

**Яворський О.В.**

Національний університет «Одеська політехніка»

**Тарахтій О.С.**

Національний університет «Одеська політехніка»

## ВПЛИВ СТРАТЕГІЇ ПЕРВИННОГО ТА ВТОРИННОГО РЕГУЛЮВАННЯ НА ЧАСТОТНУ СТАБІЛЬНІСТЬ ГІБРИДНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Стаття присвячена підвищенню ефективності частотного регулювання в енергосистемах, що базуються на газотурбінних установках (ГТУ), шляхом інтеграції акумуляторних енергосховищ (АЕС). Актуальність проблеми обумовлена інерційною природою газотурбінного обладнання, яка істотно обмежує його здатність швидко реагувати на коливання навантаження. Цей фактор набуває особливого значення в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії, що призводить до збільшення динамічних навантажень і нестабільності частоти в енергосистемах.

У статті розроблено імітаційну модель у середовищі Simulink, яка дає змогу порівняти три конфігурації частотного регулювання: 1) регулювання лише за рахунок ГТУ без використання АЕС; 2) паралельне регулювання за участю ГТУ та акумуляторів; 3) комбіноване регулювання, коли АЕС виконують роль первинного регулятора, а ГТУ – вторинного, з подальшим відновленням заряду акумулятора через ПІ-регулятор стану заряду (SOC).

У моделі акумулятора реалізовано обмеження потужності у разі виходу SOC за межі 0–100%, інерційну ланку із затримкою 0,35 с, що відповідає середнім характеристикам літій-іонних батарей з інвертором, а також ПІ-регулятор із коефіцієнтом 343752480507 для частотного регулювання. Ємність акумулятора визначено рівною  $4.644 \times 10^8$  Дж, що забезпечує його здатність ефективно компенсувати короточасні коливання частоти. Відновлення заряду реалізовано через ПІ-регулятор із коефіцієнтами  $K_p = 0.00291$  та  $K_i = 7.398e-05$ . Номінальна потужність газотурбінних установок під час моделювання підтримувалася на рівні 80%, що дало змогу оцінити реалістичні умови роботи енергосистеми.

Розкрито результати моделювання, які доводять, що застосування акумуляторів як первинних регуляторів дає змогу суттєво зменшити амплітуду відхилень частоти та інтегральний показник якості регулювання. З'ясовано, що такий підхід забезпечує швидше відновлення сталого режиму роботи та зменшує навантаження на ГТУ, які через інерційність мають більший час реакції. Визначено, що комбіноване регулювання є перспективним напрямом розвитку для сучасних гібридних енергосистем, що поєднують традиційні та відновлювані джерела енергії.

**Ключові слова:** частотне регулювання, газотурбінна установка, акумулятор, SOC, інерційність, енергосистема, ПІ-регулятор.

**Постановка проблеми.** Стабілізація частоти в електроенергетичних системах є критично важливим завданням, особливо в умовах швидкого зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), які характеризуються нестабільністю генерації. Газотурбінні установки (ГТУ), що застосовуються для регулювання частоти, демонструють високу динамічну потужність, проте їхній ККД сильно знижується на часткових навантаженнях. Крім того, реакція ГТУ на частотні збурення має інерційний характер, що

обмежує ефективність їх застосування для первинного регулювання.

Акумуляторні системи накопичення енергії (СНЕ) здатні забезпечити миттєву реакцію на збурення, однак мають обмежену ємність і потужність. Тому комбіноване використання СНЕ та ГТУ в системах регулювання частоти становить перспективний напрям оптимізації динамічної поведінки енергосистем.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** У сучасній енергетиці все більшої популярності

набувають комбіновані стратегії частотного регулювання, які поєднують швидкодію акумуляторів з надійністю традиційних генераторів.

У статті [1] запропоновано двоступеневу ієрархічну структуру, де SOC інтегрується як змінна стану в управлінні частотою. Запроваджено первинний зарядний контролер (PCC) для захисту SOC та вторинний зарядний контролер (SCC) для поступового відновлення заряду. Методика обґрунтована аналізом стабільності за критеріями Попова/колового та адаптована для систем з кількома BESS.

У статті [2] описано ієрархічну структуру з інтеграцією вітрової генерації, акумуляторів та контрольованого навантаження. Частотна компенсація розбивається на рівні, що враховують характеристики кожного ресурсу, з акцентом на прогнозову регуляцію потужності.

У дослідженні [3] запропоновано розподілену ієрархічну стратегію участі BESS у автоматичному регулюванні генерації (AGC). У вищому шарі аналізується SOC та технічні характеристики різних ресурсів частотного регулювання; в нижчому – застосовується консенсусний алгоритм для оптимального управління декількома BESS.

У роботі [4] представлено ко-симуляційний підхід T&D для оцінки ролі BESS у відповідь на швидкі варіації від розподілених джерел. Показано, що BESS значно покращує реакцію AGC, особливо у системах з високою часткою PV генерації.

Робота [5] розробляє схему регулювання, в якій коефіцієнт дрооп-регуляції залежить від SOC, що дозволяє уникати перезаряду або глибокого розряду, одночасно покращуючи стабільність частоти при змінній генерації з ВДЕ.

Також корисним є огляд [6], де розглядається модель великої енергосистеми з ретельним моделюванням ESS, SOC-управлінням та впливом затримок в каналах зв'язку на Area Control Error.

Узагальнення:

Аналіз літератури показує, що:

- ієрархічні концепції (узгоджені з вашим підходом) ефективні при поєднанні швидкодії BESS та потужності ГТУ;
- SOC-компенсація важлива для забезпечення довготривалої участі акумулятора;
- розподілені алгоритми дозволяють масштабувати систему для великої кількості накопичувачів або генераторів.

У попередній роботі [7] автором була розроблена базова модель системи частотного регулювання виключно з використанням ГТУ, що забез-

печує необхідну стабільність, але має низьку динамічну чутливість і високе навантаження на турбіну. Однак існує потреба у більш гнучких конфігураціях, які дозволяють компенсувати короточасні збурення без зниження ефективності ГТУ.

Недостатньо дослідженим залишається питання ієрархічного розподілу ролей між акумуляторами та ГТУ, зокрема реалізація вторинного регулювання з відновленням рівня заряду акумулятора.

**Метою статті є порівняльний аналіз трьох варіантів частотного регулювання в енергосистемі з газовими турбінами та акумуляторами, а також обґрунтування ефективності ієрархічної структури, в якій акумулятор виконує первинне регулювання, а ГТУ – вторинне з відновленням SOC.**

Для досягнення цієї мети поставлено наступні задачі дослідження:

1. Побудувати базову модель частотного регулювання з однією газотурбінною установкою.
2. Розробити модель акумулятора з урахуванням частотного регулювання, обмеження швидкості зміни потужності та обліком SOC.
3. Інтегрувати акумулятор до моделі системи та реалізувати два варіанти керування: паралельний та ієрархічний.
4. Реалізувати ПІ-регулятор для компенсації втрати заряду акумулятора в ієрархічній конфігурації.
5. Провести серію моделювань для всіх трьох варіантів та порівняти якість регулювання за узагальненими показниками.

#### **Виклад основного матеріалу.**

##### **Задача 1. Побудова базової моделі системи з газотурбінною установкою**

Базова модель енергосистеми з газотурбінною установкою (ГТУ) реалізована на основі динамічного рівняння моментів, що враховує взаємодію турбіни, компресора та генератора:

$$M_T - M_K - M_G = J \frac{d\omega}{dt}$$

де:

$M_T$  – момент сили турбіни,

$M_K$  – момент компресора,

$M_G$  – момент генератора,

$J$  – зведений момент інерції ротора,

$\omega$  – кутова швидкість.

Потужність турбіни:

$$N_T = (M_T - M_K) \cdot \omega$$

Потужність навантаження:

$$N_H = M_G \cdot \omega$$

Підставивши ці вирази, отримаємо:

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

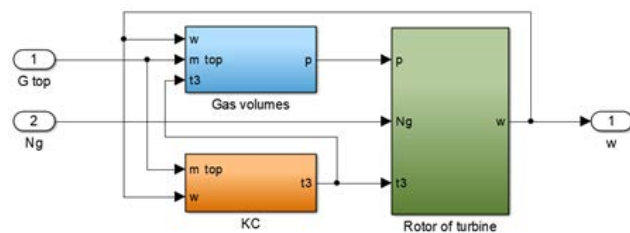


Рис. 1. Загальна модель ГТУ в середовищі Simulink

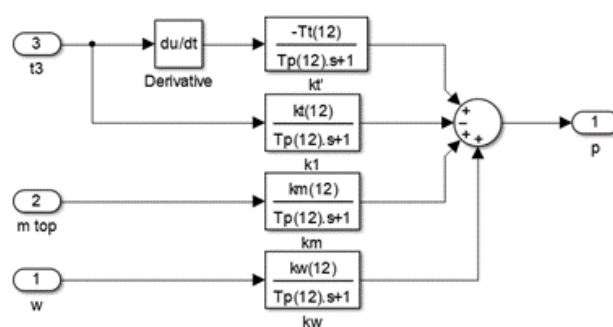


Рис. 2. Підсистема газових об'ємів ГТУ

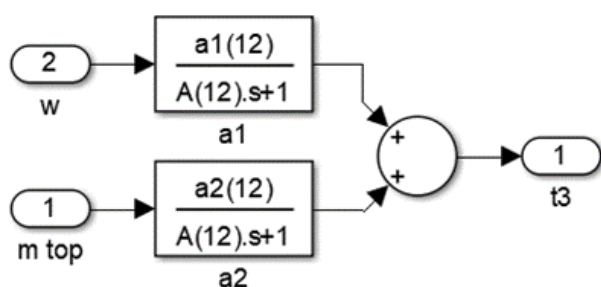


Рис. 3. Підсистема камери згорання

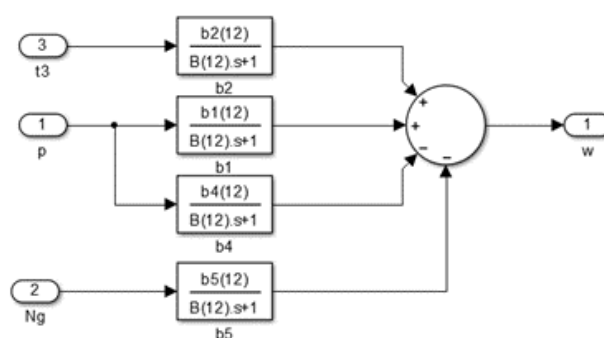


Рис. 4. Модель ротора ГТУ

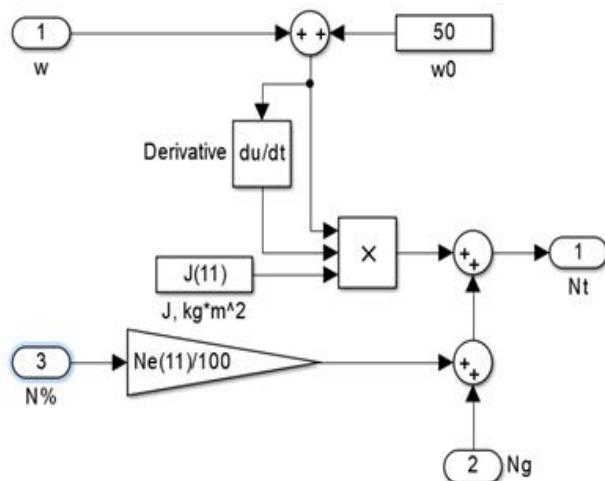


Рис. 5. Блок розрахунку поточної потужності турбіни

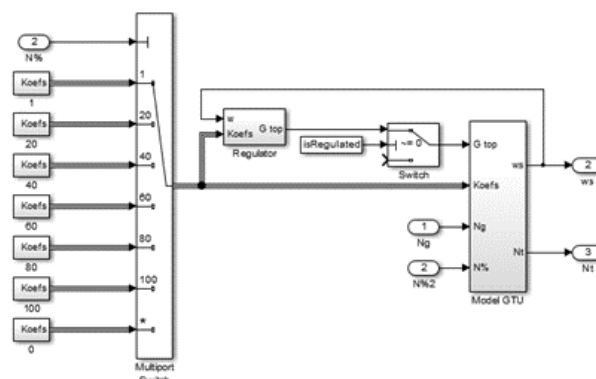


Рис. 6. Блок вибору коефіцієнтів для різних номінальних потужностей

Модель складається з декількох структурних підсистем:

- Газові об'єми турбіни;
- Камера згорання;
- Роторна частина;
- Блок обчислення поточної потужності.

У моделі реалізована підтримка змінної номінальної потужності, з автоматичною заміною коефіцієнтів відповідно до заданого режиму роботи.

### Задача 2. Побудова моделі акумуляторної системи

Акумулятор реалізовано як окрему підсистему, яка включає три основні функціональні блоки:

1. Регулятор частоти (П-регулятор):

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

де  $K_{bat} = 343752480507$  – коефіцієнт П-регулятора, підібраний експериментально для забезпечення швидкої реакції системи.

2. Інерційна ланка або обмежувач потужності:

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

Затримка обрана рівною  $T_{bat} = 0.35$  с – типовий час реакції для літій-іонних акумуляторів із силовим інвертором.

3. Інтегратор заряду (SOC):

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

Ємність акумулятора встановлено на рівні  $C_{bat} = 4.644 \times 10^8$  Дж (або  $\approx 129$  КВт·год) – значення підібрано для якісної демонстрації ефекту регулювання у системі великої потужності.

Додатково реалізовано обмеження потужності акумулятора, якщо рівень SOC виходить за межі допустимого діапазону [0%, 100%]. Зокрема, видача потужності припиняється при повному заряді або повній розрядці, що запобігає фізично неможливим режимам експлуатації.

### Задача 3. Побудова паралельної та ієрархічної конфігурацій

Було змодельовано три варіанти:

1. Базовий: тільки ГТУ
2. Паралельний: акумулятор і ГТУ реагують разом

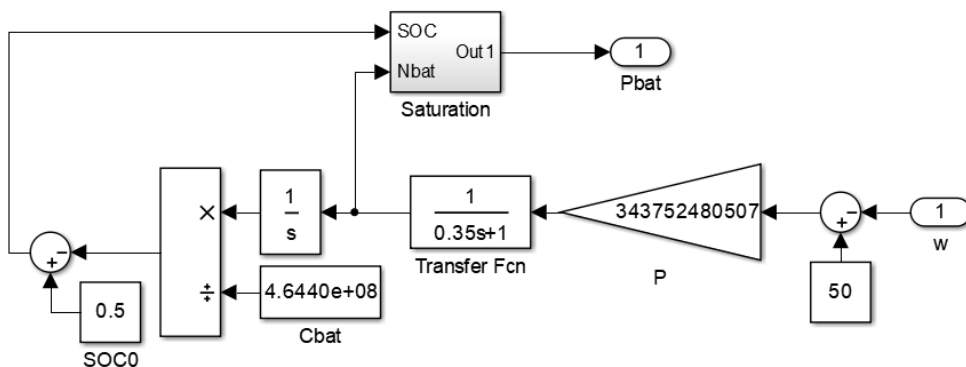


Рис. 7. Модель акумуляторної системи у Simulink

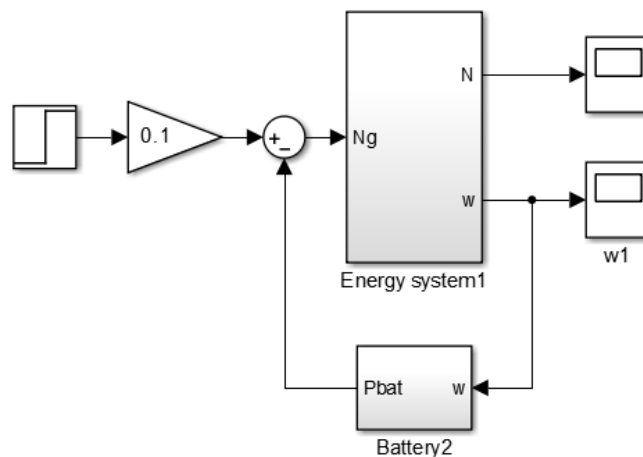


Рис. 8. Структура паралельного регулювання (ГТУ + акумулятор)

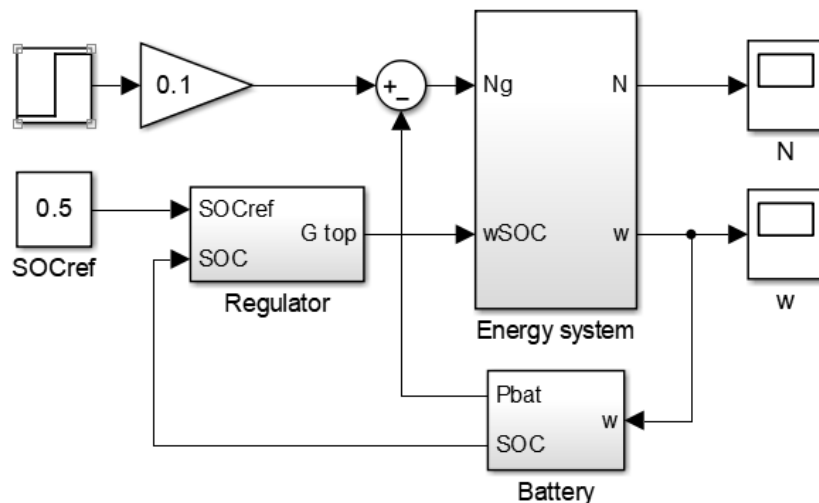


Рис. 9. Структура ієрархічного регулювання (акумулятор первинний, ГТУ вторинні)

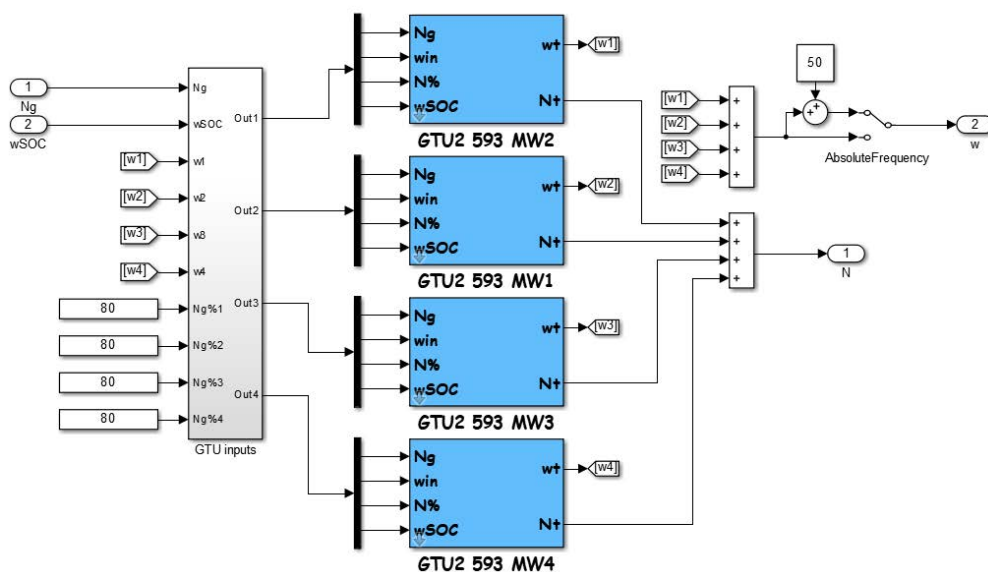


Рис. 10. Модель підсумовування кутових швидкостей і зворотного зв'язку

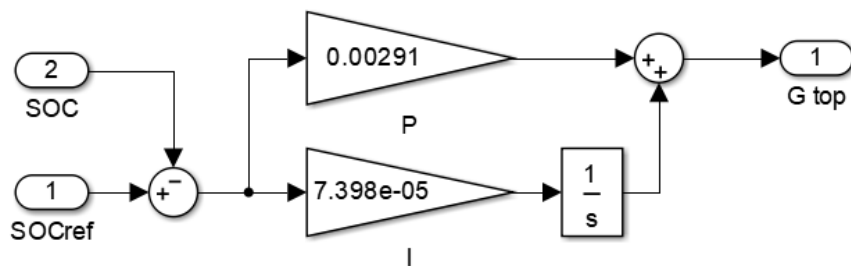


Рис. 11. Схема ПІ-регулятора відновлення SOC

3. Ієрархічний: акумулятор – первинне регулювання, ГТУ – вторинне

У всіх варіантах кутова швидкість кожної ГТУ сумується і використовується як сигнал зворотного зв'язку.

#### Задача 4. Реалізація ПІ-регулятора для відновлення заряду акумулятора

Для ієрархічної конфігурації реалізовано ПІ-регулятор, який формує додатковий сигнал:

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

Підібрані значення коефіцієнтів:

- $K_p = 0.00291$
- $K_i = 7.398 \times 10^{-5}$

Цей сигнал додається до основного регулювання частоти турбіни:

$$u_{GTU} = u_{\omega} + u_{SOC}$$

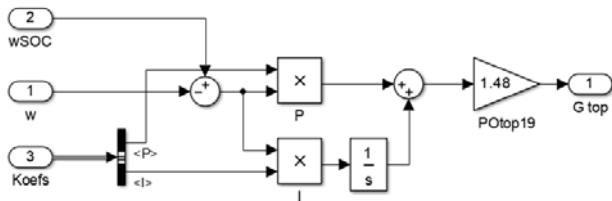


Рис. 12. Схема інтеграції додаткового сигналу до ГТУ

#### Задача 5. Проведення симуляцій і оцінка результатів

Було виконано серію симуляцій для кожної конфігурації. Оцінка якості регулювання здійснювалась за такими метриками:

- Максимальне відхилення частоти  $|\Delta\omega_{max}|$
- Час встановлення
- потужності турбін
- Максимальне відхилення SOC
- Інтегральний критерій:

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

Для усіх досліджуваних конфігурацій було виконано моделювання у середовищі Simulink.

Умови симуляції:

- Кількість ГТУ: 4
- Номінальне навантаження кожної ГТУ: 80%
- Тип збурення: одиничне збільшення навантаження на 10% сумарної потужності ГТУ
- Ієрархічне та паралельне регулювання демонструють однакову максимальну частотну девіацію ( $\sim 0.0204$  Гц), значно меншу, ніж у базовій конфігурації ( $\sim 0.0217$  Гц).
- Час стабілізації скоротився вдвічі – з 0.05 с до 0.025 с при наявності акумулятора.
- Це вказує на покращення динаміки системи при додаванні швидкодіючого регулятора (акумулятора).

У паралельній схемі акумулятор різко втрачає заряд до 29% і потім повільно стабілізується. В ієрархічній конфігурації SOC спочатку знижується, але потім регулятор SOC поступово відновлює рівень заряду до 45–50%, що і було задано як референтне значення.

Це демонструє, що у другому випадку акумулятор не лише стабілізує систему, а й не втрачає енергію назавжди.

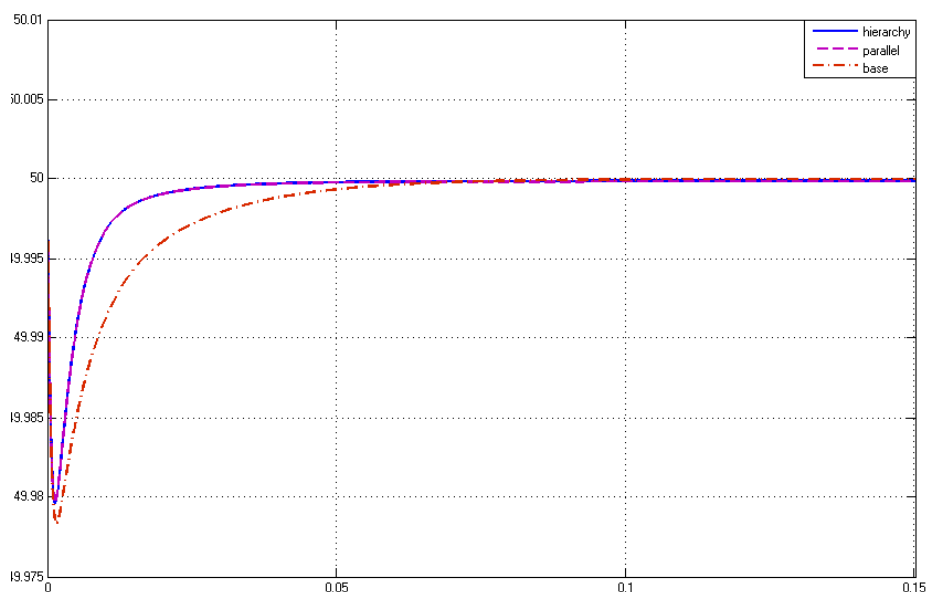


Рис. 13. Порівняння графіків частоти в трьох конфігураціях

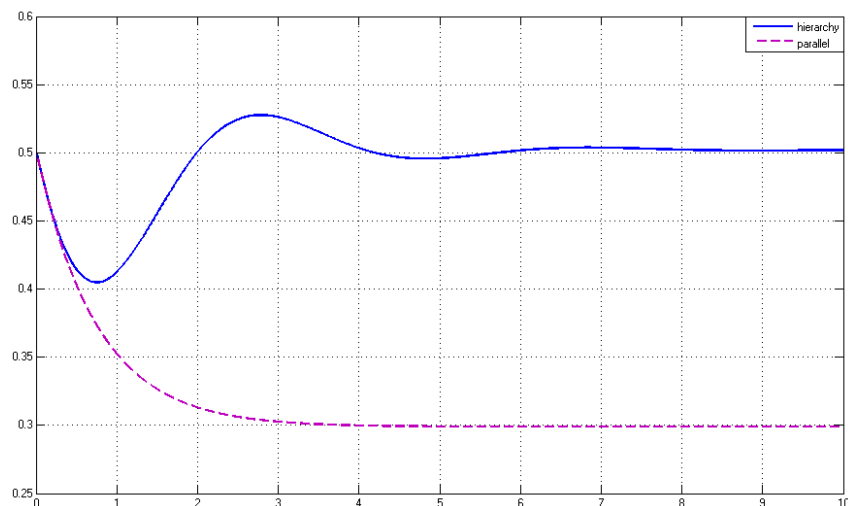


Рис. 14. Зміна рівня заряду SOC для паралельного та ієрархічного варіантів

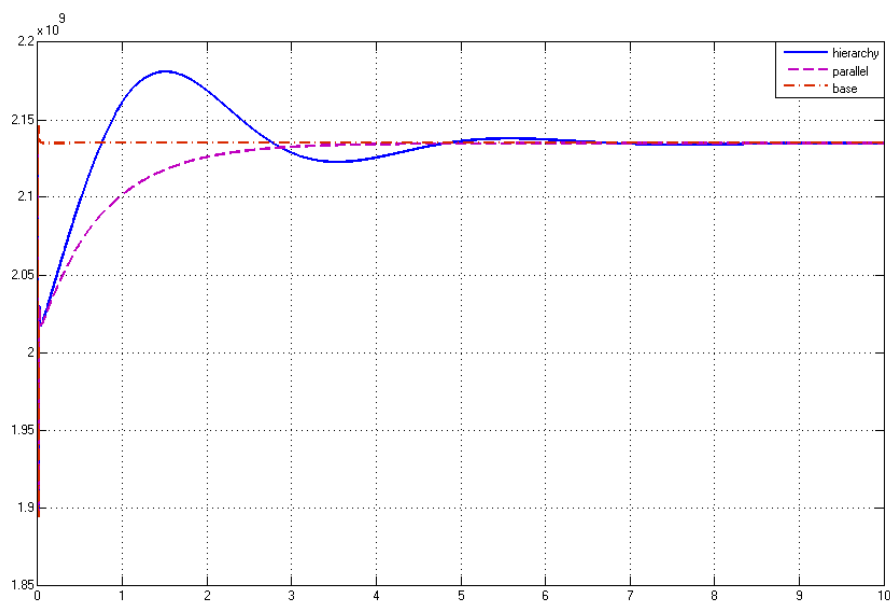


Рис. 15. Порівняльна динаміка потужності ГТУ (реакція на збурення)

– Ієрархічна схема показує виражене коливання потужності ГТУ в перші секунди, оскільки вони компенсують енергію, відібрану/віддану акумулятором.

– Базова конфігурація змінює потужність плавно, але із більшим відхиленням частоти.

– Паралельна схема працює згладжено, оскільки акумулятор і ГТУ одночасно реагують на збурення без подальшої компенсації енергії.

– Інтегральний критерій якості регулювання  $J$  показує найкращий результат в ієрархічній конфігурації – мінімальне сумарне відхилення частоти.

– Паралельна схема дає схожий результат, але має більшу втрату SOC.

– Базова система є найгіршою за всіма показниками: повільна, з великим відхиленням та без енергетичної буферизації.

Таблиця 1

| Конфігурація | $\Delta\omega$ , макс. (Гц) | Час стабілізації (с) | $\Delta SOC$ , макс. (%) | $J$ (інтеграл)   |
|--------------|-----------------------------|----------------------|--------------------------|------------------|
| Тільки ГТУ   | 0.0217                      | 0.05                 | –                        | <b>2.85e-06</b>  |
| Паралельне   | 0.0204                      | 0.025                | 20                       | <b>1.436e-06</b> |
| Ієрархічне   | <b>0.0204</b>               | <b>0.025</b>         | <b>9</b>                 | <b>1.429e-06</b> |

**Висновки.** У роботі проаналізовано три варіанти організації частотного регулювання в енергосистемі з газотурбінними установками (ГТУ): базову конфігурацію без акумулятора, паралельну конфігурацію з одночасним регулюванням з боку ГТУ та акумулятора, а також ієрархічну конфігурацію з первинним регулюванням від акумулятора та вторинним – від ГТУ.

На основі моделювання в середовищі Simulink з використанням детальної фізико-математичної моделі ГТУ та моделі акумулятора, побудованої за трирівневою структурою (регулятор, інерційна ланка, SOC-блок), отримано такі основні висновки:

1. Додавання акумуляторної ланки до системи забезпечує значне покращення динаміки регулювання частоти:

- зменшення максимального частотного відхилення з 0.0217 Гц (базова схема) до 0.0204 Гц;
- скорочення часу стабілізації частоти з 0.05 с до 0.025 с.

2. Паралельна конфігурація забезпечує ефективне демпфування частотних коливань, проте призводить до значного зниження рівня заряду акумулятора (SOC), що зменшує тривалість автономної роботи.

3. Ієрархічне керування з реалізованим PI-регулятором для відновлення SOC забезпечує:

- стабілізацію заряду поблизу референтного рівня (наприклад, 50%);
- найменший інтегральний критерій якості регулювання  $J = 1.429 \cdot 10^{-6}$ ;

– мінімальні енергетичні втрати акумулятора без шкоди для якості регулювання.

4. Реалізація фізичних обмежень SOC (0–100%) та затримки (0.35 с) робить модель ближчою до реальних систем та дозволяє адекватно оцінювати вплив динаміки накопичувача на роботу енергосистеми.

Наукова новизна дослідження:

– запропоновано та досліджено ієрархічну структуру частотного регулювання з SOC-компенсацією, яка поєднує швидкодію акумулятора з енергоємністю ГТУ;

– проведено порівняльну оцінку трьох підходів регулювання за інтегральним критерієм та часом стабілізації.

Перспективи подальших досліджень:

1. Адаптивне регулювання: дослідження можливості змінювати параметри регуляторів залежно від стану навантаження або SOC в реальному часі.

2. Прогнозне керування: розробка моделей із прогнозуванням зміни навантаження для оптимізації розподілу регулювальних зусиль між акумулятором та ГТУ.

3. Мультиагентне керування: реалізація децентралізованого підходу, де кожна ГТУ та акумулятор мають локальний регулятор та взаємодіють через цифровий обмін.

4. Врахування деградації акумулятора: впровадження механізмів обмеження глибини розряду (DoD) для продовження терміну служби накопичувачів.

### Список літератури:

1. 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>
2. 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>
3. 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>
4. 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>
5. Huang J and Yang D. Improved System Frequency Regulation Capability of a Battery Energy Storage System. *Front. Energy Res*. 2022. 10. 904430. doi: 10.3389/fenrg.2022.904430
6. 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>
7. Яворський О.В., Тарахтій О.С., Жуковський В.Р., Панін В.О. Розподіл режимів роботи газотурбінних установок як інструмент підвищення стабільності енергосистеми. *Herald of Advanced Information Technology*. 2024. Vol. 7. No. 1. P. 13–23. DOI: <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.320229>

**Yavorskyi O.V., Tarakhtii O.S. IMPACT OF PRIMARY AND SECONDARY REGULATION STRATEGIES ON THE FREQUENCY STABILITY OF A HYBRID POWER SYSTEM**

*The article is devoted to improving the efficiency of frequency regulation in power systems based on gas turbine units (GTUs) through the integration of battery energy storage systems (BESS). The relevance of the problem is determined by the inertial nature of gas turbine equipment, which significantly limits its ability to quickly respond to load fluctuations. This factor becomes especially important under conditions of increasing penetration of renewable energy sources, which leads to higher dynamic loads and frequency instability in power systems. A simulation model in the Simulink environment was developed, which makes it possible to compare three configurations of frequency regulation: (1) regulation performed solely by GTUs without the use of BESS; (2) parallel regulation involving both GTUs and BESS; (3) combined regulation, in which BESS act as the primary regulator and GTUs as the secondary one, with further battery state of charge (SOC) recovery controlled by a PI regulator. In the battery model, power limitation was implemented in case the SOC went beyond the 0–100% range, an inertial block with a 0.35 s delay corresponding to typical values for lithium-ion batteries with an inverter, and a P-controller with a gain of 343752480507 for frequency regulation. The battery capacity was defined as  $4.644 \times 10^8$  J, ensuring the ability to compensate short-term frequency fluctuations effectively. The SOC recovery process was carried out by a PI regulator with coefficients  $K_p = 0.00291$  and  $K_i = 7.398e-05$ . During the simulations, the nominal power of the gas turbine units was maintained at 80%, which allowed evaluating realistic operating conditions of the power system. The simulation results revealed that the application of batteries as primary regulators makes it possible to significantly reduce the amplitude of frequency deviations and the integral quality index of regulation. It was found that such an approach ensures faster restoration of steady-state operation and reduces the load on GTUs, which, due to their inertial nature, have a slower reaction time. It was determined that combined regulation is a promising direction for the development of modern hybrid power systems that integrate both conventional and renewable energy sources.*

**Key words:** frequency regulation, gas turbine unit, battery, SOC, inertia, power system, PI controller.

Дата надходження статті: 03.09.2025

Дата прийняття статті: 19.09.2025

Опубліковано: 16.12.2025