

Температура газів перед турбіною – найсильніший чинник, який визначає корисну роботу газової турбіни. Частота в схемі змінюється порівняно мало (у

межах коефіцієнта нерівномірності), і головна зміна крутного моменту відбувається під впливом відхилення у витраті палива. Його ж величина залежить від положення паливного клапана. Витрата палива визначається за статичною характеристикою паливного клапана залежно від частоти обертання. Разом з витратою палива змінюються (при малих ємностях майже миттєво) температура газів і тиск, які визначають витрату робочого тіла (газів) і момент, що обертає [23].

Відповідно до теореми моментів кількості руху, якщо момент рушійних сил і момент опору не рівні, їх різниця викликає зміна швидкості обертання ротора [23].

Для механічних акумуляторів відповідно до теореми моментів кількості руху рівняння для режиму, що встановився, матиме вигляд :

$$M_{dv}^0 - M_c^0 = 0 \quad (2.1)$$

для неусталеного режиму рівняння (1) набуде вигляду:

$$M_{dv} - M_c = J \frac{d\omega}{dt} \quad (2.2)$$

де:  $M_{dv}$  – момент рушійних сил на лопатках турбіни, Вт·с;  $M_c$  – момент сил опору, Вт·с;  $J$  – момент інерції ротора турбіни разом із компресором і генератором, кг·м<sup>2</sup>;  $\omega$  - кутова швидкість обертання ротора, с<sup>-1</sup>.

Оскільки для дослідження динамічних характеристик розглядаються малі відхилення режимів роботи ГТУ, змінами ККД турбомашин і фізичних властивостей робочих тіл можна знехтувати і під час виведення рівнянь динаміки вважати їх постійними [6].

Момент рушійної сили  $M_{dv}$  визначається моментом рушійної сили турбіни, а момент сил опору  $M_c$  – моментом компресора  $M_k$  та генератора  $M_g$ :

$$M_{dv} = M_T; \quad (2.3)$$

$$M_c = M_k + M_g \quad (2.4)$$

Обертальний момент газової турбіни залежить від початкових параметрів газів, що виходять з камери згоряння (температури  $t'_g$  та тиску  $p'_g$ ), від протитиску  $p''_g$  і від частоти обертання  $\omega$ . Момент компресора залежить від температури повітря на вході  $t'_v$ , його тиску на вході  $p'_v$  та виході  $p''_v$  та частоти обертання  $\omega$  ротора турбіни. А момент, що обертає, електричного генератора залежить від зміни електричного навантаження  $N_e$  і частоти обертання ротора.

Враховуючи все сказане, всі розглянуті моменти можна представити у вигляді функцій:

$$\begin{cases} M_T = f_1(p'_g, p''_g, t'_g, \omega) \\ M_k = f_2(p'_g, p''_g, t'_g, \omega) \\ M_g = f_3(N_e, \omega) \end{cases} \quad (2.5)$$

Де  $p'$ ,  $p''$  – тиск робочого тіла на вході та виході відповідно турбіни та компресора, МПа;  $t'$  – температура робочого тіла відповідно на вході турбіни та компресора, °С;  $N_e$  - електричне навантаження генератора, Вт.

Після відомих перетворень отримаємо диференціальне рівняння, що описують динаміку ротора турбіни у вигляді:

$$B \frac{d\Delta\omega}{dt} = b_1\Delta p'_r + b_2\Delta p''_r + b_3\Delta t'_r - b_4\Delta p'_v - b_5\Delta p''_v - b_6\Delta t'_v - b_7\Delta N_e \quad (2.6)$$

Де

$$\frac{\partial M_c}{\partial \omega} = \frac{\partial M_k}{\partial \omega} + \frac{\partial M_T}{\partial \omega}; \quad (2.7)$$

$$\frac{\partial M_{дв}}{\partial \omega} = \frac{\partial M_T}{\partial \omega}; \quad (2.8)$$

$$B = \frac{J}{\frac{\partial M_c}{\partial \omega} - \frac{\partial M_{дв}}{\partial \omega}}; \quad (2.9)$$

$$b_1 = \frac{\frac{\partial M_T}{\partial p_T'}}{\frac{\partial M_C}{\partial \omega} \frac{\partial M_{ДВ}}{\partial \omega}}; \quad (2.10)$$

$$b_2 = \frac{\frac{\partial M_T}{\partial p_T''}}{\frac{\partial M_C}{\partial \omega} \frac{\partial M_{ДВ}}{\partial \omega}}; \quad (2.11)$$

$$b_3 = \frac{\frac{\partial M_T}{\partial t_T'}}{\frac{\partial M_C}{\partial \omega} \frac{\partial M_{ДВ}}{\partial \omega}}; \quad (2.12)$$

$$b_4 = \frac{\frac{\partial M_K}{\partial p_B'}}{\frac{\partial M_C}{\partial \omega} \frac{\partial M_{ДВ}}{\partial \omega}}; \quad (2.13)$$

$$b_5 = \frac{\frac{\partial M_K}{\partial p_B''}}{\frac{\partial M_C}{\partial \omega} \frac{\partial M_{ДВ}}{\partial \omega}}; \quad (2.14)$$

$$b_6 = \frac{\frac{\partial M_K}{\partial t_B'}}{\frac{\partial M_C}{\partial \omega} \frac{\partial M_{ДВ}}{\partial \omega}}; \quad (2.15)$$

$$b_7 = \frac{\frac{\partial M_T}{\partial N_e}}{\frac{\partial M_C}{\partial \omega} \frac{\partial M_{ДВ}}{\partial \omega}}. \quad (2.16)$$

Часткові похідні визначаються виразами:

$$\left\{ \begin{array}{l} M_T = \frac{G_T \cdot H_T \cdot \eta_T}{\omega} \\ M_K = \frac{G_B \cdot H_K}{\omega \cdot \eta_K} \\ \frac{\partial M_T}{\partial \omega} = \frac{M_T^0}{\omega^0}; \quad M_T^0 = \frac{N_e^0}{\omega^0} \end{array} \right. \quad (2.17)$$

де витрата робочого середовища визначається за формулою Стодоли:

$$G_T = G_T^0 \sqrt{\frac{p_{ВХ}^2 - p_{ВИХ}^2}{(p_{ВХ}^0)^2 - (p_{ВИХ}^0)^2}} \cdot \sqrt{\frac{T_{ВХ}^0}{T_{ВХ}}} \quad (2.18)$$

а також за статичними характеристиками компресора.

Динаміка ротора газотурбінної установки описується рівнянням руху, яке встановлює баланс між турбінним моментом, моментом навантаження та моментом

генератора. Відповідна система рівнянь (2.17)–(2.18) визначає зміну кутової швидкості обертання вала та механічної потужності установки.

### **2.1.2. Математична модель динаміки камери згоряння газотурбінної установки з урахуванням допоміжних газів**

Повітря в камеру згоряння надходить із компресора при тиску  $p_v$  та температурі  $t_v$ . Від спалювання палива  $G_{top}$  у кількості весь газ підігрівається до температури  $t_g$ .

Для організації горіння камери потрібні нерівномірні поля температур і тисків. У той час як перед турбіною температура газів строго обмежена, в осередку горіння вона повинна бути дуже високою. До джерела горіння прямує лише частина повітря, що надходить з компресора – первинного повітря. Решта повітря - вторинне - підводиться в змішувач, розташований за зоною горіння [8].

Для процесу горіння має значення запізнювання запалювання. У першій зоні горіння частки палива нагріваються та випаровуються. Потім відбувається повільне окислення парів палива, що передує запаленню та горінню. Для завершення цих процесів потрібен час. Час пробігу частинок газу від місця надходження палива до входу в турбіну визначає запізнення  $\tau$  [8].

Однак при вбудованих камерах згоряння, коли об'єм камери згоряння невеликий і на шляху продуктів згоряння відсутні з'єднувальні трубопроводи, шлях частинок газу від вогнища до робочого колеса турбіни невеликий і становить частки секунди. Тому такий час при великій інерції ротора дозволяє не брати до уваги ефект запізнення. Однак запізнення може бути суттєвим, якщо регулюючий паливний клапан розташований на значній відстані від камери згоряння або у разі великої ємності між клапаном та камерою згоряння порівняно з витратою палива [8].

Розрахунки показують, що акумульована теплота в металі камери згоряння має другорядне значення і мало впливає на динаміку регулювання [8].

Таким чином, з урахуванням зазначених припущень параметри газу в камері згоряння будуть зосередженими, причому температура та тиск на виході з камери згоряння встановлюватимуться практично миттєво залежно від ходу клапана [4-8].

У даній моделі при постійній частоті обертання ротора ( $\omega = const$ ) зміна витрат повітря компресором  $\Delta G_v$  та газу турбіною  $\Delta G_T$  відбувається синхронно з подачею палива  $\Delta G_{top}$ . Витрати пов'язані рівнянням:

$$\Delta G_B + \Delta G_{top} = \Delta G_T \quad (2.19)$$

Паливна складова відіграє значну роль, якщо ГТУ працює на газоподібному паливі з невисокою теплотою згоряння [8]. Отже, значення нижчої теплоти згоряння палива істотно впливатиме на кількість тепла, що виділяється в камері згоряння при спалюванні палива.

Виходячи з сказаного вище, витікає, що існуючу математичну модель для камери згоряння ГТУ слід удосконалити таким чином, щоб нейтралізувати вплив за зміною нижчої теплоти згоряння палива. Така корекція математичної моделі дозволить розробити автоматичну систему управління газотурбінною установкою з підвищеною надійністю функціонування, яка дасть змогу використовувати несертифіковані види палив і допоміжні гази.

В якості незалежних змінних, що визначають стан газу в камері, приймемо тиск у ній  $p_T$  і температуру  $t_g$ . Температура газів на виході камери згоряння характеризується трьома тепловими потоками: кількістю тепла, що надходить з потоком повітря  $Q_v$ , кількістю тепла, що надходить з паливом  $Q_{top}$  і кількістю тепла, що виділяється в камері згоряння в процесі спалювання палива  $Q_{ks}$ .

Виходячи з цього рівняння теплового балансу для режиму, що встановився, матиме вигляд [4, 5]:

$$Q_v^0 + Q_{top}^0 + Q_{ks}^0 - Q_g^0 = 0 \quad (2.20)$$

Для перехідного режиму рівняння (2.20) набуде вигляду:

$$Q_v + Q_{top} + Q_{ks} - Q_g = M_g \frac{\partial I_g}{\partial t} \quad (2.21)$$

де  $Q_v$ ,  $Q_{top}$  - теплові потоки, що надходять в камеру згоряння з повітрям і паливом відповідно, кВт;  $Q_{ks}$  - кількість тепла, що виділяється в камері згоряння при згорянні палива, кВт;  $Q_g$  - кількість тепла, що йде з газами (продуктами згоряння) в турбіну, кВт;  $M_g$  - маса газів у камері згоряння, кг;  $I_g$  - ентальпія газів на виході камери згоряння  $I_g = c_{pg}t_g$ , кДж/кг.

Після відомих перетворень отримаємо диференціальне рівняння, що описує динаміку зміни температури газів камери згоряння [4, 5]:

$$A \frac{\partial \Delta g}{\partial t} + \Delta t_g = a_1 \Delta \omega + a_2 \Delta m_{top} + a_3 \Delta t_v + a_4 \Delta t_{top} + a_5 \Delta Q_n^p \quad (2.22)$$

Де

$$A = \frac{M_g c_{pg}}{\partial Q_\Gamma}; \quad (2.23)$$

$$a_1 = \frac{\frac{\partial Q_B}{\partial G_B} - \frac{\partial Q_\Gamma}{\partial G_B}}{\frac{\partial Q_\Gamma}{\partial t_\Gamma}} \frac{\partial G_B}{\partial \omega}; \quad (2.24)$$

$$a_2 = \frac{\frac{\partial Q_{top}}{\partial G_{top}} + \frac{\partial Q_{ks}}{\partial G_{top}} - \frac{\partial Q_\Gamma}{\partial G_{top}}}{\frac{\partial Q_\Gamma}{\partial t_\Gamma}} \frac{\partial G_B}{\partial m_{top}}; \quad (2.25)$$

$$a_3 = \frac{\frac{\partial Q_B}{\partial t_B}}{\frac{\partial Q_\Gamma}{\partial t_\Gamma}}; \quad (2.26)$$

$$a_4 = \frac{\frac{\partial Q_{top}}{\partial t_{top}}}{\frac{\partial Q_\Gamma}{\partial t_\Gamma}}; \quad (2.27)$$

$$a_5 = \frac{\frac{\partial Q_{ks}}{\partial Q_n^p}}{\frac{\partial Q_\Gamma}{\partial t_\Gamma}}. \quad (2.28)$$

Часткові похідні визначаються виразами для теплових потоків:

$$\begin{cases} Q_B = G_B c_{pB} t_B \\ Q_{\text{топ}} = G_{\text{топ}} c_{p\text{топ}} t_{\text{топ}} \\ Q_{\text{КС}} = G_{\text{топ}} Q_H^p \eta_{\text{КС}} \\ Q_G = G_G c_{pG} t_G \end{cases} \quad (2.29)$$

де  $G_B$  - витрата повітря, що надходить в камеру згоряння, кг / с;  $G_{\text{топ}}$  - витрата палива, що надходить в камеру згоряння, кг / с;  $G_G$  - витрата газів на виході камери згоряння, кг / с;

$c_{pB}$ ,  $c_{p\text{топ}}$ ,  $c_{pG}$  – теплоємності повітря, палива та газів на виході камери згоряння відповідно, кДж/(кг °С);  $Q_H^p$  – нижча теплота згоряння палива, кДж/кг;  $\eta_{\text{КС}}$  ККД камери згоряння;  $t_B$ ,  $t_{\text{топ}}$ ,  $t_G$  – температури повітря, палива та газів на виході камери згоряння відповідно, °С.

### 2.1.3. Математична модель динаміки акумуляторів матеріальної енергії газотурбінної установки у системі керування

У газотурбінних установках на шляху робочого тіла є труби, патрубки і теплообмінні апарати. Такі елементи часто є акумуляторами енергії, що впливають тією чи іншою мірою на процес управління та маневрування потужністю. При дослідженні процесів у газових об'ємах необхідно розрізняти два випадки: адіабатний процес та процес із теплообміном [8].

Розглянемо ємності газових об'ємів між компресором (К) і камерою згоряння (КС), між розподільчим органом подачі палива ( $m_{\text{топ}}$ ) та камерою згоряння, газовий об'єм самої камери згоряння та газовий об'єм між камерою згоряння та турбіною (Т) у яких протікає процес з теплообміном при тиску  $p$  (рис. 3).

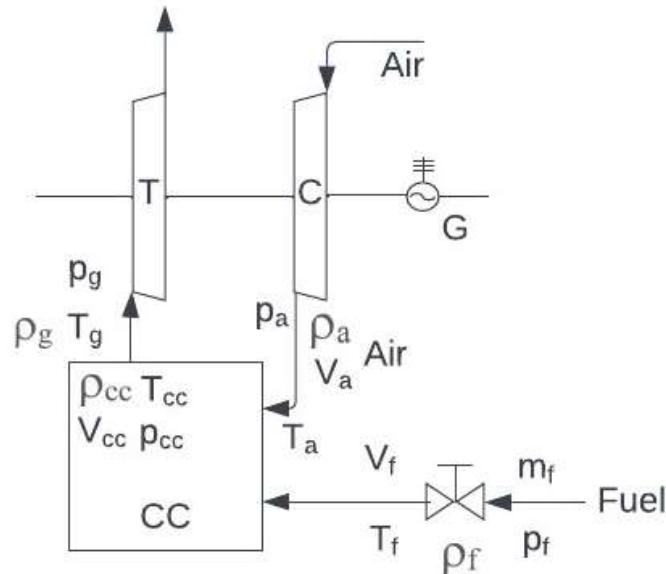


Рис. 2.3 Розрахункова схема газових обсягів ГТУ

Підведення тепла ззовні або відведення його ззовні може докорінно змінювати стан робочого тіла і тим самим впливати на процес регулювання. У цьому випадку процес вважатимуться баротропним (коли щільність – функція лише тиску) [4, 8].

Для встановлення його режиму рівняння збереження маси у виділених обсягах матиме вигляд:

$$G_B^0 + G_{\text{топ}}^0 - G_{\Gamma}^0 = 0 \quad (2.30)$$

Для перехідного режиму:

$$G_B + G_{\text{топ}} - G_{\Gamma} = V_B \frac{\partial \rho_B}{\partial t} + V_{\text{топ}} \frac{\partial \rho_{\text{топ}}}{\partial t} + V_{\text{кц}} \frac{\partial \rho_{\text{кц}}}{\partial t} + V_{\Gamma} \frac{\partial \rho_{\Gamma}}{\partial t} \quad (2.31)$$

де  $V_B$  – газовий об'єм між компресором та камерою згорання,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{топ}}$  – газовий об'єм між розподільчим органом та камерою згорання,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{кц}}$  – газовий об'єм камери згорання,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\Gamma}$  – газовий об'єм між камерою згорання та турбіною,  $\text{м}^3$ ;  $G_B$  – витрата

повітря через компресор, м<sup>3</sup>/с;  $G_{\text{топ}}$  витрата палива, м<sup>3</sup>/с;  $G_{\text{г}}$  витрата газів через турбіну, м<sup>3</sup>/с.

Зв'язок між параметрами газу у виділених об'ємах встановлюється рівнянням Клапейрона-Менделєєва:

$$p\rho^{-1} = RT \quad (2.32)$$

Вважатимемо, що в об'ємах  $V_{\text{в}}$ ,  $V_{\text{топ}}$  і  $V_{\text{г}}$  стан газу змінюється ізотермічно, як в ізольованому трубопроводі. Виходячи з цього та рівняння (2.32) можна записати у вигляді [4, 5]:

$$\frac{\partial \rho_{\text{в}}}{\partial t} = \frac{1}{RT_{\text{в}}^0} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.33)$$

$$\frac{\partial \rho_{\text{топ}}}{\partial t} = \frac{1}{RT_{\text{топ}}^0} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.34)$$

$$\frac{\partial \rho_{\text{г}}}{\partial t} = \frac{1}{RT_{\text{г}}^0} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.35)$$

У об'ємі  $V_{\text{кс}}$ , процес протікає з теплообміном, тобто. не можна вважати щільність функцією лише тиску. Отже, зміна щільності газів в камері згорання буде описуватися рівнянням:

$$\frac{\partial \rho_{\text{кс}}}{\partial t} = \frac{1}{RT_{\text{кс}}^0} \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{p}{RT_{\text{кс}}^0{}^2} \frac{\partial T_{\text{кс}}}{\partial t} \quad (2.36)$$

Витрати  $G_{\text{в}}$  і  $G_{\text{г}}$  представимо як функції тиску та температури в об'ємі, а також частоти обертання ротора компресора та турбіни. Витрата палива  $G_{\text{топ}}$  залежить лише від положення розподільчого органу. Вплив на витрату повітря  $G_{\text{в}}$  температури перед турбіною здійснюється через зміну тиску. Вплив частоти обертання на витрату газу турбіною невеликий, і можна прийняти  $\frac{\partial G_{\text{г}}}{\partial \omega} \Delta \omega = 0$ .

Охолоджуюче повітря, що впорскується в турбіну, було змодельовано за допомогою проходу повітроводу для з'єднання виходу компресора з охолодженими лопатями ступеня турбіни. Таким чином, охолоджуюче повітря, що впорскується в турбіну, впливає на тиск і температуру основного газового потоку. Таким чином, він змінює лінію розширення компонента газової турбіни. Тиск у різних місцях, де охолоджуюче повітря впорскується в турбіну, визначає швидкість потоку повітря, що випускається для відповідного охолодження ступеня. Масовий потік охолоджуючого повітря, що випускається для кожного ряду лопатей, можна розрахувати, як запропоновано [9] і представлено в [10].

$$m_B = K \frac{P_{\text{вих}}}{\sqrt{T_{\text{вих}}}} \sqrt{\left(1 - \frac{P_K}{P_{\text{вих}}}\right)} \quad (2.37)$$

де  $m_B$  – охолоджуюче повітря, що подається до турбіни;  $K$  – коефіцієнт витрати, що залежить від конструкції;  $P_{\text{вих}}$  – тиск повітря на виході компресора;  $T_{\text{вих}}$  – температура на виході компресора;  $P_K$  – тиск турбіни на конкретному етапі.

Далі після проведення відомих перетворень отримаємо диференціальне рівняння, що описує зміну параметрів газу у виділених об'ємах [4, 5]:

$$T_p \frac{\partial \Delta p}{\partial t} + \Delta p = T_T \frac{\partial T_{\text{КС}}}{\partial t} - k_T \Delta T_{\text{КС}} + k_m \Delta m_{\text{ТОП}} + k_\omega \Delta \omega \quad (2.38)$$

Де

$$T_p = \frac{M_B + M_{\text{ТОП}} + M_{\text{КС}} + M_T}{\frac{\partial G_T}{\partial p} \frac{\partial G_B}{\partial p}}; \quad (2.39)$$

$$T_T = \frac{\frac{V_{\text{КС}} p}{RT_{\text{КС}}^2}}{\frac{\partial G_T}{\partial p} \frac{\partial G_B}{\partial p}}; \quad (2.40)$$

$$k_T = \frac{\frac{\partial G_T}{\partial p}}{\frac{\partial G_T}{\partial p} - \frac{\partial G_B}{\partial p}}; \quad (2.41)$$

$$k_m = \frac{\frac{\partial G_{\text{ТОП}}}{\partial m_{\text{ТОП}}}}{\frac{\partial G_T}{\partial p} - \frac{\partial G_B}{\partial p}}; \quad (2.42)$$

$$k_\omega = \frac{\frac{\partial G_B}{\partial \omega}}{\frac{\partial G_T}{\partial p} - \frac{\partial G_B}{\partial p}}. \quad (2.43)$$

#### 2.1.4. Початкові дані модельно-орієнтованого проєктування газотурбінної установки

Для моделювання були обрані газові турбіни компанії Siemens з наступними параметрами (Таблиця 2.1) від яких залежить зміна частоти:

Таблиця 2.1. Досліджуванні ГТУ та їх значущі параметри

ГТУ	Потужність, МВт	Відношення тиску газів	Приведений момент інерції, кг*м <sup>2</sup>
SGT-300	7,9	13,7	1663,645
SGT-700	35,2	20,4	3655,078
SGT6-5000F	260	19,5	19928,17
SGT5-4000F	385	21	36342,22
SGT5-8000H	450	21	57424,56
SGT5-9000HL	593	24	102662,8

В таблиці 2.2 зображенні початкові данні для розрахунку моделі:

Таблиця 2.2. Початкові данні

Опис	Змінна	Значення	Одиниці виміру
Температура газів перед турбіною:	T3	1200	°C
Температура повітря на вході до компресору:	T1	15	°C
Ентальпія повітря при температурі T1:	h1в	15,05	кДж/кг
Стандартна температура повітря:	Tст	25	°C
Ентальпія повітря при стандартній температурі Tст:	hств	25,08	кДж/кг

Ентальпія газів при стандартній температурі Тст:	hстг	26,77	кДж/кг
Ентальпія газів при температурі ТЗ:	hЗг	1479,55	кДж/кг
Ентальпія повітря при температурі ТЗ:	hЗв	1330,08	кДж/кг
Коефіцієнт втрат тиску:	λ	0,95	
Коефіцієнт витрати теплоти палива в КС:	ηкс	0,995	
Механічний КПД турбіни:	ηм	0,995	
КПД електрогенератора:	ηег	0,982	
Ізоентропійний КПД турбіни:	ηт	0,88	
Ізоентропійний КПД компресора:	ηк	0,86	
Коефіцієнт втрат:	αу	0,005	
Мінімально необхідна кількість повітря для повного згорання 1 кг газу:	L0	15	кг/кг
Теплота згорання:	Кт	44300	кДж/кг

### 2.1.5. Набір формул для побудови динамічної моделі та системи управління

Для розрахунку моделі ГТУ були використані закономірності представлені в таблицях 2.3-2.6:

Таблиця 2.3. Використанні формули в розрахунку моделі

Пояснення формули	Формула
Температура повітря після стиснення:	$T_2 = \left( (T_1 + 273) \cdot \left( 1 + \frac{\sigma^{m_B} - 1}{\eta_K} \right) \right) - 273$
Коефіцієнт надлишку повітря:	$\alpha = \frac{K_T \cdot \eta_{КС} + L_0 \cdot h_{ЗВ} + h_{ТОП} - (1 + L_0) \cdot h_1}{L_0 \cdot (h_{ЗВ} - h_2)}$
Температура газів після турбіни:	$T_4 = (T_1 + 273) \cdot \left( 1 - (1 - (\lambda \cdot \sigma)^{m_T}) \cdot \eta_T \right) - 273$
Робота розширення 1 кг газу в турбіні:	$H_T = h_3 - h_4$

Робота витрачена на стиснення 1 кг повітря в компресорі	$H_K = h_2 - h_1$
Робота ГТУ на валу агрегата	$H_e = H_T \cdot \eta_m - \frac{\alpha \cdot L_0 \cdot (1 + \alpha_y)}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot H_K$
Витрата повітря через турбіну:	$G_T = \frac{N_e}{H_e \cdot \eta_{ег}}$
Витрата повітря, що подається до компресора:	$G_K = \frac{\alpha \cdot L_0 \cdot (1 + \alpha_y)}{1 + \alpha \cdot L_0} \cdot G_T$
Витрата палива:	$B_T = \frac{G_T}{(1 + \alpha \cdot L_0)}$
Потужність газової турбіни:	$N_T = G_T \cdot H_T$
Потужність, що споживається компресором:	$N_K = G_K \cdot H_K$
Коефіцієнт корисної дії:	$\varphi = \frac{N_T - N_K}{N_T}$
Електричний ККД ГТУ:	$\eta_e = \frac{G_T \cdot H_e \cdot \eta_{ег}}{B_T \cdot K_T}$

Таблиця 2.4. Формули розрахунку коефіцієнтів динамічного рівняння для акумуляторів матеріальної енергії

Опис формули	Формула
Знаменник den:	$\text{den} = \frac{G_T}{\sqrt{\frac{p^2 - p_4^2}{p^2 - p_4^2}}} \cdot \sqrt{T_3} \cdot \frac{p}{p^2 - p_4^2} + 0.83$
Коефіцієнт запізнення $T_p$ :	$T_p = \frac{M_{\text{ТОП}} + M_K + M_{\text{КС}} + M_T}{p \cdot \text{den}}$
Коефіцієнт $T_T$ по каналу $\frac{dT_{\text{КС}}}{dt} \rightarrow p$ :	$T_T = \frac{V_{\text{КС}} \cdot p}{R \cdot (T_3 + 273)^2 \cdot \text{den}}$
Коефіцієнт $\kappa_t$ по каналу $\Delta T_{\text{КС}} \rightarrow p$ :	$\kappa_t = \frac{-G_T \cdot T_3 + 273}{\sqrt{T_3} \cdot (T_3 + 273)^2 \cdot \text{den}}$
Коефіцієнт $\kappa_m$ по каналу $\Delta m_{\text{ТОП}} \rightarrow p$ :	$\kappa_m = \frac{1}{\text{den}}$
Коефіцієнт $\kappa_w$ по каналу $\Delta \omega \rightarrow p$ :	$\kappa_w = \frac{0.38}{\text{den}}$

Таблиця 2.5. Формули розрахунку коефіцієнтів динамічного рівняння для ротору ГТУ

Опис формули	Формула
Знаменник den:	$den = \frac{G_k \cdot H_T \cdot 10^3}{\omega \cdot \eta_k} \cdot \left( \frac{0.38}{G_k} + \frac{0.0024}{\eta_k} - \frac{1}{\omega} \right) + \frac{N_e \cdot 10^3}{\omega^2} + \frac{M_T \cdot 10^3}{\omega}$
Коефіцієнт запізнення B:	$B = \frac{I}{den}$
Коефіцієнт $b_1$ по каналу $\Delta p'_r \rightarrow \omega$ :	$b_1 = \frac{\frac{G_T \cdot H_T \cdot 10^3 \cdot \eta_T}{\omega} \cdot \left( \frac{\sqrt{T_3} \cdot \frac{p_3}{p_3^2 - p_4^2}}{+ \frac{R \cdot (T_3 + 273)}{H_T \cdot 10^3 \cdot p_3} \cdot \left(\frac{p_4}{p_3}\right)^{\frac{k-1}{k}}}\right)}{den}$
Коефіцієнт $b_2$ по каналу $\Delta p''_r \rightarrow \omega$ :	$b_2 = \frac{\frac{G_T \cdot H_T \cdot 10^3 \cdot \eta_T}{\omega} \cdot \left( \frac{k \cdot R}{(k-1) \cdot H_T \cdot 10^3} \cdot \left(1 - \left(\frac{p_4}{p_3}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right) - \frac{T_3 + 273}{2 \cdot (T_3 + 273)^2 \cdot \sqrt{T_3}} \right)}{den}$
Коефіцієнт $b_4$ по каналу $\Delta p'_B \rightarrow \omega$ :	$b_4 = \frac{\frac{G_k \cdot H_T \cdot 10^3}{\omega \cdot \eta_k} \cdot \left( \frac{-0.83}{G_k} + \frac{R \cdot (T_1 + 273)}{p_2 \cdot H_k \cdot 10^3} \cdot \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} + \frac{0.017}{\eta_k} \right)}{den}$
Коефіцієнт $b_5$ по каналу $\Delta N_e \rightarrow \omega$ :	$b_5 = \frac{1}{\frac{\omega}{den}}$

Таблиця 2.6. Формули розрахунку коефіцієнтів динамічного рівняння для камери згорання

Опис формули	Формула
Знаменник den:	$den = 10^3 \cdot (G_B \cdot c_{pr} + G_{top} \cdot c_{pr})$
Коефіцієнт запізнення A:	$A = \frac{M_r \cdot c_{pr} \cdot 10^3}{den}$
Коефіцієнт $a_1$ по каналу $\Delta \omega \rightarrow t_r$ :	$a_1 = \frac{10^3 (c_{pB} \cdot t_B + c_{pr} \cdot t_r)}{den}$

Коефіцієнт $a_2$ по каналу $\Delta m_{\text{ТОП}} \rightarrow t_{\Gamma}$ :	$a_2 = \frac{10^3 \cdot (c_{\text{рТОП}} \cdot t_{\text{ТОП}} + Q_{\text{H}} \cdot \eta_{\text{КС}} - c_{\text{рГ}} \cdot t_{\Gamma})}{\text{den}}$
Коефіцієнт $a_3$ по каналу $\Delta t_{\text{В}} \rightarrow t_{\Gamma}$ :	$a_3 = \frac{G_{\text{В}} \cdot c_{\text{рВ}} \cdot 10^3}{\text{den}}$
Коефіцієнт $a_5$ по каналу $\Delta Q_{\text{H}}^{\text{D}} \rightarrow t_{\Gamma}$ :	$a_5 = \frac{G_{\text{КС}} \cdot \eta_{\text{КС}}}{\text{den}}$

## 2.2. Аналіз динамічних властивостей перехідних процесів ГТУ в системі стабілізації та управління потужністю

Використовуючи диференційні рівняння (2.6), (2.22), (2.38) було реалізовано динамічну модель у програмному комплексі Simulink Matlab в рамках модельно-орієнтованого проектування системи управління (рис. 2.4), а за допомогою формул з таблиць (2.3-2.6) та початкових даних з таблиць (2.1-2.2) були пораховані коефіцієнти моделі (рис. 2.5-2.7).

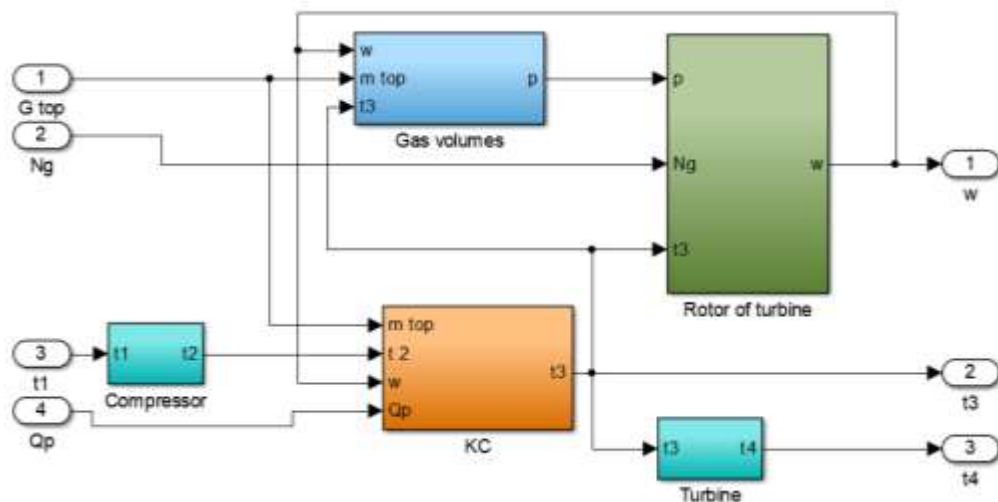


Рис. 2.4 Модель ГТУ

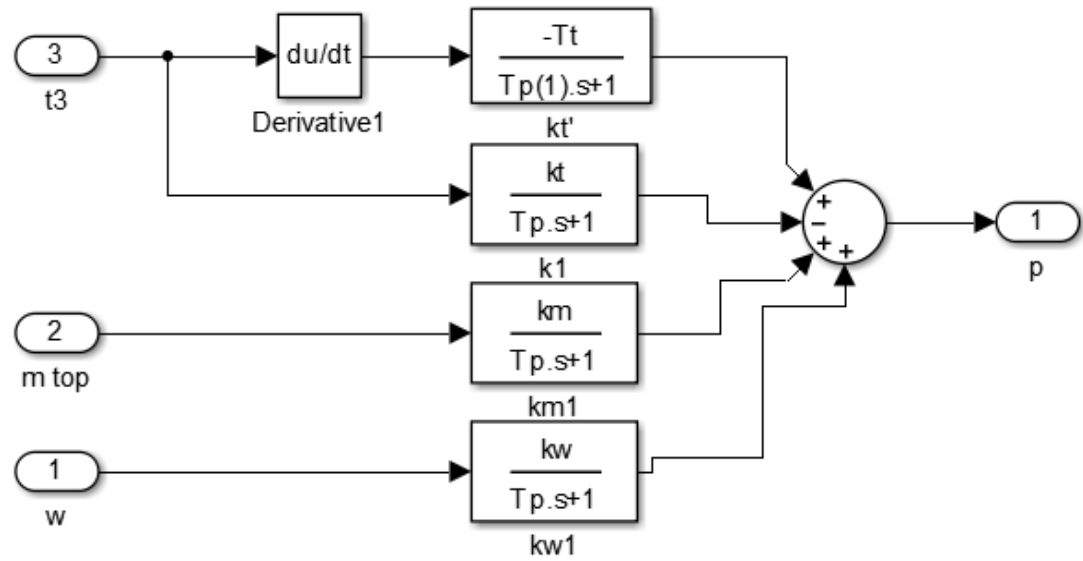


Рис. 2.5 Модель газових об'ємів

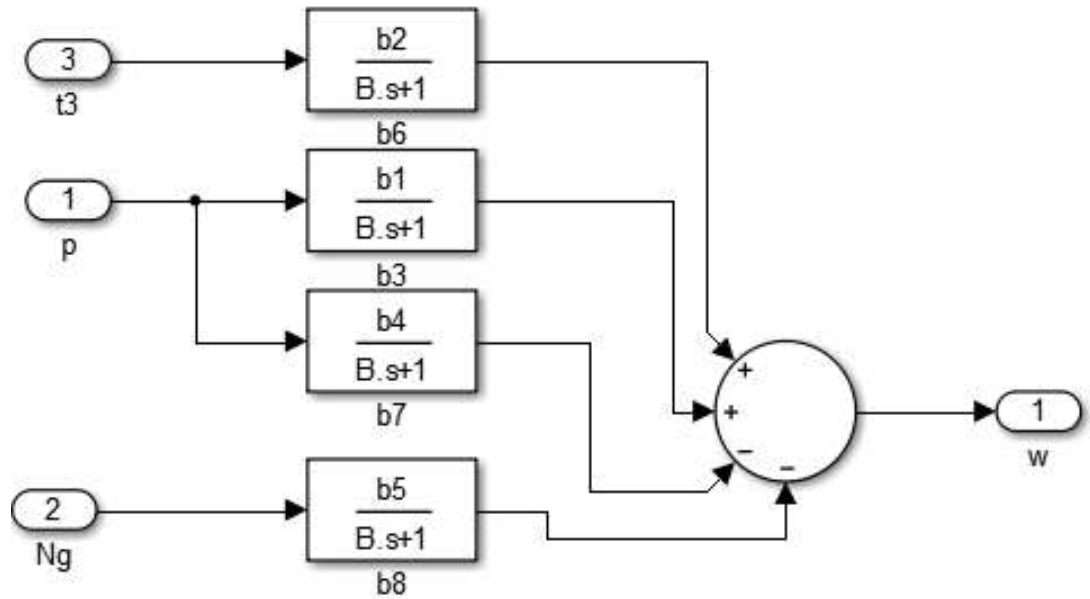


Рис. 2.6 Модель ротора турбіни

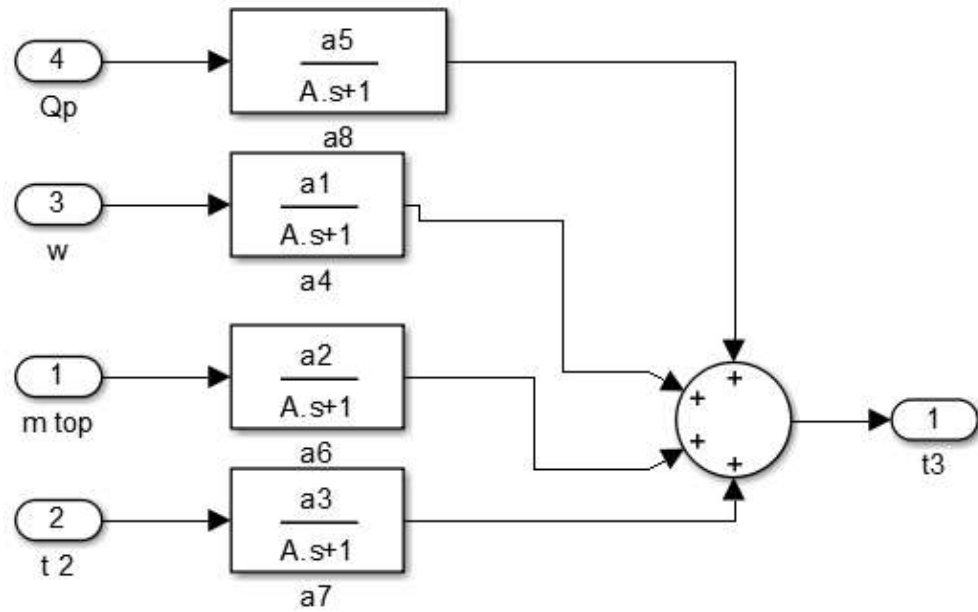
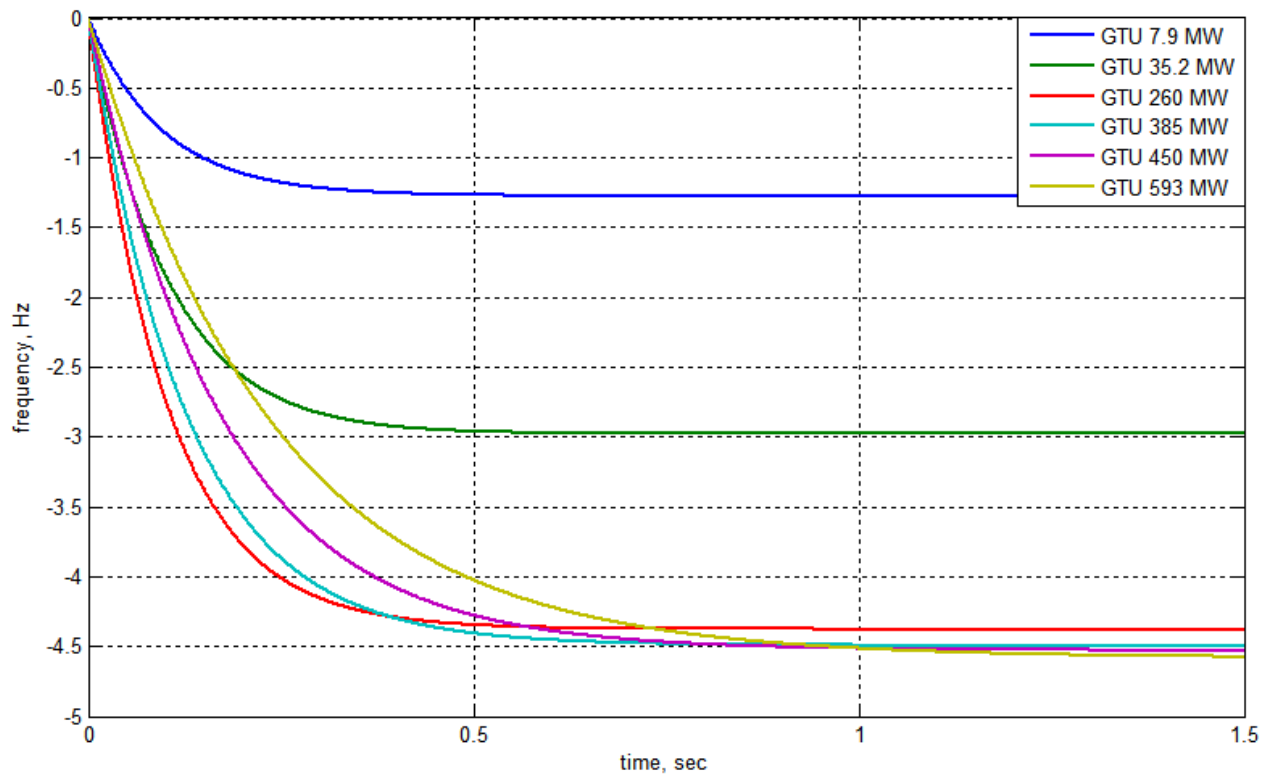
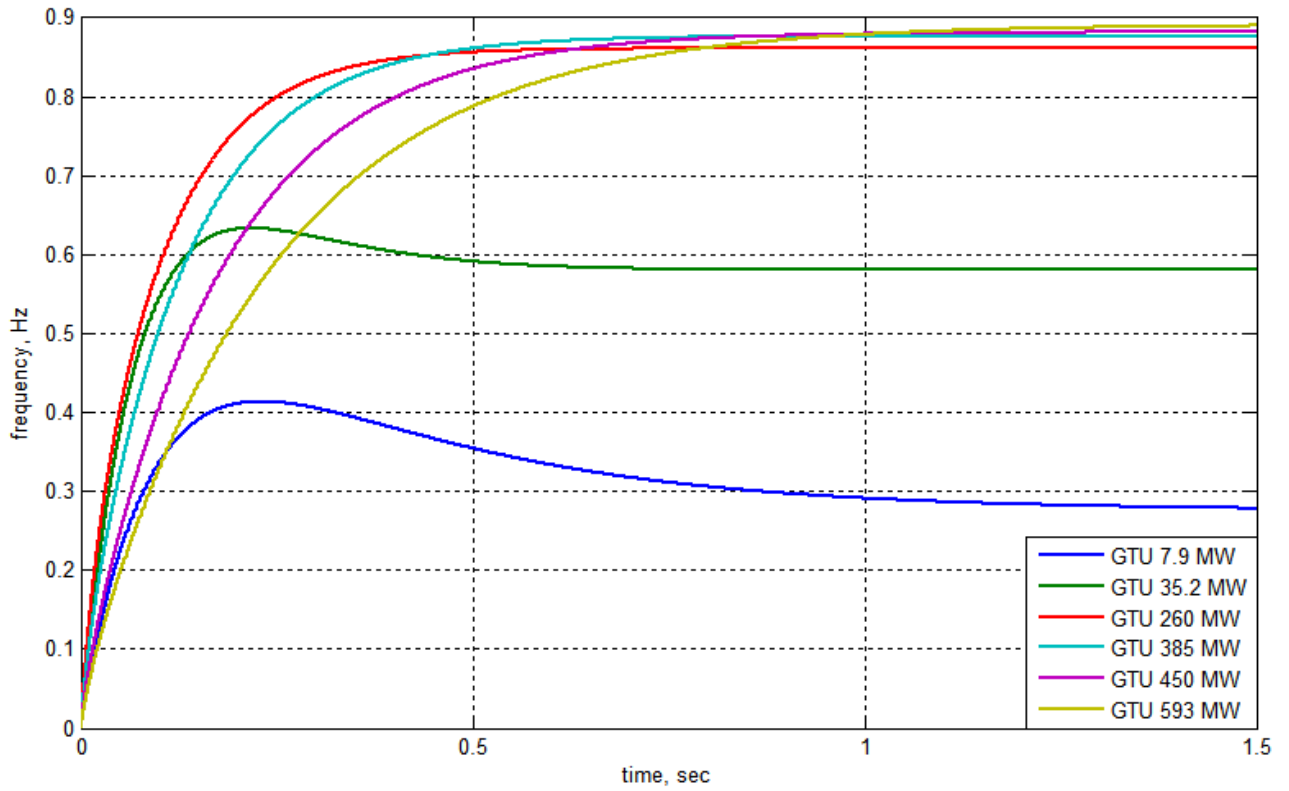
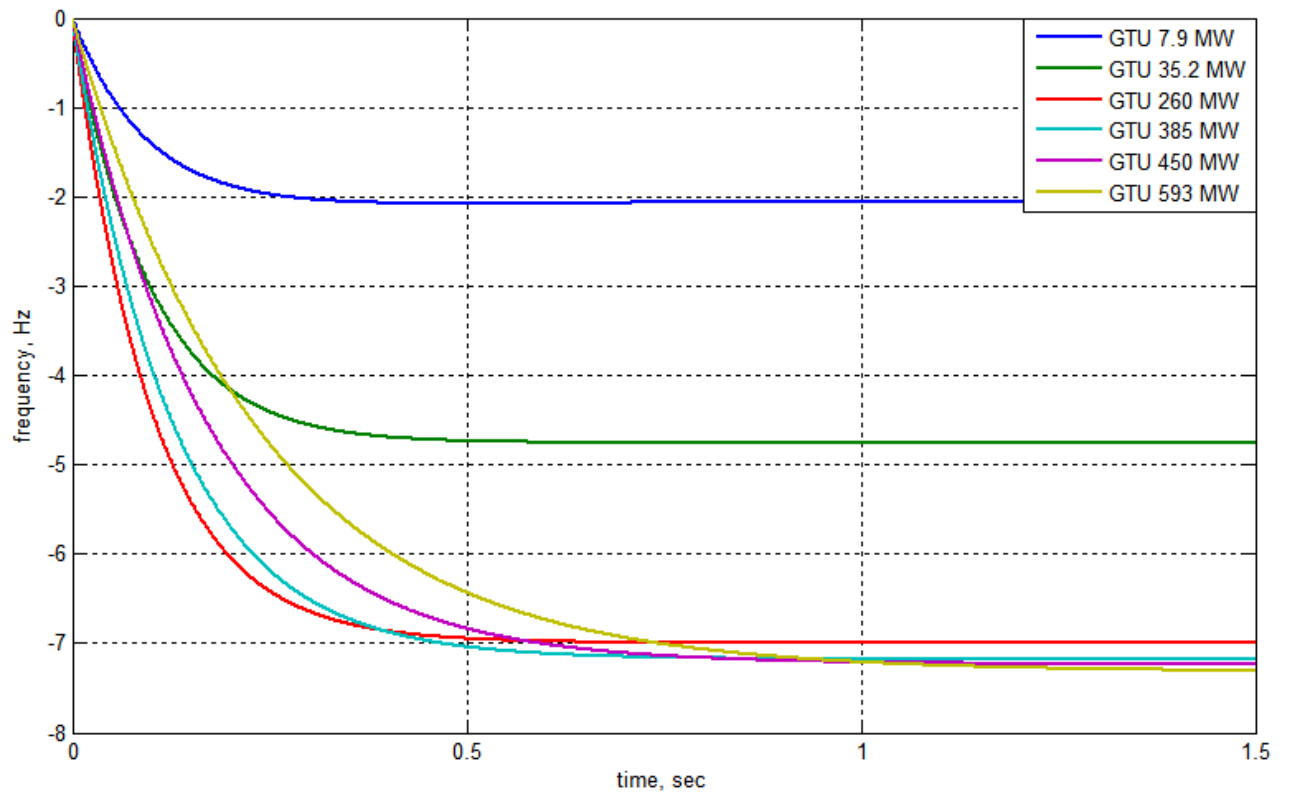
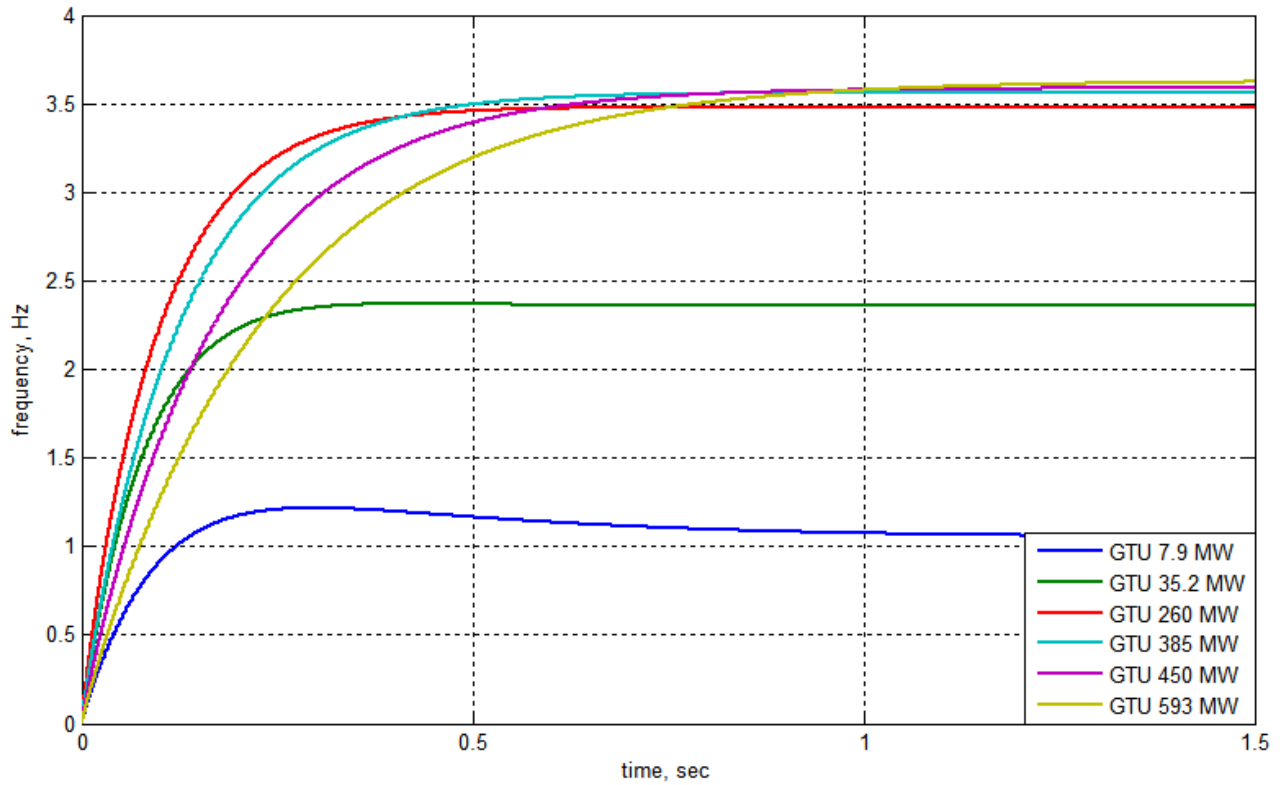
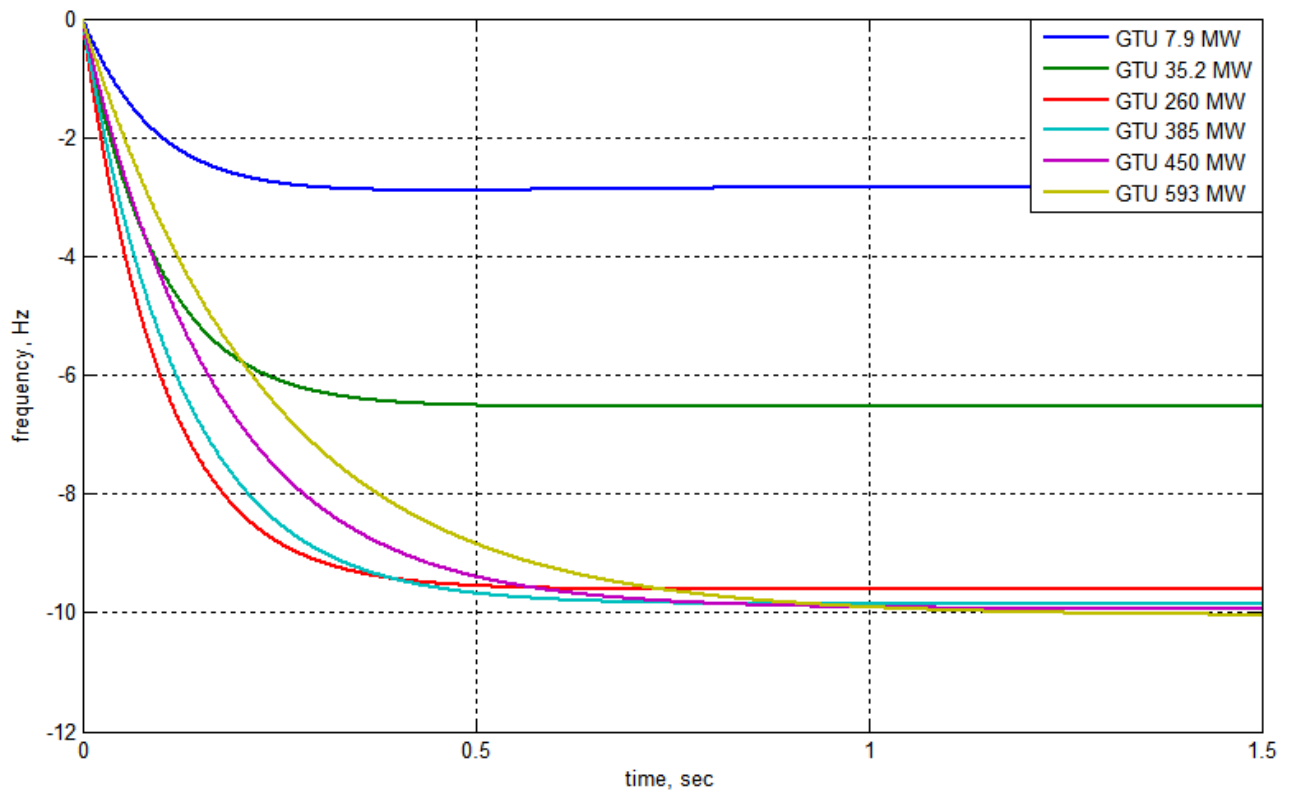


Рис. 2.7 Модель камери згорання

На наступних малюнках зображенні отримані перехідні процеси динамічної моделі системи керування при відповідних збуреннях потужності:

Рисунок 2.8 Перехідні процеси при збуренні  $\Delta N = +10\%$

Рисунок 2.9 Перехідні процеси при збуренні  $\Delta N = -10\%$ Рисунок 2.10 Перехідні процеси при збуренні  $\Delta N = +20\%$

Рисунок 2.11 Перехідні процеси при збуренні  $\Delta N = -20\%$ Рисунок 2.12 Перехідні процеси при збуренні  $\Delta N = +30\%$

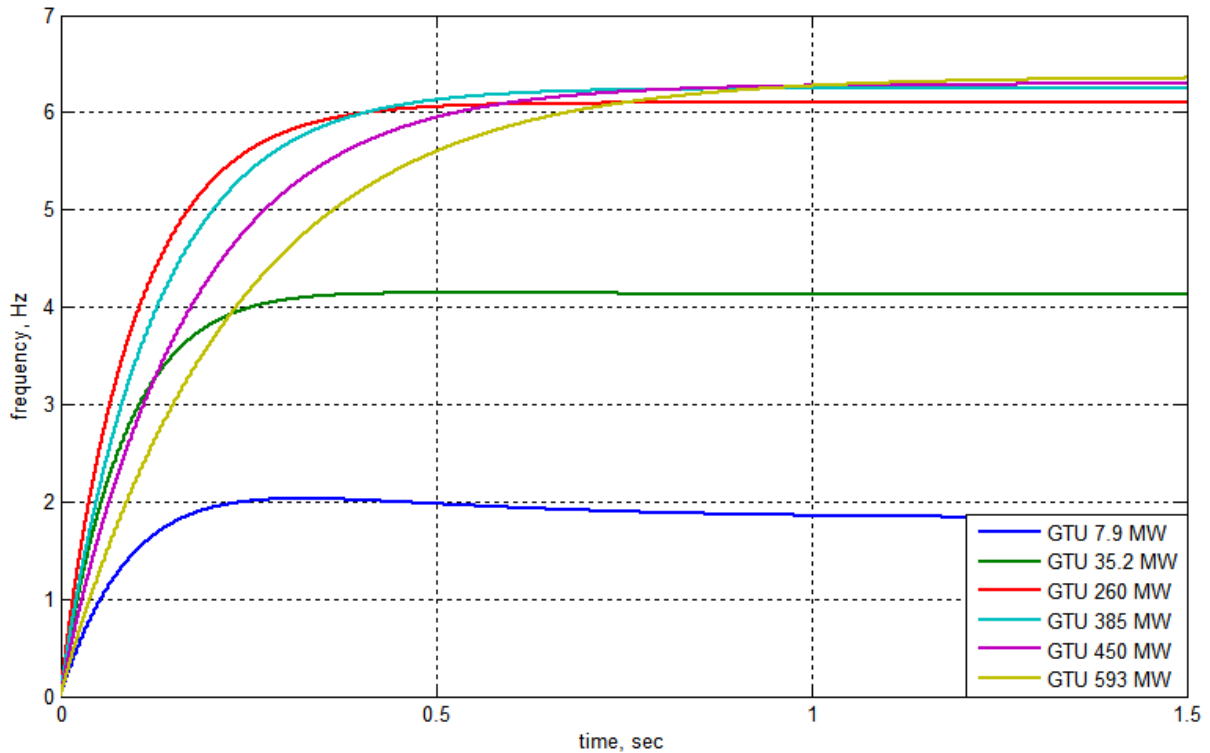


Рисунок 2.13 Перехідні процеси при збуренні  $\Delta N = -30\%$

### 2.3. Модель апроксимації параметрів динаміки залежно від потужності ГТУ для автоматичних систем управління

З метою узагальнення результатів моделювання для подальшого використання їх у задачах синтезу автоматичних систем управління та систем стабілізації перехідні процеси були апроксимовані поліномами шостого порядку.

$$y(t) = a_1 t^6 + a_2 t^5 + a_3 t^4 + a_4 t^3 + a_5 t^2 + a_6 t + a_7 \quad (2.44)$$

Коефіцієнти апроксимації для різних рівнів потужності наведено у таблиці 2.7-2.12

Таблиця 2.7. Коефіцієнти апроксимації перехідних процесів при збуренні  $\Delta N = +10\%$

GTU	Коефіцієнти полінома						
	a1	a2	a3	a4	a5	a6	a7
SGT-300	5.8705	-30.614	63.478	-66.662	37.31	-10.609	-0.0504
SGT-700	11.963	-63.099	132.79	-142.24	81.749	-24.062	-0.0835
SGT6-5000F	18.616	-97.698	204.29	-217	123.4	-35.876	-0.1086
SGT5-4000F	12.215	-65.734	142.38	-159.15	97.626	-31.779	-0.0487

SGT5-8000H	5.579	-31.487	72.943	-89.829	63.367	-25.086	-0.0051
SGT5-9000HL	1.8768	-11.516	29.877	-42.91	37.12	-18.974	0.0113

Таблиця 2.8. Коефіцієнти апроксимації перехідних процесів при збуренні  $\Delta N = -10\%$

GTU	Коефіцієнти полінома						
	a1	a2	a3	a4	a5	a6	a7
SGT-300	-3.2159	16.668	-34.178	35.074	-18.572	4.4857	0.0303
SGT-700	-6.1564	31.12	-61.655	60.339	-30.035	6.8954	0.0733
SGT6-5000F	-4.2598	21.93	-44.743	46.033	-25.11	6.926	0.0853
SGT5-4000F	-2.6948	14.251	-30.206	32.872	-19.524	6.1316	0.0473
SGT5-8000H	-1.3174	7.216	-16.127	19.052	-12.854	4.8847	0.0258
SGT5-9000HL	-0.6747	3.7282	-8.5538	10.736	-8.1666	3.79	0.0192

Таблиця 2.9. Коефіцієнти апроксимації перехідних процесів при збуренні  $\Delta N = +20\%$

GTU	Коефіцієнти полінома						
	a1	a2	a3	a4	a5	a6	a7
SGT-300	10.416	-54.266	112.32	-117.54	65.256	-18.157	-0.0907
SGT-700	21.028	-110.23	230.05	-243.56	137.65	-39.543	-0.1619
SGT6-5000F	30.06	-157.54	328.86	-348.56	197.66	-57.279	-0.2055
SGT5-4000F	19.674	-105.74	228.7	-255.19	156.21	-50.735	-0.0967
SGT5-8000H	9.0285	-50.844	117.49	-144.28	101.48	-40.072	-0.0205
SGT5-9000HL	3.1528	-19.139	49.094	-69.734	59.763	-30.357	0.0074

Таблиця 2.10. Коефіцієнти апроксимації перехідних процесів при збуренні  $\Delta N = -20\%$

GTU	Коефіцієнти полінома						
	a1	a2	a3	a4	a5	a6	a7
SGT-300	-7.761	40.318	-83.019	85.952	-46.517	12.034	0.0707
SGT-700	-15.22	78.247	-158.91	161.65	-85.936	22.376	0.1517
SGT6-5000F	-15.702	81.763	-169.29	177.58	-99.373	28.328	0.1822
SGT5-4000F	-10.152	54.254	-116.51	128.9	-78.103	25.088	0.0953
SGT5-8000H	-4.7665	26.571	-60.669	73.497	-50.966	19.87	0.0412
SGT5-9000HL	-1.9508	11.352	-27.772	37.562	-30.811	15.172	0.0232

Таблиця 2.11. Коефіцієнти апроксимації перехідних процесів при збуренні  $\Delta N = +30\%$

GTU	Коефіцієнти полінома						
	a1	a2	a3	a4	a5	a6	a7
SGT-300	14.96	-77.91	161.16	-168.42	93.2	-25.705	-0.131
SGT-700	30.089	-157.34	327.29	-344.86	193.55	-55.023	-0.2402
SGT6-5000F	41.498	-217.36	453.38	-480.09	271.92	-78.682	-0.3024
SGT5-4000F	27.129	-145.74	314.99	-351.2	214.79	-69.691	-0.1447
SGT5-8000H	12.477	-70.196	162.02	-198.72	139.59	-55.057	-0.0359
SGT5-9000HL	4.4285	-26.761	68.309	-96.557	82.406	-41.739	0.0034

Таблиця 2.12. Коефіцієнти апроксимації перехідних процесів при збуренні  $\Delta N = -30\%$

GTU	Коефіцієнти полінома						
	a1	a2	a3	a4	a5	a6	a7
SGT-300	-12.305	63.961	-131.85	136.83	-74.461	19.581	0.111
SGT-700	-24.281	125.36	-256.14	262.96	-141.83	37.856	0.23
SGT6-5000F	-27.141	141.59	-293.82	309.11	-173.63	49.731	0.2791
SGT5-4000F	-17.608	94.251	-202.81	224.92	-136.68	44.044	0.1433
SGT5-8000H	-8.2149	45.924	-105.21	127.94	-89.078	34.856	0.0566
SGT5-9000HL	-3.2267	18.975	-46.988	64.386	-53.454	26.555	0.0271

На основі отриманих апроксимацій було побудовано узагальнені залежності параметрів динаміки від номінальної потужності газотурбінної установки. Відповідні графічні залежності наведено на рис. 2.14 та 2.15, а числові значення – у таблиці 2.13.

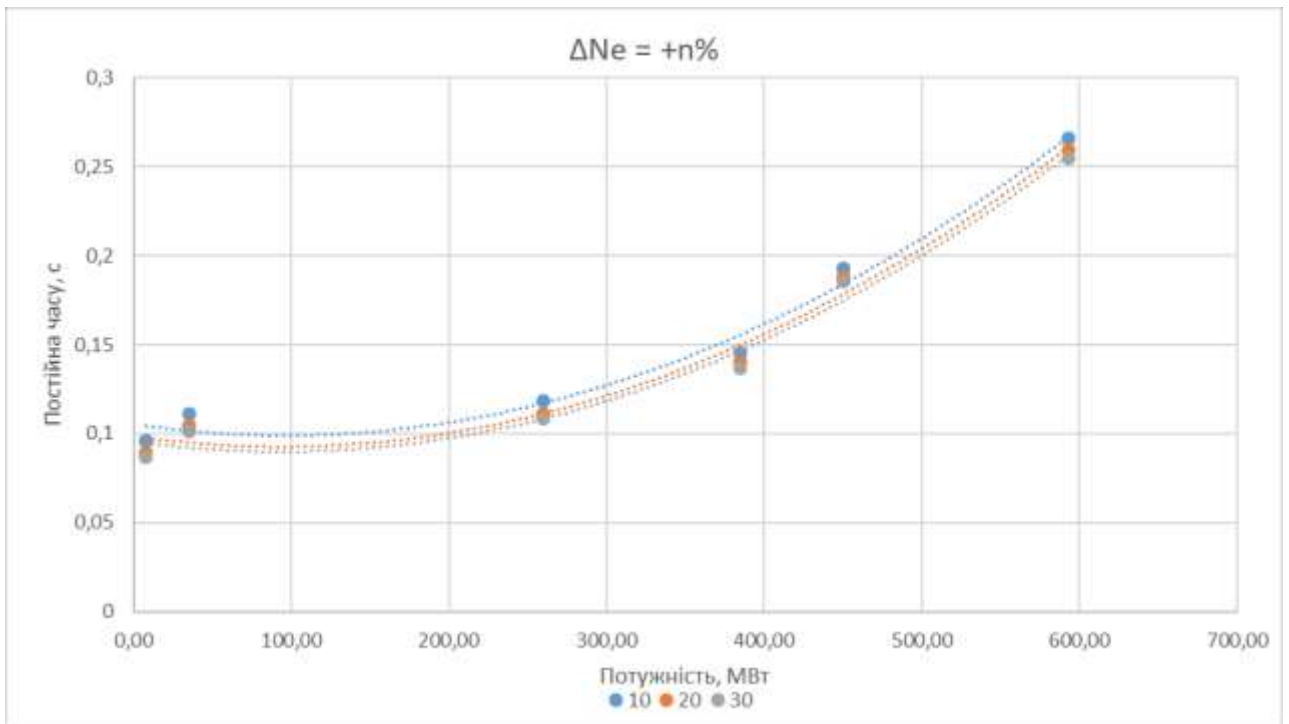


Рисунок 2.14. Залежність постійних часу від потужності при позитивних відхиленнях та їх апроксимація

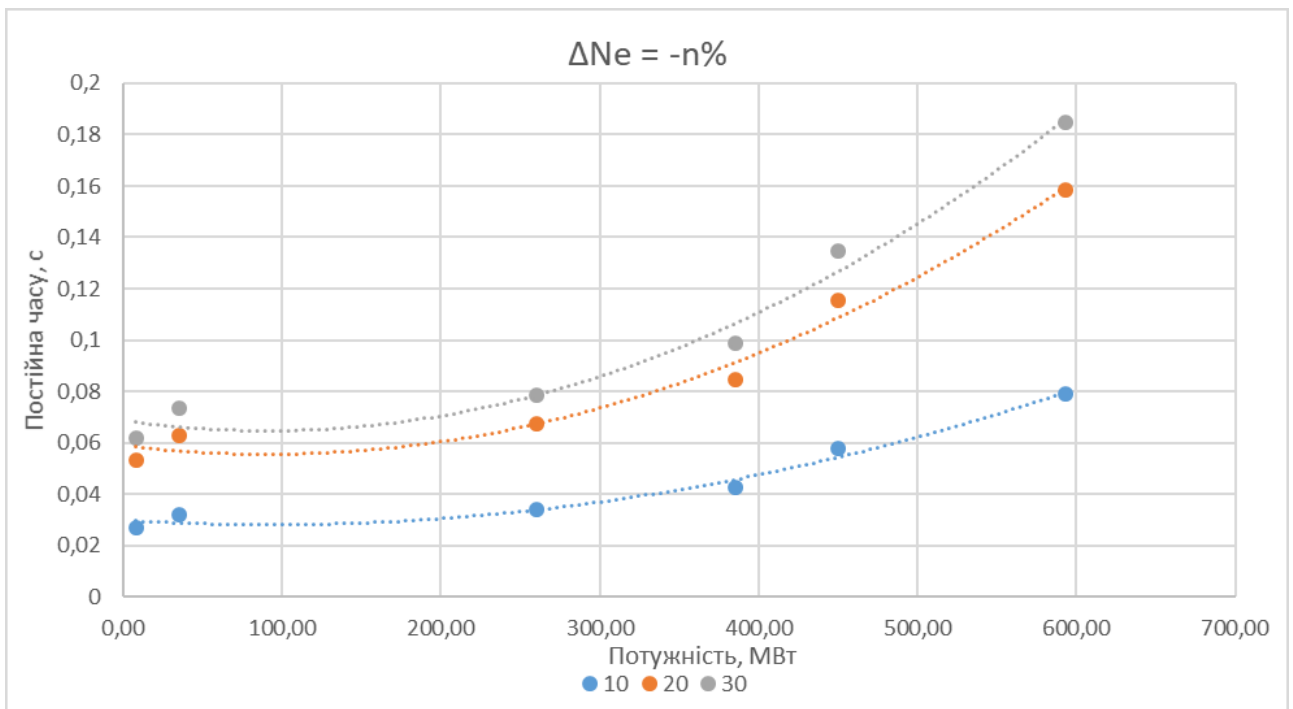


Рисунок 2.15. Залежність постійних часу від потужності при негативних відхиленнях та їх апроксимація

Таблиця 2.13 Коефіцієнти поліномів апроксимуючих залежність постійних часу від потужності

Коефіцієнт и поліномів	Постійна часу, с					
	$\Delta Ne = +n\%$			$\Delta Ne = -n\%$		
	10	20	30	10	20	30
$a_0$	7,00E-07	7,00E-07	7,00E-07	2,00E-07	4,00E-07	5,00E-07
$a_1$	-0,0001	-0,0001	-0,0001	-4,00E-05	-7,00E-05	-9,00E-05
$a_2$	0,1054	0,0986	0,0958	0,0298	0,0589	0,0686

Отримані апроксимаційні залежності відзначаються високою точністю апроксимації зі значенням коефіцієнта детермінації  $R^2$  більше 0.98, що свідчить про високу якість результатів. Крім того, слід зауважити, що ці залежності є нелінійними та проявляють варіації в залежності від різних рівнів збурення, зокрема при негативних змінах потужності. Отримані дані можуть знайти практичне застосування у регулюванні енергосистеми газотурбінних установок з різними рівнями потужності, що підкреслює їхню цінність та практичне значення.

У результаті виконання цього розділу розв'язано наукову задачу динамічного моделювання газотурбінної установки з урахуванням інерції ротора, теплових процесів у камері згоряння та акумулюючих властивостей газових об'ємів, що дозволило отримати узагальнену математичну модель зі зосередженими параметрами, придатну для аналізу перехідних процесів за частотою та потужністю в задачах автоматизації управління та забезпечення надійності енергосистеми.

На основі реалізованої імітаційної моделі досліджено динамічні властивості газотурбінних установок при різних рівнях збурення навантаження та різній номінальній потужності, а також отримано апроксимаційні залежності параметрів перехідних процесів від потужності установки. Це дозволило перейти від окремих розрахункових моделей до узагальненого параметризованого опису динаміки для модельно-орієнтованого проектування систем управління газотурбінних установок у широкому діапазоні потужностей.

Таким чином, створено методичну та модельну основу для подальшого дослідження динаміки багатомашинних енергосистем, а також для аналізу та

синтезу автоматичних систем управління частотою і потужністю, систем стабілізації режимів роботи та забезпечення нормованих показників якості й надійного енергопостачання з урахуванням реальних інерційних та теплових властивостей газотурбінних агрегатів.

### **РОЗДІЛ 3. ІМІТАЦІЙНА АВТОМАТИЧНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ (СИСТЕМА КЕРУВАННЯ) ЧАСТОТОЮ ГІБРИДНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ З ГАЗОТУРБІННИМИ УСТАНОВКАМИ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ МАНЕВРУВАННЯ ПОТУЖНІСТЮ**

У цьому розділі розв'язується науково-прикладна задача розробки динамічної моделі автоматичної системи управління частотою на основі принципів модельно-орієнтованого проєктування гібридної енергосистеми з декількома газотурбінними установками та дослідження на її основі впливу режимів роботи окремих агрегатів і стратегій розподілу збурень активної потужності на нормовані показники якості та показники надійності частотного регулювання.

На відміну від ізольованого розгляду окремої газотурбінної установки, у даному розділі здійснюється перехід до аналізу багатомашинної енергосистеми зі спільним частотним контуром системи стабілізації, у якій окремі установки взаємодіють між собою через сумарний баланс потужності та частоти. При цьому за основу взято уніфіковану параметризовану динамічну модель та модель апроксимації газотурбінної установки, розроблену в розділі 2, що дозволяє формувати багатомашинну структуру з довільними поєднаннями режимів роботи агрегатів.

Розв'язання поставленої задачі здійснюється за такими основними напрямками:

- формування структури автоматизованої системи управління багатомашинною енергосистемою шляхом об'єднання окремих моделей газотурбінних установок у спільний частотний контур та реалізація механізмів урахування їх взаємного динамічного впливу і автоматизації вибору параметрів динамічної моделі залежно від режиму роботи;

- дослідження впливу режимів роботи газотурбінних установок, зокрема їх функціонування під навантаженням та в режимі гарячого резерву, на показники якості частотного регулювання та перевірка гіпотези щодо можливості підвищення

надійності енергосистеми та забезпечення надійного енергопостачання за рахунок відповідного перерозподілу функцій між агрегатами;

– порівняльний аналіз стратегій розподілу збурень активної потужності між газотурбінними установками, зокрема рівномірної та пропорційної до доступного діапазону маневрування потужністю, з метою визначення їх впливу на динамічні характеристики системи управління та обґрунтування доцільності застосування адаптивного перемикання алгоритмів системи керування залежно від характеру збурень.

### **3.1. Модельно-орієнтоване проєктування та динамічна модель енергосистеми з декількох газотурбінних установок**

Модельно-орієнтоване проєктування та математичне моделювання енергосистеми з декількома газотурбінними установками базується на динамічній моделі автоматичної системи управління однієї газотурбінної установки зі зосередженими параметрами, розробленій у розділі 2. Зазначена модель описує взаємозв'язок між подачею палива, механічною потужністю та кутовою швидкістю обертання ротора з урахуванням динаміки камери згоряння, газових об'ємів та механічної інерції ротора.

У межах цього розділу базова модель газотурбінної установки використовується як структурний елемент автоматизованої системи управління більш складної енергосистеми – багатомашинної енергосистеми, та доповнюється рівняннями, що описують зміну поточної потужності установки при неусталених режимах роботи.

Зміна кутової швидкості обертання ротора визначається рівнянням динамічного балансу моментів, яке для неусталеного режиму має вигляд

$$M_{dv} - M_c = J \frac{d\omega}{dt} \quad (3.1)$$

де

$M_{dv}$  – момент рушійних сил на лопатках турбіни, Вт·с;

$M_c$  – момент сил опору, Вт·с;

$J$  – момент інерції ротора турбіни разом із компресором і генератором, кг·м<sup>2</sup>;

$\omega$  - кутова швидкість обертання ротора, с<sup>-1</sup>.

Момент рушійної сили  $M_{dv}$  визначається моментом рушійної сили турбіни, а момент сил опору  $M_c$  – моментом компресора  $M_k$  та генератора  $M_g$ :

$$M_{dv} = M_T; \quad (3.2)$$

$$M_c = M_k + M_g \quad (3.3)$$

підставивши (3.3) в (3.1) отримаємо:

$$M_T - M_k - M_g = J \frac{d\omega}{dt} \quad (3.4)$$

для об'єкта, що обертається потужність  $N$  це добуток моменту сили  $M$  та кутової швидкості  $\omega$ :

$$N = M \cdot \omega \quad (3.5)$$

тоді потужність турбіни  $N_T$  це добуток кутової швидкості  $\omega$  та різниці моменту сил турбіни  $M_T$  и моменту сил компресора  $M_k$ :

$$N_T = (M_T - M_k) \cdot \omega \quad (3.6)$$

а потужність навантаження це добуток моменту сил генератора та кутової швидкості:

$$N_N = M_g \cdot \omega \quad (3.7)$$

виразивши з (3.7), (3.8) моменти сил отримаємо:

$$M_T - M_k = \frac{N_T}{\omega}; \quad M_g = \frac{N_g}{\omega} \quad (3.8)$$

підставивши (3.8) в (3.4) отримаємо:

$$\frac{N_T}{\omega} - \frac{N_N}{\omega} = J \frac{d\omega}{dt} \quad (3.9)$$

розділивши рівняння (3.9) на кутову швидкість  $\omega$  та виразивши потужність турбіни отримаємо диференційне рівняння, що визначає процеси маневрування потужністю турбіни для неусталеного режиму:

$$N_T = J \frac{d\omega}{dt} \cdot \omega + N_N \quad (3.10)$$

Це рівняння було реалізоване в програмі Simulink. При цьому  $N_T, N_N, \omega$  це суми номінальних значень відповідних змінних та їх відхилень від номінальних значень, що зображено на рисунках (3.1, 3.2):

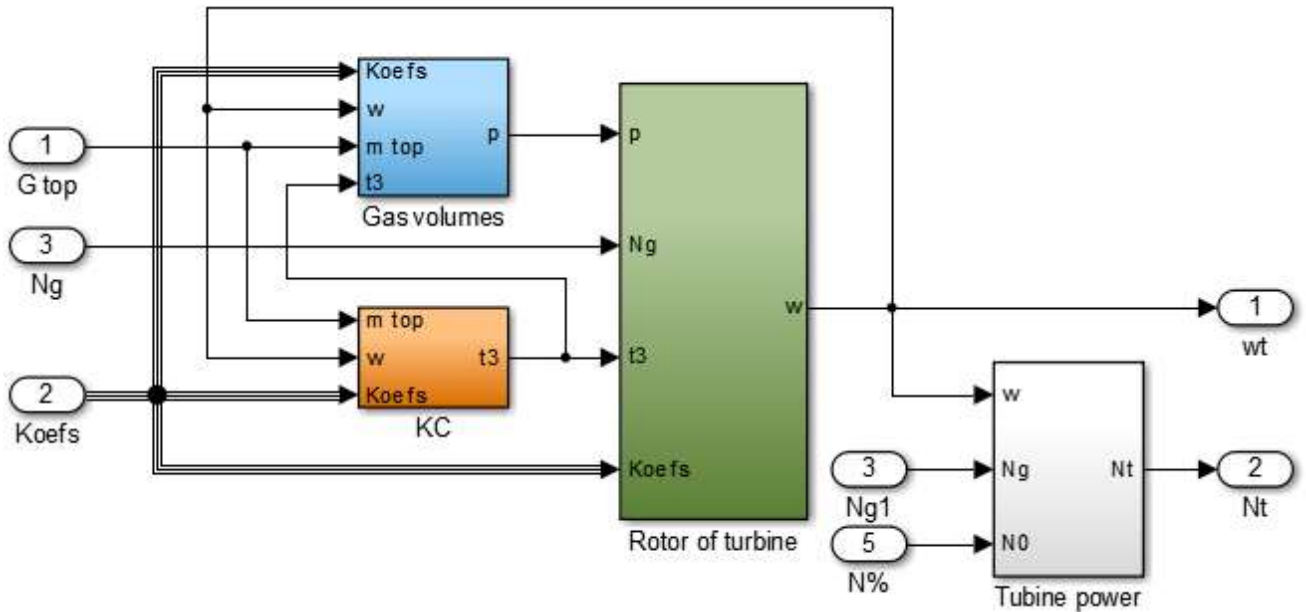


Рисунок 3.1. Модель ГТУ з розрахунком поточної потужності

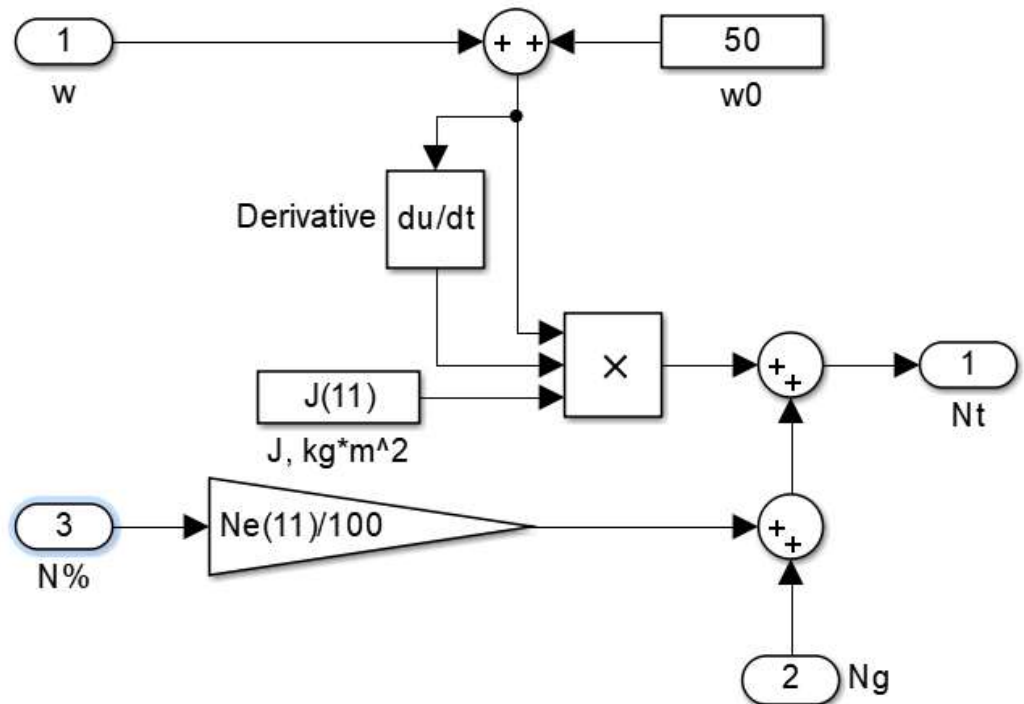


Рисунок 3.2. Модель розрахунку поточної потужності ГТУ

Для проведення досліджень як базовий зразок газотурбінної установки обрано промислову турбіну Siemens SGT5-9000HL, основні номінальні параметри якої наведено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Значущі параметри SGT5-9000HL

Параметри ГТУ	Значення	Одиниця виміру
Потужність	593	МВт
Відношення тиску газів	24	-
Приведений момент інерції	102662,8	кг · м <sup>2</sup>

З метою урахування впливу режиму роботи установки на її динамічні властивості було сформовано модель апроксимації параметрів динамічної моделі для різних рівнів номінальної потужності в діапазоні від 1 % до 100 % з кроком 20 %. Відповідні коефіцієнти моделей газових об'ємів, камери згоряння та ротора наведено у таблицях 3.2-3.4

Таблиця 3.2. Коефіцієнти моделі газових об'ємів та допоміжних газів ГТУ для різних номінальних потужностей

Потужність, %	Коефіцієнти				
	Гр	Гт	kt	km	kw
1	0.3	3.7E-08	-0.004	0.65	0.25
20	0.03	3.8E-09	-0.008	0.07	0.03
40	0.02	2.0E-09	-0.008	0.03	0.01
60	0.01	1.3E-09	-0.008	0.02	0.01
80	0.01	9.9E-10	-0.008	0.01	0.01
100	0.01	8.0E-10	-0.008	0.01	0.01

Таблиця 3.3. Коефіцієнти моделі камери згоряння ГТУ для різних номінальних потужностей

Потужність, %	Коефіцієнти				
	A	a1	a2	a3	a5
1	6.93E-05	-91.38	1575	0.8	1.5E-06
20	0.35E-05	-4.57	79	0.8	1.5E-06
40	0.17E-05	-2.28	39	0.8	1.5E-06
60	0.12E-05	-1.52	26	0.8	1.5E-06
80	0.09E-05	-1.14	20	0.8	1.5E-06

100	0.07У-05	-0.91	16	0.8	1.5E-06
-----	----------	-------	----	-----	---------

Таблиця 3.4. Коефіцієнти моделі ротора турбіни ГТУ для різних номінальних потужностей

Потужність, %	Коефіцієнти					
	B	b1	b2	b3	b4	b5
1	11.94	1.54	0.011	-6.04	-0.1851	2.33E-06
20	1.03	2.65	0.018	-10.38	1.2497	1.998E-07
40	0.52	2.7	0.018	-10.58	1.3159	1.018E-07
60	0.35	2.72	0.019	-10.65	1.3385	6.831E-08
80	0.26	2.73	0.019	-10.69	1.3499	5.14E-08
100	0.21	2.74	0.019	-10.71	1.3568	4.12E-08

Для кожного значення номінальної потужності було виконано налаштування параметрів ПІ-регулятора кутової швидкості, що забезпечує коректну роботу системи стабілізації в усьому діапазоні режимів. Значення коефіцієнтів регулятора наведено у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 — Коефіцієнти ПІ-регулятора

Потужність, %	Коефіцієнти	
	kp	ki
1	95	4656
20	100	3000
40	116	3539
60	166	6842
80	221	12313
100	276	24866

У середовищі Matlab Simulink реалізовано механізм автоматизації вибору параметрів динамічної моделі залежно від заданої номінальної потужності установки, що дозволяє використовувати одну уніфіковану структуру моделі для всього діапазону досліджуваних режимів. Загальний вигляд відповідної реалізації наведено на рис. 3.3.

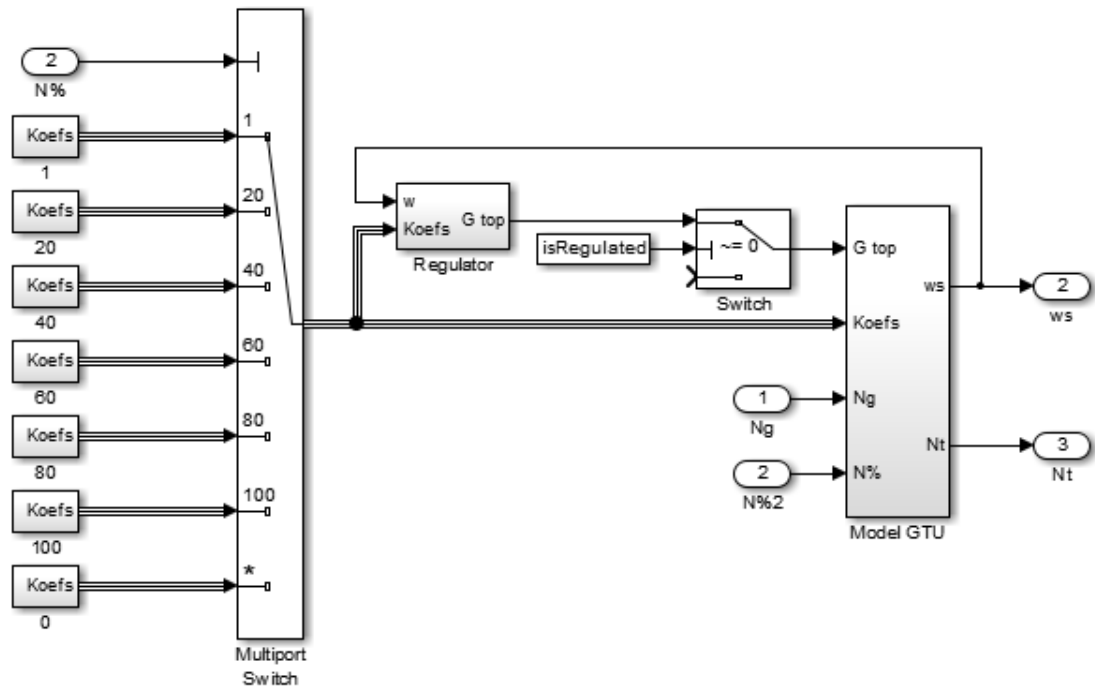


Рисунок 3.3. Модель ГТУ з можливістю задавати номінальну потужність

Побудова багатомашинної енергосистеми здійснюється шляхом об'єднання окремих моделей газотурбінних установок у спільну автоматичну систему управління зі спільним частотним контуром системи стабілізації. При цьому сумарне відхилення кутових швидкостей окремих турбін використовується для формування зворотного зв'язку системи керування, а сумарна поточна потужність визначається шляхом підсумовування потужностей окремих установок.

Структурну схему енергосистеми з чотирьох газотурбінних установок наведено на рис. 3.4.

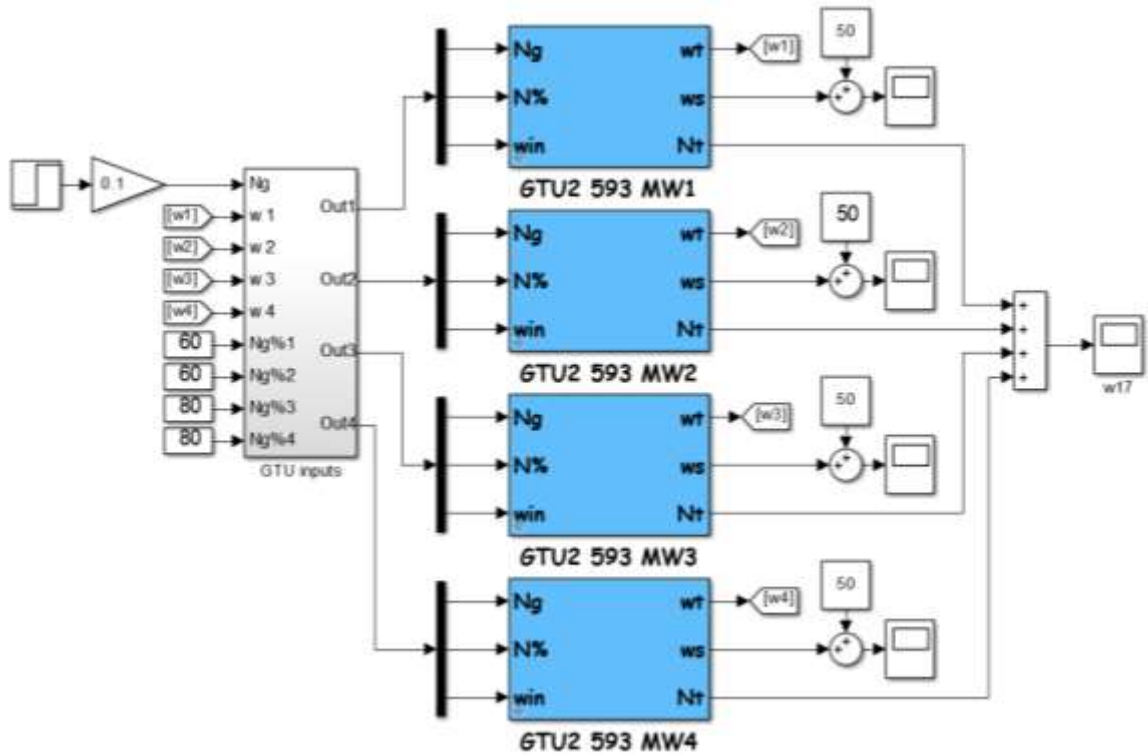


Рисунок 3.4. Модель енергосистеми

Для врахування взаємного впливу установок у кожену модель ГТУ введено додатковий вхідний сигнал, що відповідає сумарному відхиленню кутових швидкостей інших турбін. Структура відповідного розширення моделі наведена на рис. 3.5.

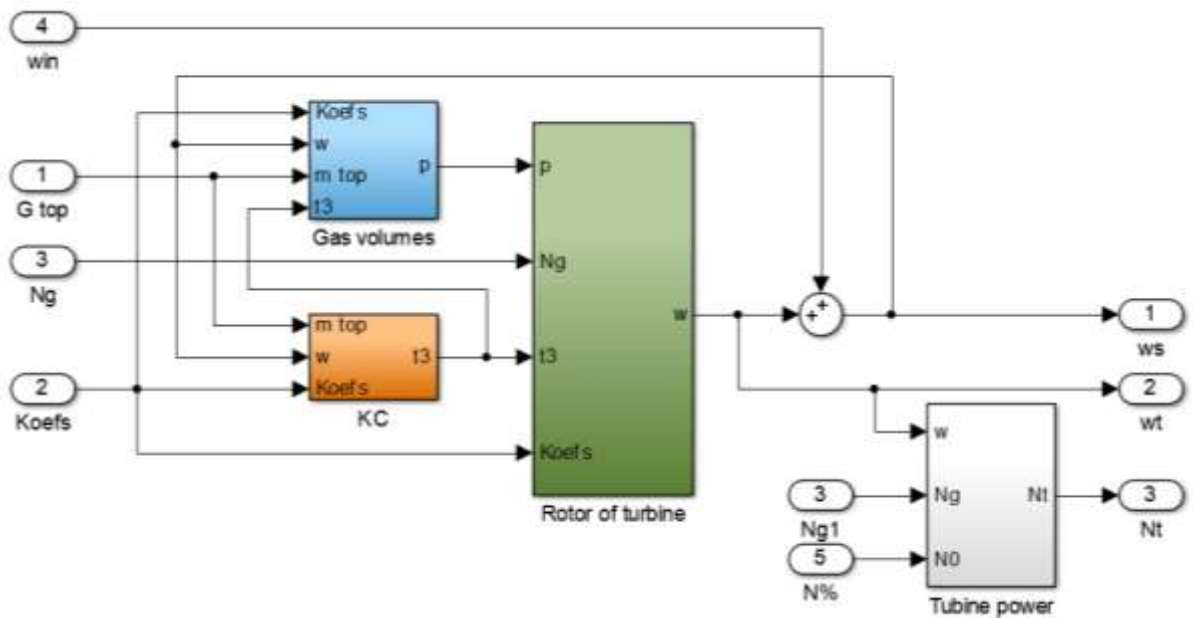


Рисунок 3.5. Модель ГТУ з додатковим сигналом, що враховує відхилення кутових швидкостей решти турбін

Таким чином, у межах підрозділу сформовано імітаційну модель багатомашинної газотурбінної енергосистеми, придатну для подальших досліджень впливу режимів роботи установок на нормовані показники якості та надійність енергосистеми та стратегій розподілу частотних збурень на якість регулювання частоти.

### 3.2. Дослідження впливу режимів роботи газотурбінних установок на нормовані показники якості та надійність енергосистеми

У межах даного підрозділу досліджується гіпотеза про можливість підвищення надійності енергосистеми та забезпечення надійного енергопостачання шляхом розподілу газотурбінних установок між різними режимами роботи, зокрема між режимом роботи на навантаження та режимом гарячого резерву системи стабілізації.

Під режимом гарячого резерву системи стабілізації розуміється такий стан газотурбінної установки, за якого вона виведена на номінальну кутову швидкість, усі перехідні процеси завершені, однак поточна механічна потужність на валу дорівнює нулю. У зв'язку з тим, що при формуванні параметрів математичної моделі для нульової номінальної потужності виникають сингулярності, у подальших дослідженнях режим гарячого резерву описується за допомогою моделі апроксимації роботи установки на рівні 1% від номінальної потужності.

Для кількісної оцінки нормованих показників якості перехідних процесів системи управління у системі використано інтегральний показник якості у вигляді інтеграла квадрата похибки відхилення частоти:

$$I = \int_0^T (\Delta f(t))^2 dt \quad (3.11)$$

Чисельний експеримент проводився на розробленій моделі енергосистеми з чотирьох газотурбінних установок. З метою підвищення впливу сумарного моменту інерції на динамічні властивості системи у двох установок автоматичне управління кутовою швидкістю було відключено; надалі такі установки розглядаються як нерегульовані. Дві інші установки працювали в режимі активного автоматичного керування частотою.

На енергосистему задавалося збурення за активною потужністю навантаження величиною  $\pm 10\%$  від суми максимальних потужностей усіх установок. Дослідження проводилися для різних комбінацій номінальних потужностей регульованих та нерегульованих установок. При цьому для забезпечення роботи в межах допустимого діапазону регулювання вважалося, що при додатних збуреннях регульовані установки працюють у діапазоні номінальних потужностей від 1% до 80%, а при від'ємних - від 20% до 100%.

У результаті проведених серій чисельних експериментів було встановлено, що значення інтегрального показника якості для таких комбінацій номінальних потужностей, які є взаємно доповнювальними для додатних і від'ємних збурень, практично збігаються. Це свідчить про те, що розроблена модель енергосистеми має симетричні динамічні властивості щодо додатних і від'ємних збурень потужності. У зв'язку з цим результати для обох типів збурень було об'єднано в один узагальнений графік.

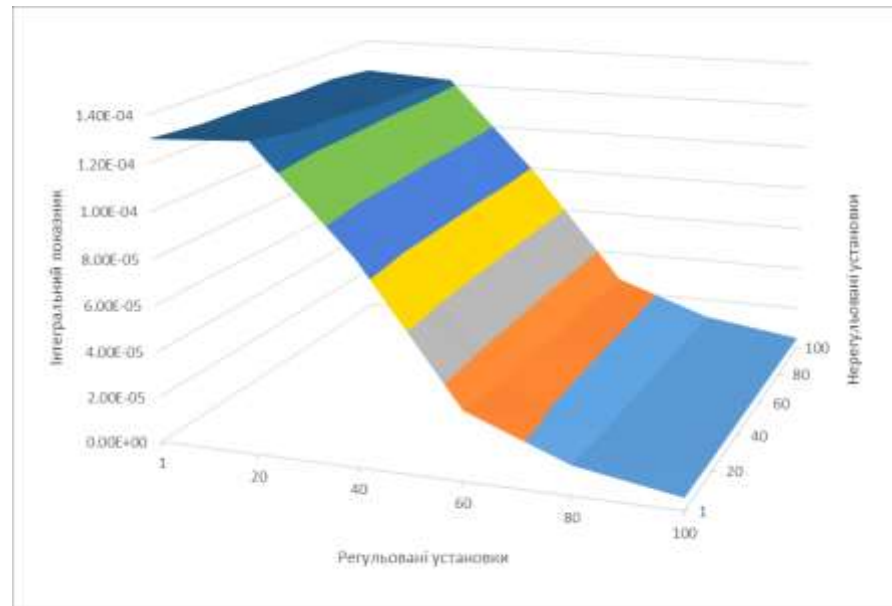


Рисунок 3.6 - Залежність інтегрального показника якості регулювання від номінальних потужностей регульованих і нерегульованих установок

На рис. 3.6 наведено поверхню відгуку інтегрального показника якості регулювання  $J$  від номінальних потужностей регульованих  $P_{reg}$  та нерегульованих  $P_{nreg}$  установок.

Аналіз форми поверхні показує, що вздовж осі  $P_{nreg}$  значення показника  $J$  змінюється незначно: при збільшенні потужності нерегульованих установок у всьому дослідженому діапазоні варіація показника не перевищує декількох відсотків, що свідчить про низьку чутливість якості роботи системи керування до даного параметра. Це пояснюється тим, що зазначені установки не беруть участі у первинному регулюванні частоти і, відповідно, не забезпечують компенсацію активної потужності в перехідних режимах.

Натомість уздовж осі  $P_{reg}$  спостерігається виражена монотонна залежність зі значним спадом значень  $J$ . Зі збільшенням номінальної потужності регульованих установок інтегральний показник зменшується у декілька разів, що відповідає скороченню амплітуди та тривалості відхилень частоти. Такий ефект обумовлений зростанням доступного резерву маневрування потужністю та підвищенням швидкодії компенсації дисбалансу потужності.

Отже, визначальним фактором забезпечення нормованих показників якості частотного регулювання є сумарна потужність установок, залучених до автоматичного керування, тоді як збільшення частки нерегульованої генерації практично не покращує динамічні показники системи. Це підтверджує доцільність концентрації ресурсів автоматичної системи управління саме в керованих агрегатах.

Таким чином, результати чисельного експерименту свідчать про те, що переведення частини установок у режим гарячого резерву не призводить до покращення якості частотного регулювання за розглянутих умов. Отже, висунута гіпотеза про доцільність розподілу газотурбінних установок між режимами роботи з метою підвищення надійності енергосистеми в межах даної моделі не підтверджується.

### **3.3. Порівняльний аналіз стратегій системи керування розподілом частотних збурень між газотурбінними установками**

У даному підрозділі виконується дослідження впливу способу розподілу збурення активної потужності між газотурбінними установками на нормовані показники якості частотного регулювання в багатомашинній енергосистемі.

Розглядаються дві стратегії розподілу збурення: рівномірна та пропорційна до доступного діапазону маневрування потужністю кожної установки.

При рівномірному розподілі сумарне збурення активної потужності ділиться на рівні частини та прикладається до кожної газотурбінної установки незалежно від її поточного режиму роботи та доступного резерву регулювання.

$$\Delta N_i = \frac{1}{n} \cdot \Delta N_H \quad (3.12)$$

Де  $n = 4$  – це кількість ГТУ в енергосистемі

Зазначений алгоритм автоматизації системи управління був реалізований у середовищі MATLAB/Simulink. Структурна схема відповідного блоку розподілу наведена на рисунку 3.7.

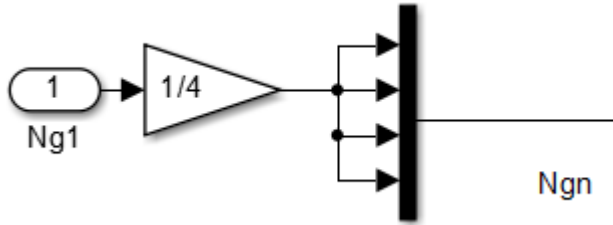


Рисунок 3.7 — Схема розподілу збурення рівномірно діапазону регулювання

При пропорційному розподілі збурення величина впливу для кожної установки визначається з урахуванням її поточної потужності та доступного діапазону маневрування потужністю. Алгоритм визначення частки збурення потужності пропорційного розподілу включає такі етапи:

1. Визначення поточної потужності кожної установки  $N_{\text{пот},i}$ .
2. Обчислення доступного діапазону маневрування потужністю:
  - для додатного збурення:

$$\Delta N_{\text{поз},i} = N_{\text{макс},i} - N_{\text{пот},i} \quad (3.13)$$

- для від'ємного збурення:

$$\Delta N_{\text{нег},i} = N_{\text{пот},i} - N_{\text{мін},i} \quad (3.14)$$

3. Визначення знаку сумарного збурення  $\Delta N_{\text{н}}$ .
4. Обчислення сумарного доступного діапазону маневрування потужністю:

$$\Delta N_{\text{сум}} = \begin{cases} \sum_{i=1}^4 \Delta N_{\text{поз},i}, & \text{якщо } \Delta N_{\text{н}} > 0 \\ \sum_{i=1}^4 \Delta N_{\text{нег},i}, & \text{якщо } \Delta N_{\text{н}} < 0 \end{cases} \quad (3.15)$$

5. Визначення частки участі кожної установки:

$$k_i = \begin{cases} \frac{\Delta N_{\text{поз},i}}{\Delta N_{\text{сум}}}, & \text{якщо } \Delta N_{\text{н}} > 0 \\ \frac{\Delta N_{\text{нег},i}}{\Delta N_{\text{сум}}}, & \text{якщо } \Delta N_{\text{н}} < 0 \end{cases} \quad (3.16)$$

6. Формування індивідуального збурення для кожної установки:

$$\Delta N_i = k_i \cdot \Delta N_{\text{н}} \quad (3.17)$$

Зазначений алгоритм автоматизації системи управління був реалізований у середовищі MATLAB/Simulink. Структурна схема відповідного блоку розподілу наведена на рисунку 3.8.

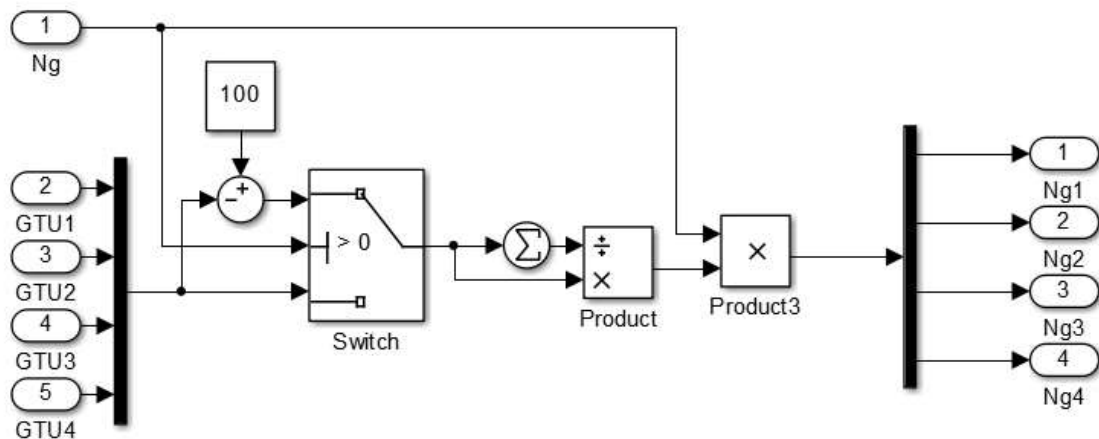


Рисунок 3.8 — Схема розподілу збурення пропорційно діапазону регулювання

Чисельні експерименти проводилися для різних комбінацій номінальних потужностей газотурбінних установок при додатних і від’ємних збуреннях навантаження величиною  $\pm 10\%$  від сумарної максимальної потужності системи. Для кількісної оцінки ефективності алгоритмів системи керування розподілом збурення для кожного режиму моделювання обчислювався інтегральний показник якості регулювання

$$I = \int_0^T (\Delta\omega(t))^2 dt \quad (3.18)$$

який характеризує сумарну енергію відхилення частоти та одночасно враховує як амплітуду, так і тривалість перехідного процесу.

Результати розрахунків для рівномірного та пропорційного розподілу наведені в табл. 3.6–3.9.

Таблиця 3.6. Інтегральний показник якості регулювання кутової швидкості при збуренні +10% для рівномірного розподілу збурення

Номінальна потужність установок «А»	Номінальна потужність установок «Б»				
	1	20	40	60	80
1	3.28E-05	-	-	-	-
20	3.23E-05	3.21E-05	-	-	-
40	2.55E-05	2.53E-05	2.06E-05	-	-
60	1.30E-05	1.28E-05	1.10E-05	6.77E-06	-
80	6.92E-06	6.77E-06	6.02E-06	4.17E-06	2.85E-06

Таблиця 3.7. Інтегральний показник якості регулювання кутової швидкості при збуренні -10% для рівномірного розподілу збурення

Номінальна потужність установок «А»	Номінальна потужність установок «Б»				
	20	40	60	80	100
20	3.21E-05				
40	2.53E-05	2.06E-05			
60	1.28E-05	1.10E-05	6.77E-06		
80	6.77E-06	6.02E-06	4.17E-06	2.85E-06	
100	3.05E-06	3.05E-06	2.32E-06	1.75E-06	1.20E-06

Таблиця 3.8. Інтегральний показник якості регулювання кутової швидкості при збуренні +10% для пропорційного розподілу збурення

Номінальна потужність установок «А»	Номінальна потужність установок «Б»				
	1	20	40	60	80
1	3.28E-05				
20	3.23E-05	3.21E-05			
40	2.57E-05	2.54E-05	2.06E-05		

60	1.33E-05	1.29E-05	1.10E-05	6.77E-06	
80	7.33E-06	6.98E-06	6.10E-06	4.18E-06	2.85E-06

Таблиця 3.9. Інтегральний показник якості регулювання кутової швидкості при збуренні -10% для пропорційного розподілу збурення

Номінальна потужність установок «А»	Номінальна потужність установок «Б»				
	20	40	60	80	100
20	3.21E-05				
40	2.53E-05	2.06E-05			
60	1.26E-05	1.09E-05	6.77E-06		
80	6.64E-06	5.98E-06	4.17E-06	2.85E-06	
100	3.24E-06	3.01E-06	2.32E-06	1.75E-06	1.20E-06

Порівняння значень показника виконувалося шляхом безпосереднього зіставлення абсолютних величин  $J$ , а також аналізу різниці

$$\Delta J = J_{evenly} - J_{prop} \quad (3.19)$$

що дозволяє встановити перевагу відповідної стратегії системи управління.

Таблиця 3.10. Різниця показників якості регулювання рівномірного розподілу збурення і пропорційного при збуренні +10%

Номінальна потужність установок «А»	Номінальна потужність установок «Б»				
	1	20	40	60	80
1	0.00E+00				
20	-5.00E-08	0.00E+00			
40	-1.60E-07	-4.00E-08	0.00E+00		
60	-3.10E-07	-1.60E-07	-5.00E-08	0.00E+00	
80	-4.08E-07	-2.11E-07	-8.00E-08	-3.00E-09	0.00E+00

Таблиця 3.11. Різниця показників якості регулювання рівномірного розподілу збурення і пропорційного при збуренні -10%

Номінальна потужність установок «А»	Номінальна потужність установок «Б»				
	20	40	60	80	100
20	0.00E+00				
40	8.00E-08	0.00E+00			
60	1.90E-07	5.00E-08	0.00E+00		
80	1.27E-07	4.40E-08	0.00E+00	0.00E+00	
100	-1.88E-07	4.20E-08	8.00E-09	3.00E-09	0.00E+00

Аналіз табличних даних показує, що зі збільшенням сумарної номінальної потужності регульованих установок спостерігається монотонне зменшення інтегрального показника якості незалежно від типу розподілу. Зокрема, при переході від мінімальної конфігурації (20 %) до максимальної (80–100 %) значення  $J$  зменшується більш ніж на порядок (з рівня  $3 \cdot 10^{-5}$  до  $3 \cdot 10^{-6}$ ), що свідчить про суттєве скорочення тривалості та глибини відхилення частоти. Це пояснюється зростанням доступного резерву маневрування потужністю та підвищенням швидкодії компенсації дисбалансу потужності.

Для додатних збурень (+10%) у більшості досліджених комбінацій виконується умова  $\Delta J < 0$  (табл. 3.10), тобто рівномірний розподіл забезпечує менші значення інтегрального показника. Абсолютний вигравш становить  $10^{-7} - 10^{-6}$ , що відповідає зниженню показника на кілька відсотків відносно пропорційного варіанта. Такий результат зумовлений тим, що при зростанні навантаження одночасне залучення всіх установок забезпечує ефективніше маневрування потужністю та зменшує початкову просадку частоти.

Натомість для від'ємних збурень (-10%) переважає протилежна тенденція: у більшості режимів  $\Delta J > 0$  (табл. 3.11), тобто пропорційний розподіл демонструє кращу якість регулювання. Це пояснюється тим, що зменшення потужності ефективніше реалізується з урахуванням індивідуальних діапазонів регулювання установок, що дозволяє уникнути насичення елементів автоматичної системи управління і скоротити тривалість перехідного процесу.

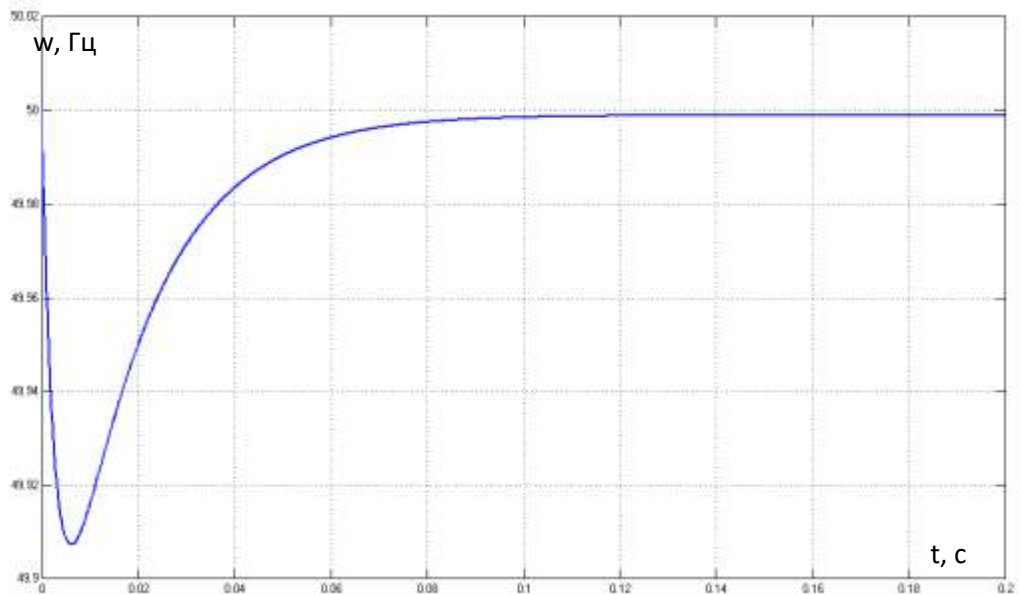


Рисунок 3.9 — Процес регулювання частоти

Аналіз часових реалізацій частоти (рис. 3.8) підтверджує отримані висновки: навіть у найгіршому з розглянутих випадків максимальне відхилення та час встановлення не перевищують нормативних меж, що свідчить про достатній запас стійкості, надійності та робастності системи керування.

Отже, встановлено, що ефективність стратегії розподілу збурення має виражену залежність від знаку дисбалансу потужності: при додатних збуреннях доцільним є рівномірний розподіл, тоді як при від’ємних — пропорційний. Отримані результати обґрунтовують доцільність застосування адаптивного алгоритму автоматичної системи управління з автоматичним перемиканням стратегії залежно від характеру збурення.

У результаті виконання цього розділу розв’язано науково-прикладну задачу розробки динамічної моделі автоматичної системи управління частотою, побудованої на основі модельно-орієнтованого проєктування багатомашинної енергосистеми з газотурбінними установками, побудованої на основі уніфікованих параметризованих динамічних моделей окремих агрегатів, спільного частотного контуру та алгоритмів системи керування розподілом збурень активної потужності та маневрування потужністю.

Розроблена модель дозволила виконати систематичне дослідження впливу режимів роботи газотурбінних установок і стратегій розподілу регулювальних впливів на нормовані показники якості, надійність енергосистеми та забезпечення надійного енергопостачання в розподіленій багатомашинній системі. Зокрема, встановлено, що переведення частини агрегатів у режим гарячого резерву за розглянутих умов не приводить до покращення якості регулювання, а визначальним фактором динамічних властивостей системи стабілізації є рівень номінальної потужності саме регульованих установок.

Водночас показано, що ефективність частотного регулювання істотно залежить від обраної стратегії розподілу збурення активної потужності між установками: при додатних збуреннях дещо кращі показники забезпечує рівномірний розподіл, тоді як при від'ємних збуреннях перевагу має пропорційний розподіл з урахуванням доступного діапазону маневрування потужністю кожного агрегату.

Таким чином, у межах розділу обґрунтовано доцільність переходу від фіксованих принципів розподілу регулювальних впливів до адаптивних або інтелектуальних алгоритмів автоматичної системи управління, які забезпечують автоматичне перемикання стратегій залежно від знаку та характеру збурення, що створює методичну основу для подальшого розвитку та вдосконалення систем автоматичного управління та систем стабілізації гібридних енергосистем.

## **РОЗДІЛ 4. МОДЕЛІ ТА АЛГОРИТМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ УПРАВЛІННЯ ЧАСТОТНИМ РЕГУЛЮВАННЯМ ЕНЕРГОСИСТЕМ З ГАЗОТУРБІННИМИ ТА АКУМУЛЯТОРНИМИ УСТАНОВКАМИ З ПІДВИЩЕНОЮ НАДІЙНІСТЮ СИСТЕМИ СТАБІЛІЗАЦІЇ**

У цьому розділі розв'язується науково-прикладна задача розробки методів математичного та імітаційного моделювання і структурного синтезу автоматичної системи управління первинним частотним регулюванням гібридної газотурбінної енергосистеми з акумуляторною системою зберігання енергії та дослідження на цій основі її динамічної й аварійної частотної стійкості та підвищення надійності енергосистеми й надійного енергопостачання.

На відміну від традиційних підходів, у яких акумуляторні накопичувачі розглядаються як допоміжні або локальні засоби компенсації потужності, в даній роботі акумуляторна система інтегрується безпосередньо в контур первинного частотного регулювання як повноцінний швидкодіючий елемент системи керування із власною динамікою та енергетичними обмеженнями.

Розв'язання поставленої задачі здійснюється за такими основними напрямками:

- розробка узагальненої математичної та імітаційної моделі акумуляторної батареї, орієнтованої на використання в задачах частотного регулювання, та її програмна реалізація в середовищі моделювання з урахуванням динамічних і енергетичних обмежень та принципів модельно-орієнтованого проектування;

- структурний синтез системи первинного частотного регулювання гібридної енергосистеми та порівняльний аналіз різних принципів організації системи управління, зокрема паралельної та ієрархічної структур, включаючи реалізацію алгоритмічного відновлення енергетичного стану акумуляторної батареї;

- дослідження динамічної та аварійної частотної стійкості гібридної газотурбінної енергосистеми для характерних аварійних сценаріїв з метою кількісної оцінки ефективності запропонованих методів структурної організації та

підтвердження доцільності використання акумуляторної системи в контурі первинного регулювання частоти.

#### **4.1. Динамічна модель акумуляторної батареї в задачах автоматичної системи управління частотним регулюванням**

У сучасних енергосистемах із високою часткою розосередженої генерації та зменшеною інерційністю актуальною є задача підвищення швидкодії та надійності первинного частотного регулювання. Одним із найбільш ефективних технічних засобів розв'язання цієї задачі є застосування акумуляторних систем зберігання енергії BESS, які характеризуються високою швидкістю та можливістю формування керованого активного навантаження або генерації в широкому діапазоні потужностей.

У межах даної роботи акумуляторна батарея розглядається як швидкодіючий регулюючий елемент, що працює паралельно з газотурбінними установками та призначений для компенсації швидких змін потужності в енергосистемі, зменшуючи тим самим максимальне відхилення частоти та покращуючи інтегральні показники якості перехідних процесів.

##### **4.1.1. Місце акумуляторної батареї в автоматичній системі управління частотним регулюванням**

У досліджуваній структурі енергосистеми акумуляторна батарея використовується як елемент первинного регулювання частоти, що працює спільно з газотурбінними установками. Принципова ідея такого підходу полягає в часовому розділенні функцій управління та маневрування потужністю: акумуляторна батарея забезпечує швидку реакцію на збурення, тоді як газотурбінні установки компенсують дефіцит або надлишок потужності в більш повільному, квазістаціонарному режимі.

Структурна схема включення акумуляторної батареї в систему частотного регулювання наведена на рисунку (посилання на відповідний рисунок зі статті). Згідно з цією схемою, сигнал відхилення частоти використовується для формування

керуючого впливу на перетворювач акумуляторної батареї, внаслідок чого відбувається швидка зміна її активної потужності.

Такий підхід дозволяє істотно зменшити глибину та тривалість частотного провалу, а також знизити навантаження на механічні системи керування газотурбінних установок та підвищити надійність енергосистеми.

#### **4.1.2. Структура динамічної моделі акумуляторної батареї та модель апроксимації ГТУ**

З огляду на задачі системного моделювання та аналізу динамічних режимів, у роботі використано узагальнену динамічну модель акумуляторної батареї, орієнтовану на відтворення її регулюючих властивостей у каналі активної потужності.

Структурно модель складається з таких основних елементів:

1. пропорційного регулятора за відхиленням частоти;
2. інерційної ланки, що моделює динаміку силового перетворювача та автоматичної системи управління;
3. інтегратора, що описує зміну ступеня заряду акумуляторної батареї SOC;
4. нелінійних обмежень за потужністю та за допустимим діапазоном SOC.

Керуючий вплив формується за пропорційним законом:

$$u_{ctrl}(t) = -K_{bat} \cdot \omega_s(t) \quad (4.1)$$

де  $K_{bat}$  – коефіцієнт підсилення регулятора,  $\omega_s(t)$  – відхилення частоти від номінального значення.

Для врахування скінченної швидкодії силового перетворювача та внутрішніх контурів керування використовується аперіодична ланка першого порядку з передатною функцією:

$$P_{bat}(t) = \frac{1}{T_{bat}s+1} \cdot u_{ctrl}(s) \quad (4.2)$$

де  $T_{bat}$  – стала часу акумуляторної системи.

Зміна ступеня заряду акумуляторної батареї описується інтегральним співвідношенням:

$$SOC(t) = SOC_0 - \frac{1}{C_{bat}} \int_0^t P_{bat}(\tau) d\tau \quad (4.3)$$

де  $C_{bat}$  – енергетична ємність акумуляторної батареї,  $SOC_0$  – початкове значення ступеня заряду.

Структурна схема реалізації даної моделі в середовищі Simulink наведена на рисунку 4.1.

#### 4.1.3. Вибір параметрів динамічної моделі та забезпечення фізичної коректності

Значення сталої часу акумуляторної батареї  $T_{bat}$  у даній роботі прийнято рівним 0,35 с, що відповідає типовим динамічним характеристикам сучасних літій-іонних акумуляторних систем у поєднанні з мережевими інверторами.

Ємність акумуляторної батареї та коефіцієнт підсилення регулятора вибрані таким чином, щоб забезпечити наочну демонстрацію впливу акумуляторної системи на динаміку частотних процесів в енергосистемі та водночас не порушувати фізичну коректність моделювання.

Для забезпечення фізичної реалізованості режимів роботи в модель введено обмеження на діапазон зміни ступеня заряду:

$$0 \leq SOC(t) \leq 1 \quad (4.4)$$

У разі досягнення граничних значень SOC подальша зміна потужності акумуляторної батареї блокується, що відповідає реальним обмеженням енергетичних можливостей накопичувача.

Таким чином, модель не допускає нефізичних режимів роботи, пов'язаних із «перезарядом» або «глибоким розрядом» акумуляторної батареї.

#### 4.1.4. Реалізація динамічної моделі акумуляторної батареї в середовищі Simulink на основі модельно-орієнтованого проєктування

Для проведення імітаційних досліджень розроблену математичну модель акумуляторної батареї реалізовано в середовищі MATLAB Simulink із використанням стандартних бібліотек безперервних та нелінійних елементів.

Структурна схема реалізації моделі наведена на рисунку 4.1

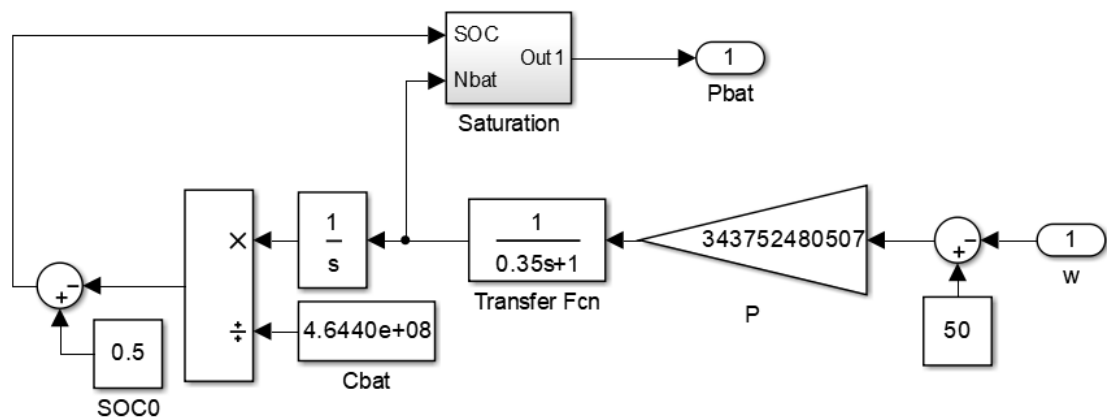


Рисунок 4.1 – Модель акумуляторної системи у Simulink

Динамічна модель побудована за модульним принципом модельно-орієнтованого проєктування і включає такі основні функціональні блоки:

- блок формування керуючого сигналу за відхиленням частоти;
- динамічну ланку першого порядку, що моделює інерційні властивості силового перетворювача;
- блок обмеження потужності;
- інтегруючу ланку для обчислення ступеня заряду акумуляторної батареї;
- блок логічних обмежень, що забороняє вихід змінної SOC за допустимі межі.

Для обчислення ступеня заряду використано інтегратор, на вхід якого подається поточна потужність акумуляторної батареї з урахуванням знаку енергообміну. Початкове значення SOC задається у вигляді початкової умови інтегратора.

Обмеження за ступенем заряду реалізовані за допомогою нелінійної логіки блокування керуючого сигналу при досягненні граничних значень  $SOC = 0$  або  $SOC = 1$ , що унеможливорює нефізичні режими перезаряду або глибокого розряду.

Запропонована реалізація забезпечує коректне відтворення динамічних властивостей акумуляторної батареї в задачах частотного регулювання та є зручною для подальшого використання в складі імітаційних моделей енергосистем різної конфігурації.

## **4.2. Порівняльний аналіз паралельної та ієрархічної структур системи управління частотним регулюванням**

### **4.2.1. Опис досліджуваних структур**

У межах даного підрозділу досліджено три варіанти організації автоматичної системи управління частотним регулюванням енергосистеми з газотурбінними установками та акумуляторною батареєю:

1. Базова конфігурація, у якій регулювання частоти здійснюється виключно газотурбінними установками без використання акумуляторного накопичувача енергії.

2. Паралельна конфігурація, у якій газотурбінні установки та акумуляторна батарея одночасно та незалежно реагують на відхилення частоти, беручи участь у первинному регулюванні.

3. Ієрархічна конфігурація, у якій акумуляторна батарея виконує функцію первинного швидкодіючого регулятора, тоді як газотурбінні установки здійснюють вторинне регулювання з компенсацією енергії та реалізацією маневрування потужністю, витраченої акумулятором.

Структурна схема паралельної конфігурації наведена на рисунку 4.2, а ієрархічної – на рисунку 4.3.

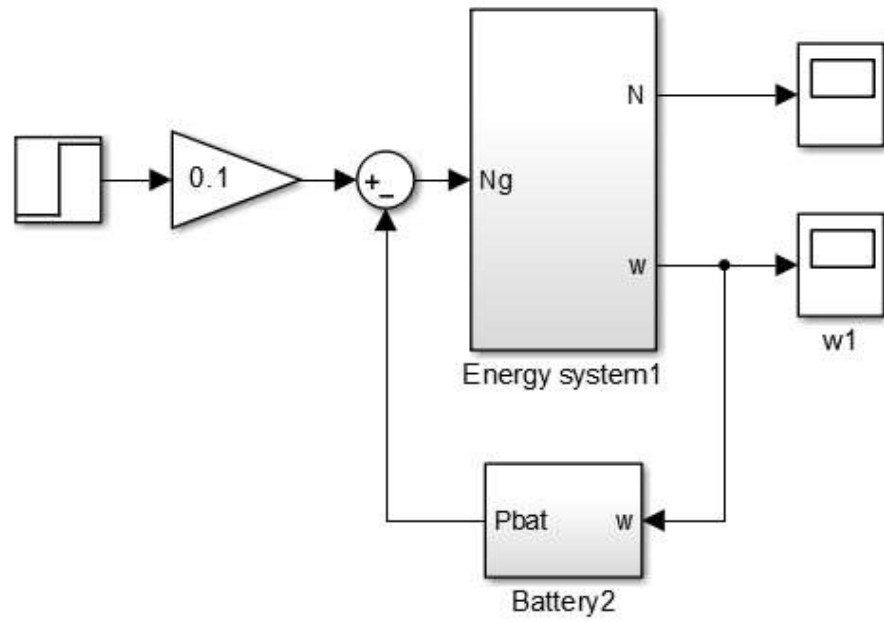


Рисунок 4.2 – Структура паралельного регулювання (ГТУ + акумулятор)

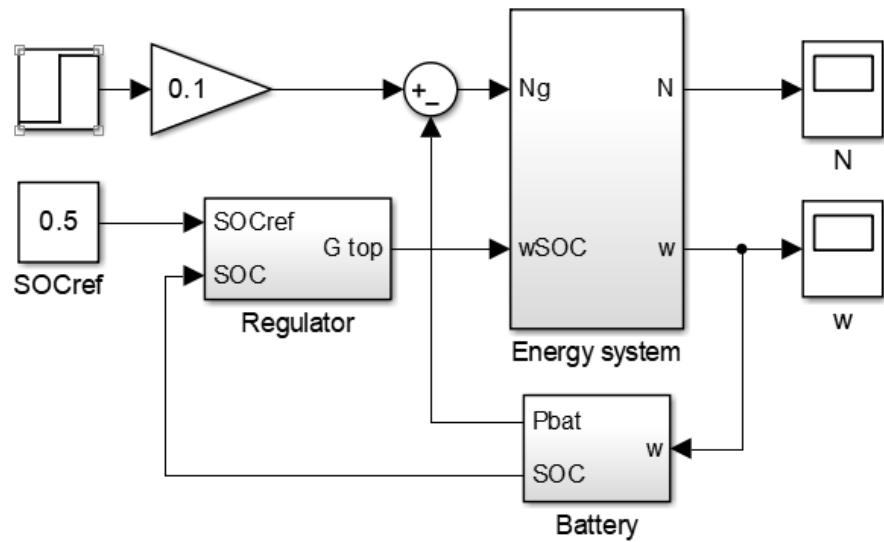


Рисунок 4.3 – Структура ієрархічного регулювання (акумулятор первинний, ГТУ вторинні)

У всіх варіантах організації системи використовується сумарний сигнал кутових швидкостей газотурбінних установок як сигнал зворотного зв'язку, що реалізовано відповідно до схеми, наведеної на рисунку 4.4.

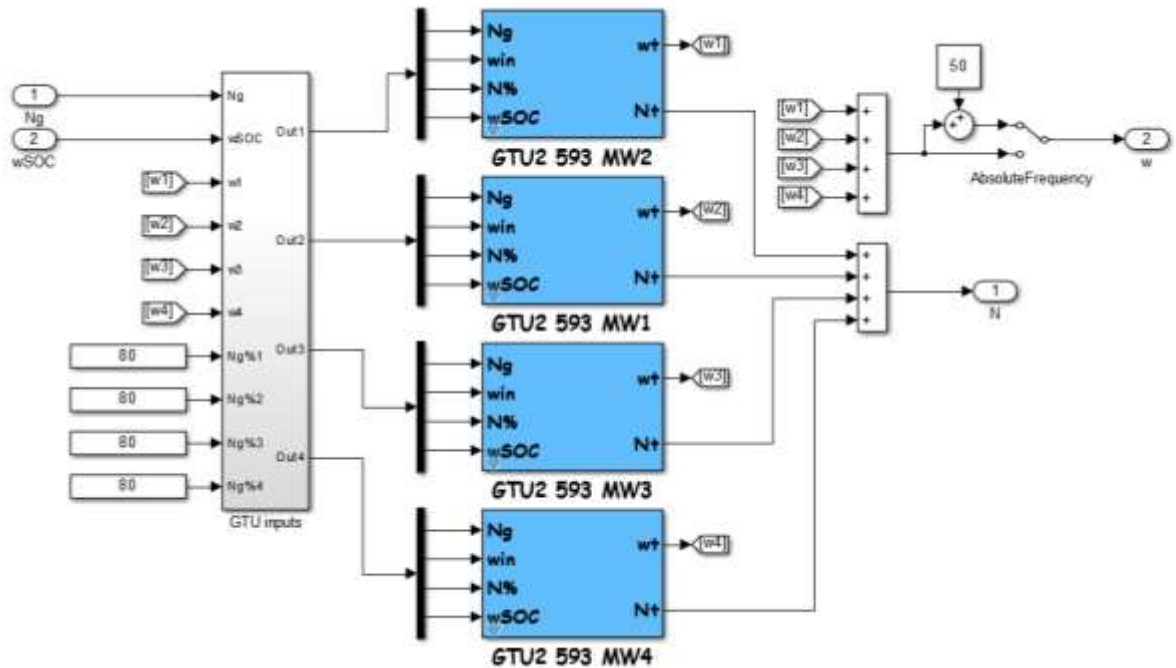


Рисунок 4.5 – Модель підсумовування кутових швидкостей і зворотного зв'язку

#### 4.2.2. Реалізація ПІ-регулятора системи керування відновленням заряду акумуляторної батареї

Для забезпечення відновлення рівня заряду акумуляторної батареї в ієрархічній конфігурації реалізовано ПІ-регулятор, який формує додатковий керуючий вплив на газотурбінні установки відповідно до виразу:

$$u_{SOC}(s) = K_p(SOC_{ref} - SOC) + \frac{K_i}{s}(SOC_{ref} - SOC) \quad (4.5)$$

У результаті загальний керуючий сигнал для газотурбінних установок визначається як:

$$u_{GTU} = u_{\omega} + u_{SOC} \quad (4.6)$$

У ході моделювання було підібрано такі значення коефіцієнтів ПІ-регулятора:

$$K_p = 0.00291, K_i = 7.398 \times 10^{-5} \quad (4.7)$$

Структурна схема ПІ-регулятора відновлення заряду наведена на рисунку 4.6, а схема інтеграції додаткового сигналу в контур керування газотурбінною установкою – на рисунку 4.7.

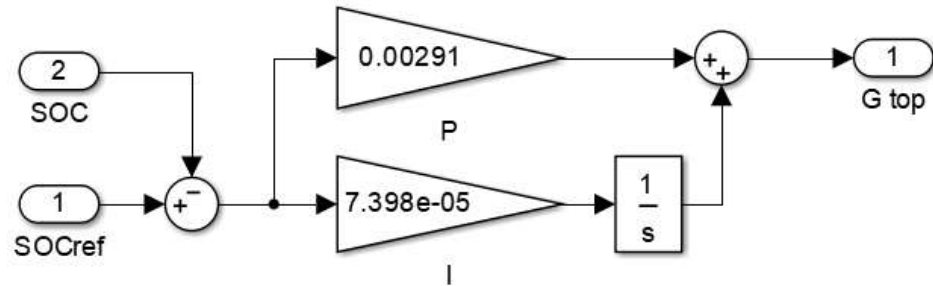


Рисунок 4.6 – Схема ПІ-регулятора відновлення SOC

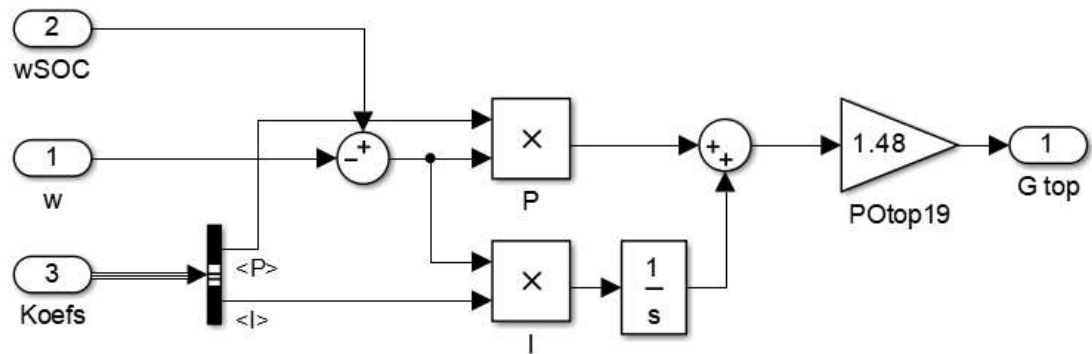


Рисунок 4.7 – Схема інтеграції додаткового сигналу до ГТУ

#### 4.2.3. Методика модельно-орієнтованого проєктування та критерії оцінки нормованих показників якості регулювання

Для порівняльного аналізу досліджуваних конфігурацій було проведено серію імітаційних експериментів у середовищі MATLAB Simulink.

Умови моделювання:

- кількість газотурбінних установок — 4;
- номінальне навантаження кожної установки — 80 %;

– тип збурення — ступінчасте збільшення навантаження на 10 % від сумарної номінальної потужності газотурбінних установок.

Оцінка нормованих показників якості перехідних процесів здійснювалася за такими показниками:

- максимальне відхилення кутової швидкості  $|\Delta\omega_{max}|$ ;
- час встановлення;
- максимальне відхилення рівня заряду акумуляторної батареї  $\Delta SOC_{max}$ ;
- інтегральний критерій якості:

$$J = \int_0^T \omega_s^2(t) dt \quad (4.8)$$

#### 4.2.4. Порівняльний аналіз результатів моделювання системи управління

Порівняльні перехідні процеси зміни частоти для трьох досліджуваних конфігурацій наведено на рисунку 4.8.

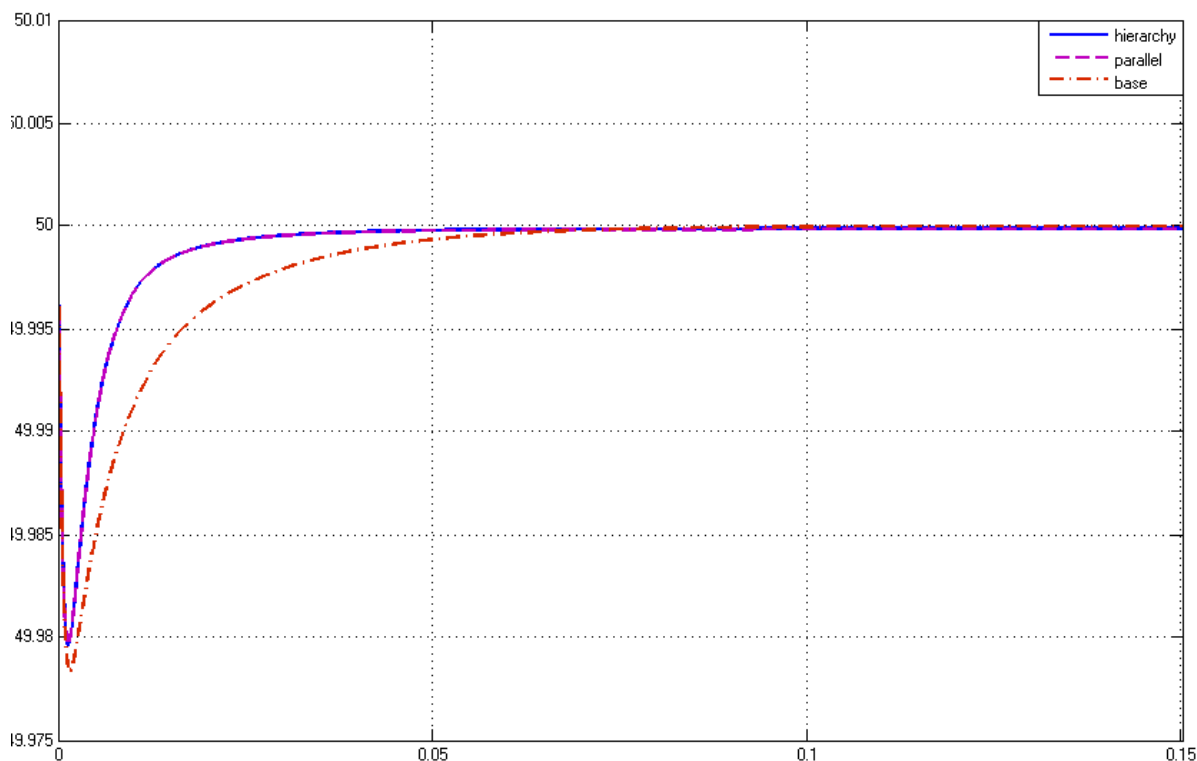


Рисунок 4.8 – Порівняння графіків частоти в трьох конфігураціях

Аналіз отриманих результатів показує, що як паралельна, так і ієрархічна конфігурації забезпечують суттєве зменшення максимального відхилення частоти (близько 0.0204 Гц) порівняно з базовою схемою (близько 0.0217 Гц), а також приблизно дворазове скорочення часу встановлення – з 0.05 с до 0.025 с.

На рисунку 4.9 наведено зміну рівня заряду акумуляторної батареї для паралельної та ієрархічної конфігурацій.

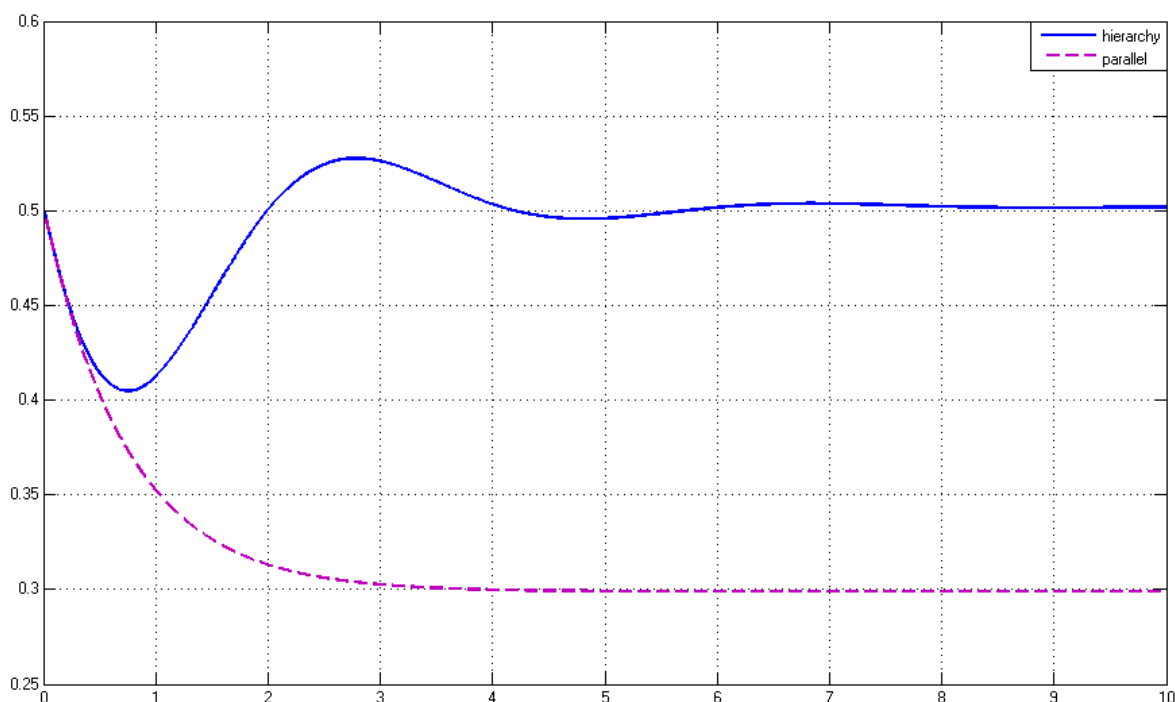


Рисунок 4.9 – Зміна рівня заряду SOC для паралельного та ієрархічного варіантів

У паралельній схемі спостерігається значне зниження SOC до рівня близько 29 % без подальшого повного відновлення. Натомість в ієрархічній конфігурації регулятор забезпечує поступове відновлення рівня заряду до значення, близького до заданого опорного рівня (45–50 %).

Порівняльна динаміка потужності газотурбінних установок наведена на рисунку 4.10.

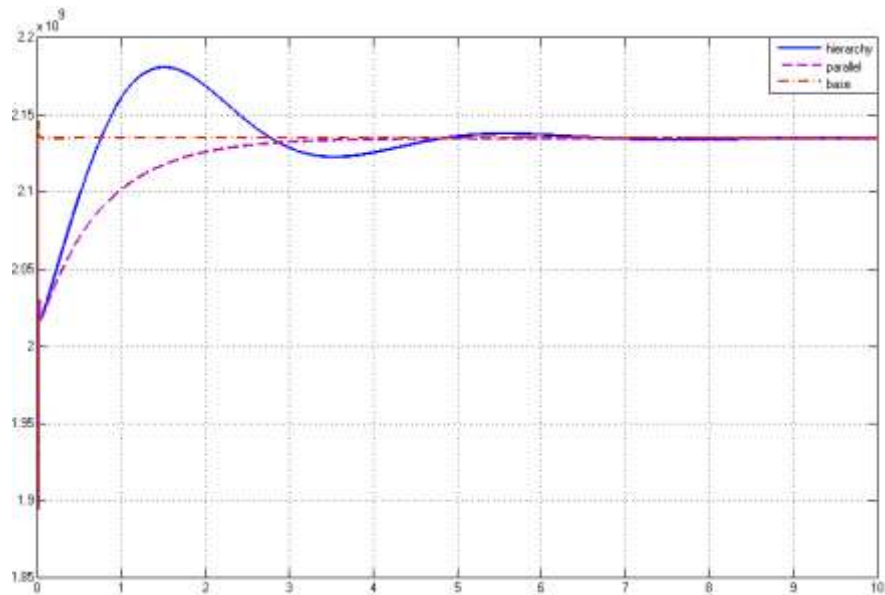


Рисунок 4.10 – Порівняльна динаміка потужності ГТУ (реакція на збурення)

Ієрархічна структура характеризується більш інтенсивними коливаннями потужності на початковій ділянці перехідного процесу, що зумовлено компенсацією енергії, витраченої акумуляторною батареєю. Водночас базова схема демонструє більш повільну, але менш ефективну реакцію на збурення, тоді як паралельна схема забезпечує більш згладжену реакцію без механізму енергетичної компенсації.

Для комплексної оцінки ефективності розглянутих структур первинного частотного регулювання виконано порівняння конфігурацій за сукупністю динамічних та енергетичних показників, що включають максимальне відхилення частоти  $\Delta\omega_{max}$ , час стабілізації перехідного процесу  $t_{st}$ , максимальну зміну стану заряду акумулятора  $\Delta SOC_{max}$ , та інтегральний показник якості регулювання  $J$ .

Порівняння проводилось шляхом безпосереднього зіставлення абсолютних значень зазначених показників для трьох конфігурацій: системи лише з газотурбінними установками, паралельної структури спільного регулювання та ієрархічної структури з пріоритетною участю акумуляторної батареї.

Таблиця 4.1 Показники якості регулювання

Конфігурація	$\Delta\omega_{max}$ , (Гц)	$t_{st}$ , (с)	$\Delta SOC_{max}$ , (%)	$J$
Тільки ГТУ	0.0217	0.05	—	2.85e-06
Паралельне	0.0204	0.025	20	1.436e-06
Ієрархічне	0.0204	0.025	9	1.429e-06

Встановлено, що підключення акумуляторної системи зберігання енергії суттєво покращує динамічні характеристики перехідного процесу. Зокрема, для обох гібридних конфігурацій максимальне відхилення частоти зменшується з 0.0217 Гц до 0.0204 Гц (приблизно на 6 %), а час стабілізації скорочується з 0.05 с до 0.025 с, тобто майже вдвічі. Відповідно інтегральний показник якості зменшується з  $2.85 \cdot 10^{-6}$  до близько  $1.43 \cdot 10^{-6}$ , що свідчить про зниження сумарної енергії частотного відхилення більш ніж у два рази.

Порівняння двох гібридних структур показує, що за показниками  $\Delta\omega_{max}$ ,  $t_{st}$  та  $J$  вони мають практично однакові значення, однак суттєво відрізняються за глибиною використання акумуляторного ресурсу. У паралельній схемі максимальна зміна стану заряду досягає 20 %, тоді як в ієрархічній — лише 9 %, що відповідає зменшенню амплітуди циклу заряд–розряд більш ніж удвічі. Це свідчить про раціональніший розподіл регулювальних впливів у системі керування між швидкодіючим накопичувачем та газотурбінними установками й зниження навантаження на акумулятор.

З фізичної точки зору отриманий результат пояснюється тим, що в ієрархічній структурі батарея забезпечує лише початкову швидку компенсацію дисбалансу потужності, тоді як подальше відновлення енергетичного балансу здійснюється газотурбінними установками. Такий розподіл функцій дозволяє зберегти високу швидкодію системи при одночасному обмеженні глибини циклування накопичувача.

Отже, ієрархічна конфігурація забезпечує найкраще співвідношення між динамічною якістю регулювання та енергетичними витратами акумуляторної

батареї, що робить її найбільш доцільною для практичної реалізації систем автоматизації управління в складі гібридної газотурбінної енергосистеми.

### **4.3. Аналіз аварійної частотної стійкості та надійності енергосистеми гібридної газотурбінної системи**

#### **4.3.1. Методика дослідження аварійних режимів та оцінювання надійного енергопостачання**

З метою оцінювання динамічної та аварійної частотної стійкості енергосистеми з газотурбінними установками та акумуляторною системою зберігання енергії було досліджено реакцію системи на низку характерних аварійних подій.

У межах кожного сценарію виконано порівняльний аналіз чотирьох конфігурацій системи:

- система з газотурбінними установками (ГТУ) з рівномірним розподілом збурень;
- система з ГТУ з пропорційним розподілом збурень;
- система з ГТУ та акумуляторною системою зберігання енергії (BESS) за рівномірного розподілу;
- система з ГТУ та BESS за пропорційного розподілу.

Оцінювання нормованих показників якості системи стабілізації частотного регулювання здійснювалося за такими показниками: максимальне відхилення частоти  $\Delta\omega_{max}$ , час встановлення  $t_{st}$  та інтегральний показник якості регулювання  $J$ .

У всіх сценаріях моделювання енергосистема складалася з чотирьох газотурбінних установок, з яких дві працювали на рівні 40 % від номінальної потужності, а дві – на рівні 60 %.

У сценаріях відмови регулятора та втрати генерації аварійний вплив прикладався до однієї з ГТУ, що працювала на рівні 40 % номінальної потужності, що відповідає реалістичному випадку виходу з ладу менш завантаженої установки.

Розглядалися такі аварійні сценарії:

- сценарій А — коротке замикання (еквівалентне збурення 30 %);
- сценарій В — відмова регулятора однієї ГТУ (збурення 15 %);
- сценарій С — втрата генерації однієї ГТУ (збурення 40 %).

#### 4.3.2. Сценарій А — коротке замикання

Коротке замикання в електроенергетичній системі супроводжується різким зростанням електромагнітного моменту генераторів, що в еквівалентному вигляді проявляється як раптове збільшення навантаження. У моделі даний аварійний режим реалізовано шляхом ступінчастої зміни потужності навантаження на 20–30 % від номінального значення.

Оцінювання ефективності досліджуваних конфігурацій при аварійному збуренні типу короткого замикання виконано за формою перехідних процесів частоти (рис. 4.11) та за сукупністю кількісних показників: максимальним відхиленням частоти  $\Delta\omega_{max}$ , часом стабілізації  $t_{st}$  і інтегральним критерієм якості  $J$  що характеризує сумарну енергію частотної похибки протягом перехідного процесу.

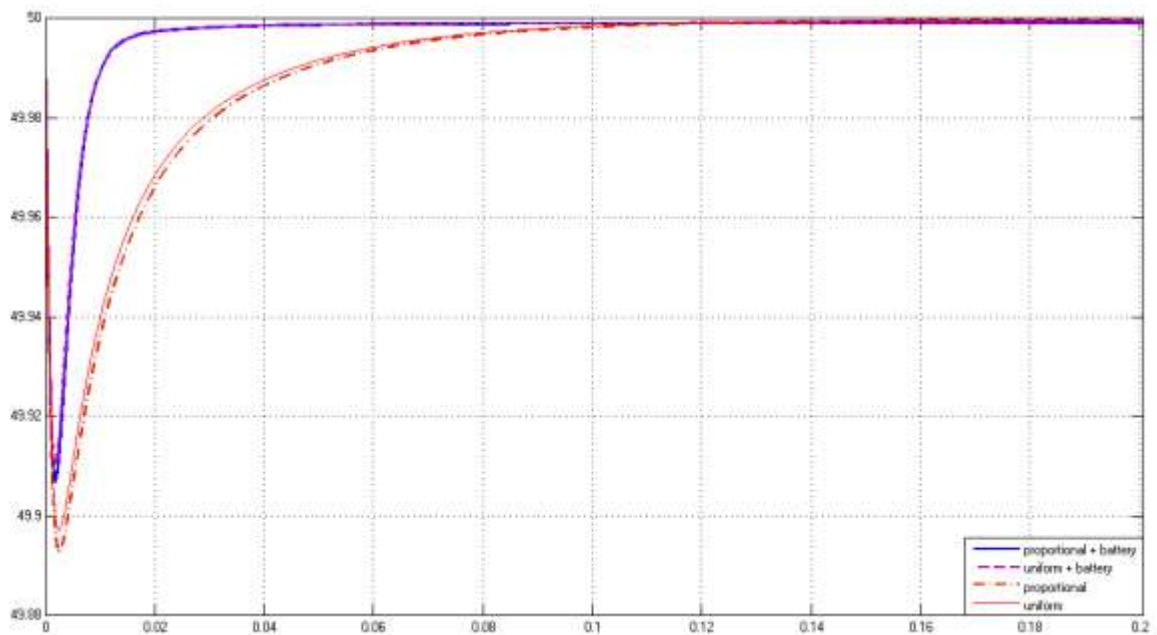


Рисунок 4.11 – Перехідні процеси частоти при короткому замиканні для різних конфігурацій системи

Із наведених на рисунку 4.11 залежностей встановлено, що у конфігураціях лише з газотурбінними установками спостерігається глибший початковий провал частоти та більш повільне відновлення номінального значення, що зумовлено інерційністю тепломеханічних процесів і обмеженою швидкістю наростання потужності турбін. Криві мають більш пологий характер, а тривалість перехідного процесу перевищує 0.037–0.04 с.

Підключення акумуляторної системи зберігання енергії істотно змінює динаміку процесу. За рахунок практично миттєвої зміни потужності BESS початковий дефіцит активної потужності компенсується в перші мілісекунди після збурення, що приводить до зменшення глибини провалу частоти. Згідно з даними табл. 4.2, максимальне відхилення частоти знижується з 0.1028–0.1071 Гц до 0.0901–0.0930 Гц, тобто приблизно на 12–16 %. Одночасно час стабілізації скорочується з 0.037–0.04 с до 0.009 с, що відповідає прискоренню згасання перехідного процесу більш ніж у чотири рази.

Таблиця 4.2 – Показники якості частотного регулювання при короткому замиканні

Конфігурація енергосистеми	$\Delta\omega_{max}$ , Гц	$t_{st}$ , с	$J$
ГТУ, рівномірний розподіл	0.1028	0.037	1249.7962596521
ГТУ, пропорційний розподіл	0.1071	0.04	1249.7817255465
ГТУ + BESS, рівномірний розподіл	0.0901	0.009	1249.9140865002
ГТУ + BESS, пропорційний розподіл	0.0930	0.009	1249.9115350557

Порівняння стратегій розподілу збурення показує, що при всіх розглянутих структурах рівномірний розподіл забезпечує дещо менші значення  $\Delta\omega_{max}$  порівняно з пропорційним. Для варіанта з BESS різниця становить близько 0.003 Гц (0.0901 проти 0.0930 Гц). Це пояснюється тим, що аварійне збурення має симетричний характер і одночасне залучення всіх регулюючих джерел дозволяє рівномірніше розподілити додаткове навантаження та зменшити локальні перевантаження окремих агрегатів.

Інтегральний показник  $J$  для всіх конфігурацій має близькі значення, що свідчить про незначні відмінності у сумарній енергії відхилення частоти на великому інтервалі часу. Водночас суттєві відмінності у  $\Delta\omega_{max}$  та  $t_{st}$  вказують на те, що саме початкова ділянка перехідного процесу визначає практичну ефективність регулювання в аварійному режимі, що є критичним з точки зору забезпечення частотної стійкості та запобігання спрацюванню протиаварійної автоматики та підвищення надійності енергосистеми.

Таким чином, використання акумуляторної системи зберігання енергії забезпечує суттєве покращення швидкодії та зменшення пікових відхилень частоти при коротких замиканнях, а застосування рівномірної стратегії розподілу є доцільним для даного типу симетричних аварійних збурень.

#### **4.3.3. Сценарій В — відмова регулятора однієї газотурбінної установки**

Відмова системи регулювання однієї з газотурбінних установок не призводить до негайної втрати генерації, проте істотно обмежує її участь у процесі частотного регулювання. У моделі даний сценарій реалізовано шляхом занулення коефіцієнта участі відповідної ГТУ в регулюванні при одночасному прикладенні зовнішнього збурення у вигляді збільшення навантаження.

Оцінювання ефективності досліджуваних конфігурацій при відмові регулятора однієї газотурбінної установки виконано на основі аналізу перехідних процесів частоти (рис. 4.12) та кількісних показників якості регулювання, наведених у табл. 4.3. Порівняння здійснювалося за максимальним відхиленням частоти  $\Delta\omega_{max}$ , часом стабілізації  $t_{st}$  та інтегральним показником якості  $J$  який характеризує нормовані показники якості системи стабілізації протягом перехідного процесу.

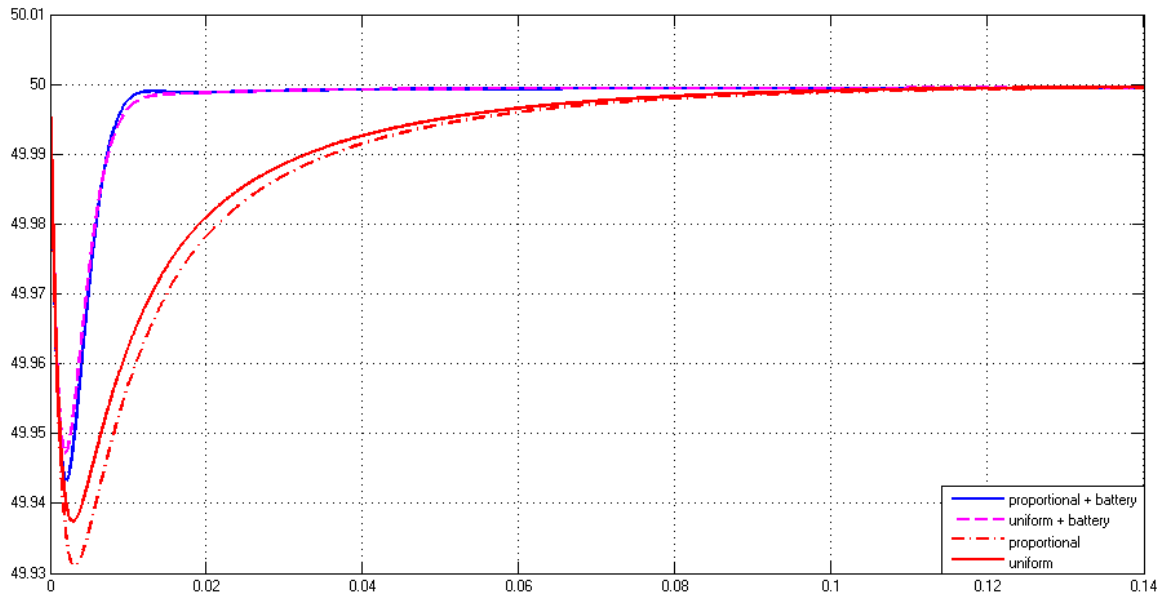


Рисунок 4.12 – Перехідні процеси частоти при відмові регулятора однієї ГТУ

Таблиця 4.3 – Показники якості частотного регулювання при відмові регулятора ГТУ

Конфігурація енергосистеми	$\Delta\omega_{max}$ , Гц	$t_{st}$ , с	J
ГТУ, рівномірний розподіл	0.0626	0.035	1249.873047408
ГТУ, пропорційний розподіл	0.0690	0.04	1249.8549506278
ГТУ + BESS, рівномірний розподіл	0.0527	0.007	1249.9520558953
ГТУ + BESS, пропорційний розподіл	0.0567	0.007	1249.9497182474

З графіків перехідних процесів (рис. 4.12) видно, що у конфігураціях без акумуляторної системи зберігання енергії спостерігається більш глибокий початковий провал частоти та повільніше відновлення номінального значення. Це пояснюється тим, що відмова регулятора однієї установки фактично зменшує сумарну регулюючу здатність енергосистеми, внаслідок чого компенсація збурення здійснюється меншою кількістю активних регуляторів.

Кількісні результати, наведені в табл. 4.3, підтверджують зазначену тенденцію. У варіантах лише з газотурбінними установками максимальне відхилення частоти становить 0.0626–0.0690 Гц, тоді як при підключенні акумуляторної батареї воно зменшується до 0.0527–0.0567 Гц. Таким чином, використання BESS забезпечує зниження амплітуди частотного відхилення

приблизно на 15–18 %. Ще більш суттєвою є різниця у швидкодії системи: час стабілізації скорочується з 0.035–0.04 с до приблизно 0.007 с, тобто майже у п'ять разів.

Форма перехідних процесів для конфігурацій з BESS має аперіодичний характер без вторинних коливань, що свідчить про ефективну компенсацію початкового дефіциту потужності швидкодіючим накопичувачем енергії. На початковій стадії перехідного процесу BESS бере на себе основну частину регулюючого впливу, тоді як газотурбінні установки поступово відновлюють баланс активної потужності.

Порівняння стратегій розподілу збурення показує, що рівномірний розподіл забезпечує дещо менші значення максимального відхилення частоти. Наприклад, для конфігурації з BESS  $\Delta\omega_{max}$  становить 0.0527 Гц при рівномірному розподілі та 0.0567 Гц при пропорційному. Аналогічна тенденція спостерігається і для варіантів без акумулятора. Це пояснюється тим, що в умовах зменшеної кількості активних регуляторів рівномірне залучення доступних установок дозволяє більш рівномірно розподілити додаткове навантаження.

Значення інтегрального показника  $J$  для всіх конфігурацій відрізняються незначно, що пов'язано з короткою тривалістю перехідних процесів. Проте істотні відмінності у максимальному відхиленні частоти та швидкості стабілізації свідчать про значну роль швидкодіючих джерел енергії у забезпеченні частотної стійкості при частковій втраті регулюючих можливостей системи.

Отже, результати моделювання показують, що підключення акумуляторної системи зберігання енергії дозволяє ефективно компенсувати втрату регулюючої здатності окремої газотурбінної установки, забезпечуючи менші пікові відхилення частоти та значно швидше відновлення стаціонарного режиму. Це підтверджує доцільність використання BESS як швидкодіючого елемента автоматичної системи управління для підвищення надійності частотного регулювання в гібридних енергосистемах.

#### 4.3.4. Сценарій С — втрата генерації однієї газотурбінної установки

Втрата генерації однієї газотурбінної установки є одним з найбільш тяжких аварійних режимів, оскільки супроводжується миттєвим дефіцитом потужності в системі. У моделі даний сценарій реалізовано шляхом еквівалентного збільшення навантаження на величину потужності відключеної установки з одночасним виключенням її з процесу частотного регулювання.

Оцінювання ефективності досліджуваних конфігурацій енергосистеми при аварійному режимі втрати генерації однієї газотурбінної установки виконано на основі аналізу часових реалізацій частоти (рис. 4.13) та кількісних показників якості регулювання, наведених у табл. 4.4. Порівняння конфігурацій здійснювалось за максимальним відхиленням частоти  $\Delta\omega_{max}$ , часом стабілізації перехідного процесу  $t_{st}$  та інтегральним показником якості  $J$ , який характеризує сумарну енергію частотного відхилення протягом досліджуваного інтервалу часу.

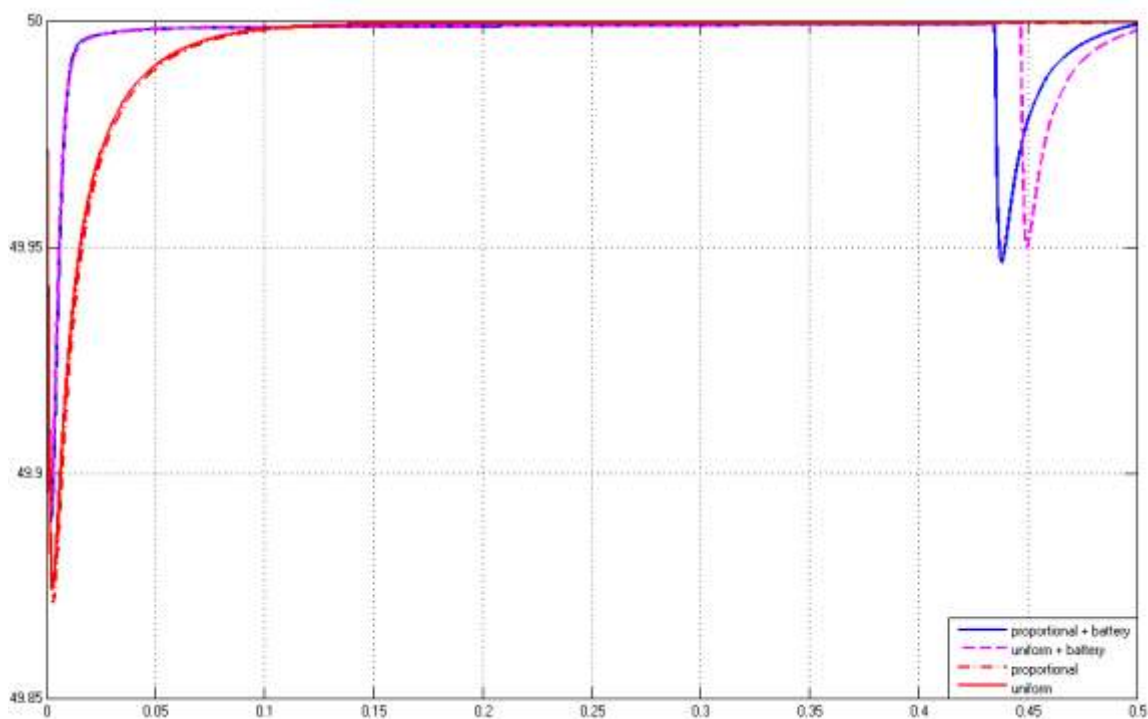


Рисунок 4.13 — Динаміка частоти при втраті генерації однієї ГТУ

Таблиця 4.4 — Показники якості частотного регулювання при втраті генерації ГТУ

Конфігурація енергосистеми	$\Delta\omega_{max}$ , Гц	$t_{st}$ , с	J
ГТУ, рівномірний розподіл	0.1251	0.038	1249.7572774272
ГТУ, пропорційний розподіл	0.1286	0.04	1249.7412567702
ГТУ + BESS, рівномірний розподіл	0.1090	0.008	1249.8137499755
ГТУ + BESS, пропорційний розподіл	0.1105	0.008	1249.8028984748

З графіків, наведених на рис. 4.13, видно, що втрата генерації однієї установки викликає найбільш глибокий початковий провал частоти серед розглянутих аварійних сценаріїв, що пояснюється раптовим дефіцитом активної потужності в системі. У конфігураціях лише з газотурбінними установками компенсація цього дефіциту здійснюється виключно за рахунок регулюючих можливостей інших агрегатів, що зумовлює відносно повільне відновлення частоти та значні початкові відхилення.

Згідно з даними табл. 4.4, максимальне відхилення частоти в системі без накопичувача становить 0.1251–0.1286 Гц. При використанні акумуляторної системи зберігання енергії ці значення зменшуються до 0.1090–0.1105 Гц, тобто приблизно на 14–16 %. Ще більш помітним є вплив BESS на швидкодію системи: час стабілізації перехідного процесу скорочується з 0.038–0.04 с до приблизно 0.008 с, що відповідає прискоренню відновлення частоти майже у п'ять разів.

Форма перехідних процесів для конфігурацій з BESS характеризується швидким первинним відновленням частоти після початкового провалу, що пояснюється миттєвою реакцією накопичувача енергії на дефіцит потужності. Разом з тим на пізнішій стадії перехідного процесу спостерігається додаткове вторинне відхилення частоти, пов'язане з досягненням обмежень за рівнем розряду акумуляторної батареї та зменшенням її участі у подальшому регулюванні. Незважаючи на це, амплітуда вторинного відхилення є значно меншою за початковий провал частоти, що свідчить про ефективність початкової компенсації дефіциту потужності.

Порівняння стратегій розподілу збурення показує, що рівномірний розподіл забезпечує дещо менші значення максимального відхилення частоти порівняно з

пропорційним. Для конфігурації з BESS різниця становить близько 0.0015 Гц (0.1090 проти 0.1105 Гц), що пояснюється більш рівномірним залученням доступних регулюючих ресурсів системи.

Значення інтегрального показника якості  $J$  для різних конфігурацій відрізняються незначно, що пов'язано з короткою тривалістю перехідних процесів. Проте відмінності у максимальному відхиленні частоти та швидкості стабілізації свідчать про суттєвий позитивний вплив швидкодіючого накопичувача енергії на динамічні характеристики системи керування та надійність енергосистеми у важких аварійних режимах.

Таким чином, результати моделювання підтверджують, що використання акумуляторної системи зберігання енергії дозволяє істотно зменшити глибину початкового провалу частоти та прискорити відновлення стаціонарного режиму при втраті генерації однієї газотурбінної установки, підвищуючи тим самим динамічну стійкість гібридної енергосистеми навіть за умов значного дефіциту потужності.

#### **4.3.5. Узагальнення результатів**

Результати імітаційного моделювання аварійних режимів функціонування гібридної енергосистеми дозволяють оцінити вплив інтеграції акумуляторної системи зберігання енергії на динамічну частотну стійкість при різних типах збурень.

Аналіз сценаріїв короткого замикання, відмови регулятора газотурбінної установки та втрати генерації показує, що підключення BESS істотно покращує динамічні характеристики системи. Для всіх розглянутих режимів спостерігається зменшення максимального відхилення частоти приблизно на 12–18 %, а також суттєве скорочення часу стабілізації перехідного процесу – у 4–5 разів порівняно з конфігураціями, що містять лише газотурбінні установки. Такий ефект зумовлений високою швидкодією акумуляторного накопичувача, який забезпечує оперативну компенсацію дефіциту або надлишку активної потужності на початковій стадії перехідного процесу.

Порівняння стратегій розподілу збурень між установками показало, що в більшості розглянутих аварійних режимів рівномірний розподіл забезпечує дещо менші значення максимального відхилення частоти порівняно з пропорційним. Це пояснюється більш рівномірним залученням доступних регулюючих ресурсів системи та зменшенням навантаження на окремі агрегати. Разом з тим різниця між цими стратегіями є відносно невеликою, що свідчить про достатню робастність запропонованих структур системи управління.

Особливо помітним є позитивний вплив BESS у важких аварійних режимах, зокрема при втраті генерації, коли спостерігається найбільший початковий провал частоти. У цьому випадку акумуляторна батарея забезпечує швидке первинне відновлення частоти та зменшує глибину перехідного процесу навіть за умов обмеженого енергетичного ресурсу.

У результаті виконання даного розділу розв'язано науково-прикладну задачу розробки методів математичного, імітаційного моделювання та модельно-орієнтованого проектування та структурного синтезу автоматичної системи управління первинним частотним регулюванням гібридної газотурбінної енергосистеми з акумуляторною системою зберігання енергії.

Розроблено узагальнену динамічну модель акумуляторної батареї як швидкодіючого елемента автоматичної системи управління з урахуванням інерційності силового перетворювача, обмежень за потужністю та енергетичного стану, а також виконано її імітаційну реалізацію у складі багатомашинної енергосистеми.

Запропоновано та досліджено паралельну й ієрархічну структури організації системи управління первинним частотним регулюванням. Показано, що ієрархічна структура з алгоритмічним відновленням ступеня заряду акумуляторної батареї забезпечує найкраще поєднання швидкодії регулювання, якості стабілізації частоти та збереження енергетичного ресурсу накопичувача.

Таким чином, результати імітаційного моделювання підтверджують, що інтеграція акумуляторної системи зберігання енергії в контур первинного

частотного регулювання дозволяє істотно підвищити як динамічну, так і аварійну частотну стійкість енергосистеми для широкого класу збурень, включаючи короткі замикання, відмови регуляторів та втрату генерації.

Отримані результати формують методичну основу автоматизації управління гібридними енергосистемами для практичного застосування гібридних систем первинного частотного регулювання з використанням акумуляторних накопичувачів енергії.

## ВИСНОВОК

Дисертаційна робота містить нові науково обґрунтовані результати, що дозволяють підвищити якість та надійність частотного регулювання гібридних енергосистем із газотурбінними установками та акумуляторними системами зберігання енергії шляхом удосконалення математичних, динамічних моделей та методів модельно-орієнтованого проєктування, а також розробки методів структурного синтезу автоматичних систем управління та систем керування.

У процесі дослідження сформовано науково-прикладні завдання щодо створення узагальнених моделей газотурбінних установок і акумуляторних накопичувачів, розробки методів управління частотними режимами та маневрування потужністю та оцінювання ефективності різних стратегій розподілу збурень активної потужності. Зазначені положення обґрунтовують наукову новизну та практичну значущість роботи. У процесі дослідження отримано такі основні результати:

1. Виконано комплексний аналіз існуючих підходів до математичного моделювання газотурбінних установок та методів автоматизованого керування частотою в багатомашинних енергосистемах, а також підходів до підвищення їх динамічної та аварійної стійкості, а також надійності енергосистеми й надійного енергопостачання із застосуванням акумуляторних систем зберігання енергії. Встановлено, що наявні моделі газотурбінних установок або характеризуються надмірною складністю при високій фізичній адекватності, або не забезпечують належного відтворення інерційних і теплових процесів при спрощеному описі, що обмежує їх застосування у задачах структурного синтезу автоматичних систем управління. Показано, що існуючі методи керування частотою в багатомашинних енергосистемах не враховують у повному обсязі динамічні обмеження газотурбінних агрегатів, взаємодію між ними та вплив стратегій маневрування потужністю та розподілу збурень на якість регулювання, зокрема залежність ефективності від знаку збурення. Виявлено відсутність комплексних динамічних моделей та моделей апроксимації, які узгоджено описують динаміку газотурбінної

генерації, акумуляторних накопичувачів та систем керування в нормальних і аварійних режимах. На цій основі сформульовано науково-прикладні задачі дисертаційного дослідження, спрямовані на розробку узагальнених моделей і методів автоматизації управління частотними режимами гібридних енергосистем. Розроблено імітаційну модель автоматизованої системи керування частотою багатомашинної енергосистеми.

2. Розроблено узагальнену математичну модель газотурбінної установки зі зосередженими параметрами, яка враховує інерційні властивості ротора, теплові процеси в камері згоряння та акумулюючі властивості газових об'ємів, що дозволило адекватно описати динаміку установки при малих відхиленнях режиму. На основі створеної імітаційної моделі досліджено перехідні процеси при різних рівнях збурення навантаження та змінній номінальній потужності, а також отримано модель апроксимації параметрів динаміки від потужності з високою точністю, що забезпечує можливість узагальненого параметризованого опису динамічних властивостей ГТУ.

3. Розроблено імітаційну модель автоматизованої системи керування частотою багатомашинної енергосистеми з газотурбінними установками, що базується на уніфікованих параметризованих динамічних моделях окремих агрегатів та спільному контурі системи стабілізації, яка, на відміну від існуючих підходів, дозволяє враховувати взаємний динамічний вплив установок і досліджувати ефективність різних стратегій розподілу збурень активної потужності. На основі чисельних експериментів встановлено, що визначальним фактором якості частотного регулювання є сумарна потужність регульованих установок, а переведення частини агрегатів у режим гарячого резерву не забезпечує покращення показників якості. Показано, що ефективність стратегій розподілу збурення залежить від знаку дисбалансу потужності: при додатних збуреннях доцільним є рівномірний розподіл, а при від'ємних — пропорційний, що обґрунтовує доцільність застосування адаптивних алгоритмів системи управління.

4. Показано, що інтеграція акумуляторної системи безпосередньо в контур первинного частотного регулювання суттєво покращує динамічні характеристики енергосистеми. Ієрархічна конфігурація, в якій акумулятор виконує функцію швидкодіючого первинного регулятора, а газотурбінні установки здійснюють вторинне відновлення енергії, забезпечує оптимальне співвідношення між швидкодією автоматичної системи управління та енергетичними витратами батареї. Моделювання показало:

- зменшення максимального відхилення частоти на  $\approx 6\%$  (з 0,0217 Гц до 0,0204 Гц);
- скорочення часу стабілізації перехідного процесу майже вдвічі (з 0,05 с до 0,025 с);
- зниження інтегрального показника якості регулювання більш ніж удвічі;
- значне зменшення амплітуди циклу заряд–розряд акумулятора (з 20 % у паралельній схемі до 9 % у ієрархічній).

Аналіз аварійної частотної стійкості при коротких замиканнях, відмові регулятора та втраті генерації показав, що використання BESS дозволяє швидко компенсувати дефіцит активної потужності, зменшити пікові відхилення частоти на 12–18 % та прискорити стабілізацію режиму у 4–5 разів. Рівномірний розподіл збурень забезпечує трохи кращу ефективність компенсації, а застосування ієрархічної структури оптимізує використання енергетичного ресурсу акумулятора та знижує навантаження на газотурбінні установки.

Отримані результати формують цілісну теоретичну та методичну основу автоматизації управління та модельно-орієнтованого проектування для підвищення ефективності та надійності частотного регулювання гібридних енергосистем із газотурбінними установками та акумуляторними системами зберігання енергії. Практичне значення роботи полягає у можливості використання розроблених моделей та методів при модельно-орієнтованому проектуванні та модернізації автоматичних систем управління енергосистемами, зокрема в умовах підвищеної нестабільності, дефіциту регулюючих потужностей та варіативного навантаження.

Результати дисертаційного дослідження використовуються у навчальному процесі Національного університету «Одеська політехніка» при підготовці бакалаврів і магістрів за напрямом «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» в Інституті штучного інтелекту та робототехніки (ІШІР) на кафедрі «Програмних і комп'ютерно-інтегрованих технологій» при викладанні дисциплін: «Моделювання процесів і систем», «Автоматизація виробничих процесів», «Оптимальні та адаптивні системи управління», «Сучасні системи керування», а також при виконанні д/б робіт № ДР 0124U004588 та № ДР 0125U004012 при особистій участі здобувача в якості співвиконавця.

Таким чином, результати роботи мають значний науковий і практичний потенціал, сприяють підвищенню технологічної гнучкості, надійності енергосистеми та забезпеченню надійного енергопостачання та можуть бути впроваджені в промислових умовах для забезпечення стабільності, енергоефективності та надійності їх функціонування.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Parsons, et al., Grid Impacts of Wind Power: A Summary of Recent Studies in the United States. Проект статті був представлений на Європейській конференції по ветроенергетиці в червні 2003г. Мадрид, Іспанія. (Golden, CO: Національна лабораторія відновлюваної енергії (NREL), 2003 г).
2. Goldrin V., Chervonenko I., Zbinskiy V., Brodich R., Slonevskiy O. Участь АЕС України в регулюванні частоти та потужності в об'єднаній енергосистемі: аналіз проблеми та шляхи вирішення. Ядерна та радіаційна безпека. 2020. № 1(85). С. 49–55. DOI: 10.32918/nrs.2020.1(85).05.
3. Zhao C., Andersen P. B., Træholt C., Hashemi S. Grid-connected battery energy storage system: A review on application and integration. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2023. Vol. 182. Article 113400. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113400.
4. Amin M. R., Negnevitsky M., Franklin E., Alam K. S., Naderi S. B. Application of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Control in Power Systems with High Renewable Energy Penetration. Energies. 2021. Vol. 14. Article 1379. DOI: 10.3390/en14051379.
5. Bracco S., Delfino F. “A mathematical model for the dynamic simulation of low size cogeneration gas turbines within smart microgrids” Energy, 119 (2017), pp. 710-723.
6. Chacartegui, R., Sánchez, D., Muñoz, A., & Sánchez, T. (2011). Real time simulation of medium size gas turbines. Energy Conversion and Management, 52 (1), 713-724.
7. Olga Tarakhtiy; Vladyslav Zhukovskyi; Andrii Ivaneiev; Oleksandr Yavorskyi; Danylo Shuvalov Аналіз теплових схем і динамічних властивостей когенераційної енергетичної установки за умови використання несиртифікованих видів палива International Science Journal of Engineering & Agriculture 2023-10-01 DOI: 10.46299/j.isjea.20230205.02

8. Martynenko G., Martynenko V. "Modeling the dynamics of the rotors of the energy gas turbine installation using the analytical method of analyzing active magnetic bearing chains." 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek).
9. Larionova, O.S. Mathematical model of the dynamics of the energy cogeneration gas turbine unit [Text] / O.S. Larionova, Y.K. Todortsev, A.M. Bundyuk // XXIV International Scientific Conference Mathematical Methods in Engineering and Technology MMTT-24. - 2011. - Vol. 6. - P. 87 - 89.
10. O. Yavorskyi, O. Tarakhtii, M. Maksymov, V. Kryvda. Model of gas turbine plant with concentrated parameters for analysis of dynamic properties patterns. *Energy Engineering and Control Systems*, 2023, Vol. 9, No. 2, pp. 105–118. DOI: <https://doi.org/10.23939/jeeecs2023.02.105>
11. Huang J and Yang D (2022) Improved System Frequency Regulation Capability of a Battery Energy Storage System. *Front. Energy Res.* 10:904430. doi: [10.3389/fenrg.2022.904430](https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.904430)
12. Guzman E.N.S., Cañizares C.A., Bhattacharya K., Sohm D. Frequency regulation model of bulk power systems with energy storage. *Journal of Energy Storage*. 2020. Vol. 32. P. 101851. DOI: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2009.04573>
13. Afshar Z., Bhogaraju I., Rahmani H., Farasat M. Hierarchical frequency and SOC control of power grids with battery energy storage systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2024. Vol. 39. No. 7. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPEL.2024.3383293>
14. Wang Y., Liu C., Liu Z., Zhang D., Zhang S. A hierarchical cooperative frequency regulation control strategy of wind-storage-load in a microgrid based on model prediction. *Energies*. 2023. Vol. 16. No. 4. P. 1886. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16041886>
15. Yu B., Lv Q., Zhang Z., Dong H. Hierarchical distributed coordinated control for battery energy storage in microgrids. *Energies*. 2021. Vol. 14. No. 14. P. 4095. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15197283>

16. Krishnamoorthy G., Dubey A. Hybrid transmission distribution co-simulation: frequency regulation using battery energy storage. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2019. Vol. 10. No. 1. P. 280–290. DOI: <https://doi.org/10.48550/arXiv.1912.07204>
17. IEEE Task Force on Primary Frequency Control. "Primary Frequency Control in Power Systems with High Renewable Penetration." IEEE, 2018.
18. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності.
19. Tao X., Gadh R. Coordinated Fast Frequency Response from Electric Vehicles, Data Centers, and Battery Energy Storage Systems. *arXiv*. 2025. DOI: 10.48550/arXiv.2512.14136.
20. Konstantin V. Beglov; Victoria I. Kryvda; Oleksandr A. Klymchuk; Vladyslav R. Zhukovskiy; Oleksandr V. Yavorskyi; Gennady Io. Galanter Comparison of mathematical models of power generation equipment in transient process simulation in energy systems *ELECTRICAL AND COMPUTER SYSTEMS* 2025 DOI: 10.15276/eltecs.42.118.2025.4; URL: <https://eltecs.op.edu.ua/index.php/journal/article/view/3302>
21. Олександр Володимирович Яворський; Ольга Сергіївна Тарактій; Владислав Русланович Жуковський; Віктор Олександрович Панін Analysis of the distribution of gas turbine unit operation modes as a tool for improving the stability of the power system *Technology audit and production reserves* 2024-12-31 DOI: 10.15587/2706-5448.2024.320229
22. Taia Petik; Mykhaylo Lobachev; Oleksandr Yavorskyi; Vitalii Holey, Automatic control system for changing the power of a nuclear power unit 2023-11-28, *Electrical And Computer Systems*, DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.38.114.2023.5>; URL: <https://eltecs.op.edu.ua/index.php/journal/article/view/3254>
23. Olga Tarakhtiy; Vladyslav Zhukovskiy; Andrii Ivaneiev; Oleksandr Yavorskyi; Danylo Shuvalov Аналіз теплових схем і динамічних властивостей когенераційної енергетичної установки за умови використання несиртифікованих

видів палива International Science Journal of Engineering & Agriculture 2023-10-01  
DOI: 10.46299/j.isjea.20230205.02

24. O. Yavorskyi, O. Tarakhtii, M. Maksymov, V. Kryvda. Model of gas turbine plant with concentrated parameters for analysis of dynamic properties patterns. Energy Engineering and Control Systems, 2023, Vol. 9, No. 2, pp. 105 – 118. DOI: <https://doi.org/10.23939/jeeecs2023.02.105>

25. Яворський О.В., Тарахтій О.С. Вплив стратегії первинного та вторинного регулювання на частотну стабільність гібридної енергосистеми Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки Том 36 (75) № 5 частина 2, 2025 DOI: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2025.5.2/43>; URL: <https://www.tech.vernadskyjournals.in.ua/archive?id=158>

26. Яворський О.В., Тарахтій О.С., Грішин П.І Порівняльне дослідження стратегій частотного регулювання газотурбінної системи в умовах аварійних збурень Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки Том 37 (76) № 1 частина 2 2026 DOI: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2026.1.2/58>; URL: <https://www.tech.vernadskyjournals.in.ua/archive?id=164>

27. Zhao C., Andersen P. B., Træholt C., Hashemi S. Grid-connected battery energy storage system: A review on application and integration. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2023. Vol. 182. Article 113400. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113400.

28. Amin M. R., Negnevitsky M., Franklin E., Alam K. S., Naderi S. B. Application of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Control in Power Systems with High Renewable Energy Penetration. Energies. 2021. Vol. 14. Article 1379. DOI: 10.3390/en14051379.

29. Krishnamoorthy G., Dubey A. Hybrid Transmission Distribution Co-simulation: Frequency Regulation using Battery Energy Storage. arXiv. 2019. DOI: 10.48550/arXiv.1912.07204.

30. Tao X., Gadh R. Coordinated Fast Frequency Response from Electric Vehicles, Data Centers, and Battery Energy Storage Systems. arXiv. 2025. DOI: 10.48550/arXiv.2512.14136.
31. Goldrin V., Chervonenko I., Zbinskiy V., Brodich R., Slonevskiy O. Участь АЕС України в регулюванні частоти та потужності в об'єднаній енергосистемі: аналіз проблеми та шляхи вирішення. Ядерна та радіаційна безпека. 2020. № 1(85). С. 49–55. DOI: 10.32918/nrs.2020.1(85).05.
32. IEEE Task Force on Primary Frequency Control. "Primary Frequency Control in Power Systems with High Renewable Penetration." IEEE, 2018.
33. Ulbig A., Borsche T., Andersson G. "Impact of low rotational inertia on power system stability." IFAC, 2014.
34. ENTSO-E. Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, 2016.
35. Kundur P. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, 1994.

**ДОДАТОК А****Документи про впровадження результатів дослідження**



### ДОВІДКА

про використання результатів дисертаційної роботи  
 Яворського Олександра Володимировича  
 представленої на здобуття ступеня доктора філософії за спеціальністю  
 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Надана довідка затверджує, що матеріали дисертаційного дослідження Яворського О.В. «Моделі автоматизованого керування частотними режимами газотурбінних енергосистем з акумуляторами» використовуються Національним університетом «Одеська політехніка» при підготовці бакалаврів та магістрів за напрямом «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» в Інституті штучного інтелекту та робототехніки (ІШІР) на кафедрі «Програмних і комп'ютерно-інтегрованих технологій» при викладанні наступних дисциплін:

- Моделювання процесів і систем;
- Автоматизація виробничих процесів;
- Оптимальні та адаптивні системи управління;
- Сучасні системи керування.

Довідка надана у зв'язку з захистом дисертації.

Перший проректор

Вик. к.т.н., доц. Тарахтій О.С.



Сергій НЕСТЕРЕНКО



### ДОВІДКА

про використання результатів дисертаційної роботи  
 Яворського Олександра Володимировича  
 представленої на здобуття ступеня доктора філософії за спеціальністю  
 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Надана довідка затверджує, що дисертаційне дослідження Яворського О.В. «Моделі автоматизованого керування частотними режимами газотурбінних енергосистем з акумуляторами» виконане відповідно до планів, затверджених Міністерством освіти і науки України, і є складовою частиною держбюджетних НДР за темами: «Моделі та методи термодеструкції органічної сировини довільного складу за рахунок автоматичного керування подачі сировини», НДР №253-47 (№0124U004588) і «Розробка методів та моделей автоматизованого керування тепловою потужністю парових котлів при спалюванні сумішей вуглеводневих палив змінного складу», НДР № 268-47 (№0125U004012).

Довідка надана у зв'язку з захистом дисертації.

Проректор

Вик. доц., к.т.н. Тарахтій О.С.



Дмитро ДМИТРИШИН

## ДОДАТОК Б

## Список публікацій здобувача

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

12. Konstantin V. Beglov; Victoria I. Kryvda; Oleksandr A. Klymchuk; Vladyslav R. Zhukovskyi; **Oleksandr V. Yavorskyi**; Gennady Io. Galanter Comparison of mathematical models of power generation equipment in transient process simulation in energy systems ELECTRICAL AND COMPUTER SYSTEMS 2025 DOI: [10.15276/eltecs.42.118.2025.4](https://doi.org/10.15276/eltecs.42.118.2025.4); URL: <https://eltecs.op.edu.ua/index.php/journal/article/view/3302>

13. **Олександр Володимирович Яворський**; Ольга Сергіївна Тарахтій; Владислав Русланович Жуковський; Віктор Олександрович Панін Analysis of the distribution of gas turbine unit operation modes as a tool for improving the stability of the power system Technology audit and production reserves 2024-12-31 DOI: [10.15587/2706-5448.2024.320229](https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.320229)

14. Taia Petik; Mykhaylo Lobachev; **Oleksandr Yavorskyi**; Vitalii Holey, Automatic control system for changing the power of a nuclear power unit 2023-11-28, Electrical And Computer Systems, DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.38.114.2023.5>; URL: <https://eltecs.op.edu.ua/index.php/journal/article/view/3254>

15. Olga Tarakhtiy; Vladyslav Zhukovskyi; Andrii Ivaneiev; **Oleksandr Yavorskyi**; Danylo Shuvalov Аналіз теплових схем і динамічних властивостей когенераційної енергетичної установки за умови використання несиртифікованих видів палива International Science Journal of Engineering & Agriculture 2023-10-01 DOI: [10.46299/j.isjea.20230205.02](https://doi.org/10.46299/j.isjea.20230205.02)

16. **O. Yavorskyi**, O. Tarakhtii, M. Maksymov, V. Kryvda. Model of gas turbine plant with concentrated parameters for analysis of dynamic properties patterns. Energy Engineering and Control Systems, 2023, Vol. 9, No. 2, pp. 105 – 118. DOI: <https://doi.org/10.23939/jeecs2023.02.105>

17. **Яворський О.В.**, Тарахтій О.С. Вплив стратегії первинного та вторинного регулювання на частотну стабільність гібридної енергосистеми Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки Том 36 (75) № 5 частина 2, 2025 DOI: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2025.5.2/43>; URL: <https://www.tech.vernadskyjournals.in.ua/archive?id=158>

18. **Яворський О.В.**, Тарахтій О.С., Грішин П.І Порівняльне дослідження стратегій частотного регулювання газотурбінної системи в умовах аварійних збурень Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки Том 37 (76) № 1 частина 2 2026 DOI: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2026.1.2/58>; URL: <https://www.tech.vernadskyjournals.in.ua/archive?id=164>

Опубліковані праці апробаційного характеру:

19. **Яворський О.В.** Модель газотурбінної установки зі зосередженими параметрами для аналізу динамічних властивостей. V Міжнародна науково-практична конференція “Innovation And Development In World Science”, 2-4.03.2026, Цюрих, Швейцарія. URL: <https://sci-conf.com.ua/v-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-2-4-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/>

20. **Яворський О.В.** Розподіл режимів роботи газотурбінних установок як фактор впливу на якість частотного регулювання енергосистеми. VI Міжнародна науково-практична конференція “Innovation And Development In World Science”, 29-31.03.2026, Цюрих, Швейцарія. . URL: <https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-29-31-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/>

21. **Яворський О.В.** Порівняльний аналіз методів розподілу збурень потужності в енергосистемі з газотурбінними установками. VI Міжнародна науково-практична конференція “Innovation And Development In World Science”, 29-31.03.2026, Цюрих, Швейцарія. . URL: <https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-29-31-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/>

[naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-29-31-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/](https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-29-31-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/)

22. **Яворський О.В.** Апроксимаційна залежність зміни постійної часу гту від поточної потужності. VI Міжнародна науково-практична конференція “Innovation And Development In World Science”, 29-31.03.2026, Цюріх, Швейцарія.

. URL: <https://sci-conf.com.ua/vi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-innovation-and-development-in-world-science-29-31-03-2026-tsyurih-shvejtsariya-arhiv/>