

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**Західноукраїнський національний університет**  
**Факультет комп'ютерних інформаційних технологій**  
**Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем**

**ДМИТРУСЬ Володимир Любомирович**

**Автоматизована система управління газотурбінним генератором малої потужності / Automated control system of a low-power gas turbine generator**

спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка  
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Кваліфікаційна робота

Виконав студент групи АКІТм - 21  
В.Л Дмитрусь

---

Науковий керівник  
д.т.н., професор Я.М. Николайчук

---

Кваліфікаційну роботу допущено до захисту:

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ А.І.Сегін

**ТЕРНОПІЛЬ – 2025**

Західноукраїнський національний університет  
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій  
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем  
Освітній ступінь "магістр"  
спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та  
робототехніка  
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані  
технології

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри СКС

\_\_\_\_\_ А.І.Сегін  
" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**  
**ДМИТРУСЬ Володимир Любомирович**

(прізвище, ім'я по-батькові)

**1. Тема кваліфікаційної роботи**

\_\_\_\_\_ Автоматизована система управління газотурбінним генератором малої  
потужності / Automated control system of a low-power gas turbine generator. \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ керівник роботи \_\_\_\_\_ д.т.н., професор Я.М.Николайчук  
\_\_\_\_\_ затверджені наказом по університету від 28 листопада 2024 р. № 938 \_\_\_\_\_

**2. Строк подання студентом закінченої кваліфікаційної роботи**

01 грудня 2025р.

**3. Вихідні дані до кваліфікаційної роботи:**

- \_\_\_\_\_ 1. Типи та принцип дії енергетичних установок. \_\_\_\_\_
- \_\_\_\_\_ 2. Будова газотурбінного генератора малої потужності. \_\_\_\_\_
- \_\_\_\_\_ 3. Технологічний процес виробництва електроенергії. \_\_\_\_\_
- \_\_\_\_\_ 4. Параметри роботи газотурбінного генератора. \_\_\_\_\_

**4. Основні питання, які потрібно розробити**

- \_\_\_\_\_ 1. Дослідження газотурбінного генератора як об'єкта автоматизації. \_\_\_\_\_
- \_\_\_\_\_ 2. Обґрунтування вибору компонентів та проектування автоматизованої  
системи управління. \_\_\_\_\_
- \_\_\_\_\_ 3. Розробка та моделювання системи автоматичного керування газотурбінним  
генератором. \_\_\_\_\_

**5. Перелік графічного матеріалу у роботі**

- \_\_\_\_\_ 1. Архітектура автоматизованої системи управління. \_\_\_\_\_
- \_\_\_\_\_ 2. Структура АСУ ГТГ малої потужності. \_\_\_\_\_
- \_\_\_\_\_ 3. Структурна схема системи автоматичного керування. \_\_\_\_\_

## 6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1	Я.М.Николайчук д.т.н., професор, професор кафедри СКС		
2	Я.М.Николайчук д.т.н., професор, професор кафедри СКС		
3	Я.М.Николайчук д.т.н., професор, професор кафедри СКС		

7. Дата видачі завдання 12 грудня 2024р.

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назви етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Дослідження гатотурбінного генератора як об'єкта автоматизації	12.2024р. – 02.2025р.	
2	Обґрунтування вибору компонентів та проектування автоматизованої системи управління	03.2025р. – 06.2025р.	
3	Розробка та моделювання системи автоматичного керування газотурбінним генератором	07.2025р. – 11.2025р.	

Студент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

В.Л. Дмитрусь

Керівник роботи

\_\_\_\_\_  
(підпис) д.т.н., професор Я.М. Николайчук

## АНОТАЦІЯ

Дмитрусь В.Л. Автоматизована система управління газотурбінним генератором малої потужності. – Рукопис.

Дослідження на здобуття освітнього ступеня «магістр» за спеціальністю спеціальність: 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка», освітньо-професійна програма. – Західноукраїнський національний університет, Тернопіль, 2025.

У роботі досліджено будову та принцип дії газотурбінного генератора малої потужності, а також технологічний процес виробництва електроенергії. Проаналізовано технічні засоби автоматизації та визначено основні параметри, що підлягають контролю і регулюванню. Спроектовано автоматизовану систему управління газотурбінним генератором, що забезпечує підвищення точності та стабільності управління. Проведено моделювання та оптимізацію параметрів системи автоматичного регулювання частоти обертання ротора за інтегральними критеріями якості.

## ANNOTATION

Dmytrus V.L. Automated control system of a low-power gas turbine generator. - Manuscript.

Doctoral studies for the education level «Master» with the title 174 «Automation, computer-integrated technologies and robotics». – West Ukrainian National University, Ternopil, 2025.

The thesis investigates the structure and operating principles of a low-power gas turbine generator and the technological process of electricity generation. The technical means of automation are analyzed, and the main parameters subject to monitoring and control are identified. An automated control system for the gas turbine generator is designed to improve the accuracy and stability of control. Modeling and optimization of the automatic control system parameters for rotor speed regulation have been carried out using integral quality criteria.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ .....	5
ВСТУП .....	6
1. ДОСЛІДЖЕННЯ ГАТОТУРБІННОГО ГЕНЕРАТОРА ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	9
1.1 Види енергетичних установок у складі енергетичного комплексу.....	9
1.2 Типи газотурбінних електроустановок та їх особливості.....	11
1.3 Будова та принцип роботи газотурбінного генератора.....	17
1.4 Технологічний процес виробництва електроенергії.....	19
1.5 Параметри контролю та регулювання.....	22
2. ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ КОМПОНЕНТІВ ТА ПРОЄКТУВАННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ.....	24
2.1 Аналіз технічних засобів автоматизації газотурбінного генератора.....	24
2.1.1 Вимірювальні пристрої та сигналізатори.....	24
2.1.2 Виконавчі механізми.....	27
2.1.3 Контролери та системи керування.....	29
2.2 Проєктування архітектури автоматизованої системи управління.....	31
2.3 Функції автоматизованої системи управління газотурбінним генератором.....	34
2.4 Структурна схема системи автоматизації.....	37
3. РОЗРОБКА ТА МОДКЛЮВАННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ГАЗОТУРБІННИМ ГЕНЕРАТОРОМ.....	44
3.1 Структурна схема системи автоматичного керування.....	44
3.2 Математична модель газотурбінного генератора.....	46
3.3 Дослідження динаміки процесу при зміні параметрів.....	49
3.4 Оптимізація параметрів системи автоматичного керування.....	54
ВИСНОВКИ.....	57
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	58
ДОДАТОК А Копії публікацій.....	62

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АРМ - автоматизоване робоче місце;
- АСУ - автоматизована система управління;
- ВМ - виконавчий механізм;
- ВП - вимірювальний пристрій;
- ГПС - газопоршневі електростанції;
- ГТГ - газотурбінний генератор;
- ГТЕС - газотурбінні електростанції;
- ГТУ - газотурбінні установки
- ЕУ - енергетична установка;
- ККД - коефіцієнт корисної дії;
- ОК - об'єкт керування;
- ПЛК - програмований логічний контролер;
- САК - система автоматичного керування;
- ТЗА - технічні засоби автоматизації;
- ТП - технологічний процес.

## ВСТУП

В умовах зростання енергетичних потреб, децентралізації енергосистем та підвищених вимог до надійності електропостачання особливої актуальності набуває використання автономних джерел енергії, здатних забезпечити безперервну роботу критично важливих об'єктів промисловості, транспорту та інфраструктури. Одним із найефективніших рішень є газотурбінні електроустановки (ГТУ), які перетворюють хімічну енергію палива в механічну та електричну енергію за допомогою процесу згоряння газу в турбіні [1-4].

В енергетичній системі окрему нішу займають газотурбінні генератори (ГТГ), які відіграють важливу роль у забезпеченні енергонезалежності та стійкості енергосистеми, зокрема в періоди пікових навантажень або аварійних відключень [5-9]. Такі установки вирізняються компактністю, швидкодією, високою ефективністю та можливістю роботи на різних видах палива. Стабільність і ефективність їх роботи значною мірою визначається рівнем автоматизації процесів керування, зокрема паливоподачею, температурним режимом, тиском у камері згоряння та частотою обертання ротора. Недостатній рівень автоматизації призводить до погіршення енергетичних характеристик, зниження ресурсу обладнання та підвищення ризику аварійних ситуацій. Розроблення та дослідження автоматизованих систем управління (АСУ) ГТГ сприяє підвищенню енергоефективності, надійності й автономності сучасних енергетичних комплексів, що має важливе значення для зміцнення енергетичної безпеки України.

**Мета і завдання дослідження.** Метою роботи є дослідження та розробка АСУ ГТГ малої потужності, що забезпечить стабільне регулювання основних технологічних параметрів з метою підвищення ефективності, надійності та автономності роботи енергетичної установки.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання:

- дослідити принципи роботи та структуру газотурбінних

енергетичних установок малої потужності

- визначити основні параметри, що підлягають контролю та регулюванню;
- проаналізувати апаратні компоненти системи автоматизації;
- виконати проєктування архітектури САУ ГТГ;
- синтезувати систему автоматичного керування з використанням ПІ-регулятора;
- виконати моделювання та оптимізацію параметрів регулювання для забезпечення стійкості та мінімізації похибки.

**Об’єкт дослідження** - процес виробництва електроенергії в газотурбінному генераторі малої потужності.

**Предмет дослідження** - шляхи автоматизації керування параметрами паливоподачі, температури, тиску та частоти обертання ротора ГТГ.

**Методи досліджень:** аналітичні методи для побудови математичної моделі динаміки об’єкта керування; методи теорії автоматичного керування для аналізу стійкості, перехідних процесів і синтезу регуляторів, метод моделювання для дослідження поведінки системи при різних збуреннях і змінах параметрів; методи оптимізації параметрів регуляторів для досягнення мінімальної похибки керування.

**Наукова новизна отриманих результатів** Запропоновано модель АСУ ГТГ малої потужності, у якій динаміка об’єкта описується послідовним з’єднанням інерційних ланок камери згоряння, турбіни та приводу генератора з урахуванням затримки паливоподачі. Реалізовано підхід до налаштування регулятора, який дозволяє аналітично визначати параметри з урахуванням інерційних властивостей об’єкта.

**Практичне значення отриманих результатів.** Розроблені рекомендації щодо вибору параметрів регуляторів і технічних засобів автоматизації можуть бути впроваджені у промислові системи керування мікро- та міні-ТЕС, що працюють на природному або попутному газі.

## **Публікації та апробація кваліфікаційної роботи.**

1. Більчук С., Кобеля М., Дмитрусь В. Автоматизована система керування фізичних параметрів середовища для різних типів об'єктів.- Збірник матеріалів всеукраїнської науково-практичної конференції «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» (АКІТ-2025), Тернопіль, 2025, с. 18-22.

2. Дмитрусь В., Давлетов Р. Автоматизована система управління автономною енергетичною установкою.- Збірник матеріалів науково-практичного симпозиуму «Технології Інтернету речей: системи та рішення» (ТІР:СТ - 2025), Тернопіль, 2025. –с. 27-30.

# 1. ДОСЛІДЖЕННЯ ГАТОТУРБІННОГО ГЕНЕРАТОРА ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ

## 1.1 Види енергетичних установок у складі енергетичного комплексу

Енергетичний комплекс - це сукупність взаємопов'язаних установок, обладнання, споруд інженерних систем та систем автоматизації, які забезпечують виробництво, перетворення, транспортування й розподіл енергії. До його складу можуть входити котельні, підстанції, системи теплопостачання, компресорні станції та допоміжні технологічні вузли. Основним його завданням є створення єдиного енергетичного середовища для забезпечення безперебійного енергопостачання технологічних процесів (ТП), об'єктів інфраструктури та споживачів різного рівня - від промислових підприємств або виробничих майданчиків до житлових і адміністративних будівель.

У складі енергетичного комплексу важливе місце займають енергетичні установки (ЕУ) - технічні системи, що безпосередньо перетворюють один вид енергії в інший. Серед ЕУ вирізняють різні типи, які поділяються за рядом характеристик, зокрема за принципом дії, потужністю, видом палива, призначенням та іншими. Кожен тип має свої особливості конструкції, режими роботи, сфери застосування та умовами експлуатації [1-10].

За потужністю ЕУ поділяють на три основні групи:

- великої потужності (понад 10 МВт) - застосовуються на теплових, атомних та гідроелектростанціях для забезпечення базового навантаження енергосистем;
- середньої потужності (від 1 до 10 МВт) - використовуються у промислових і когенераційних комплексах, а також на підприємствах із власними джерелами енергозабезпечення;
- малої потужності (до 1 МВт) - призначені для автономного, резервного або локального електропостачання окремих об'єктів і споживачів.

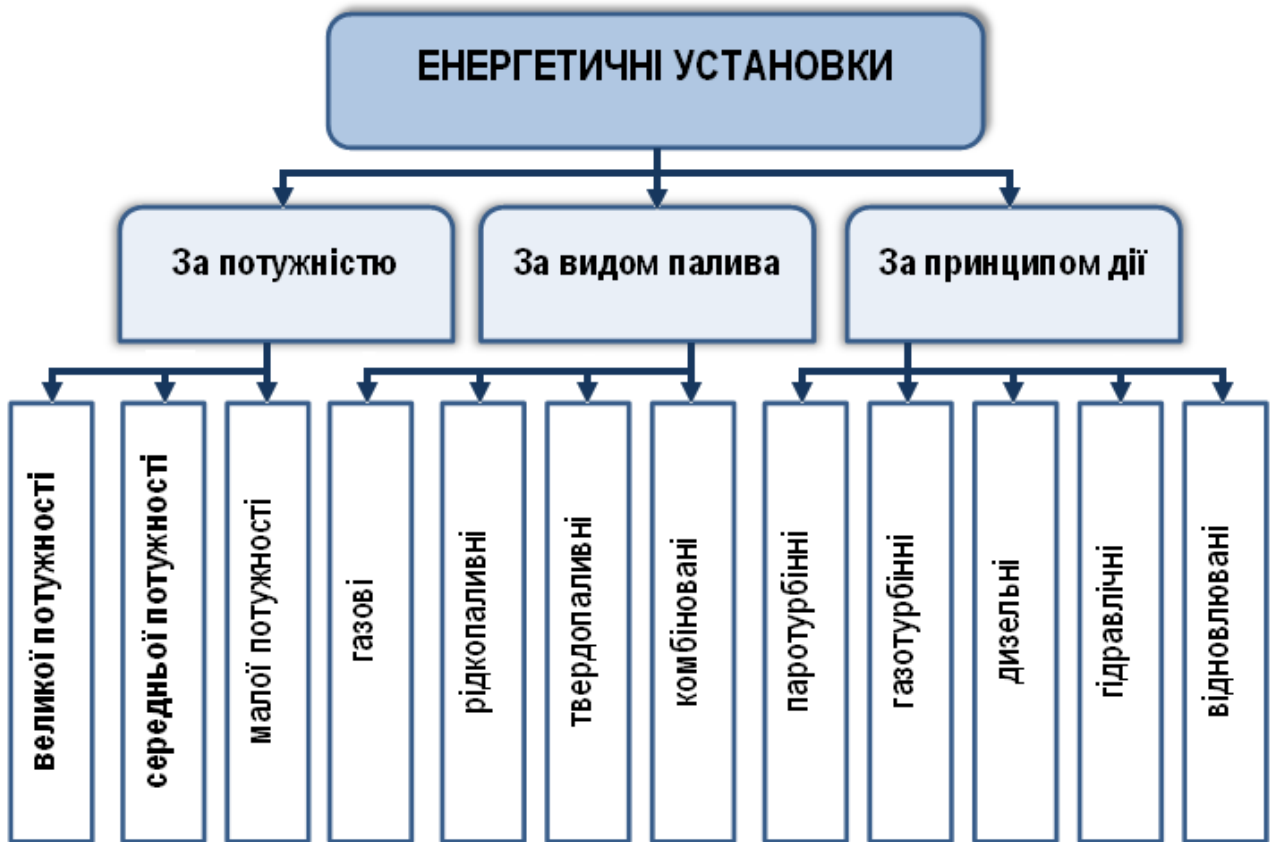


Рисунок 1.1 – Класифікація ЕУ

За видом первинного енергоносія розрізняють газові, рідкопаливні, твердопаливні та комбіновані ЕУ. Газопаливні установки можуть використовувати природний, зріджений нафтовий або технологічний газ, зокрема це можуть бути газотурбінні установки (ГТУ), газопоршневі генератори, когенераційні газові модулі. Рідкопаливні - дизельне паливо, бензин, мазут або інші дистилятні фракції. Прикладами таких ЕУ є дизельні електростанції, генератори з двигунами внутрішнього згорання, газотурбіни з рідкопаливними форсунками. Твердопаливні установки споживають вугілля, торф, деревину, пелети, біомасу чи відходи. За таким видом палива реалізовані парові котельні, теплоелектростанції (ТЕС) на вугіллі, біоенергетичні установки тощо. Комбіновані або гібридні ЕУ можуть працювати на кількох видах палива залежно від наявності чи вартості енергоносія. Наприклад газ/бензин, ГТУ з можливістю переходу на дизель, гібридні когенераційні системи. Окремим

видом ЕУ є станції з використанням відновлюваних джерел енергії. Вони використовують енергію сонця, вітру, води, геотермальних джерел або біомаси. Це можуть бути сонячні електростанції, вітрові електростанції, гідроелектростанції, біогазові установки.

За принципом дії найбільшого поширення набули ЕУ паротурбінні, газотурбінні, дизельні, гідравлічні та відновлювані.

Паротурбінні ЕУ використовують теплову енергію пари, що утворюється при згорянні палива в котлі. Вони забезпечують стабільну генерацію електроенергії, однак характеризуються значною інерційністю, тривалим запуском і потребують складної інфраструктури (котельні, паропроводи, конденсатори). Такі системи доцільно застосовувати для тривалої базової роботи великих електростанцій.

ГТУ ґрунтуються на перетворенні хімічної енергії газоподібного палива безпосередньо в механічну енергію обертання вала турбіни, що надалі використовується для приводу електрогенератора. Робота таких установок базується на циклі Брайтона, який включає процеси стиснення повітря, згорання паливно-повітряної суміші в камері згорання та розширення гарячих газів у турбіні.

Дизельні - відзначаються простотою конструкції, мобільністю й можливістю швидкого запуску, проте мають низький коефіцієнт корисної дії (ККД), високі витрати палива та суттєві викиди шкідливих речовин. Їх зазвичай використовують як резервні або аварійні джерела електропостачання.

Гідроелектричні ЕУ перетворюють енергію потоку води на механічну та електричну. Вони, так як і відновлювальні ЕУ, набувають поширення завдяки екологічності. Проте їх застосування обмежене складністю будівництва гідропоруд та залежністю від погодних умов. Оскільки такі ЕУ характеризуються змінною потужністю то виникає необхідність у їх поєднанні з резервними джерелами енергії.

Серед них найбільш технологічно досконалыми є ГТУ, які

характеризуються технологічною універсальністю. На відміну від дизельних чи парових установок, газотурбінні - характеризуються швидким запуском, меншими експлуатаційними витратами, низьким рівнем шкідливих викидів і високим ККД при повному навантаженні.

## 1.2 Типи газотурбінних електроустановок та їх особливості

ГТУ поєднують високу ефективність, швидкодію, компактність і можливість роботи на різних видах палива - природному газі, зрідженому нафтовому газі або легких рідких фракціях. Ці властивості роблять їх оптимальним рішенням для сучасних автономних енергетичних систем, промислових підприємств і об'єктів критичної інфраструктури, де важливі надійність і стабільність електропостачання. Вони широко застосовуються у складі газотурбінних електростанцій (ГТЕС), які перетворюють хімічну енергію палива спочатку в механічну, а потім в електричну енергію [1–3].

Хоча газові турбіни відомі вже тривалий час, лише в останні десятиліття вони почали активно застосовуватись у паливно-енергетичному комплексі завдяки розвитку технологій автоматизованого керування, вдосконаленню їх конструкцій та підвищенню ККД. Сучасні ГТЕС мають потенціал стати основою розвитку енергетичної інфраструктури, забезпечуючи надійне, економічне та екологічно безпечне виробництво електроенергії.

Впровадження ГТУ є актуальним напрямом розвитку сучасної енергетики, оскільки вони поєднують високу маневровість, короткий час запуску та зупинки, високий ККД й можливість інтеграції у розподілені енергетичні системи. Використання газових турбін не потребує великих обсягів будівельно-монтажних робіт. Вони у кілька разів легші за парові турбіни й займають значно менше місця, оскільки не потребують громіздкого парового обладнання, котлів, насосів тощо. Крім того, процес їх роботи може бути автоматизований, що зменшує потребу в обслуговуючому персоналі та

підвищує надійність їх експлуатації.

У більшості випадків як паливо для ГТУ використовується природний газ або легкі дистильовані палива, наприклад, дизельне паливо. Це дозволяє підтримувати стабільну роботу установок навіть у районах, де відсутня розгалужена газопровідна інфраструктура. Проте використання газоподібного палива, такого як природний або технологічний газ, сприяє зменшенню експлуатаційних витрат порівняно з рідким паливом, а також зниженню рівня технічного обслуговування та шкідливих викидів.

Процес виробництва електроенергії відбувається за таким принципом:

- паливний газ надходить у камеру згоряння, де змішується з повітрям, яке подається компресором;
- у результаті згоряння утворюються високотемпературні гази, які під великим тиском обертають турбіну, створюючи механічну енергію обертання;
- турбіна, у свою чергу, приводить у дію електрогенератор, який з'єднаний з валом турбіни, та перетворює механічну енергію обертання на електричну, що використовується для живлення технологічних систем і споживачів;
- частина тепла від відпрацьованих газів може бути використана у системі теплообміну для обігріву технологічних або побутових об'єктів, що робить систему когенераційною - тобто такою, що виробляє одночасно електроенергію й тепло.

На рисунку 1.2 наведено приклад когенераційної ЕУ [7].

В умовах зростання енергетичних потреб і загроз для стабільності електропостачання особливої ваги набувають автономні ЕУ, здатні функціонувати незалежно від централізованих енергомереж. Їх основу становлять ГТЕС, які забезпечують ефективне виробництво електроенергії та тепла шляхом використання газового палива.



Рисунок 1.2 – Зовнішній вигляд когенераційної установки

Прикладом практичного застосування є ГТЕС в місті Ірпінь [5], що використовується як автономне джерело живлення для об'єктів критичної інфраструктури (рисунок 1.3). Така ЕУ працює використовуючи природний газ, що дозволяє зменшити собівартість виробленої електроенергії порівняно з дизельними генераторами. Її робота демонструє ефективність газотурбінних технологій у забезпеченні стабільного енергопостачання в умовах обмеженого доступу до централізованих мереж.



Рисунок 1.3 – Зовнішній вигляд ГТЕС

У промислових умовах застосовуються подібні ЕУ, що можуть працювати на супутньому нафтовому газі - побічному продукті видобутку нафти [6]. Спалювання його в турбінах дає змогу не лише виробляти електроенергію, а й утилізувати відходи виробництва, знижуючи рівень забруднення довкілля.

На практиці ЕУ такого типу широко впроваджуються на родовищах нафти й газу, нафтопереробних підприємствах, у хімічній та металургійній промисловості, а також у віддалених районах, не підключених до централізованих енергомереж (рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 - Промислова газотурбінна установка

Промислові ГТЕС, як правило, застосовуються для забезпечення енергопостачання промислових споживачів, серед яких компресорні станції, насосні агрегати, вузли підготовки газу, системи автоматизації та контролю, а також адміністративні будівлі, лабораторії й інші допоміжні об'єкти.

Поряд із ГТЕС активно розвиваються газопоршневі електростанції (ГПС), які також є прикладом ефективного використання газового палива в автономних енергетичних системах (рисунок 1.5) [10].

ГПС працюють за принципом внутрішнього згоряння, коли паливна суміш з повітрям згорає в циліндрах двигуна, приводячи в дію колінчастий вал, який обертає електрогенератор. Теплова енергія відпрацьованих газів може бути використана для опалення або виробництва холоду - тобто система може працювати в режимі когенерації чи тригенерації.

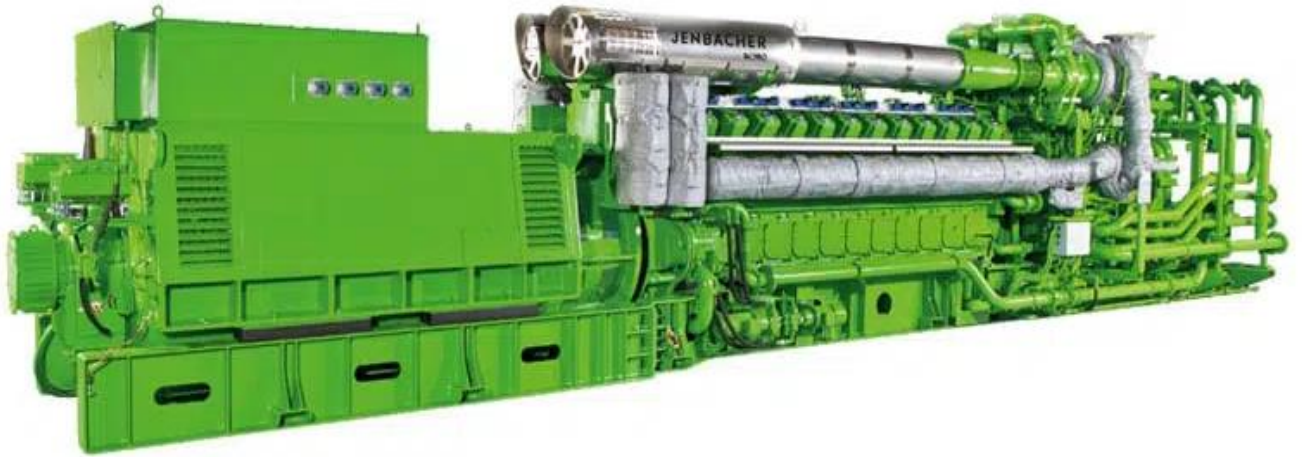


Рисунок 1.5 – Приклад газопоршневої електростанції

Розглянуті ЕУ є автономними когенераційними системами, які перетворюють побічні продукти виробництва або газ у корисну енергію. Це забезпечує стабільну роботу промислових об'єктів, підвищує енергоефективність виробництва та знижує екологічне навантаження на довкілля. У разі надлишку електричної потужності установки можуть передавати енергію до зовнішньої мережі через підстанцію 10/35 кВ.

ЕУ є центральним елементом енергетичного комплексу, що поєднують технологічну ефективність, економічну доцільність і екологічну безпечність. Їх застосування сприяє формуванню автономних систем енергопостачання, Здатних забезпечити стабільну роботу промислових і інфраструктурних об'єктів навіть за умов обмеженого доступу до централізованих джерел енергії.

ГТЕС є основними елементами енергетичних комплексів, що застосовуються у промисловості, комунальній енергетиці, а також як резервні джерела живлення об'єктів критичної інфраструктури. Сучасні ГТЕС можуть працювати як у когенераційному, так і в тригенераційному режимах, забезпечуючи виробництво електроенергії, тепла й холоду одночасно. На відміну від традиційних парових турбін, газові турбіни мають значно меншу масу, не потребують громіздких котлів і насосів, характеризуються швидким запуском і можливістю роботи в автоматичному режимі.

На основі принципів, реалізованих у промислових ГТЕС, створюються компактні модульні установки малої потужності - газотурбінні генератори (ГТГ), які виконують аналогічні функції в автономному форматі

### 1.3 Будова та принцип роботи газотурбінного генератора

ГТГ є комплексною ЕУ, що складається з взаємопов'язаних вузлів, які забезпечують послідовне перетворення енергії (рисунок 1.6) [11-14]. Основними складовими частинами є компресор (1), який стискає повітря до необхідного тиску, регенератор (2), камера згоряння (3), газова турбіна (4) приводить у дію вал електрогенератор, генератор змінного струму (5), який перетворює механічну енергію в електричну та пусковий двигун (6) забезпечує запуск і розгін турбіни, фільтр (7), трансформатор (8), автоматичні вимикачі (9).

Також до складу ГТГ входять системи пуску та подачі палива, що забезпечують регулювання витрат природного газу, система охолодження дозволяє підтримувати температурний режим роботи агрегату, блок автоматики – контролює параметри роботи та забезпечує захист від аварійних режимів.

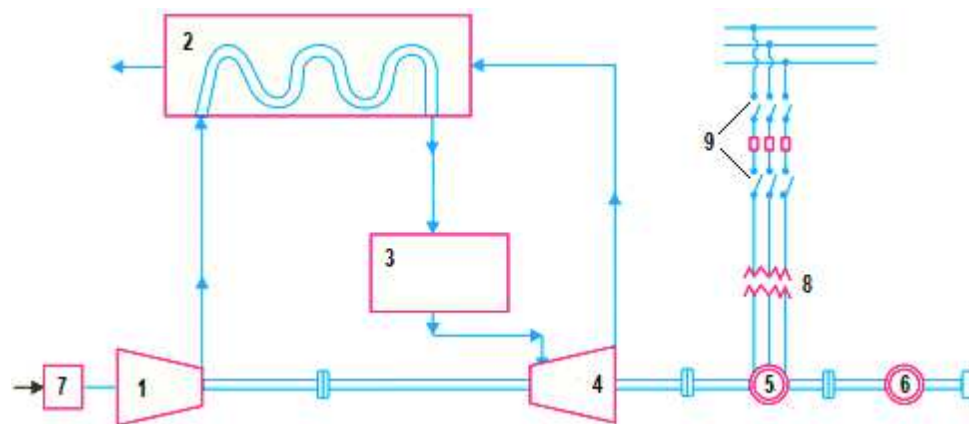


Рисунок 1.6 – Схема ГТГ

Компресор, який застосовується у газотурбінних установках, зазвичай має роторний (осьовий або відцентровий) тип. Повітря атмосферного тиску всмоктується через повітряний фільтр, що очищує його від пилу та механічних

домішок.

Обертіві лопаті компресора нагнітають повітря між нерухомими напрямними лопатками, унаслідок чого тиск і температура повітря зростають. На виході компресора утворюється потік повітря під високим тиском, який далі подається до регенератора.

Регенератор - це теплообмінний пристрій, призначений для рекуперації тепла з вихлопних газів турбіни. Перед потраплянням в атмосферу гарячі гази проходять через трубний блок регенератора, віддаючи частину тепла стисненому повітрю, що рухається назустріч у трубках.

У результаті цього попередньо нагріте повітря подається до камери згоряння, що зменшує витрату палива і підвищує загальний ККД установки.

Стиснене повітря від компресора надходить до камери згоряння, де змішується з паливом, що впорскується через форсунки під високим тиском. Після займання утворюється потік гарячих газів, температура якого може досягати 1400–1500 °С.

Потім продукти згоряння охолоджуються до 700–800 °С і спрямовуються до турбіни. Камера згоряння забезпечує стабільне згоряння суміші та рівномірний розподіл температури по потоку, що необхідно для безпечної роботи турбіни.

Газова турбіна сприймає енергію гарячих газів, що розширюються, та перетворює її на механічну енергію обертання вала. Потік газів, проходячи через лопатки турбіни, виконує роботу, обертаючи ротор, який з'єднано з компресором і генератором.

Температура відпрацьованих газів на виході з турбіни становить близько 350–400°С, після чого вони можуть бути використані для нагріву в регенераторі або викидаються в атмосферу.

Газова турбіна з'єднана з генератором змінного струму (альтернатором), який перетворює механічну енергію обертання вала на електричну енергію.

Вихідна напруга генератора подається на шинопровід через

трансформатор, автоматичні вимикачі та ізолятори. Для підвищення стабільності роботи передбачено систему автоматичного регулювання частоти та напруги.

Перед запуском газотурбінної установки необхідно розкрутити компресор до мінімально допустимої швидкості. Для цього використовується пусковий електродвигун, встановлений на тому ж валу, що й турбіна. Пусковий двигун живиться від акумуляторної батареї або зовнішнього джерела електроенергії. Після виходу установки на робочий режим частина потужності турбіни приводить у дію компресор, і потреба в пусковому двигуні зникає.

ГТГ працює в автоматичному режимі. Після запуску електростартером компресор подає повітря в камеру згоряння, де воно змішується з паливом. Після займання суміші потік газів обертає турбіну, з'єднану з валом генератора. Система автоматики регулює подачу палива відповідно до навантаження, забезпечуючи стабільну частоту обертання і вихідну напругу.

Переваги ГТГ малої потужності:

- висока ефективність при мінімальних розмірах;
- швидкий запуск і можливість частих циклів вмикання/вимикання;
- повна автоматизація технологічного процесу;
- низький рівень шуму та вібрації;
- можливість використання як основного або резервного джерела

живлення.

#### 1.4 Технологічний процес виробництва електроенергії

На рисунку 1.7 наведена принципова схема ГТЕС. Їх основне призначення полягає у забезпеченні електропостачання споживачів, а також для утилізації супутнього нафтового газу. В таких випадках, комплекс обладнання розташовується на виробничій ділянці, де функціонують технологічні об'єкти підготовки та переробки супутнього газу [3, 14, 15].

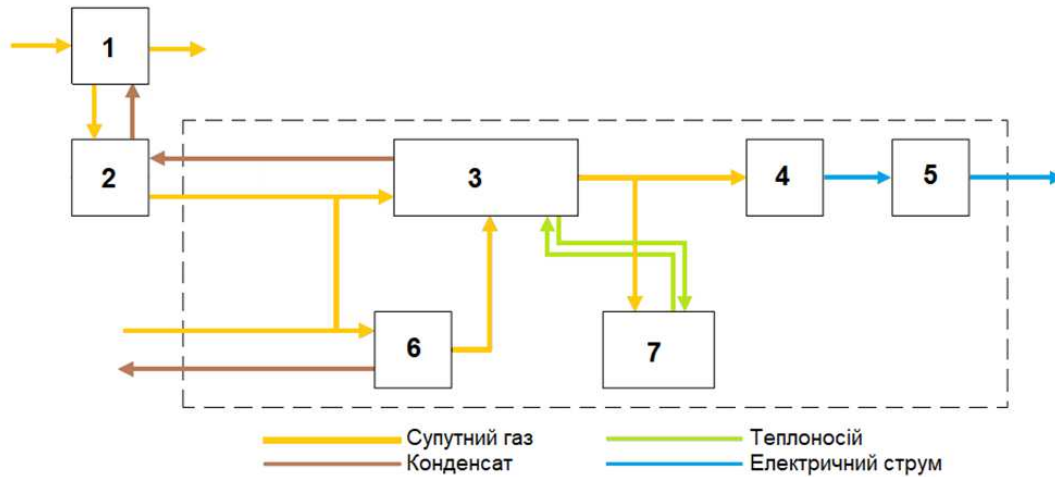


Рисунок 1.7 – Технологічна схема ГТЕС

Технологічний процес включає етапи підготовки, подачі та використання паливного газу в ТТЕС. Газ із магістрального газопроводу надходить у вузол врізання (1), де здійснюється первинне відбирання потоку газу для потреб ГТЕС. Далі він подається до вузла засувки (2), який забезпечує можливість оперативного відключення подачі в разі аварійної ситуації або проведення технічного обслуговування. На цьому етапі також відбувається видалення частини конденсату.

Із вузла засувки газ потрапляє до вузла підготовки газу (3). Тут він проходить процес очищення від механічних домішок, осушення, а також підігріву до необхідної температури. Для підігріву використовується етиленгліколь, який надходить із котельні (7) у теплообмінники вузла підготовки газу.

Підготовлений, осушений і підігрітий газ подається до енергетичної установки (4), де відбувається його спалювання в камері згоряння. Отримана теплова енергія перетворюється на механічну, а далі - на електричну енергію за допомогою турбогенератора. Вироблена електроенергія передається на трансформаторну підстанцію (5) для подальшого розподілу споживачам. Частина газу спрямовується до компресорної станції (6), де здійснюється його стискання та подача в інші технологічні контури. Котельня (7) забезпечує

циркуляцію теплоносія - етиленгліколю, який використовується для обігріву вузла підготовки газу, а також може подаватися на інші об'єкти комплексу для підтримання температурних режимів.

Комплекс обладнання забезпечує відбір газу з магістрального газопроводу, його транспортування до ЕУ, підігрів газу вище точки роси, його осушення та підвищення тиску, а також повернення конденсату в технологічний цикл. Вузол підготовки газу (3) є ключовим елементом системи, оскільки саме він забезпечує якість паливного газу, необхідну для стабільної роботи турбіни.

Система автоматизації ГТЕС забезпечує безперервне постачання газу, підтримує необхідний тиск і температуру, а також здійснює аварійне скидання газу у факельну систему у разі порушень герметичності чи перевищення тиску, тепlopостачання об'єктів та виробництво електроенергії для підстанції 10/35 кВ. Отримана в процесі електроенергії використовується для власних потреб комплексу або передається у зовнішню енергомережу, а теплова енергія - для обігріву технологічних об'єктів, що підвищує загальну енергоефективність установки.

Описаний ТП виробництва ГТЕС демонструє послідовність операцій з підготовки, транспортування, очищення, осушення та спалювання паливного газу з подальшим перетворенням теплової енергії на електричну. Аналогічні принципи реалізовані і в ГТГ малої потужності, проте їх конструкція має спрощений характер і орієнтована на автономну або локальну генерацію електроенергії.

На рисунку 1.8 наведено технологічну схему підготовки газу та виробництва електроенергії в газотурбінному генераторі малої потужності [1-3]. Як видно зі схеми, технологічна послідовність зберігається - очищення, осушення, підігрів і стабілізація тиску палива здійснюються аналогічно до процесів у ГТЕС, проте реалізовані на рівні компактного вузла.

Подача палива до ГТГ здійснюється через систему підготовки газу. Схема передбачає очищення, осушення, підігрів та регулювання тиску перед подачею

в камеру згоряння. Газ із магістрального трубопроводу надходить у фільтр-сепаратор, де видаляються механічні домішки та конденсат. Потім проходить підігрів у теплообміннику до температури, що запобігає конденсації в процесі зниження тиску. Регулятори тиску стабілізують подачу палива, після чого газ надходить до камери згоряння. У результаті роботи турбіни механічна енергія обертання перетворюється електрогенератором у електричну.

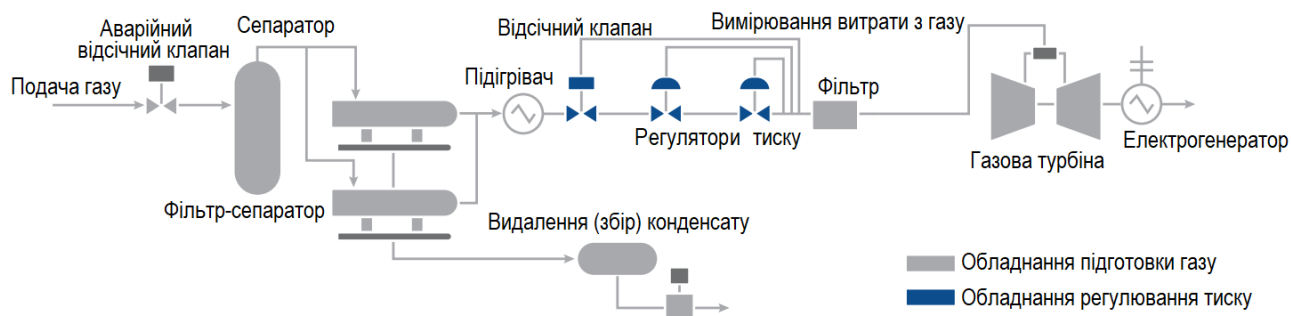


Рисунок 1.8 – Технологічна схема підготовки газу та виробництва електроенергії в ГТГ малої потужності

Відмінністю є зменшений обсяг допоміжного обладнання, зокрема вузлів підготовки газу, охолодження та регенерації, що забезпечує швидкий запуск, мобільність і простоту експлуатації.

ГТГ малої потужності є функціональним аналогом ГТЕС, який поєднує простоту конструкції з високим рівнем автоматизації та здатністю працювати у віддалених районах без централізованого енергопостачання.

### 1.5 Параметри контролю та регулювання

ГТГ малої потужності широко застосовуються в локальних енергетичних системах, промислових об'єктах, об'єктах нафтогазової галузі, транспортній та військовій техніці, резервних і автономних джерелах електроживлення. Завдяки своїй компактності, високій ефективності та можливості швидкого запуску такі ЕУ забезпечують стабільне електропостачання у віддалених районах, а також

енергетичну автономність технологічних комплексів.

З метою забезпечення надійної та безпечної роботи ГТГ використовується АСУ, яка виконує моніторинг, регулювання та діагностику основних технологічних параметрів у реальному часі. Така система оснащена вимірювальними пристроями (ВП), сигналізаторами, виконавчими механізмами (ВМ), програмованими логічними контролерами (ПЛК) та мікропроцесорними пристроями керування. АСУ забезпечує контроль таких параметрів:

- тиск на вході турбіни;
- температура газу до і після камери згоряння;
- частота обертання ротора;
- вихідна напруга генератора;
- витрата палива.

Автоматизація процесів у ГТГ дозволяє мінімізувати участь оператора, забезпечуючи високу точність керування, швидкість реакції та стабільність параметрів роботи. Сучасні АСУ ГТГ реалізуються на базі сучасних технічних засобів автоматизації (ТЗА) з підтримкою протоколів, що забезпечує інтеграцію у єдину систему моніторингу підприємства.

## 2. ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ КОМПОНЕНТІВ ТА ПРОЄКТУВАННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ

### 2.1 Аналіз технічних засобів автоматизації газотурбінного генератора

Автоматизація процесів підготовки газу передбачає використання, що забезпечують вимірювання, контроль і регулювання основних параметрів - тиску, температури, рівня, витрати та складу газу. До таких засобів належать датчики, сигналізатори, виконавчі механізми, контролери, модулі збору даних і засоби операторського контролю.

#### 2.1.1 Вимірювальні пристрої та сигналізатори

Для вимірювання рівня рідин у сепараторах і резервуарах застосовуються ВП рівня з різними принципами дії (таблиця 2.1) [16-20].

Ультразвукові ВП забезпечують безконтактне вимірювання рівня за принципом відбиття ультразвукового сигналу. Вони ефективні в умовах високого тиску та температури, не мають рухомих частин і придатні для агресивних середовищ. Радіолокаційні ВП використовуються для технологічних об'єктів типу вузлів підготовки газу, де можуть бути пара, конденсат, змінна температура й тиск.

Гідростатичні датчики використовуються для безперервного контролю рівня за зміною тиску стовпа рідини. Ємнісні сигналізатори рівня застосовуються для контролю граничних значень рівня, наприклад у дренажних системах чи резервуарах конденсату. Такі датчики добре підходять для нескладних умов, або коли необхідно проводити вимірювання через стінки.

Вібраційні ВП встановлюються як сигналізатори аварійного рівня, наприклад, максимального чи мінімуму. Аналогові - можуть бути використані для допоміжних контурів або менш критичних місць.

Таблиця 2.1 – Пристрої вимірювання рівня

Тип технології	Що вимірює/ контролює
Ультразвуковий сигналізатор рівня	Фіксація граничного рівня рідини (одна або дві точки) в резервуарах, сепараторах
Гідростатичний датчик рівня	Безперервне вимірювання рівня рідини за стовпом рідини - тиск на дні / глибина
Ємнісні / зонні сигналізатори рівня	Вимірювання або контроль рівня рідини або сипучих матеріалів на основі змін ємності
Вібраційний	Контроль граничного рівня рідини чи сипучих матеріалів (точкове спрацьовування) за принципом вібрації вилки чи резонансного елемента.
Радіолокаційний (радар)	Безконтактне вимірювання рівня рідини/суміші в резервуарах - час польоту сигналу від поверхні рідини до антени

Для контролю тиску використовують ВП надлишкового та диференційного тиску, які формують аналоговий або цифровий сигнал 4–20 мА для подальшої обробки системою керування (таблиця 2.2) [17, 21].

Таблиця 2.2 - Пристрої вимірювання тиску

Тип технології	Що вимірює / контролює
Перетворювач тиску (електронний)	Вимірювання абсолютного або надлишкового тиску в трубопроводі чи резервуарі
Диференційний передавач тиску	Контроль різниці тиску в системі (наприклад між двома точками або на фільтрі)
Диференційний передавач високої точності	Вимірювання різниці тиску, використовується для контролю тиску, рівня, густини в технологічному контурі

ВП тиску (рисунок 2.1а), призначений для високих вимог в нафтогазовій промисловості [20]. Перетворювач тиску (рисунок 2.1б) з варіантами 0...250 бар і точністю  $\leq \pm 0.5 \% \text{ FS}$  використовується в системах з високими вимогами до точності вимірювання [17].



Рисунок 2.1 – Датчики тиску

Спеціалізований модуль датчика тиску (рисунок 2.1в) використовує п'єзорезистивний принцип вимірювання [22]. Такий тип датчика широко використовується в системах автоматизації компресорних і газопереробних установок, де потрібен точний контроль надлишкового або диференційного тиску. Датчик тиску HEL 712 U 0-12-00 (рисунок 2.1г) [23] призначений для вимірювання тиску газу чи рідини в трубопроводах або технологічних контурах, що працюють під тиском до 12 бар.

Для забезпечення стабільної роботи системи підігріву газу важливим є точний контроль температури на різних етапах технологічного процесу - від теплообмінників до входу в газотурбінну установку. У таких системах застосовуються температурні датчики різних типів, що відрізняються за принципом дії, діапазоном вимірювання та точністю.

Приклади ВП з різними типами вимірювання температури та застосуванням наведені в таблиці 2.3 [17, 21, 24].

Таблиця 2.3 – Пристрої вимірювання температури

Тип технології	Що вимірює / контролює
Резистивний температурний датчик (RTD)	Вимірювання температури в трубопроводі чи теплообміннику (наприклад, газу на вході)
Промисловий температурний зонд	Вимірювання температури до 400 °С або більше в трубах чи резервуарах (senseca.com)
Термоперетворювач опору / термопара	Температура газу або рідини в технологічних лініях; діапазон $-200...+850$ °С
RTD / термопара з аналоговим або цифровим виходом	Температура теплоносія або газу у вузлі підготовки; точність $\pm 0,1$ °С
Термоперетворювач опору (Pt100)	Температура газу, пари або рідини в теплообмінниках; діапазон $-50...+400$ °С
Термопара (тип К)	Температура в потоці газу або димових газів; до $+1200$ °С
Електронний цифровий сенсор	Температура у трубопроводі або компресорі; діапазон $-40...+150$ °С, вихід 4–20 мА
Резистивний термометр опору (RTD)	Температура процесного середовища; діапазон $-200...+600$ °С

### 2.1.2 Виконавчі механізми

Регулювання подачі газу, охолоджувальної рідини та інших потоків здійснюється регулюючими клапанами з електричними або пневматичними приводами.

Наприклад електроприводи кульового клапана (рисунок 2.2 а, в) [24] забезпечують автоматичне управління потоком газу або теплоносія. Високоточний електропривод для клапана (рисунок 2.2б) [25] дозволяє керувати положенням арматури з високою точністю, підходить для автоматизації критичних вузлів із газом. Пневматичний актуатор (рисунок 2.2 д) [26] можт

бути використаний для вибухонебезпечних середовищ, де використання електрики може бути обмеженим; працює на стисненому повітрі. Поворотний електропривод (рисунок 2.2д) [27] універсальний для автоматизації засувки чи клапанів, які потребують поворотного руху 0-360°. Лінійний актуатор (рисунок 2.2е) [28] підходить для керування засувками або клапанами, що мають прямолінійний хід та може бути використаний для важких або великих арматур.



Рисунок 2.2 – Приклади ВМ

У системах безпеки застосовуються запірні клапани типу “нормально закритий” або “нормально відкритий”, які автоматично змінюють положення при аварійному сигналі або зникненні живлення.

Соленоїдні клапани використовуються для швидкого спрацьовування в аварійних режимах, тоді як кульові крани з електроприводом забезпечують плавне регулювання потоку.

### 2.1.3 Контролери та системи керування

Централізоване керування ТП здійснюється за допомогою ПЛК, наприклад таких як Siemens, Schneider Modicon, WAGO, ОВЕН ПЛК тощо [29-32] (таблиця 2.4).

Таблиця 2.4 - Пристрої керування ТП

Назва пристрою	Тип пристрою	Основне призначення
Siemens SIMATIC S7- 1200 / S7-1500	Програмований логічний контролер (PLC)	Керування технологічними процесами; підтримка аналогових/цифрових сигналів, PID- регулювання, Ethernet/Profinet- комунікація
Schneider Electric Modicon M221 / M241 / M340	PLC-контролери	Керування об'єктами з великою кількістю каналів вводу/виводу, інтеграція з SCADA-системами; підтримка Modbus TCP/RTU
ОВЕН ПЛК110 / ПЛК150 (Україна)	PLC-контролери	Автоматизація невеликих і середніх об'єктів; робота з датчиками тиску, температури, рівня; має вбудовані порти RS-485, Ethernet
WAGO PFC200 / 750 Series	PLC / Remote I/O	Збір даних із датчиків і керування виконавчими механізмами; модульна архітектура; підтримка MQTT, Modbus, CANopen

Контролери (рисунок 2.3) виконують збір і обробку сигналів від датчиків, реалізують алгоритми керування й передають інформацію на операторські панелі.



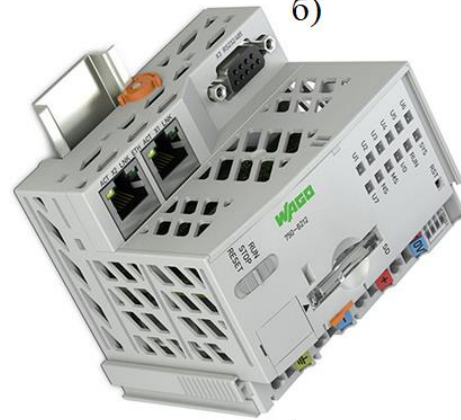
а)



б)



в)



г)

Рисунок 2.3 – Зовнішній вигляд контролерів

Siemens S7-1200 (рисунок 2.3а) [31] та Schneider Modicon M340 (рисунок 2.3б) [30] - найпоширеніші рішення для систем автоматизації вузлів підготовки газу; вони підтримують роботу з аналоговими датчиками (4–20 мА) і модульне підключення арматури. ОВЕН ПЛК110 (рисунок 2.3в) [32] - сумісний з більшістю промислових протоколів, зручне для навчальних і лабораторних установок. WAGO (рисунок 2.3г) [29] підходять для розподіленої архітектури, де вузли автоматики розташовані на відстані.

Пристрої забезпечують операторський контроль, тривоги, журналювання подій і візуалізацію технологічної схеми ГТУ. Для візуалізації процесу використовується SCADA-система, що забезпечує моніторинг технологічних параметрів, ведення архівів, формування звітів і подачу сигналів тривоги у випадку відхилень від нормального режиму роботи.

Використання сучасних засобів автоматизації дозволяє забезпечити:

- стабільну та безпечну роботу вузлів підготовки газу;
- зниження людського фактору;
- оперативне реагування на аварійні ситуації;
- підвищення ефективності та надійності роботи газотурбінної електростанції.

## 2.2 Проектування архітектури автоматизованої системи управління

Центральним елементом системи є автоматизоване робоче місце (АРМ) оператора, оснащене засобами візуалізації, контролю та дистанційного керування. Через АРМ оператор отримує інформацію про поточний стан установки, проводить керування основними технологічними процесами - подачею, підігрівом і стисканням газу, а також відстежує стан турбіни, генератора й систем безпеки.

АСУ забезпечує цілодобову роботу в автоматичному режимі з можливістю переходу на ручне управління у разі виникнення позаштатних ситуацій. При збоях або втраті живлення система автоматично переходить на резервне джерело енергії, що дозволяє підтримувати роботу в автономному режимі функціонування. Після відновлення живлення АСУ відновлює робочі параметри без втрати даних.

На рисунку 2.4 представлено архітектуру АСУ ГТГ, побудовану за багаторівневим ієрархічним принципом. Кожен рівень виконує визначені функції та взаємодіє з іншими за допомогою потоків даних і керуючих сигналів, що забезпечує надійну, гнучку та масштабовану структуру управління.

Рівень датчиків відповідає за вимірювання основних технологічних параметрів – тиску, температури, рівня, витрати палива та повітря. Дані з датчиків передаються на рівень контролерів через рівень виконавчих механізмів, який включає регулюючі клапани, електроприводи та пристрої безпеки, що реалізують команди керування.

Контролерний рівень виконує локальну обробку сигналів, реалізує алгоритми регулювання, керує виконавчими пристроями та формує зворотні зв'язки для підтримання стабільної роботи газотурбінної установки. Інформація про стан процесів передається до рівня SCADA / АРМ оператора, де здійснюється моніторинг, візуалізація технологічних параметрів і дистанційне керування.

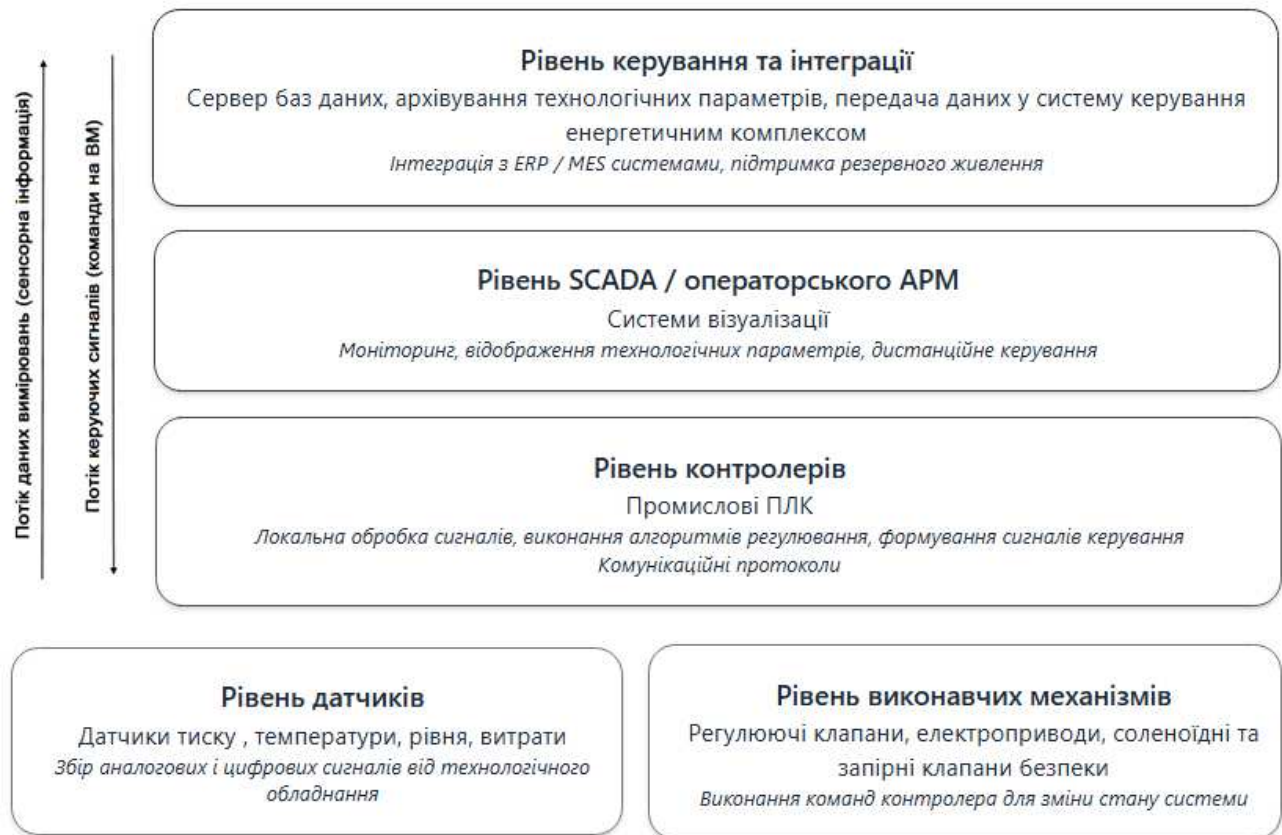


Рисунок 2.4 – Архітектура АСУ

Верхній рівень керування та інтеграції відповідає за архівування технологічних даних, аналітику, передавання даних до корпоративних інформаційних систем і забезпечення взаємодії з енергетичною інфраструктурою підприємства. Така архітектура забезпечує безперервний моніторинг, своєчасне реагування на відхилення та високу надійність автоматизованого управління газотурбінним генератором малої потужності.

Для підвищення надійності АРМ може бути виконано з дублюванням, що забезпечує стійкість системи до відмови окремих елементів. АРМ оператора оснащено засобами взаємодії та пультами управління, підключеними через резервне живлення. Основним засобом візуалізації є графічний інтерфейс типу SCADA із мнемосхемами процесу (рисунок 2.5), які відображають структуру об'єкта, динаміку параметрів, стан механізмів та відхилення від норми. Для підвищення інформативності передбачено колірну індикацію сигналів, зокрема зелений (норма), жовтий (попередження) червоний (аварія). Аварійна сигналізація супроводжується звуковими та візуальними сповіщеннями. Система реєструє всі події, включно з діями оператора, у архів.

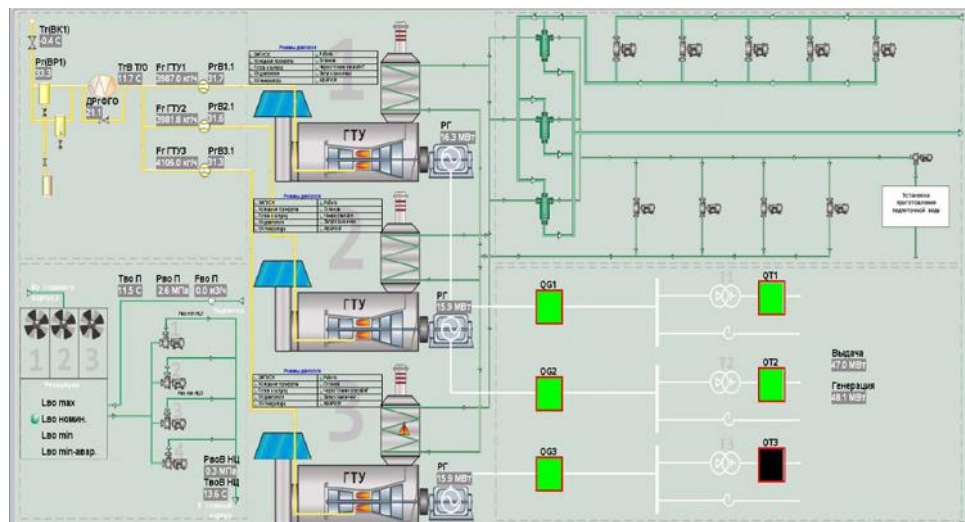


Рисунок 2.5 – Приклад відображення інформації

Для забезпечення надійної та безпечної експлуатації АСУ ГТГ передбачено багаторівневу систему доступу користувачів, яка визначає права доступу залежно від посадових обов'язків. Такий підхід дає змогу обмежити можливості несанкціонованого втручання у роботу системи, розмежувати повноваження персоналу, запобігти випадковим змінам параметрів і підвищує загальну кіберстійкість системи.

Основні рівні доступу наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Рівні доступу до системи управління

Рівень доступу	Можливості
Гість	Лише перегляд інформації без можливості управління.
Оператор	Квитування аварійних сигналів, перемикання режимів управління (ручний/автоматичний), управління клапанами та насосами.
Адміністратор	Налаштування параметрів, зміна уставок, запуск і зупинка програм, доступ до системних ресурсів.
Адміністратор-розробник	Розподіл прав доступу, створення нових користувачів, зміна паролів і рівнів доступу.

Кожен користувач системи має свій рівень доступу, який визначає перелік дозволених дій - від простого перегляду технологічної інформації до адміністрування та модифікації програмного забезпечення.

### 2.3 Функції автоматизованої системи управління газотурбінним генератором

Відповідно до розробленої архітектури система реалізує три основні групи функцій: керування технологічним процесом, інформаційні функції та функції технічного обслуговування (рисунок 2.6).

АСУ здійснює автоматичне керування основними параметрами роботи ГТГ, зокрема:

- регулювання рівня рідини у фільтр-сепараторах за сигналами датчиків; керування виконується за допомогою регулюючих клапанів, що відкривають або перекривають дренаж до ємності відведення конденсату;
- регулювання тиску газу перед газотурбінною установкою за сигналами датчиків, шляхом керування регулюючими клапанами, які відводять надлишковий тиск на факельну систему;

- регулювання тиску подачі газу до котельні, яке виконується аналогічними датчиками та клапанами;
- контроль температури газу та теплоносія до і після теплообмінників для підтримання стабільної температури подачі на ГТУ.



Рисунок 2.6 – Функції проектованої АСУ

Окрім автоматичного регулювання, система підтримує керування з операторського місця через інтерфейс SCADA та автоматичне виконання блокувань і технологічних захистів, що запобігають аварійним ситуаціям, зокрема:

- автоматичний викид газу на факел при порушенні герметичності або зникненні електроживлення;
- зупинка насосів при потраплянні теплоносія у газопровід;
- вимкнення виконавчих механізмів у разі виходу параметрів за межі допустимих значень.

Інформаційні функції АСУ забезпечують повний цикл збору, зберігання та подання технологічної інформації:

- збір показників з усіх датчиків тиску, температури, рівня, витрати в режимі реального часу;
- візуалізацію процесів на екрані операторського АРМ у вигляді мнемосхем, графіків, таблиць та текстових повідомлень;
- сигналізацію відхилень параметрів від установлених меж (візуальну й звукову);
- ведення архівів технологічних даних з можливістю формування звітів за періоди (змiна, доба, місяць, рік);
- розрахунок статистичних показників і формування оперативної документації (звітів, рапортів, журналів подій).

Система дозволяє оператору змінювати уставки регулювання та параметри блокувань, при цьому доступ до інженерних функцій захищено паролем.

АСУ шляхом реалізації функцій технічного обслуговування та діагностики підтримує технічну справність і живучість системи завдяки:

- вбудованій самодіагностиці апаратних і програмних компонентів у реальному часі;
- автоматичному збереженню стану виконавчих пристроїв під час збоїв чи переходу на резервне живлення;
- можливості автономної роботи протягом не менше 30 хвилин від джерела безперебійного живлення;
- дублюванню операторського поста, що забезпечує стійкість системи до відмов;
- плановому оновленню та заміні окремих модулів, без порушення загальної роботи системи.

Проектована АСУ реалізує комплексне керування технологічним процесом, моніторинг стану обладнання та реалізацію функцій захисту й діагностики, що забезпечує стабільну, безпечну й ефективну роботу газотурбінного генератора малої потужності в автоматичному режимі.

## 2.4 Структурна схема системи автоматизації

На рисунку 2.8 наведено функціональну структуру АСУ газотурбінного генератора малої потужності, яка має ієрархічну побудову та складається з кількох основних функціональних блоків: блоків ВП та ВМ, блоку керування та автоматики, блоку верхнього рівня управління та інформаційно-аналітичного блоку. Кожен із блоків виконує певні функції, забезпечуючи комплексне управління технологічним процесом генерації електроенергії.

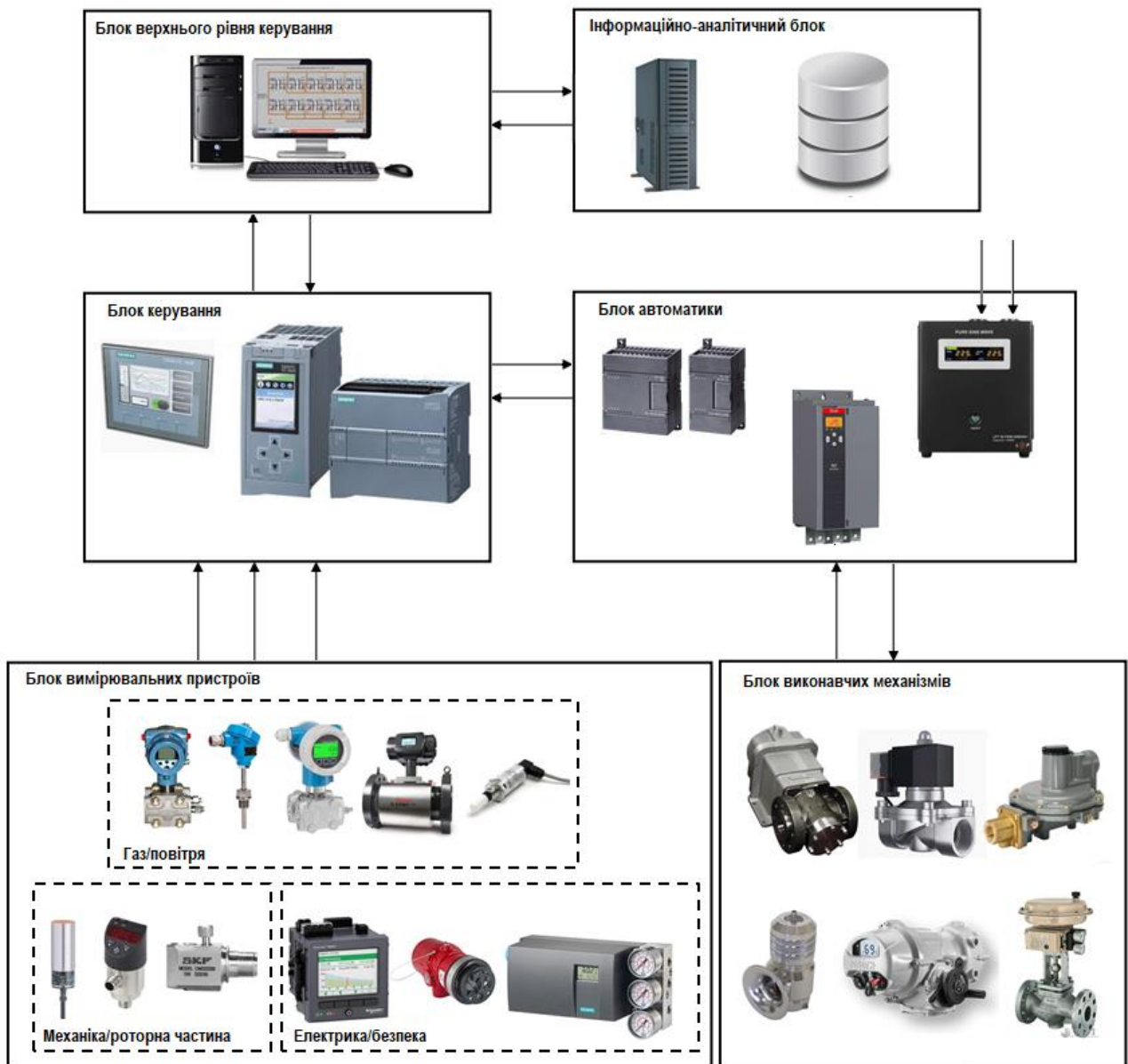


Рисунок 2.8 – Структура АСУ ГТГ малої потужності

Блок вимірювальних пристроїв забезпечує моніторинг основних параметрів процесу роботи газотурбінного генератора: тиску, температури, витрати, рівня, частоти обертання, електричних характеристик, вібрацій і стану безпеки. До його складу входять сучасні ТЗА наприклад виробників WİKA, Metran, Emerson, Yokogawa, SKF тощо, із цифровими або аналоговим и інтерфейсами, що забезпечують високу точність, швидкодію та стійкість до зовнішніх впливів.

Вимірювання тиску паливного газу здійснюється перед камерою згоряння, у магістралі подачі палива та в системах мастила. Для цього використовуються інтелектуальні перетворювачі тиску з уніфікованим струмовим виходом 4–20 мА або цифровим інтерфейсом HART/Modbus. Контроль диференційного тиску застосовується у вузлах фільтрації та сепарації газу для визначення ступеня засмічення елементів. Сигнали з датчиків тиску використовуються як для індикації, так і для реалізації контурів автоматичного регулювання тиску паливної магістралі.

Для підтвердження якості підготовки паливного газу застосовуються датчики точки роси, які дозволяють визначати залишкову вологість газу після процесу осушення. Вимірювання температури конденсації водяної пари дає змогу запобігти потраплянню вологи в камеру згоряння, що особливо важливо для стабільності процесу спалювання та запобігання ерозії лопаток турбіни. Такі датчики зазвичай розташовуються після вузла підготовки газу і забезпечують безперервний контроль вологості в реальному часі.

Вимірювання температури проводиться у ключових точках технологічного процесу:

- повітря на вході та виході компресора;
- у камері згоряння;
- газів після камери згоряння та на виході турбіни;
- у системі мастила та охолодження.

Для цих цілей використовуються термперетворювачі опору та термопари

типів K, N або Pt100, що мають широкий діапазон вимірювання (до 1200 °C) і забезпечують швидкий відгук на зміну температури, що забезпечує стабільну роботу ГТГ та своєчасне реагування на перегрів або охолодження. Дані застосовуються для контролю режиму спалювання, оцінки ефективності теплообміну.

Витрата паливного газу вимірюється витратомірами масового або об'ємного типу - коріолісовими, термодинамічними або ультразвуковими. Такі ВП забезпечують автоматичну компенсацію впливу тиску й температури, що підвищує точність визначення об'єму спожитого палива. Отримані дані використовуються для підтримання оптимального співвідношення «паливо—повітря» у камері згоряння.

У системі мастила контролюються параметри тиску, температури та рівня в резервуарі за допомогою тискових перетворювачів і рівнемірів (поплавкових або радарних типів). Це дозволяє своєчасно виявляти відхилення, запобігати перегріву підшипників і забезпечувати безпечну експлуатацію вузлів тертя

Швидкість обертання ротора вимірюється індуктивними або магнітними датчиками, встановленими безпосередньо на валу турбіни. Рівень механічних коливань підшипників контролюється акселерометрами або датчиками вібрації, що дозволяє виконувати діагностику стану агрегату й виявляти ранні ознаки несправностей.

Параметри електричної частини генератора - струм, напруга, частота, потужність - контролюються трансформаторами струму та напруги з подальшою передачею сигналів у систему керування. Дані використовуються для балансування навантаження, забезпечення синхронізації та реалізації систем захисту. Крім того, здійснюється контроль наявності полум'я у камері згоряння за допомогою оптичних детекторів (ультрафіолетового або інфрачервоного типу), а також визначається положення регулюючих клапанів за допомогою датчиків лінійного або обертального переміщення (LVDT, енкодер).

Блок ВМ призначений для реалізації команд контролера з метою зміни

стану технологічних елементів і підтримання стабільного режиму роботи ГТГ. До складу цього блоку входять регулюючі клапани, електричні та пневматичні приводи, соленоїдні клапани, запірні арматури систем безпеки, а також допоміжні приводи систем мастила, охолодження та запалювання, що виготовляються провідними виробниками обладнання для автоматизації - Emerson, Siemens, ABB, Schneider Electric, Rotork, AUMA, SAMSON, Honeywell, та Festo, які забезпечують високу надійність і сумісність із сучасними АСУ.

Регулюючі клапани забезпечують дозування подачі палива в камеру згоряння відповідно до поточного навантаження ГТГ. Основним елементом є газовий регулювальний клапан, який має високу точність позиціонування та короткий час спрацювання. Клапани оснащуються позиціонером із зворотним зв'язком, що дозволяє реалізовувати замкнені контури регулювання витрати палива. Перед основним регулюючим клапаном встановлюється редуктор або регулятор тиску, який підтримує стабільний тиск паливного газу, запобігаючи перевантаженням системи.

Приводи зворотно-поступальної або обертальної дії застосовуються для плавного відкриття й закриття запірної арматури та регулюючих елементів забезпечують точне позиціонування клапанів у режимах автоматичного та ручного керування. У деяких АСУ додатково використовуються направляючі апарати компресора з електроприводом, що дозволяє оптимізувати подачу повітря та стабілізувати роботу турбіни. Для запуску турбіни використовується пусковий електродвигун, підключений через частотний перетворювач, який забезпечує плавний розгін ротора до робочих обертів без перевантаження електромережі.

Соленоїдні клапани виконують функції швидкодійного аварійного відключення подачі палива або скидання надлишкового тиску в системі. Такі пристрої використовуються у контурі безпеки та забезпечують миттєве перекриття газового тракту у разі виникнення нештатної ситуації (зникнення полум'я, перевищення тиску, аварійне зупинення). У системах з підвищеним

ризиком помпажу компресора передбачаються байпасні або антисюрджеві клапани, які запобігають зворотному потоку повітря при зниженні навантаження.

Запірна арматура типу «нормально закрита», зокрема клапани швидкого відсікання, які спрацьовують при протиаварійному захисті. У нормальному стані ВМ залишається закритим і відкривається лише під дією електричного або пневматичного сигналу керування. У разі зникнення живлення або аварії клапан автоматично повертається в закритий стан, забезпечуючи безпеку обладнання.

Допоміжні приводи забезпечують функціонування систем подачі палива, мастила й охолодження. До складу входять насоси мастила та палива з частотним регулюванням, що підтримують необхідний тиск у магістралях.

Для запалювання паливно-повітряної суміші застосовуються іскрові запальники високої енергії із системою контролю запалення. У системах терморегулювання встановлюються трьохходові регулювальні клапани та теплообмінники, що підтримують оптимальну температуру охолоджувального середовища.

У електричній частині блоку передбачені регулятори напруги генератора, контактори та автоматичні вимикачі вводу та зв'язку, які забезпечують надійне підключення генератора до електричної мережі.

Блок керування є центральним елементом автоматизованої системи, що забезпечує координацію роботи всіх підсистем і взаємодію між вимірювальними пристроями, виконавчими механізмами та операторським рівнем.

До складу блоку входять ПЛК, модулі введення-виведення сигналів та панель оператора. У промислових реалізаціях використовуються контролери середнього рівня продуктивності, зокрема Siemens S7-1200/1500, ОВЕН ПЛК110/ПЛК300, Schneider Modicon M340/M580, що забезпечують підтримку сучасних промислових протоколів обміну даними (Modbus RTU/TCP, Profibus, Profinet, EtherNet/IP, HART).

Контролер виконує такі функції:

- опитування аналогових і дискретних сигналів від усіх вимірювальних приладів (AI, AO, DI, DO) у реальному часі;
- реалізацію контурів автоматичного регулювання параметрів ТП;
- виконання логіки протиаварійного захисту при перевищенні граничних параметрів;
- формування і передавання аварійних повідомлень та сигналів тривоги;
- керування ВМ з контролем стану позиціонерів;
- передавання даних на АРМ або SCADA-систему (WinCC, MasterSCADA, Ignition, Trace Mode тощо) для візуалізації, архівації та аналізу.

Блок автоматики включає допоміжні пристрої, що забезпечують надійне функціонування системи керування. До його складу належать модулі живлення, комунікаційне обладнання, джерела безперебійного живлення, частотні перетворювачі та пристрої плавного пуску. Цей блок виконує функції стабілізації напруги живлення, резервування енергопостачання, електричного захисту та забезпечує стійкий обмін даними між контролером, датчиками та виконавчими пристроями.

Блок верхнього рівня керування включає АРМ оператора та сервер SCADA-системи, який виконує функції моніторингу, візуалізації, архівації даних і формування звітів про роботу ГТГ.

Зібрана інформація зберігається в інформаційно-аналітичному блоці, де розміщуються сервер бази даних, архіви технологічних параметрів і аналітичні модулі для розрахунку показників ефективності, діагностики стану обладнання й прогнозування технічних відмов.

Взаємодія між блоками здійснюється через промислові мережі (Ethernet/Modbus/Profibus), що забезпечує високу швидкодію, надійність та масштабованість системи. Така структура забезпечує надійність, масштабованість і можливість інтеграції АСУ ГТГ у єдину систему

енергетичного комплексу.

АСУ ГТГ виконує вимірювання, контроль і регулювання параметрів, що визначають ефективність і безпечність роботи агрегату.

### 3. РОЗРОБКА ТА МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ГАЗОТУРБІННИМ ГЕНЕРАТОРОМ

#### 3.1 Розробка схеми системи автоматичного керування

Система автоматичного керування (САК) ГТГ забезпечує стабільну роботу установки, підтримання заданих параметрів ТП і своєчасне реагування на зміни навантаження або умов роботи. Для ГТГ можливо побудувати САК за будь-яким параметром, який впливає на стабільність, ефективність і безпеку роботи (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 - Параметри для автоматичного регулювання

Керований параметр	Об'єкт керування	Тип впливу	Тип САК
Тиск паливного газу	Газопровід перед камерою згоряння	Позиція регулюючого клапана	САК тиску
Температура газу на виході з камери згоряння	Камера згоряння, паливна подача	Керування витратою палива	САК температури
Частота обертання ротора (n)	Турбіна + генератор	Керування паливоподачею (Governor)	САК швидкості
Електрична потужність / напруга генератора	Генератор і навантаження	Регулювання палива або струму збудження	САК потужності
Тиск масла / охолоджувальної рідини	Насосна система	Швидкість насоса або положення клапана	САК допоміжного контуру

Незалежно від обраного параметра, типова САК містить такі основні елементи:

- ВМ – датчик, що вимірює поточне значення параметра;
- регулятор - виміряне значення з уставкою та формує сигнал керування;
- об'єкт керування (ОК) - елемент системи, який змінює свій стан під дією регулятора (через виконавчий механізм - клапан, привід, сервомотор тощо);
- зворотний зв'язок - забезпечує стабільність системи і точність системи, коригуючи помилки;
- зовнішні збурення - впливи, які змінюють робочий режим (зміна навантаження, тиску, температури тощо).

Як приклад, при регулюванні частоти обертання ротора ОК є турбіна з генератором, ВМ - паливний клапан, ВМ - тахогенератор або індуктивний перетворювач швидкості, а регулятором виступає РІ-регулятор, реалізований у ПЛК або мікроконтролері. Така система утворює САК швидкості, яка стабілізує частоту обертання при зміні навантаження.

На рисунку 3.1 наведено структурну схему САК параметрами ГТГ.

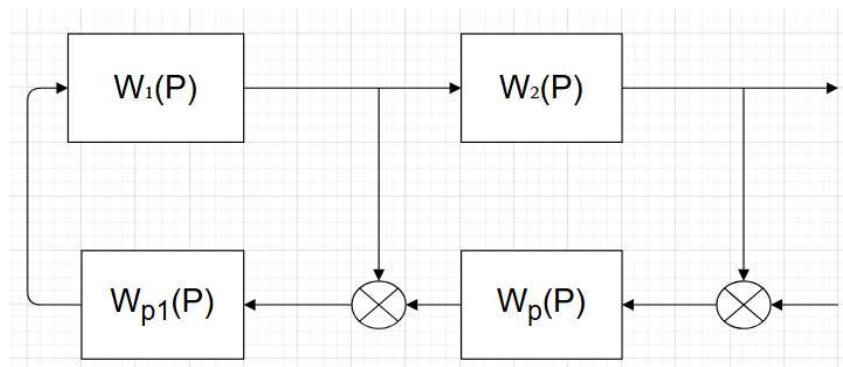


Рисунок 3.1 - Структурна схема САК ГТГ

На рисунку 3.1 позначено:

- $W_1(P)$  - регулятор і ВМ, наприклад, ПІД-регулятор, що керує паливним клапаном;

- $W_2(P)$  - ОК (газотурбінна установка або її контур - камера згоряння, компресор, турбіна, генератор);
- $W_{p1}(P)$ - ланка зворотного зв'язку (датчик, фільтр, аналого-цифрове перетворення);
- $W_p(P)$ – збурення, наприклад, зміна навантаження генератора, тиску газу, температури навколишнього середовища;
- суматори - елементи порівняння сигналів, зокрема лівий формує похибку між уставкою та вимірним значенням, правий - враховує дію збурення.

Розроблена САК ГТГ реалізує замкнений контур із негативним зворотним зв'язком, що забезпечує стабільність і швидке відновлення робочих режимів при зміні зовнішніх умов.

### 3.2 Математична модель газотурбінного генератора

Для аналізу динаміки та синтезу САК ГТГ побудовано її математичну модель, що описує зв'язки між вхідними, проміжними та вихідними параметрами. Математична модель описується передавальними функціями окремих ланок та відображає роботу регулятора та ВМ  $W_1(P)$ , динаміку газотурбінного агрегату  $W_2(P)$  та зворотного зв'язку  $W_{p1}(P)$ , а також вплив зовнішніх збурень  $W_p(P)$  (навантаження, тиску, температури тощо).

Для підтримання сталості частоти обертання ротора при зміні навантаження використовується РІ-регулятор, який формує керуючий сигнал за відхиленням частоти:

$$W_1(p) = K_p + \frac{K_i}{p},$$

де  $K_p$  – пропорційний коефіцієнт підсилення;

$K_i$  – інтегральний коефіцієнт, що забезпечує нульову статичну похибку.

ВМ (паливний клапан) має інерційний характер і моделюється

аперіодичною ланкою першого порядку:

$$W_v(p) = \frac{1}{T_v p + 1},$$

де  $T_v$  – стала часу клапана (для ГТГ малої потужності  $T_v \approx 0.05$ ).

Отже, сумарна передавальна функція регулятора з ВМ:

$$W_1(p) = \left( K_p + \frac{K_i}{p} \right) \frac{1}{T_v p + 1},$$

ГТГ це багатоланкова динамічна система, що включає наступні елементи:

- камеру згоряння (інерційна теплова ланка з постійною часу  $T_c$ );
- турбіну (механічна ланка з постійною часу  $T_t$ );
- інерцію ротора генератора (інтегруюча ланка з параметрами  $J, D$ ).

Динаміка зміни кутової швидкості  $\omega$  описується рівнянням:

$$J \frac{d\omega}{dt} + D\omega = M_T - M_L,$$

де  $M_T = K_T \theta_T$  – момент турбіни;

$M_L$  – момент навантаження;

$\theta_T$  – температура газу після згоряння, що визначається динамікою камери згоряння.

Камеру згоряння описують:

$$T_c \frac{d\theta_T}{dt} + \theta_T = K_c qf,$$

де  $qf$  – подача палива (нормований сигнал).

Отже, узагальнена передавальна функція об'єкта:

$$W_2(p) = \frac{K_T K_c}{(T_c p + 1)(T_t p + 1)(Jp + D)}.$$

Сигнал вимірювання формується датчиком частоти або тахогенератором і фільтрується вимірювальним трактом, який моделюється аперіодичною ланкою першого порядку:

$$W_{p1}(p) = \frac{K_m}{T_m p + 1},$$

де  $K_m$  – коефіцієнт перетворення датчика (часто приймають рівним 1),  
 $K_m \approx 0.1\text{с}$ .

Вплив навантаження на валу генератора моделюється через момент опору  $M_L$ , який у Лаплас-образі має передавальну функцію:

$$W_p(p) = -\frac{1}{Jp + D}.$$

Від’ємний знак показує, що збільшення навантаження зменшує кутову швидкість ротора.

Для подальшого моделювання приймаємо значення параметрів (на основі експериментальних даних та наближених оцінок) наведених в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Параметри моделі для ГТГ малої потужності

Параметр	Значення	Опис
Часова стала паливного клапана, $T_v$	0.05 с	Інерційність виконавчого механізму
Часова стала камери згоряння, $T_c$	0.5 с	Теплова інерція
Часова стала турбіни, $T_t$	0.3 с	Динаміка перетворення потоку газів
Інерція ротора, $J$	8 кг·м <sup>2</sup>	Механічна інерційність валу
Коефіцієнт демпфування, $D$	0.2	Механічні втрати
Коефіцієнт турбіни, $K_T$	0.35	Передавальна здатність
Коефіцієнт вимірювального тракту, $K_m$	1.0	Нормований
Часова стала датчика, $T_m$	0.1 с	Фільтрація сигналу
Параметри регулятора, $K_i, K_p$	$K_i = 2.0$ $K_p = 4.0$	Підібрані для забезпечення ( $t_s \approx 2\text{ с}$ , %OS < 10)

Таким чином, математична модель САК ГТГ у передавальних функціях має вигляд:

$$W_1(p) = \left(2 + \frac{4}{p}\right) \frac{1}{0,05p + 1},$$

$$W_2(p) = \frac{0,35}{(0,5p + 1)(0,3p + 1)(8p + 0,2)},$$

$$W_{p1}(p) = \frac{1}{0,1p + 1},$$

$$W_p(p) = -\frac{1}{8p + 0,2}.$$

Отримана модель використовуватиметься для подальшого моделювання перехідних процесів, налаштування PID-регулятора та дослідження динаміки САК при збуреннях.

### 3.3 Дослідження динаміки процесу при зміні параметрів

Метою дослідження є аналіз динамічних властивостей САК частотою обертання ротора газотурбінного генератора малої потужності. Розглянуто роботу САК у трьох основних режимах:

- пуск агрегату,
- стабілізація робочого режиму,
- реакція на збурення навантаження.

Також проведено оцінку ефективності регулювання та підбір параметрів регулятора.

Математична модель описує динаміку взаємодії контурів

«паливо – камера згоряння – турбіна – генератор»,

а також вплив навантаження. Для чисельного моделювання прийнято параметри, наведені в таблиці 3.2. Інтегрування рівнянь виконувалося з кроком  $\Delta t = 0,001$  с протягом 30 с, що забезпечує точність відтворення перехідних процесів. Модель враховує:

- насичення виконавчого органу (0–100 % відкриття клапана);
- обмеження швидкості регулювання;

- зовнішні збурення - ступінчасті зміни моменту навантаження.

Результати моделювання пуску і виходу на номінальний режим показали, що під час пуску частота обертання плавно зростає від 0 до 50 Гц. Перехідний процес завершується приблизно за 2 с без перерегулювання (рисунок 3.2). Система демонструє стійкий аперіодичний характер реакції, що свідчить про правильне налаштування параметрів PI-регулятора.

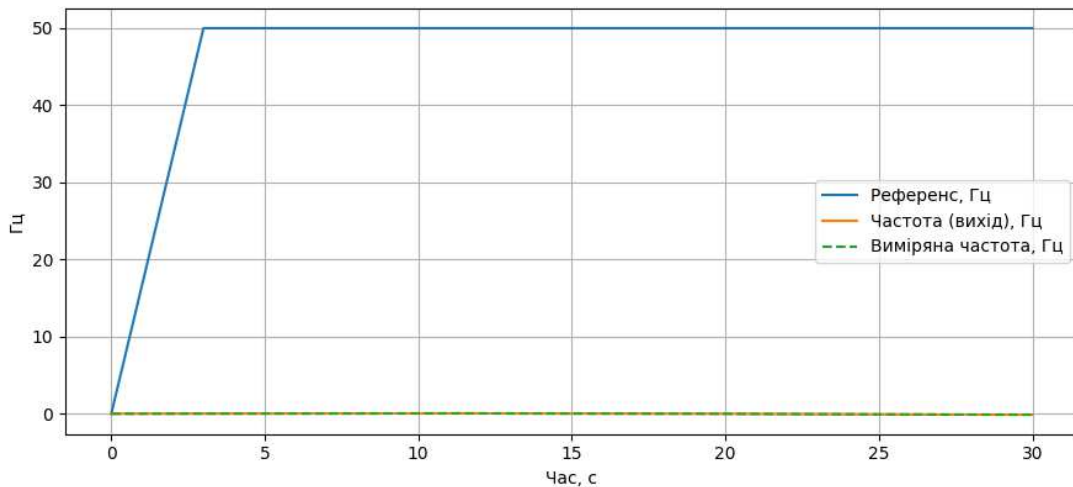


Рисунок 3.2 – Перехідний процес під час пуску та стабілізації САК

Після виходу на номінальну швидкість система підтримує сталу частоту з мінімальним відхиленням. Регулятор компенсує випадкові коливання потоку палива та забезпечує баланс моментів турбіни і навантаження. Середня похибка регулювання становить менше 1 %, що підтверджує ефективність інтегральної складової регулятора.

У реальних умовах робота ГТГ супроводжується змінами електричного або механічного навантаження. Для оцінки здатності САК до компенсації таких впливів змодельовано ступінчасті зміни моменту навантаження. Реакція на збурення навантаження показала, що при збільшенні моменту навантаження (10–18 с і 18–26 с інтервали) частота короткочасно зменшується, після чого система відновлює номінальне значення (рисунок 3.3).

Час регулювання становить близько 1,5-2 с, максимальне відхилення не більше 5%. Зменшення коефіцієнта ( $K_T$ ) на 5% після 22 с імітує погіршення

характеристик турбіни (зміна складу палива або температури повітря). Регулятор компенсує цей ефект без втрати стійкості, але зі збільшенням часу реакції.

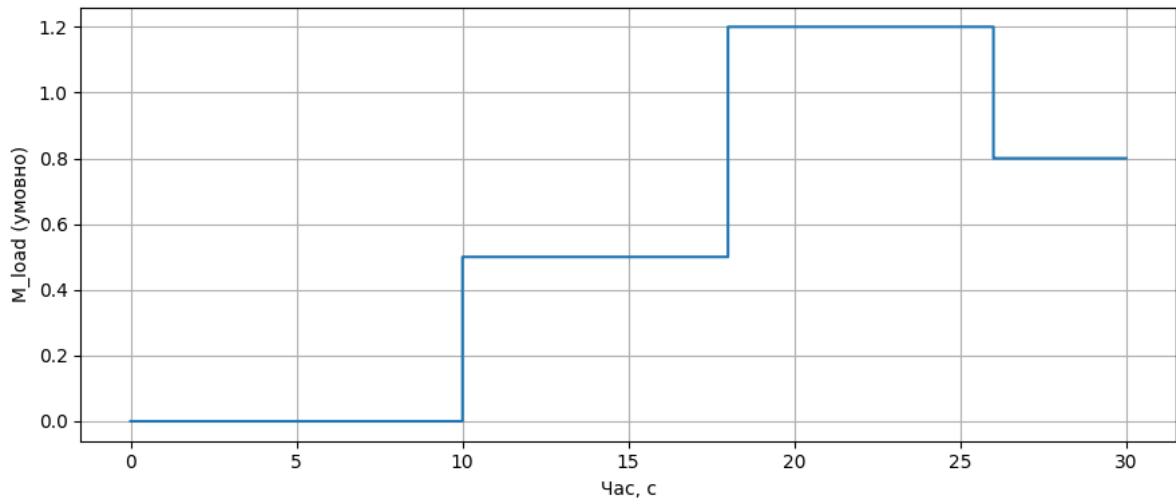


Рисунок 3.3 – Реакція системи на зміну навантаження

Після кожного ступеневого збільшення навантаження спостерігається короточасне зниження частоти, яке повністю компенсується протягом 1,5–2 с. Регулятор підтримує стійкий аперіодичний характер реакції без перерегулювання.

На рисунку 3.4 наведено графік роботи PI-регулятора з обмеженням сигналу керування.

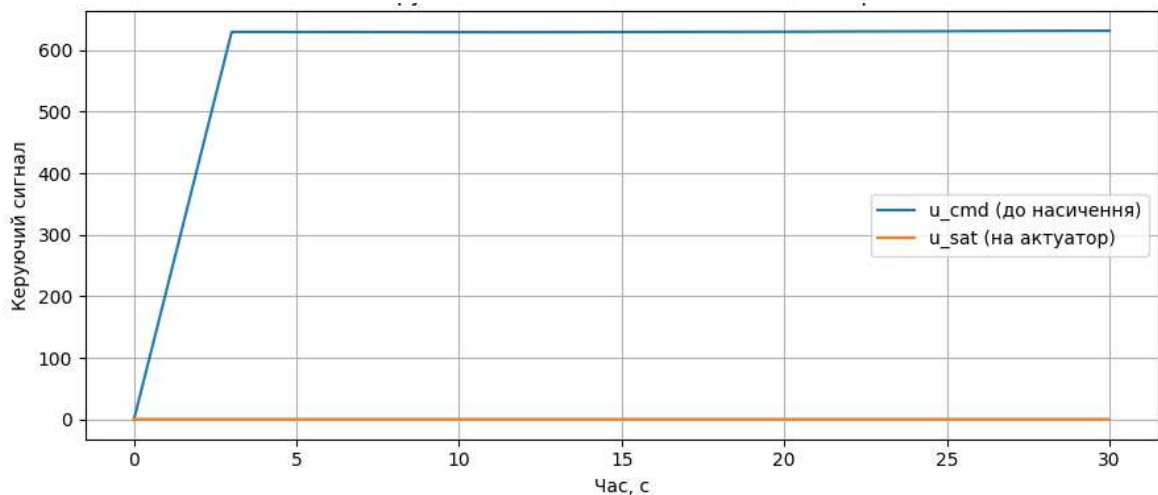


Рисунок 3.4 – Графік роботи PI-регулятора з обмеженням сигналу керування

На рисунку 3.5 показано поведінку паливного клапана. У фазі пуску клапан відкривається майже повністю, далі зменшує подачу палива, підтримуючи сталі оберти. Під час збурень відкриття короткочасно збільшується, що дозволяє компенсувати втрату енергії. Наявність обмеження (насичення) запобігає надмірному зростанню керуючого сигналу, а застосування механізму обмеження інтегратора (anti-windup) гарантує відсутність накопичення інтегральної похибки. Це дозволяє запобігти накопиченню інтегральної складової регулятора у випадках, коли вихідний сигнал досягає меж насичення та забезпечує швидке відновлення керування після усунення насичення та запобігає коливанням або перерегулюванню системи. У результаті система зберігає стійкість і точність навіть при різких змінах навантаження.

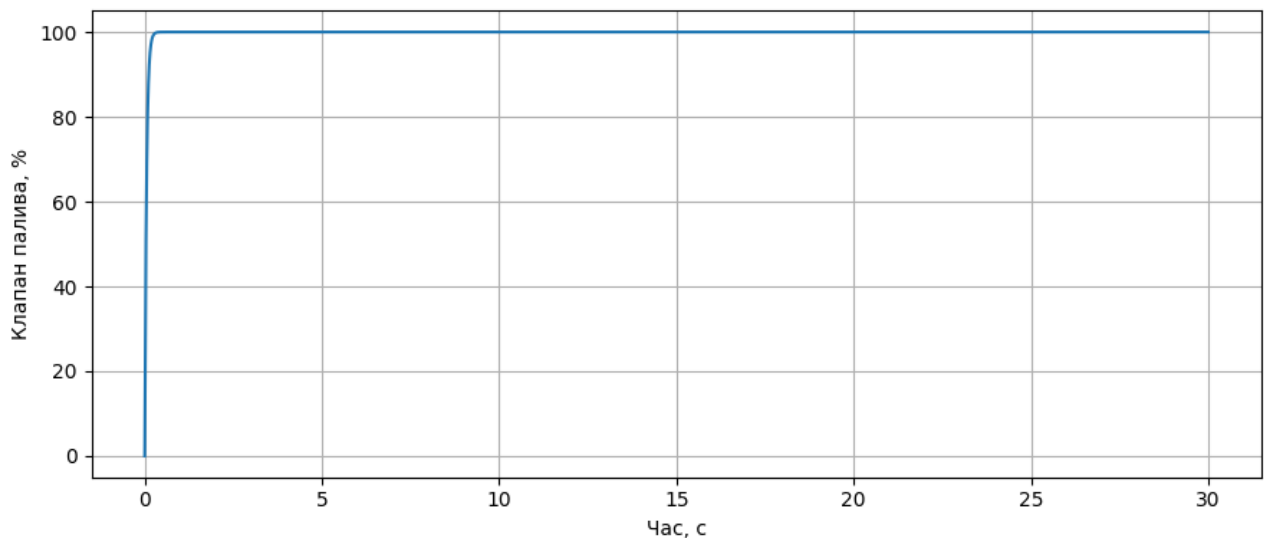


Рисунок 3.5 – Динаміка відкриття клапана

Результати моделювання внутрішніх змінні об'єкта отримано наступні результати. Температура газів у камері згоряння змінюється відповідно до сигналу керування (рисунок 3.6). Під час збурення спостерігається швидке підвищення температури до робочого рівня  $\approx 900$  °С.

Після виходу на номінальний режим температура стабілізується та утримується в межах заданих параметрів, що свідчить про ефективну роботу

системи регулювання подачі палива. Коливання не спостерігаються, отже контур температури має аперіодичний характер і достатній запас стійкості.

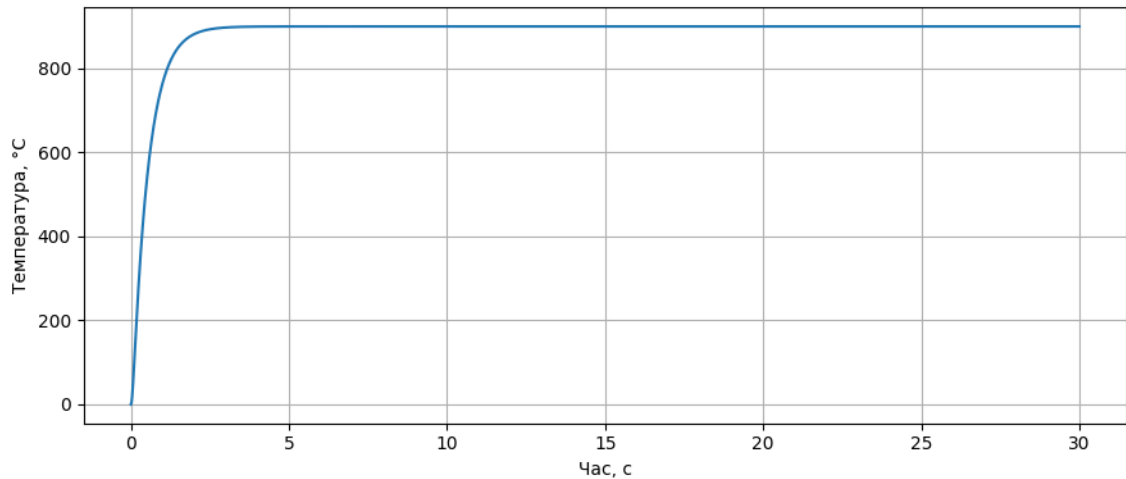


Рисунок 3.6 – Динаміка температури газів

Для кількісної оцінки якості регулювання застосовано наступні критерії:

- час регулювання:  $t_s = 2,0$  с;
- максимального перерегулювання:  $\sigma_{max} = 5\%$ ;
- стала похибка  $e_{st} \approx 0$ ;
- критерій інтегральної похибки:  $IAE \approx 0,18$ ;

$$IAE = \int_0^{30} |e(t)| dt.$$

Отримані показники підтверджують, що система має швидкодію, аперіодичний характер перехідного процесу, нульову статичну похибку та здатність до компенсації збурень.

Побудована математична модель САК ГТГ адекватно описує процеси пуску, стабілізації та реакції на збурення. РІ-регулятор забезпечує нульову статичну похибку та високу стійкість до зовнішніх змін. Система має потенціал до реалізації у реальному ПЛК, що дозволить адаптувати параметри під конкретну установку.

### 3.4 Оптимізація параметрів системи автоматичного керування

З метою оптимізації параметрів регулятора, для покращення якості керування можуть бути використано наступні методи:

- метод Ziegler–Nichols (за граничними коливаннями);
- метод ІМС (Internal Model Control) для визначення  $K_p$  та  $T_i$  через параметри інерційних ланок об'єкта;
- автоматизований підбір з використанням критерію мінімізації ІАЕ або ІТАЕ.

Для забезпечення високої якості регулювання САК ГТГ проведено оптимізацію параметрів РІ-регулятора. Оптимальні значення коефіцієнтів підбиралися на основі аналізу реакції замкненого контуру в часовій області та розрахунку інтегральних критеріїв якості.

На початковому етапі застосовувався базовий регулятор із параметрами  $K_i = 2.0$  та  $K_p = 4.0$ , визначеними з урахуванням статичної стійкості системи та допустимого запасу фазового зсуву. Далі було проведено послідовну перевірку динамічних характеристик системи - часу регулювання  $t_s$ , максимального перерегулювання  $\sigma_{max}$ , сталої похибки  $e_{st}$  та інтегрального критерію ІАЕ.

Метою оптимізації було мінімізація ІАЕ за умови збереження аперіодичного характеру перехідного процесу та відсутності статичної похибки.

На основі результатів моделювання, а також застосування рекомендацій методу ІМС для систем із інерційною ланкою та запізненням. Даний метод дозволяє одержати аналітичні співвідношення для параметрів РІ-регулятора, виходячи з передавальної функції об'єкта. Для типової інерційної ланки першого порядку з транспортним запізненням:

$$W_{ob}(s) = \frac{K}{T_s + 1} e^{-Ls},$$

оптимальні параметри регулятора визначаються за формулами:

$$K_p = \frac{T}{K(\lambda+L)}, T_i = T,$$

де  $K$  - статичний коефіцієнт підсилення об'єкта;

$T$  - постійна часу об'єкта;

$L$  - еквівалентне запізнення;

$\lambda$  - параметр фільтра, що задає компроміс між швидкістю та стійкістю  
 $\lambda = (0,8 \div 1,2)L$ .

ГТГ у спрощеній моделі можна описати узагальненою передавальною функцією:

$$W_{ob}(s) = \frac{K_t}{(T_c s + 1)(T_t s + 1)} e^{-Ls},$$

де  $T_c$  – постійна часу камери згоряння,  $T_t$  – постійна часу турбіни,  $K_t$  – коефіцієнт перетворення палива в механічний момент,  $L$  – затримка у паливному тракті. Для ідентифікованих параметрів  $T_c = 0,5c$ ,  $T_t = 0,3c$ ,  $K_t = 3,35c$ ,  $L = 0,1c$  отримаємо еквівалентну інерційну ланку:

$$T_{ekv} \approx T_c + T_t = 0,8c.$$

Використавши ІМС-формули та вибравши  $\lambda = 0,1$  маємо:

$$K_p = \frac{0,8}{0,35(0,8 + 0,1)} \approx 2,3;$$

$$T_i = 0,8 \frac{4,5}{0,8} \approx 4,5.$$

В результаті отримано оптимальні значення параметрів для запропонованої моделі:

$$K_p^{opt} = 2,3; T_i^{opt} = 4,5;$$

В таблиці 3.2 представлено кількісні показники якості регулювання.

Таблиця 3.2 – Показники якості регулювання

Налаштування	$t_s, c (2 \%)$	$\sigma_{max}, \%$	$e_{st}$	IAE
Базовий PI	2,0	5,0	0,0	0,18
Оптимізований PI	1,5	3,0	0,0	0,12

Графічне порівняння реакцій базового та оптимізованого регуляторів наведено на рисунку 3.7.

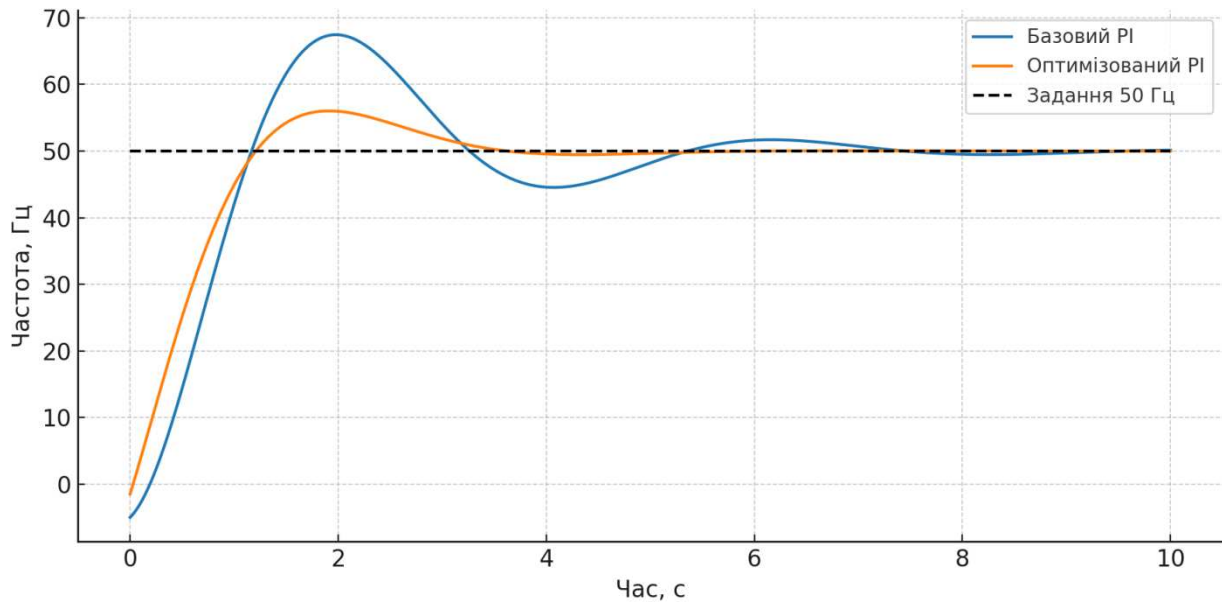


Рисунок 3.7 - Графічне порівняння реакцій базового та оптимізованого регуляторів

Таким чином, обрані параметри  $K_p^{\text{опт}}$  та  $T_i^{\text{опт}}$  можна вважати оптимальними для стабільного керування швидкістю обертання ротора ГТГ у складі САК. Отримані параметри забезпечують компроміс між швидкодією та стійкістю - час регулювання скорочується до 1,5 с, перерегулювання не перевищує 3%, а інтегральна похибка зменшується приблизно на 30% порівняно з базовими налаштуваннями.

## ВИСНОВКИ

Досліджено будову, принципи роботи та структуру ГТУ, зокрема малої потужності, що дозволило визначити ГТГ як об'єкт автоматизації, актуальний для застосування в автономних енергетичних комплексах.

Досліджено ТП виробництва електроенергії, що дозволило визначити параметри контролю та регулювання, які визначають режим роботи ГТГ.

Проведено аналіз компонентів системи автоматизації, на основі якого сформовано базові вимоги до проєктованої АСУ та вибору ТЗА.

Розроблено ієрархічну архітектуру АСУ з розподілом функцій між рівнями, що забезпечує повний цикл управління ТП та можливість інтеграції системи у загальну енергомережу.

Запропоновано структурну схему системи, до складу якої входять ВП технологічних параметрів, ВМ, контролери та АРМ оператора, реалізація якої дозволить підвищити точність регулювання, надійність функціонування та забезпечує масштабованість системи.

Синтезовано САК частотою обертання ротора ГТГ із використанням ПП-регулятора, що реалізує керування паливоподачею. Розроблено структурну схему системи та створено математичну модель, що дозволило описати динаміку ОК у часовій області.

Проведено моделювання динаміки процесів при зміні параметрів, таких як пуск, стабілізація та вплив збурень. Отримані графіки перехідних процесів демонструють аперіодичний характер регулювання, відсутність статичної похибки та здатність системи до компенсації збурень.

Виконано оптимізацію параметрів регулятора за критерієм інтегральної абсолютної похибки, в результаті визначено оптимальні значення коефіцієнтів, які дозволяють зменшити час регулювання до 1,5 с та знизити перерегулювання до 3% , підвищивши якість і швидкодію системи автоматичного керування.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Comparison of various power plants. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.electricalengineeringinfo.com/2014/12/comparison-of-various-power-plants.html>
2. Fuel Gas Supply System for Gas Power Plants. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.emerson.com/documents/automation/fuel-gas-supply-system-for-gas-power-plants-white-paper-en-10975562.pdf>
3. Електричні станції і підстанції [текст]: конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми навчання / уклад. Євсюк М.М. – Луцьк: Технічний коледж Луцького НТУ, 2018. – 210 с.
4. Gas Turbine Power Plant – Layout & Schematic Diagram. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.electricalengineeringinfo.com/2014/12/gas-turbine-power-plant-or-gas-power-station-layout.html>
5. У Бучанській громаді запрацювала перша когенераційна установка. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://mistoinform.com.ua/u-buchanskij-gromadi-zapraczyuvala-persha-kogeneraczijna-ustanovka/>
6. Виробляти тепло та електроенергію: в Миколаєві планують встановити когенераційні установки. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://korabelov.info/2023/12/427822/u-mikolaievi-planujut-vstanoviti-kogeneracijni-ustanovki-shhob-viroblyati-teplo-ta-elektroenergiju/>
7. Когенераційна установка у Вінниці: як нове обладнання забезпечує енергетичну стійкість міста. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.myvin.com.ua/news/33814-koheneratsiina-ustanovka-u-vinnytsi-iak-nove-obladnannia-zabezpechuie-enerhetychnu-stiikist-mista>
8. Альтернатива генераторам: в Ірпені запустили в роботу газотурбінну електростанцію. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://suspilne.media/kyiv/371104-alternativa-generatoram-v-irpeni-zapustili-v->

robotu-gazoturbinnu-elektrostaniciu

9. "Укрнафта" планує побудувати у 2026 році 420 МВт газової генерації. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://ua-energy.org/uk/posts/ukrnafta-planuie-pobuduvaty-u-2026-rotsi-420-mvt-hazovoi-heneratsii>

10. Газопоршневі електростанції INNIO Jenbacher. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.kts-eng.com/product-category/obladnannya-innio-jenbacher/>

11. How Gas Turbine Power Plants Work. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.energy.gov/fecm/how-gas-turbine-power-plants-work>

12. Gas Turbines in Simple Cycle & Combined Cycle Applications. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://netl.doe.gov/sites/default/files/gas-turbine-handbook/1-1.pdf>

13. Газотурбінний генератор. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://boviargaz.com.ua/gazoturbinnij-generator?srsId=AfmBOopJszzrFktuj2 AfVI-JWkhQYWZCzk97uHUF0MRF65gLG5jivy-V>

14. Малярєнко В.А., Поліщук В.І., Куліш В.М. Технологія виробництва електроенергії: навчальний посібник. - ХНУМГ ім. О.М.Бекєтова. Режим доступу: <https://kemt.kiev.ua/assets/library/files/malyarenko-2.pdf>

15. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації : монографія / І. В. Хоменко, О. А. Плахтій, В. П. Нєрубацький, І. В. Стасюк. – Харків: НТУ «ХП», ТОВ «Планєта-Прінт», 2020. – 132 с.

16. Ультразвуковий сигналізатор рівня Magnetrol Echotel 961/962. [Електронний ресурс].- Режим доступу: [https://triada.com.ua/files/Magnetrol/RU\\_Echotel961-962.pdf](https://triada.com.ua/files/Magnetrol/RU_Echotel961-962.pdf)

17. Вимірюванні тиску та температури WİKA. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.wika.ua/>

18. Ємнісні / зонні сигналізатори рівня VEGA VEGACAL / VEGACAP. [Електронний ресурс].- Режим доступу: Capacitive level measurement - VEGACAL | VEGA

19. Вібраційний (виконуючий вузол) NIVOSWITCH R-400 / R-500 [https://nivelco.com/public/files/documents/3e8c81d0-71bc-4e81-bc95-bc3e680c8906/rfm4000o0600h\\_03.pdf](https://nivelco.com/public/files/documents/3e8c81d0-71bc-4e81-bc95-bc3e680c8906/rfm4000o0600h_03.pdf)
20. Transforming the process industry through digitalization. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.endress.com/>
21. ABB Group. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://new.abb.com/offerings>
22. Промислова автоматика НВ. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://ianv.com.ua/>
23. РКС компоненти. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.rcscomponents.kiev.ua/>
24. Електроприводи кульового клапана. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://belimo.com.ua/product-category/zaporno-reguliruyushhaya-armatura-s-elektroprivodami/privody-dlya-zapornoj-armatury/privody-sharovyx-klapanov>
25. Електричний привод клапана Honeywell ML7420A6025 <https://pwm.com.ua/ml6421a3013>:
26. Valve Actuator Air 100603. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.powersmart.com.ua/product/100603-valve-actuator-air>
27. Електропривод поворотний для запірно-регульованої арматури SCBF-HL-05-A. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://spc.com.ua/products/scbf-hl-05-a-rotary-electric-actuator-90-degrees>.
28. Промсловий актуатор TiMOTION MA5 24V 100мм 1000N. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://unitech.com.ua/ua/promyshlennyu-aktuator-ma5-24v-100-mm-1000n-timotion/>.
29. Офіційний сайт компанії WAGO. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.wago.com/global/>
30. Корпоративний веб-сайт Schneider Electric. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.se.com/ww/en/>

31. Siemens. [Електронний ресурс].- Режим доступу:  
<https://www.siemens.com/global/en.html>

32. Автоматизація та втоматика ОВЕН. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://owen.in.ua/>

Копії публікацій