УДК 621.311:621.314:004.942
DOI https://doi.org/10.32782/2663-5941/2026.1.2/58

Яворський О.В.
https://orcid.org/0000-0002-1101-1085
Національний університет «Одеська політехніка»

Тарахтій О.С.
https://orcid.org/0000-0002-4266-3481
Національний університет «Одеська політехніка»

Грішин П.І.
https://orcid.org/0009-0008-3025-2854
Національний університет «Одеська політехніка»

ПОРІВНЯЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ СТРАТЕГІЙ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ГАЗОТУРБІННОЇ СИСТЕМИ В УМОВАХ АВАРІЙНИХ ЗБУРЕНЬ

Стаття присвячена дослідженню аварійної стійкості газотурбінної енергосистеми за частотними показниками з урахуванням різних стратегій розподілу збурень та залучення акумуляторної системи зберігання енергії. У статті розглянуто математичну модель газотурбінної установки, побудовану на основі рівняння балансу моментів, а також гібридну структуру енергосистеми, у якій акумуляторна батарея виконує функції первинного частотного регулювання, тоді як газотурбінні установки забезпечують вторинне регулювання з повільнішою динамікою.

Досліджено два підходи до розподілу збурень між газотурбінними установками – рівномірний та пропорційний. На відміну від традиційних моделей, збурення вводяться безпосередньо у сумарний сигнал частоти, що дозволяє коректно моделювати аварійні, несиметричні та деградовані режими роботи енергосистеми, зокрема відмову регулятора окремої установки та повну втрату генерації. Розкрито механізм пропорційного розподілу частотного сигналу як доповнення до класичного пропорційного розподілу збурень потужності та обґрунтовано необхідність збереження сумарної чутливості системи до частотних відхилень.

Проведено моделювання трьох характерних аварійних сценаріїв: короткого замикання, відмови регулятора однієї газотурбінної установки та втрати генерації. Для кожного сценарію виконано порівняльний аналіз чотирьох конфігурацій енергосистеми за показниками максимального відхилення частоти, часу стабілізації та інтегрального показника якості регулювання. З'ясовано, що застосування акумуляторної батареї забезпечує суттєве зменшення глибини частотних провалів та значне скорочення часу відновлення частоти в усіх розглянутих аварійних режимах. Визначено, що рівномірний розподіл є ефективнішим для симетричних збурень, тоді як пропорційний розподіл дозволяє адекватніше відтворювати несиметричні аварійні процеси. Отримані результати підтверджують доцільність використання акумуляторних систем для підвищення динамічної стійкості газотурбінних електростанцій.

Ключові слова: *газотурбінна установка, частотне регулювання, аварійні режими, акумуляторна система зберігання енергії, BESS, динамічна стійкість, розподіл збурень, моделювання енергосистем.*

Постановка проблеми. Газотурбінні установки (ГТУ) традиційно забезпечують первинне частотне регулювання в енергосистемах. Проте їхня інерційність та обмежена швидкість зміни потужності ускладнюють роботу під час аварійних режимів, таких як раптове вимкнення контролерів, втрата однієї або декількох ГТУ, провал генерації чи різкі зміни сумарного навантаження. Наразі потребують додаткового дослідження:

- вплив різних стратегій розподілу збурень між установками (рівномірний та пропорційний);

© Яворський О.В., Тарахтій О.С., Грішин П.І., 2026
Стаття поширюється на умовах ліцензії відкритого доступу CC BY 4.0

- можливість покращення оцінювання аварійної стійкості системи за частотними показниками характеристик за допомогою акумуляторної батареї (BESS);
- оцінювання поведінки системи при аваріях, коли збурення вводяться безпосередньо у сигнал частоти, що дозволяє точніше моделювати випадки некоректної роботи регуляторів або втрати зв'язків між ними.

У літературі наявні дослідження стійкості мікромереж та відновлюваних джерел під час аварійних подій, проте для газотурбінних станцій із класичними регуляторами частоти такі сценарії моделюються обмежено. Особливо це стосується порівняння різних методів розподілу збурень у поєднанні з BESS під час аварійних режимів.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Станом на 2023–2025 роки у світовій науковій літературі значну увагу приділено ролі акумуляторних систем зберігання енергії (BESS) у стабілізації частоти енергосистем, зокрема у контексті зниження інерційності сучасних исистематизує застосування BESS для підтримки частоти, напруги та інших сервісів мережі, підкреслюючи швидкодію акумуляторів та їхню здатність надавати допоміжні послуги частотного регулювання (frequency regulation), а також обговорює проблеми управління SOC та інтеграції у системи з високою часткою ВДЕ – з акцентом на практичні аспекти експлуатації та обмеження сучасних моделей [1].

Крім того, дослідницькі роботи зосереджені на осьових аспектах участі BESS у первинному регулюванні частоти. Наприклад, стаття про застосування BESS для первинного регулювання частоти в мережах із великою часткою ВДЕ показує, що акумулятори можуть ефективно зменшувати максимальні відхилення частоти під час аварійних ситуацій та підвищувати стабільність мережі [2].

Робота Krishnamoorthy & Dubey (2019) розвиває гібридне моделювання передачі й розподілу для оцінки частотного регулювання із залученням BESS разом із іншими джерелами, що особливо важливо для розуміння взаємодії батарей з великою кількістю генераторів і перемінних джерел енергії [3] Такі підходи у подальшому вплинули на дослідження моделей, які оцінюють взаємодію синхронних і асинхронних джерел під час аварійних режимів.

Сучасні дослідження також розглядають координоване реагування різнорідних джерел на частотні збурення, включно з BESS, іншими накопичувачами та нетрадиційними ресурсами, що дозволяє зменшити амплітуду найгірших відхилень та покращити швидкість відновлення частоти [4]. Такі підходи є продовженням класичних стратегій AGC/дроп-контролю, які застосовувалися в синхронних системах протягом десятиліть.

Водночас у вітчизняній науці дослідження частотного регулювання зосереджуються на моделюванні систем АСУ з урахуванням динаміки регуляторів та участі акумуляторних елементів, зокрема в контексті адаптації традиційних генераторів до умов збільшення частки ВДЕ в енергосистемі України та Європи [5]https://www.nuclear-journal.com/index.php/journal/article/view/203?utm_source=chatgpt.com.

Таким чином, переглядаючи сучасну літературу в галузі частотного регулювання стає очевидним, що існує обширна теоретична та практична база для застосування BESS щодо швидкої компенсації частотних відхилень, але недостатня увага приділяється моделям, де BESS та синхронні установки (наприклад, ГТУ) взаємодіють у випадках відмов регуляторів та складних аварійних подій, що й було покладено в основу даного дослідження.

Постановка завдання. Метою роботи є моделювання режимів аварійної стійкості системи за частотними показниками газотурбінної енергосистеми, дослідження впливу різних стратегій розподілу збурень (рівномірної та пропорційної) та оцінка ролі акумуляторної батареї в підвищенні стійкості частоти при аваріях, що імітуються шляхом введення збурень у сумарний сигнал частоти від ГТУ.

Для досягнення мети необхідно:

1. Реалізувати модель ГТУ з введенням збурення на рівні частоти, а не потужності.
2. Реалізувати сценарії рівномірного та пропорційного розподілу частотних відхилень між установками.
3. Додати акумуляторну батарею як швидкодіючий модуль підтримки частоти.
4. Провести серію аварійних сценаріїв: втрата генерації, відмова контролера, різке неконтрольоване зниження частоти.
5. Оцінити оцінювання аварійної стійкості системи за частотними показниками здатність за показниками $\Delta\omega$max, час стабілізації, робота батареї та зміна SOC.

Виклад основного матеріалу.

1. Математична модель газотурбінної установки

Газотурбінна установка у дослідженні представлена у вигляді динамічної моделі, побудованої на основі рівняння балансу моментів, що опи-

сує взаємодію турбіни, компресора та генератора. Основою є рівняння руху ротора, яке встановлює залежність між сумарним моментом та зміною кутової швидкості:

$$M_T - M_к - M_г = J\frac{d\omega}{dt}$$

Де:
M_T – момент турбіни,
$M_к$ – момент компресора,
$M_г$ – момент генератора,
J – еквівалентний момент інерції,
ω – кутова швидкість ротора.

Миттєва потужність турбіни визначається добутком її корисного моменту на кутову швидкість, а навантаження – моментом генератора. Після підстановки відповідних залежностей отримується вираз, що пов'язує зміну частоти з балансом виробленої та споживаної потужності:

$$N_T = J\frac{d\omega}{dt}\cdot\omega + N_H$$

У Simulink ця модель реалізована як набір взаємопов'язаних підсистем, що включають моделі газових об'ємів, камери згоряння, динаміку ротора та блок обчислення поточної потужності. Такий підхід детально описано у попередній роботі автора [6], але в даному дослідженні модель була адаптована для аналізу аварійних режимів. Зокрема, збережено механізм автоматичної зміни коефіцієнтів моделі залежно від вибраної номінальної потужності ГТУ, що дозволяє досліджувати поведінку станції у змінних режимах.

2. Модель акумуляторної батареї (BESS)

У дослідженні розглянуто гібридну енергосистему, в якій акумуляторна енергосистема (BESS) використовується як елемент первинного частотного регулювання, тоді як газотурбінні установки виконують функції вторинного регулювання з повільнішою динамікою. Така ієрархічна структура дозволяє розділити процес компенсації частотних відхилень за часовими масштабами та зменшити навантаження на газотурбінне обладнання в перехідних режимах.

Акумуляторна система підключена до сумарного каналу відхилення частоти енергосистеми та формує керуючий вплив безпосередньо за сигналом частотної похибки. Команда на зміну потужності BESS формується пропорційним регулятором відповідно до виразу

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

де $\omega_s(t)$ – сумарне відхилення частоти, а коефіцієнт підсилення $K_{bat} = 3.4375\times10^{11}$ підібрано експериментально з урахуванням вимог до швидкодії та стійкості системи, що узгоджується з результатами попередніх досліджень автора [Y].

Динамічні властивості акумуляторної системи враховано шляхом введення інерційної ланки першого порядку, яка описує затримку реакції силового інвертора:

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

де часова стала $T_{bat} = 0.35\,\text{с}$ відповідає типовим значенням для літій-іонних акумуляторів середньої потужності з мережевим інвертором.

Стан заряду акумулятора визначається інтегруванням потужності, що віддається або накопичується батареєю:

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

де ємність акумуляторної системи прийнята рівною $C_{bat} = 4.644\times10^8\,\text{Дж}$, що забезпечує помітний вплив BESS на динамічну стабілізацію частоти в системі потужністю сотні мегават.

Для забезпечення фізичної коректності моделі реалізовано механізм обмеження вихідної потужності акумулятора при досягненні граничних значень SOC∈[0%;100%], що унеможливлює нереалістичні режими повного розряду або перезаряду. У таких умовах первинне регулювання поступово передається газотурбінним установкам, які компенсують залишкове частотне відхилення у межах вторинного регулювання.

Повна структура акумуляторної підсистеми та принципи її інтеграції в модель енергосистеми детально наведені у попередній роботі автора [7], тоді як у цій статті основну увагу зосереджено на аналізі її поведінки в аварійних режимах та за різних стратегій розподілу частотного сигналу.

3. Стратегії розподілу збурень між газотурбінними установками

У роботі розглянуто дві принципово різні стратегії розподілу збурень між газотурбінними установками. Обидва підходи раніше застосовувалися для розподілу збурень потужності [6], однак у межах даного дослідження вони модифіковані для роботи безпосередньо з частотним сигналом. Така модифікація є необхідною для коректного моделювання аварійних і нештатних режимів роботи енергосистеми.

3.1. Рівномірний розподіл

У випадку рівномірного розподілу сумарне відхилення частоти розподіляється порівну між усіма активними газотурбінними установками.

Такий підхід забезпечує симетричну участь кожної ГТУ в процесі регулювання та відповідає нормальному режиму роботи енергосистеми за умови повністю справних каналів вимірювання й передачі сигналів.

У реалізованій моделі кожна газотурбінна установка формує локальне відхилення частоти $\Delta\omega_i$, після чого ці відхилення підсумовуються:

$$\Delta\omega_{£} = \sum_{i=1}^{N} \Delta\omega_i$$

де N – кількість газотурбінних установок у системі. Отриманий сумарний сигнал подається на регулятори частоти всіх ГТУ:

$$\Delta\omega_{\text{ctrl,i}} = \Delta\omega_{£}$$

Такий підхід забезпечує однакову динаміку регулювання для всіх генераторів і може розглядатися як базовий або еталонний варіант для порівняння різних стратегій керування.

3.2. Пропорційний розподіл

Пропорційний розподіл ґрунтується на урахуванні поточного режиму роботи кожної газотурбінної установки та її доступного діапазону регулювання. Для кожної ГТУ визначаються:

- поточне навантаження,
- резерв підвищення потужності (позитивний резерв),
- резерв зниження потужності (негативний резерв).

Залежно від знака збурення обчислюється сумарний доступний резерв системи, після чого визначаються коефіцієнти участі окремих установок:

$$k_i = \frac{\Delta N_i}{\sum \Delta N_i}$$

Тоді частотне збурення у частоті/потужності для кожної ГТУ дорівнює:

$$\Delta N_i = k_i \cdot \Delta N_{tot}$$

Пропорційний розподіл збурень потужності між газотурбінними установками реалізується відповідно до доступних діапазонів регулювання кожної ГТУ та широко застосовується у класичних моделях первинного та вторинного регулювання [6]. Проте такий підхід сам по собі не дозволяє відтворювати ситуації, у яких регулятори отримують неоднакові частотні сигнали, що є характерним для аварійних режимів.

З метою розширення функціональних можливостей моделі у даній роботі введено пропорційний розподіл частотного сигналу, який використовується паралельно з пропорційним розподілом збурення потужності. Для цього для кожної газотурбінної установки визначається коефіцієнт участі a_{i}, що відповідає її поточному регулюючому потенціалу та задовольняє умову:

$$\sum_{i=1}^{N} a_{\text{i}} = 1$$

Частотний сигнал, що подається на регулятор і-ї ГТУ, визначається як:

$$\Delta\omega_{\text{ctrl,i}} = \Delta\omega_{£} \cdot a_{\text{i}} \cdot N$$

де $\Delta\omega_{£}$ – сумарне відхилення частоти в системі.

Введення множника N забезпечує збереження сумарної чутливості системи до частотного збурення та дозволяє уникнути штучного ослаблення регулюючої дії при асиметричному розподілі сигналів. Таким чином, пропорційний розподіл частотного сигналу не змінює базову логіку розподілу збурень потужності, а доповнює її, забезпечуючи можливість моделювання аварійних, несиметричних та деградованих режимів роботи енергосистеми.

4. Сценарії аварійних режимів та методика їх моделювання

З метою оцінювання ефективності частотного регулювання в умовах порушення нормального режиму роботи енергосистеми досліджено реакцію системи на низку характерних аварійних подій. У межах кожного аварійного сценарію виконано порівняння чотирьох конфігурацій системи:

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

Оцінювання якості регулювання здійснювалося за максимальним відхиленням частоти $\Delta\omega_{max}$, часом встановлення та інтегральним показником якості регулювання.

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 реалізовувався для однієї з ГТУ, що працювала на рівні 40 % від максимальної потужності, що відповідає реалістичному випадку виходу з ладу менш завантаженої установки.

Величина збурення становила:

- сценарій А (коротке замикання) – 30 %,
- сценарій В (відмова регулятора ГТУ) – 15 %,
- сценарій С (втрата генерації ГТУ) – 40 %.

4.1. Сценарій А – коротке замикання (різке зростання навантаження)

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

У межах даного сценарію проаналізовано динаміку відновлення частоти для всіх чотирьох конфігурацій енергосистеми. Особливу увагу приділено здатності BESS компенсувати первинний удар аварії та зменшувати навантаження на газотурбінні установки.

Аналіз даних табл. 3 та відповідних графіків перехідних процесів показує, що залучення BESS забезпечує суттєве зменшення максимального відхилення частоти та різке скорочення часу стабілізації порівняно з варіантами без акумуляторної батареї. Рівномірний розподіл збурення демонструє дещо кращі показники Δω_max порівняно з пропорційним, що узгоджується з симетричним характером аварійного збурення. Графіки частоти мають монотонний характер без вторинних коливань, що свідчить про достатній енергетичний запас BESS у даному режимі.

4.2. Сценарій В – відмова регулятора однієї газотурбінної установки

Відмова системи регулювання однієї з газотурбінних установок не призводить до негайної втрати генерації, проте обмежує її участь у процесі частотного регулювання. У реальних енергосистемах такі ситуації виникають унаслідок відмови контролера, втрати вимірювального сигналу або порушення каналу зв'язку.

У моделі даний сценарій реалізовано шляхом занулення коефіцієнта участі відповідної ГТУ в частотному регулюванні ($a_k = 0$) за одночасного прикладення зовнішнього аварійного збурення у вигляді збільшення навантаження. Це дозволяє відтворити ситуацію, коли одна з установок не реагує на частотне відхилення, а її частка регулювання перерозподіляється між іншими ГТУ та, за наявності, акумуляторною системою.

Проведене моделювання дало змогу оцінити вплив деградації керування на стійкість частоти та визначити роль BESS у компенсації втрати регулюючої здатності однієї з турбін.

Згідно з табл. 4, відмова регулятора однієї з ГТУ призводить до зростання нерівномірності участі установок у регулюванні, що відображається у збільшенні максимального відхилення частоти для систем без BESS. Підключення акумуляторної батареї дозволяє компенсувати втрату регулюючої здатності окремої установки, зменшуючи Δω_max на 15–20 % та скорочуючи час стабілізації до значень менше 0.01 с. Перехідні характеристики мають аперіодичний характер, що

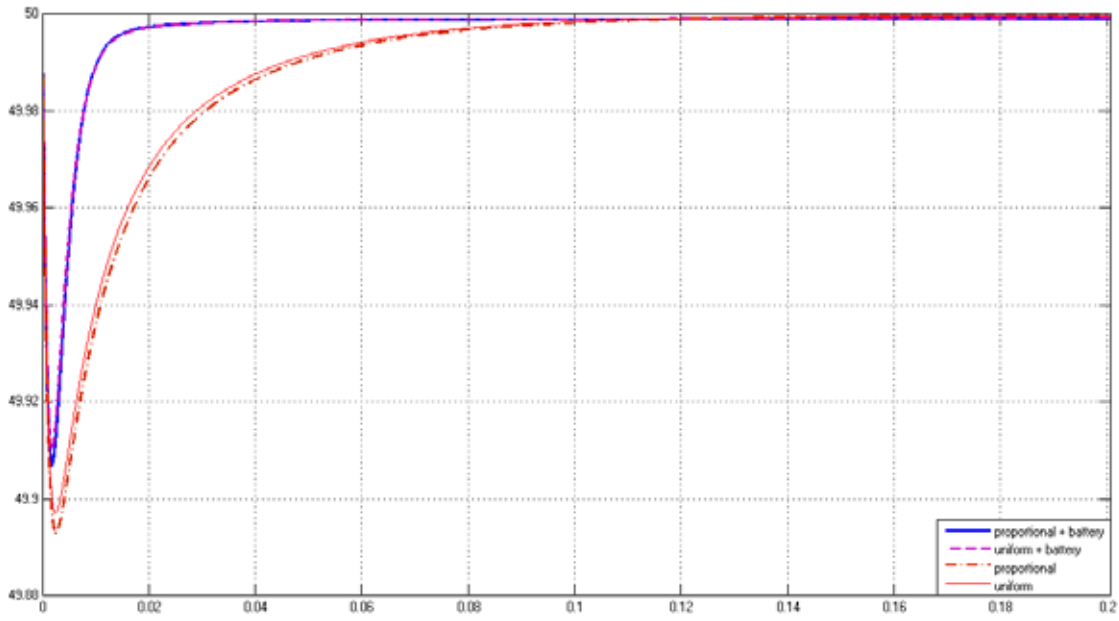

Рис. 1. Перехідні процеси частоти при короткому замиканні для різних конфігурацій системи

Таблиця 1

Показники якості частотного регулювання при короткому замиканні

Конфігурація енергосистеми	Δω_max, Гц	Час стабілізації, с	J (інтегральний показник)
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

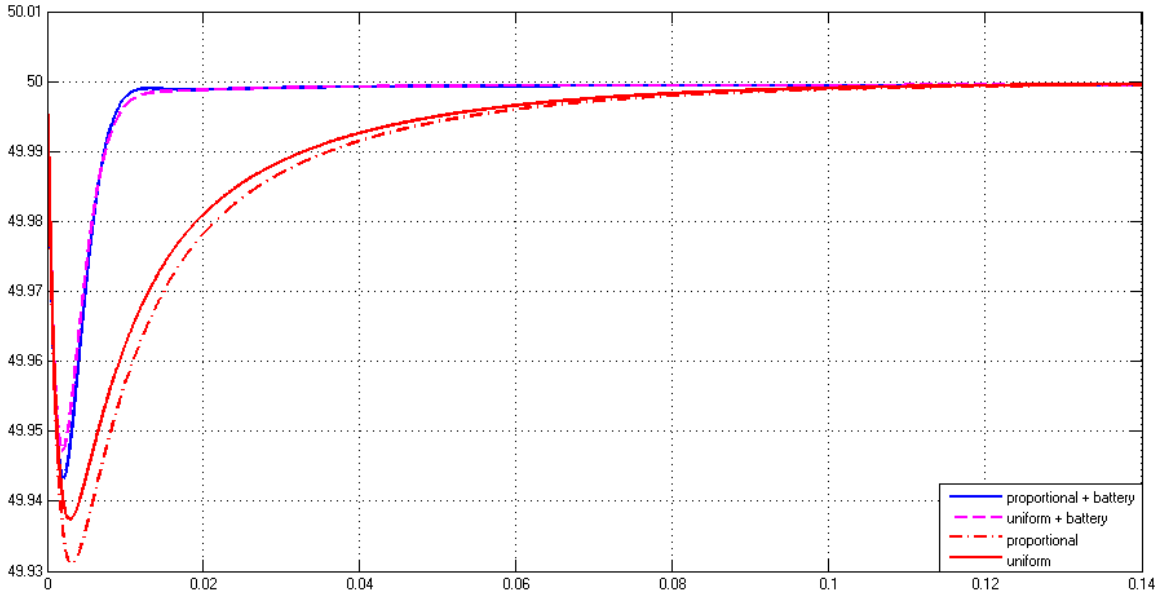

Рис. 2. Перехідні процеси частоти при відмові регулятора однієї ГТУ

Таблиця 2

Показники якості частотного регулювання при відмові регулятора ГТУ

Конфігурація енергосистеми	Δω_max, Гц	Час стабілізації, с	J (інтегральний показник)
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

вказує на ефективне первинне регулювання з боку BESS.

4.3. Сценарій С – втрата генерації однієї газотурбінної установки

Втрата генерації однієї газотурбінної установки є однією з найважчих аварійних подій, оскільки супроводжується миттєвим дефіцитом потужності в системі. У моделі такий сценарій реалізовано шляхом еквівалентного збільшення навантаження на величину потужності відключеної ГТУ, що забезпечує збереження енергетичного балансу та коректну фізичну інтерпретацію процесу.

Одночасно відключену установку виключено з процесу частотного регулювання, що відповідає її повному виведенню з роботи. У цих умовах проаналізовано здатність різних стратегій розподілу збурень та наявність BESS забезпечувати стабілізацію частоти та обмежувати глибину її просідання.

Як видно з табл. 5 та графіків частоти, втрата генерації однієї ГТУ є найбільш жорстким аварійним сценарієм, що супроводжується найбільшими початковими відхиленнями частоти. У варіантах з BESS спостерігається додаткове вторинне коливання частоти, зумовлене досягненням граничного рівня розряду акумулятора, однак його амплітуда суттєво менша за початкове відхилення. Це свідчить про те, що навіть за умов обмеженого енергетичного ресурсу BESS здатна істотно змен-

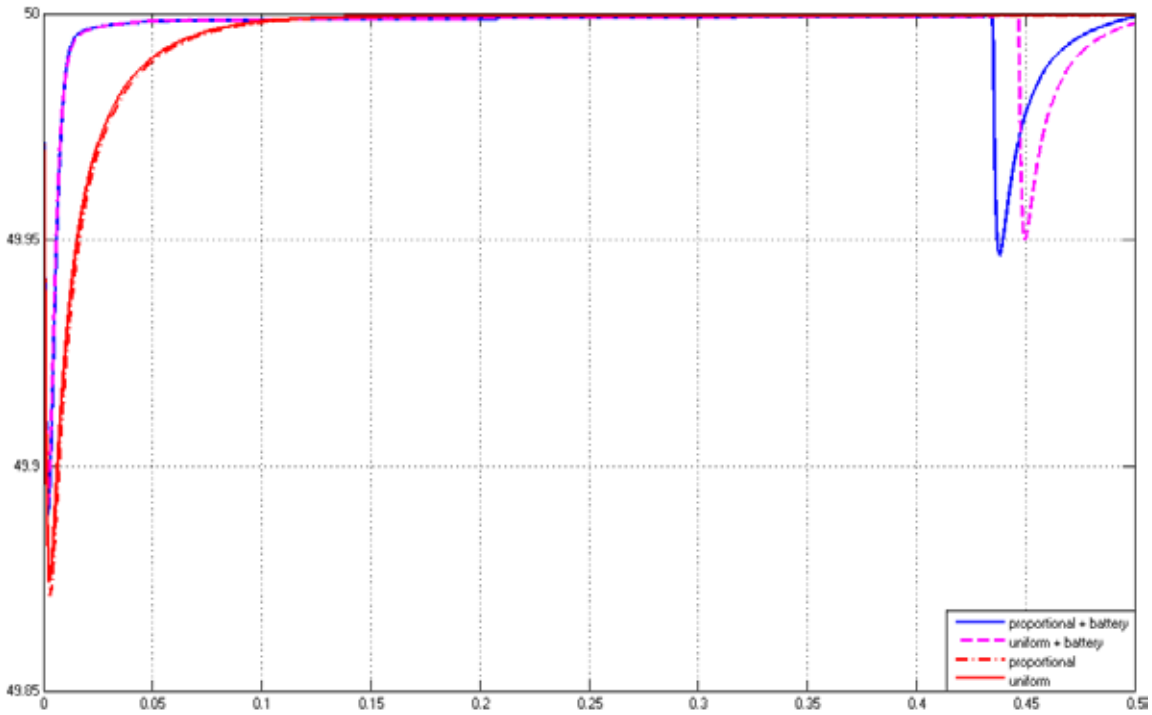

Рис. 3. Динаміка частоти при втраті генерації однієї ГТУ

Таблиця 3

Показники якості частотного регулювання при втраті генерації ГТУ

Конфігурація енергосистеми	Δω_max, Гц	Час стабілізації, с	J (інтегральний показник)
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

шити тяжкість аварійного процесу та покращити загальну динамічну стійкість системи.

4.4. Узагальнення результатів моделювання аварійних режимів

Отримані результати свідчать, що застосування акумуляторної системи з первинним частотним регулюванням істотно підвищує стійкість енергосистеми в аварійних режимах різної природи. Для всіх розглянутих сценаріїв BESS забезпечує зменшення максимального відхилення частоти та скорочення часу стабілізації незалежно від способу розподілу збурень між газотурбінними установками. Пропорційний розподіл демонструє більшу чутливість до несиметричних аварій, однак у поєднанні з BESS залишається ефективним інструментом моделювання деградованих і відмовостійких режимів роботи енергосистеми.

Висновки. У роботі виконано моделювання аварійних режимів роботи газотурбінної енергосистеми з урахуванням різних стратегій розподілу частотних збурень та залучення акумуляторної системи зберігання енергії. Запропонований підхід із введенням збурень безпосередньо в сумарний сигнал частоти дозволив відтворити несиметричні та деградовані режими роботи, характерні для відмов регуляторів і втрати генерації.

Показано, що використання BESS як елемента первинного частотного регулювання забезпечує суттєве зменшення максимального відхилення частоти та значне скорочення часу стабілізації у всіх розглянутих аварійних сценаріях. Найбільший ефект досягається у сценаріях із різкими та короткочасними збуреннями, де швидкодія акумуляторної системи дозволяє зменшити навантаження на газотурбінні установки.

Встановлено, що рівномірний розподіл частотного сигналу є більш ефективним для симетричних аварійних подій, тоді як пропорційний розподіл краще відображає поведінку системи в умовах нерівномірного завантаження та деградації окремих елементів. Поєднання пропорційного розподілу з BESS дозволяє забез-

печити прийнятну якість регулювання навіть у важких аварійних режимах, включно зі втратою генерації.

Отримані результати підтверджують доцільність використання акумуляторних систем як інструменту підвищення динамічної стійкості газотурбінних електростанцій та розширюють можливості моделювання аварійних процесів у системах з класичними регуляторами частоти.

Подальші дослідження доцільно спрямувати на розширення запропонованої моделі у кількох напрямах. По-перше, перспективним є впровадження адаптивних або інтелектуальних алгоритмів керування BESS, які дозволяли б змінювати коефіцієнти регулювання залежно від типу аварійного збурення та поточного рівня SOC.

По-друге, доцільним є аналіз взаємодії декількох акумуляторних систем, розміщених у різних вузлах енергосистеми, а також дослідження впливу обмежень за потужністю та енергоємністю BESS на якість частотного регулювання в тривалих аварійних режимах.

По-третє, подальше розширення моделі може включати врахування запізнень у каналах зв'язку, похибок вимірювання частоти та комбінованих аварійних сценаріїв, що дозволить наблизити результати моделювання до умов реальної експлуатації енергосистем.

Список літератури:

1. 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: https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113400.

2. 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: https://doi.org/10.3390/en14051379.

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

4. Tao X., Gadh R. Coordinated Fast Frequency Response from Electric Vehicles, Data Centers, and Battery Energy Storage Systems. *arXiv*. 2025. DOI: https://doi.org/10.48550/arXiv.2512.14136.

5. 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: https://doi.org/10.32918/nrs.2020.1(85).05.

6. Yavorskyi O., Tarakhtii O., Zhukovskyi V., Panin V. 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. Vol. 6, № 2(80). P. 50–57. DOI: https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.320229.

7. 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.* 2025. DOI: https://doi.org/10.32782/2663-5941/2025.5.2/43.

Yavorskyi O.V., Tarakhtii O.S., Hrishyn P.I. COMPARATIVE STUDY OF FREQUENCY CONTROL STRATEGIES FOR A GAS TURBINE POWER SYSTEM UNDER EMERGENCY DISTURBANCES

The article is devoted to a comparative study of frequency control strategies for a gas turbine power system under emergency disturbances, taking into account the application of a battery energy storage system. The problem of limited response speed and inherent inertia of gas turbine units during emergency operating conditions, such as short circuits, controller failures, and loss of generation, is considered. An approach to modeling emergency situations based on the introduction of disturbances directly into the aggregated frequency signal is proposed, which enables the reproduction of asymmetric and degraded operating modes characteristic of real power system operation.

The mathematical model of a gas turbine unit based on the torque balance equation is presented, along with a battery energy storage model employed as a fast-acting element of primary frequency control. Two strategies for distributing frequency disturbances among gas turbine units are analyzed, namely uniform and proportional distribution. It is demonstrated that proportional distribution of the frequency signal does not replace the classical proportional distribution of power disturbances but complements it, thereby extending the modeling capabilities for emergency and non-standard operating conditions.

The impact of the battery energy storage system on the dynamic frequency stability is investigated for several representative emergency scenarios, including abrupt load increase, failure of a gas turbine controller, and loss of generation. The quality of frequency regulation is evaluated using the maximum frequency deviation, settling time, and an integral performance index. It is shown that the application of the battery

system significantly reduces the depth of frequency deviations and considerably shortens the frequency recovery time in all examined emergency scenarios. It is determined that uniform frequency signal distribution is more effective for symmetric disturbances, whereas proportional distribution provides a more realistic representation of degraded and asymmetric operating modes. The obtained results confirm the feasibility of using battery energy storage systems to enhance the emergency stability of gas turbine power plants.

Keywords: *gas turbine unit; frequency control; emergency operation; battery energy storage system; BESS; dynamic stability; disturbance distribution; power system modeling.*

Дата першого надходження статті до видання: 30.12.2026
Дата прийняття статті до друку після рецензування: 23.01.2026
Дата публікації (оприлюднення) статті: 08.04.2026