

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

МАКСИМОВ МАКСИМ МАКСИМОВИЧ

УДК 681.516.77

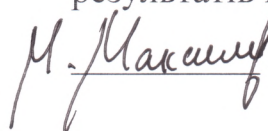
ДИСЕРТАЦІЯ

**ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ БІОГАЗОВОЇ
ТЕХНОЛОГІЇ ЗА РАХУНОК ПОШУКУ КОМП'ЮТЕРНО-
ІНТЕГРОВАНОЮ СИСТЕМОЮ УПРАВЛІННЯ НАЙКРАЩОЇ
СТРУКТУРИ ЇЇ ЕНЕРГОУСТАНОВОК**

Спеціальність 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
Галузь знань 15 – Автоматизація та приладобудування

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

 М. М. Максимов

Науковий керівник Давидов В. О. кандидат технічних наук, доцент

Одеса – 2020

АНОТАЦІЯ

Максимов М. М. Підвищення енергетичної ефективності біогазової технології за рахунок пошуку комп'ютерно-інтегрованою системою управління найкращої структури її енергоустановок. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології. – Одеський національний політехнічний університет МОН України, Одеса, 2020.

Дисертаційна робота присвячена удосконаленню методів і моделей автоматизованого управління енергетичною установкою, яка використовує відновлювальні джерела енергії для підтримання балансу енергетичної системи. Це стає можливим завдяки пошуку найкращої структури складових частин установки із підвищенням їхньої енергетичної ефективності і переміщенням такої установки в клас регульованих.

У першому розділі «Дослідження питання про можливість регулювання єдиної енергетичної системи за допомогою поновлюваних джерел енергії»:

– проведено аналіз можливості регулювання енергосистеми установками будь-якого типу. Показано, що існує гранична кількість енергетичних установок, які не диспетчеризуються. Ці установки використовують поновлювані джерела енергії, тож перевищення їхньої кількості істотно зменшує властивості регулювання енергосистеми і, як наслідок, її ефективність. Процеси автоматизації установок, що не диспетчеризуються, не відповідають стандартним прийомам керування. А в разі експлуатації спільно з установкою, яка має спроможність акумулювати електричну енергію, виникає нерозв'язна проблема пріоритетності вирішення таких завдань: або регулювати акумулятор, що заряджається, або підтримувати баланс споживання енергосистеми, беручи до уваги той факт, що керуюча система має лише прогнозну або статистичну інформацію про майбутні зовнішні збурення. Гострота і важливість вирішення такого завдання визначається тим, що сьогодні відсутнє його розв'язання на науковому рівні, а на інженерному

воно вирішується інтуїтивно. При цьому практично відсутні моделі та методи, які надають можливість пошуку комп'ютерно-інтегрованою системою управління найкращої структури енергоустановок для забезпечення балансу енергетичної системи;

- розроблено метод експрес-аналізу, що визначає придатність енергетичних установок різних видів для компенсації збурень в енергетичній системі, залежно від їхніх динамічних характеристик;

- показано перспективність використання біотенкових технологій як особливого класу енергетичних установок з поновлюваними джерелами енергії за модернізації комп'ютерно-інтегрована система управління (КІСУ), яка дозволить використовувати не лише біометан, а й інші продукти біотехнологічного походження в енергетиці;

- обґрунтовано структуру і сформульовано завдання дисертаційного дослідження, яке полягає у розробці методів і моделей автоматизованого управління енергетичною установкою, що використовує відновлювальні джерела енергії, для підтримки балансу енергетичної системи. Цей баланс здійснюється за рахунок пошуку найкращої структури складових частин установки, що підвищує її енергетичну ефективність і допомагає набутти властивість керованості.

У другому розділі «Імітаційна модель біогазової установки як об'єкта керування» одержано такі результати:

- розроблено метод моделювання складу та перетворення речовин біогазової технології з поновлюваними джерелами енергії, а саме збродженого залишку та синтез-газу, модельним уявленням умовною формулою. Цей метод використовує закони хімічної кінетики, збереження речовини і балансу максимальних валентностей окислювальних і відновних елементів, що дало змогу розрахувати граничну теплотворну здатність сумішей органічних речовин;

- розроблено математичну модель для аналізу ефективності процесу піролізу збродженого залишку з біогазових установок у печі, що доповнило газову складову, а у схему біотехнологічної установки додано регульований об'єкт управління у вигляді печі піролізу;

– під час вирішення реальних технологічних задач додатково знайдена можливість одержання деякої кількості вуглистого залишку та смоли за проведення піролізу збродженого залишку.

В третьому розділі «Автоматизована система регулювання процесом переробки органічної сировини на базі моделі ідентифікації складу продуктів повільного піролізу» виконано таке:

– під час досліджень знайдено можливість розробки імітаційної моделі процесу піролізу, що дає змогу отримати склад продукт-газу з максимальною теплотворною здатністю за мінімальної кількості вуглистого залишку залежно від складу вихідної сировини;

– знайдено вирішення проблеми компенсації збурення в автоматизованій системі управління за хімічним складом збродженого залишку на основі моделі визначення складу пального за рахунок використання надлишкових вимірювань витрати палива, повітря і температури полум'я в ізентальпійному пристрої, що дає змогу знайти стійке рішення для співвідношення зброджений залишок – повітря для печі піролізу;

– запропоновано автоматизовану систему управління установкою повільного піролізу для одержання продукт-газу. Метод управління повільного піролізу збродженого залишку забезпечує задані витрати продукт-газу в разі нанесення збурення складом вихідної сировини.

В четвертому розділі «Метод пошуку найкращого рішення для керування структурою біоенергетичної установки» досягнута мета дисертаційної роботи, а саме:

– запропоновано цільову функцію, яка враховує ефективність експлуатації різних структурних комбінацій енергетичними установками, що працюють у системі, з метою створення структури технічних засобів, яким притаманна властивість регулювання;

– розроблено метод пошуку найкращої структури енергетичних установок, що визначає придатність енергетичних установок різних видів, залежно від їхніх динамічних характеристик, для можливості компенсації збурень;

– пошук максимуму цільової функції наведено в режимі реального часу роботи КІСУ під час перехідних процесів. Після нанесення збурень розраховуються можливі конфігурації енергетичної установки або її складових, яким притаманна властивість регулювання для забезпечення балансу між виробництвом і споживанням електричної енергії. КІСУ об'єднує в собі розрахунки ефективності кожної установки або її складових і загальну системну потребу або завдання на виробництво. Для приведення різних варіантів розрахунків до рівного ефекту використовується критерій замикаючих витрат енергії, що дозволяє звести задачу до одного аргументу (часу), і знаходити максимальне значення функції за будь-яких зовнішніх збурень;

– показано перевагу розробленого методу пошуку найкращого рішення порівняно з відомими.

Ключові слова: АСУ, джерела відновлювальної енергії; ідентифікація збродженого залишку, продукт-газ, баланс енергосистеми, КІСУ, керування зміною структури, цільова функція, піроліз, біотенкова технологія, замикаючі витрати енергії.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації

1. Лысюк А.В., Бондаренко А.В., **Максимов М.М.**, Брунеткин А.И. Модель и метод сжигания в теплоэнергетической установке углеводородного газа переменного состава. Автоматизация технологических и бизнес-процессов. – 2017. Т. 9, No 2. С. 21–27. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI), РИНЦ). Режим доступу: <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/558>.

2. Лысюк А.В., Бондаренко А.В., **Максимов М.М.**, Брунеткин А.И. Модель и метод сжигания в теплоэнергетической установке углеводородного газа переменного состава. Автоматизация технологических и бизнес-процессов. – 2017. Т. 9, No 2. С. 21–27.

(Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI), РИНЦ). Режим доступу: <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/559>.

3. Maksymova O., **Maksymov M.**, Silina V., Orischenko A. Analysis of the energy system balance efficiency provided with the different groups of generating plants. Автоматизація технологічних і бізнес-процесів. 2017. Volume 9, Issue 4. С. 5–17. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI), РИНЦ). Режим доступу: <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/814>.

4. **Maksimov M.**, Davydov V., Krusir G., Maksimova O. Increasing of process efficiency of biogas plants production processing. Праці Одеського політехнічного університету. 2017. Iss. 3. Р. 43–53. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI)). Режим доступу: <http://pratsi.opu.ua/articles/show/11997>.

5. Brunetkin O., **Maksymov M.**, Brunetkin O. Development of a model of processes for the thermal processing of organic matters of variable composition. Праці Одеського політехнічного університету. 2019. Iss. 2. Р. 21–32. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI)). Режим доступу: <http://pratsi.opu.ua/articles/show/18436>.

6. **Максимов М.М.**, Давидов В.О. Моделирование балансировки энергосистемы при условии содержания в ней значительной доли недиспетчеризуемых источников энергии Автоматизация технологических и бизнес-процессов. 2019. Volume 11, Issue 4. С. 27 – 34. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI), РИНЦ). Режим доступу: <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/1596>.

7. Brunetkin O., Maksymov M. V., Maksymenko A., **Maksymov M. M.** Development of the unified model for identification of composition of products from incineration, gasification, and slow pyrolysis. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2019. № 4/6 (100). Р.25–31. (Журнал включено до НМБД SCOPUS, Index Copernicus, CrossRef (DOI)). Режим доступу: <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/176422>.

8. **Maksymov M.M.**, Beglov K.V., Maksymova O. B., Maksymov O. M. The method of finding the most natural structure of a biotank power plant. Праці Одеського

політехнічного університету. 2020. Iss. 1(60). Р. 82–95. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI)). Режим доступу: DOI: 10.15276/opu.1.60.2020.09

Опубліковані праці апробаційного характеру:

9. **Максимов М.М.,** Давыдов В.О. Повышение эффективности утилизации продуктов биогазовых установок. Автоматика 2018: матеріали XXV міжнар. конф. з автомат. управл., 18–19 вересня 2018 р., м. Львів. 2018. С. 41–42. <http://science.lpnu.ua/avtomatika-2018>.

10. **Максимов М.М.,** Давыдов В.О. Решение проблемы утилизации сброженного остатка биогазовых установок. «Комплексне забезпечення якості технологічних процесів та систем» : матеріали IX міжнар. наук.-практ. конф., м. Чернігів, 14–16 трав. 2019 р. Чернігів, 2019. Т. 2. С. 161. <http://ir.stu.cn.ua/handle/123456789/18207>.

11. Бутенко А.В., Демиденко В.Е., **Максимов М.М.,** Максимова О.Б. Разработка метода определения целевой функции оптимизации энергетической установки. Modern scientific challenges and trends: IX International Scientific Conference, 20th October, 2018, Warsaw, Poland, Issue. 9. P.152–156. Режим доступу: https://sciencecentrum.pl/wpcontent/uploads/2019/03/modern_scientific_challenges%20%28web%29.pdf.

12. Бутенко А.В., Демиденко В.Е., **Максимов М.М.,** Максимова О.Б. Анализ эффективности энергетической системы, обеспечиваемый различными видами энергогенерирующих установок. Science and technology of the present time: priority development directions of Ukraine and Poland: International Multidisciplinary Conference, 19-20 October, 2018, Wolomin, Republic of Poland, Volume 4. P. 90–93.

ABSTRACT

Maksymov M. M. Improving the energy efficiency of biogas technology via searching for the best structure of its power plants by computer-integrated control system. – Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

Dissertation for Philosophy Doctor degree by specialty 151 – Automation and computer- integrated technologies. Odesa National Polytechnic University of Ministry of Education and Science of Ukraine, Odesa, 2020.

The dissertation is devoted to solving the actual scientific and technical task of modernizing the automated control system of a steam boiler by identifying the variable composition of the oxygen-containing hydrocarbon fuel during operation at all levels of power.

The dissertation is devoted for methods and models improvement of automated control of the power plant, which uses renewable energy sources to maintain the balance of the energy system. This become possible by searching the best structure for the components of the plant while increasing its energy efficiency and moving such plant into regulated class.

In the first section "Status of the issue about possibility of regulating the energy system using renewable energy sources" had been done the following:

– there had been done an analysis of energy system regulation possibility by any type of plant. It is shown that there is a limit number of non-dispatchable power plants. These plants use renewable energy sources and exceeding its amount is reducing their power control properties and, consequently, its efficiency. The processes of automation of non-dispatching plants do not match standard techniques. And in case of operation together with the plant, which accumulates, there is an insolvable priority to manage the following problems. Either adjusting the rechargeable battery or maintain the power consumption balance, taking into account the fact that the control system has only predictive or statistical information about future external disturbances. The severity and importance of solving this problem is determined by the fact that for the time being solution is absent at the scientific level, and at the engineering level- it is solved only intuitively. At the same time there are almost no models and methods that will make it possible to find a computer-integrated control system for the best structure of power plants to ensure the balance of the energy system.

- developed method of express-analysis, which determines the suitability of power plants of different types for the possibility of compensation for disturbances in the energy system, depending on their dynamic characteristics;

- it is shown the prospect of using biotank technologies as a special class of renewable energy power plants in the case of modernization of computer-integrated control system (CICS), which will allow to use not only biomethane but also another biotechnological products in power engineering;

- the structure is substantiated and the thesis of the dissertation is formulated, which consists in the development of methods and models of automated control of the power plant, which uses renewable energy sources to maintain the balance of the energy system. This balance is achieved by finding the best structure of the components of the installation, which increases its energy efficiency and makes it possible to acquire controllability.

In the second section "Simulation model of biogas plant as an object of control" the following results had been obtained:

- a method of modelling the composition and transformation of substances of biogas technology with renewable energy sources, namely fermented residue and synthesis-gas by model representation formula. This method uses the laws of chemical kinetics, preservation of matter and the balance of maximum valences of oxidizing and renewing elements, which made it possible to calculate the value limitation of mixtures of organic substances;

- a mathematical model was developed to analyse the efficiency of the pyrolysis process of the fermented residue from the biogas plants in the furnace, which supplemented the gas component, and in regulated control form object of a pyrolysis furnace to the scheme of the biotechnological plant was added;

- when solving real technological problems, it was additionally obtained possibility of getting some amount of carbon residue and resin during pyrolysis of the fermented residue.

In the third section " Automated control system process of organic raw materials processing based on the model of identification of the slow pyrolysis products composition" the following had been done:

- during the researches the possibility of developing a simulation model of the pyrolysis process was found, which allows to obtain the product-gas composition with the maximum calorific value at the minimum amount of carbon residue, depending on the composition of the raw material;
- the solution of the problem of compensation of perturbation in the automated control system for the chemical composition of the fermented residue is found on the basis of the model of determination of the fuel composition by using excess measurements of fuel consumption, air and the flame temperature in the isoenthalpic device, which allows to find a stable solution for the ratio of the fermented residue - air of pyrolysis furnace;
- an automated control system of slow pyrolysis plant for product gas production is proposed. The method of controlling the slow pyrolysis of the fermented residue provides a predetermined cost of product-gas in the case of perturbation of the composition of the raw material.

In the fourth section "The method of searching the best solution for control the structure of the bioenergy plant" the goal of the dissertation was achieved, namely:

- a purpose function is advised, which takes into account the efficiency of operation of various structural combinations with power units operating in the system with the purpose of creating a structure of technical means, which has a property of regulation;
- the method of searching the best structure of power plants was developed, which determines the suitability of power plants of different types depending on their dynamic characteristics, in order to compensate the disturbances;
- searching the maximum of the objective function is given in real-time work of CICS during transients. After the disturbance is applied, the possible configurations of the power plant or its component are calculated, which have the property of regulation to ensure a balance between the production and consumption of electricity. CICS combines the calculations of the efficiency of each plant or its components and the overall system

requirement or production task. To bring different variants of calculations to equal effect, the criterion of trailing energy costs is used, which allows to solve the issue to one argument (time) and to find the maximum value of the function if any external perturbations;

– it is shown the advantage of the developed method of finding the best solution compare with known ones.

Keywords: ACS, renewable energy sources, identification of fermented residue, product-gas, balance of energy system, CICS, structure changing control, target function, pyrolysis, biotank technology, trailing energy costs.

LIST OF PUBLICATIONS

Publications where the main scientific results of the dissertation are published

1. Lysyuk A. V., Bondarenko A. V., **Maksymov M. M.**, Brunetkin A. I. Model and method of combustion in a thermal power plant with variable composition of hydrocarbon gas. *Automation of technological and business processes*. 2017. T. 9, No. 2. P. 21–27. (Magazine included in NMBD Index Copernicus, CrossRef (DOI), RINC). <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/558> (in Russian).
2. Maksymova O., **Maksymov M.**, Silina V., Orischenko A. Development of the method of determining the target function of power plant optimization. *Automation of technological and business processes*. 2017. Volume 9, Issue 2. Pp. 28–35. (Journal included in the NMBD Index Copernicus, CrossRef (DOI), RINC). <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/559>.
3. Maksymova O., **Maksymov M.**, Silina V., Orischenko A. Analysis of the energy system balance efficiency provided with different groups of generating plants. *Automation of technological and business processes*. 2017. Volume 9, Issue 4. P. 5–17. (Journal included in the NMBD Index Copernicus, CrossRef (DOI), RINC). <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/814>.
4. **Maksymov M.**, Davydov V., Krusir G., Maksymova O. Increasing the process efficiency of biogas plants production processing. *Proceedings of the Odessa*

Polytechnic University. 2017. Iss. 3. P. 43–53. (Magazine included in the NMBD Index Copernicus, CrossRef (DOI)). <http://pratsi.opu.ua/articles/show/11997>.

5. Brunetkin O., **Maksymov M.** Development of a model of processes for the thermal processing of organic matters of variable composition. *Proceedings of the Odesa Polytechnic University*. 2019. Iss. 2. P. 21–32. (Magazine included in the NMBD Index Copernicus, CrossRef (DOI)). <http://pratsi.opu.ua/articles/show/18436>.

6. **Maksymov M. M.**, Davidov V. O. Simulation of power system balancing under the condition that it contains a significant proportion of non-dispatchable energy sources. *Automation of technological and business processes*. 2019. Volume 11, Issue 4. P. 27–34. (Magazine included in NMBD Index Copernicus, CrossRef (DOI), RINC). <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/1596> (in Russian).

7. Brunetkin O., Maksymov M. V., Maksymenko A., **Maksymov M. M.** Development of the unified model for the identification of the composition of products from incineration, gasification, and slow pyrolysis. *Eastern European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. 4/6 (100). P. 25–31. (Magazine included in SCOPUS NMBD, Copernicus Index, CrossRef (DOI)). <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/176422>.

8. **Maksymov M. M.**, Beglov K. V., Maksymova O. B., Maksymov O. M. The method of finding the most natural structure of a biotank power plant. *Proceedings of the Odesa Polytechnic University*. 2020. Iss. 1(60). P. 82–95. (Magazine included in the NMBD Index Copernicus, CrossRef (DOI)). DOI: 10.15276/opu.1.60.2020.09

Published works of approbatory character

9. **Maksymov M. M.**, Davydov V.O. Improving the utilization efficiency of biogas plants products. “Automation 2018” : XXV International Conf. by automatic. Management, September 18–19, 2018, Lviv. Pp. 41–42. <http://science.lpnu.ua/automatika-2018> (in Russian).

10. Maksymov M. M., Davydov V. O. The solution of the problem of utilization of biogas plants fermented residue. “Complex quality assurance of technological

processes and systems”: IX International Scientific and Practical Conference, May 14–16, 2019, Chernihiv. P. 161. <http://ir.stu.cn.ua/handle/123456789/18207> (in Russian).

11. Butenko A. V., Demidenko V. E., **Maksymov M. M.**, Maksymova O. B. Development of a method for determining the objective function of optimization of the power plant. Modern scientific challenges and trends: IX International Scientific Conference, 20th October, 2018, Warsaw, Poland. Issue. 9. P. 152–156. [https://sciencecentrum.pl/wpcontent/uploads/2019/03/](https://sciencecentrum.pl/wpcontent/uploads/2019/03/MODERN_SCIENTIFIC_CHALLENGES%20%28web%29.pdf)

MODERN_SCIENTIFIC_CHALLENGES % 20 % 28web % 29.pdf (in Russian).

12. Butenko A. V., Demidenko V. E., **Maksymov M. M.**, Maksymova O. B. Analysis of the efficiency of the energy system supplied by different types of energy generating plants. Science and technology of the present time: priority development directions of Ukraine and Poland: International Multidisciplinary Conference, 19–20 October, 2018, Wolomin, Republic of Poland, Volume 4. P. 90–93 (in Russian).

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	17
ВСТУП.....	19
РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАННЯ ПРО МОЖЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ ЄДИНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ЗА ДОПОМОГОЮ ПОНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ	26
1.1. Аналіз використання ПДЕ для регулювання енергосистеми	26
1.1.1. Стан питання про використання поновлювальних джерел енергії в індустріально розвинених країнах.....	26
1.1.2. Питання про використання поновлювальних джерел в Україні	30
1.2. Екологічні аспекти застосування ПДЕ.....	32
1.3. Суть проблеми регулювання енергосистеми	37
1.4. Моделювання регулювання енергосистеми з ПДЕ	43
1.4.1. Вихідні дані.....	44
1.4.2. Алгоритм моделювання.....	45
1.4.3. Результати моделювання	48
1.5. Постановка задачі дослідження	54
1.6. Висновки до першого розділу.....	59
РОЗДІЛ 2 ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ БІОГАЗОВОЇ УСТАНОВКИ ЯК ОБ'ЄКТА КЕРУВАННЯ.....	60
2.1. Аналіз способів отримання біогазу	60
2.2. Імітаційна модель збродженого залишку	66
2.3. Енергетичний потенціал збродженого залишку для його піролізу	74
2.4. Результати аналізу енергетичної ефективності об'єкта керування	77
2.5. Висновки до другого розділу	83
РОЗДІЛ 3 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА РЕГУЛЮВАННЯ ПРОЦЕСОМ ПЕРЕРОБКИ ОРГАНІЧНОЇ СИРОВИНИ НА БАЗІ МОДЕЛІ ІДЕНТИФІКАЦІЇ СКЛАДУ ПРОДУКТІВ ПОВІЛЬНОГО ПІРОЛІЗУ	85
3.1. Модель ідентифікації складу продуктів повільного піролізу.....	85

3.1.1. Загальні положення.....	85
3.1.2. Імітаційна модель спалювання, газифікації та повільного піролізу вуглеводневих речовин змінного складу	88
3.1.3. Метод визначення складу вихідної вуглеводневої речовини в різних агрегатних станах.	97
3.2. АСР для установки керованого піролізу органічних речовин змінного складу	100
3.2.1. Принципова схема установки керованого піролізу	100
3.2.2. Допустимість застосування моделі	103
3.2.3. Метод керованого піролізу органічної сировини довільного та змінного складу.....	107
3.2.4. Синтез системи керування установкою для отримання продукт-газу	109
3.3. Висновки до третього розділу.....	117
РОЗДІЛ 4 МЕТОД ПОШУКУ НАЙКРАЩОГО РІШЕННЯ ДЛЯ КЕРУВАННЯ СТРУКТУРОЮ БІОЕНЕРГЕТИЧНОЇ УСТАНОВКИ	119
4.1. Загальні положення для пошуку найкращої комбінації технічних засобів біотенкової енергетичної установки	119
4.2. Метод визначення замикаючих енергетичних витрат та палива для об'єкту керування.....	121
4.3. Метод визначення замикаючих енергетичних витрат на електроенергію.....	125
4.4. Цільова функція для пошуку найкращої структури енергоустановок, що працюють у системі	126
4.5. Верифікація цільової функції для пошуку найкращого рішення.....	128
4.6. Метод пошуку рішення найкращої структури біотенкової енергетичної установки.....	137
4.6.1. Склад структури біотенкової енергетичної установки	137
4.6.2. Метод пошуку найкращої структури	145
4.6.3. Результати пошуку найкращої структури біотенкової енергетичної установки.....	150
4.7. Висновки до четвертого розділу.....	155
ВИСНОВКИ.....	157
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	161

ДОДАТОК А.....	172
Документи про впровадження	172
ДОДАТОК Б	176
Список публікацій здобувача.....	176

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС – атомна електрична станція

АЧР – аварійне частотне розвантаження

АСР – автоматизована система регулювання

АСУ – автоматична система управління

АСУ ТП – автоматизована система управління технологічним процесом

БГУ – біогазова установка

БМ – біологічна маса

ВЕС – вітрова електрична станція

ВМО – Всесвітня метеорологічна організація

ВЕР – вторинні енергоресурси

ГАЕС – гідроакumuлююча електрична станція

ГЕС – гідроелектрична станція

ГТУ – газотурбінна установка

ДГУ – дизель-генераторна установка

ЄЕС – єдина енергетична система

КВВП – коефіцієнт використання встановленої потужності

КІСК – комп'ютерно-інтегрована система керування

ККД – коефіцієнт корисної дії

ВРХ – велика рогата худоба

НДР – науково-дослідна робота

НДЛ – науково-дослідна лабораторія

ПДЕ – поновлювані джерела енергії

НПДЕ – неоновлюваних джерел енергії

ПГУ – парогазова установка

ПГ – парникові гази

ПММ – паливно-мастильні матеріали

ПТУ – паротурбінна установка

РКЗК – Рамкова конвенція ООН про зміну клімату

РО – регулюючий орган

САК – система автоматичного керування

СЕС – сонячна електрична станція

ТЕС – теплова електрична станція

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасній електроенергетиці спостерігається постійно зростаюча тенденція використання поновлюваних джерел енергії для забезпечення попиту на енергетичну продукцію енергосистем.

Повільно, але впевнено до класу електрогенеруючих установок потрапили енергетичні установки, які неможливо диспетчеризувати. Такі установки використовують поновлювані джерела енергії, до яких перш за все належать геліо- і вітрогенеруючі. Регулювати роботу таких енергоустановок у системі практично неможливо без додаткових акумулюючих установок будь-якого виду. Значний внесок у можливість експлуатації таких енергоустановок визначається державною політикою. У разі, якщо державне управління системно підходить до реалізації концепції поновлюваних джерел енергії на всіх рівнях (політичному, інфраструктурному, соціальному), то така енергосистема може стабільно функціонувати з істотною часткою поновлюваних джерел, що добре видно на прикладі Данії [1, 2]. У разі, якщо державне управління кон'юнктурно підходить до такої концепції і просувається державним менеджментом лише з політичних міркувань, то така енергосистема не в змозі впоратися з власним балансом із усіма наслідками. Це видно на прикладах США, Німеччини і Австралії [1, 2].

Процеси автоматизації установок, які неможливо диспетчеризувати, не відповідають стандартним прийомам. У разі експлуатації спільно з акумулюючою установкою виникає нерозв'язна пріоритетність вирішення завдання про те, що потрібно регулювати: акумулятор, що заряджається, чи підтримувати баланс споживання енергосистеми. Завдання ускладнюється, бо керуюча система не отримує зворотного зв'язку про зміну поточної швидкості вітру і миттєвої інтенсивності сонячної інсоляції для формування керуючого впливу.

Серед поновлюваних енергетичних геліоустановок значного розвитку набули технології анаеробного зброджування вирощеної біомаси з метою отримання в біореакторі горючого газу і зброженого залишку [3]. Процеси автоматизації таких установок у промислових енергетичних масштабах можуть бути вирішені тільки організацією завдання керування в розподілених параметрах.

При цьому отримуваний біогаз має теплотворну здатність, величина якої випадкова і непередбачувана.

Така складність завдань керування призводить до того, що сучасні комп'ютерно-інтегровані системи керування (KICK) такими енергоустановками мають вигляд складних програмно-технічних комплексів. Сьогодні від KICK критично важливими системами потрібна постійна адаптація до змін середовища і зовнішніх збурень. Критична значущість таких систем часто вимагає постійної оптимізації структури обладнання енергоустановок і мінімізації втручання оператора установки.

Розвиток методів автоматизованого керування і теорії оптимального керування дає змогу вирішити завдання керування структурою взаємопов'язаного і взаємозамінного обладнання енергетичної установки, що використовує відновлювальні ресурси. Це забезпечить пошук максимальної енергетичної ефективності. При цьому апріорно розуміється, що кожна одиниця устаткування, яка керується параметром, працює в найкращому режимі. Метою KICK є постійний пошук і зміна конфігурації енергетичної установки під час її експлуатації в енергетичній системі за умови існування альтернативних нетрадиційних енергетичних ресурсів, які відрізняються різною ефективністю перетворення, що змінюється в часі.

Дисертаційна робота спрямована на вирішення виявленого науково-технічного протиріччя. З одного боку, інвестуються ресурси у створення енергетичних установок, які експлуатуються від поновлюваних джерел, але ці енергоустановки неможливо диспетчеризувати. Такий стан речей призводить до розбалансування енергетичної системи або її підтримки в стані балансу за рахунок залучення неінвестиційних ресурсів. З іншого боку, постійне балансування енергосистемою здійснюється за рахунок установок, які експлуатуються на видобувному паливі, що призводить до нестаціонарних режимів цих енергетичних установок і їх форсованого неефективного використання за рахунок оборотного резерву [4].

Необхідність удосконалення моделей і методів керування енергетичними установками зі змінною структурою технічних засобів, залежно від обмежень на ресурси і задану ефективність, за рахунок пошуку найкращого рішення і визначає актуальність цієї роботи.

Для вирішення сформульованої задачі необхідно виробити науково обґрунтовані умови і вимоги до технічного стану системи зі змінною структурою устаткування та алгоритмом його перемикавання залежно від режимів експлуатації з метою забезпечення максимальної ефективності.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота виконана відповідно до планів, затверджених Міністерством освіти і науки України, і є частиною НДР «698-47» (№ ДР 0115U000411) за темою «Удосконалення теоретичних і експериментальних методів дослідження перехідних процесів в енергетичних установках за рахунок структурної оптимізації моделей і технічних систем».

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є вдосконалення методів і моделей комп'ютерно-інтегрованої системи керування енергетичною установкою, що використовує відновлювальні джерела енергії для підтримки балансу енергетичної системи за рахунок пошуку найкращої структури її складових частин, і переміщення таких установок у клас регульованих з підвищенням їхньої енергетичної ефективності.

Досягнення мети здійснюється:

- розробкою методу експрес-аналізу, що визначає придатність енергетичних установок різних видів, залежно від їхніх динамічних характеристик, для можливості компенсації збурень в енергетичній системі;

- розробкою імітаційних моделей біогазової технології як об'єкта керування для підвищення її ефективності, що дозволить одержати додатковий енергетичний ресурс;

- розробкою моделі автоматизованої системи керування і методу проведення керованого піролізу для утилізації збродженого залишку змінного складу, який

отримують у біогазовій технології, що дасть змогу виробляти додатково синтез-газ із максимальною теплотворною здатністю;

– розробкою методу визначення цільової функції оптимізації і знаходженням найкращих структурних комбінацій енергетичної установки, що використовує відновлювальні джерела енергії, які мають властивість регулювання, залежно від зовнішніх збурень з метою підтримання балансу енергосистеми.

Об'єкт дослідження – комп'ютерно-інтегрована система керування енергетичною установкою, що використовує відновлювальні джерела енергії з безліччю взаємодоповнюючих і взаємозамінних структур, які забезпечують можливість регулювання для підтримки балансу енергосистеми.

Методи дослідження – математичний аналіз допоміг визначити властивості аналізованих функцій; імітаційне моделювання підтвердило одержані теоретичні результати; методи системного аналізу використані для декомпозиції технологічного процесу; моделювання зміни теплотворної здатності та густини вуглеводневого кисневмісного газу залежно від якісного складу збродженого залишку дозволило обґрунтувати застосування цих газів; моделювання нестационарних процесів піролізу, заснованих на законах збереження речовини, Дальтона, хімічної рівноваги за парціальними тисками, засноване на рішенні системи нелінійних алгебраїчних рівнянь, дало змогу врахувати вплив збурення за складом збродженого залишку продукт-газу і вуглистого залишку; теорія оптимального керування використовувалася для пошуку потрібної структури об'єкта керування; методи чисельного моделювання зміни властивостей об'єкта керування дозволили визначити вид критерію оптимальності; комп'ютерні інформаційні та програмні технології для реалізації розробленого алгоритму оптимального керування.

Наукова новизна одержаних результатів

1. Знайшов подальший розвиток метод експрес-аналізу, який визначає можливість установки підтримувати баланс потужності в енергосистемі за її динамічною характеристикою, і який передбачає

моделювання нанесення збурень на заданий інтервал часу і з невизначеністю завершення збурення.

2. Знайшов подальший розвиток метод моделювання складу суміші органічних речовини в біогазовій технології з поновлюваними джерелами енергії, в модельному уявленні їх умовною формулою збродженого залишку і продукт-газу, який заснований на використанні законів хімічної кінетики, збереження речовини і балансу максимальних валентностей окислювальних та відновних елементів, що дало змогу розрахувати граничну теплотворну здатність сумішей органічних речовин.

3. Вперше запропоновано метод компенсації збурення в автоматизованій системі керування за хімічним складом збродженого залишку під час його піролізу на продукт-газ і вуглистий залишок на основі моделі визначення складу пального за рахунок використання надлишкових вимірювань витрат палива, повітря і температури полум'я в ізоентальпійному пристрої, що уможливило знайти стійке рішення для співвідношення «зброджений залишок – повітря» для піролізної установки;

4. Набула подальшого розвитку цільова функція для пошуку найкращої конфігурації енергетичних установок або їхніх складових, які мають властивість регулювання для забезпечення балансу між виробництвом і споживанням електричної енергії, яка об'єднує в собі ефективність кожної установки або її складових і загальну системну потребу або завдання на виробництво. Вона відрізняється від відомих тим, що для приведення різних варіантів до рівного ефекту використовується критерій замикаючих витрат енергії, що дозволило звести задачу до одного аргументу (часу) і знаходити значення функції за будь-яких зовнішніх збурень.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблені моделі і методи керування енергетичною установкою для підтримки балансу потужності в енергетичній системі, в якій експлуатуються установки з неможливістю

диспетчеризувати. Модернізація біогазової установки з можливістю включення в неї додатково піролізної і паротурбінної установок дала можливість одночасного збільшення загальної ефективності та додаткової переробки збродженого залишку на продукт-газ і вуглистий залишок, який може бути утилізований у паротурбінній установці.

Результати роботи впроваджено в ТОВ «Аграрний інститут». Модельні зразки КІСК пройшли випробування в НДЛ «Атомспецавтоматика» ОНПУ, та впроваджені в навчальний процес ОНПУ кафедри Комп'ютерних технологій автоматизації в дисциплінах «Моделювання теплоенергетичного обладнання в АСУ», «Динаміка теплових процесів», «Ідентифікація та моделювання технологічних об'єктів», «Структурна та параметрична оптимізація».

Особистий внесок здобувача. Наукові результати, викладені в дисертації, одержані автором самостійно. Автору належать основні ідеї у розробці методів і моделей автоматизованого керування енергетичною установкою, що використовує відновлювальні джерела енергії для підтримки балансу енергетичної системи за рахунок пошуку найкращої структури її складових частин і переходу таких установок в клас регульованих із підвищенням її енергетичної ефективності.

У роботах, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належить:

в [5] – метод експрес-аналізу енергетичної установки дозволяє підтримувати баланс потужності в енергетичній системі за її динамічною характеристикою і передбачає моделювання нанесення збурень на заданому інтервалі часу і з невизначеністю завершення збурення;

в [6, **Ошибка! Источник ссылки не найден.**, 8] – метод моделювання складу суміші органічних речовин у біогазовій технології в модельному уявленні їх умовними формулами збродженого залишку та продукт-газу, що дозволило розрахувати граничну теплотворну здатність суміші органічних речовин;

в [9, **Ошибка! Источник ссылки не найден.**, 11, 12] – метод компенсації збурення в автоматизованій системі керування за хімічним складом збродженого залишку під час його піролізу на продукт-газ і вуглистий залишок на основі моделі визначення

складу пального, що дало змогу знайти стійке рішення для співвідношення «зброджений залишок – повітря» для піролізної установки;

в [12, 13, 14, 15, 16] – цільова функція для пошуку найкращої конфігурації енергетичних установок або їхніх складових, які мають властивість регулювання і забезпечення системної потреби для приведення різних варіантів до рівного ефекту.

Апробація результатів роботи. Результати дисертаційного дослідження доповідалися, обговорювалися і отримали схвалення на міжнародних науково-практичних конференціях і семінарах: «Автоматика 2018» (м. Львів, 2018 р.), «Комплексне забезпечення якості технологічних процесів та систем» (м. Чернігів, 2018 р.), «Modern scientific challenges and trends: IX International Scientific Conference» (м. Варшава, 2018 р.), Science and technology of the present time: priority development directions of Ukraine and Poland «International Multidisciplinary Conference» (м. Воломін, 2018 р.).

Публікації. Результати наукових досягнень викладені в 11 друкованих працях, з них з 7 – у спеціалізованих наукових виданнях (1 публікація – у міжнародній науково-метричній базі SCOPUS), 4 – доповіді і тези доповідей на міжнародних конференціях.

Структура та об'єм роботи. Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, додатків та списку використаних джерел з 104 найменувань. Загальний обсяг дисертації становить 185 сторінок (з них 146 – основного тексту), 38 рисунків, 28 таблиць.

РОЗДІЛ 1

ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАННЯ ПРО МОЖЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ ЄДИНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ЗА ДОПОМОГОЮ ПОНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

1.1. Аналіз використання ПДЕ для регулювання енергосистеми

1.1.1. Стан питання про використання поновлювальних джерел енергії в індустріально розвинених країнах

Сьогодні одним із головних чинників, що визначають рівень розвитку суспільства, є величина питомого споживання енергії на душу населення. У 2018 році лідерами в споживанні енергії були: Ісландія – 51440 кВт·год/рік, Норвегія – 25175 кВт·год/рік і Кувейт – 18320 кВт·год/рік. Україна споживає 3662 кВт·год/рік.

У прийнятій в 2017 році енергетичній стратегії України на період до 2035 року планується розвиток поновлюваної енергетики. Зокрема, до 2035 року частка електроенергії, що виробляється з поновлюваних джерел, повинна становити щонайменше 25 %.

Подальший розвиток єдиної енергосистеми України передбачає вирішення двох завдань: мінімізації ризиків у балансуванні енергосистеми за рахунок зростання частки джерел енергії, які носять стохастичний характер (ПДЕ), та дотримання обмежень щодо викидів парникових газів, що накладаються Кіотським протоколом і Паризькою угодою.

Енергетична стратегія України передбачає необхідність введення в експлуатацію газових електростанцій і впровадження технології Smart Grid для регулювання енергосистем. Але насправді закладений комплекс заходів не компенсує всіх можливих ризиків, пов'язаних зі старінням АЕС, що експлуатуються і ТЕС, які виробили свій ресурс.

Введення в енергосистему стохастичних поновлюваних джерел енергії, що не диспетчеризуються, приводило енергосистему до передаварійного режиму, наприклад, в Південній Австралії, Каліфорнії і Німеччині. У кожній з цих

енергосистем зростання частки НПДЕ призвело до переведення електростанцій, що працюють на видобувному паливі, в режим стратегічного резерву; їх поточний запуск можливий тільки після попереднього узгодження. Первинне регулювання енергосистеми було вирішено як завдання бізнес-планування за наведеним алгоритмом: продаж перевиробленої електричної енергії за мінімальною і навіть за від'ємною вартістю в сусідню енергосистему і придбання поточного дефіциту її за будь-якими цінами. За такого методу регулювання енергосистеми вартість електроенергії виявилася істотно вищою від початкового рівня.

У 2017 році для регулювання енергосистеми Південної Австралії компанія Tesla запропонувала метод регулювання через акумуляторну батарею на 100 МВт·год. Тільки за перші два дні експлуатації батарея принесла прибуток в 1 млн доларів. До сьогодні вона продемонструвала чудові можливості з балансування енергосистеми і вже окупила витрати на своє будівництво вартістю 50 млн доларів.

У 2018 році стан німецької енергосистеми [1] знаходився в постійному перевантаженні. Щодня відбувалося 473 відключення. Необхідні резервні електрогенеруючі потужності не підключалися через високу вартість. Наявні балансувальні електростанції не вирішували завдання регулювання.

У 2019 році німецька технологічна група Wartsilä підписала контракт з комунальною компанією Дрездена DREWAG про будівництво нової теплоелектроцентральної, в першу чергу для вироблення електроенергії. Електростанція Дрезден-Рейк буде оснащена вісьмома двигунами Wartsilä 31SG, що працюють на природному газі, з електричною потужністю близько 90 МВт кожен. Двигуни Wartsilä досягають повної потужності при запуску за лічені хвилини, що дозволяє їм забезпечити миттєве регулювання енергосистеми, в якій розміщені поновлювані джерела [17].

Сьогодні в Німеччині склалася така ситуація: федеральна програма передбачає будівництво установок «зеленої енергетики». Потім приватні інвестори споруджують енергетичні установки для можливості регулювання енергетичної системи, що не завжди повністю забезпечує всі групи споживачів. Тому споживачі

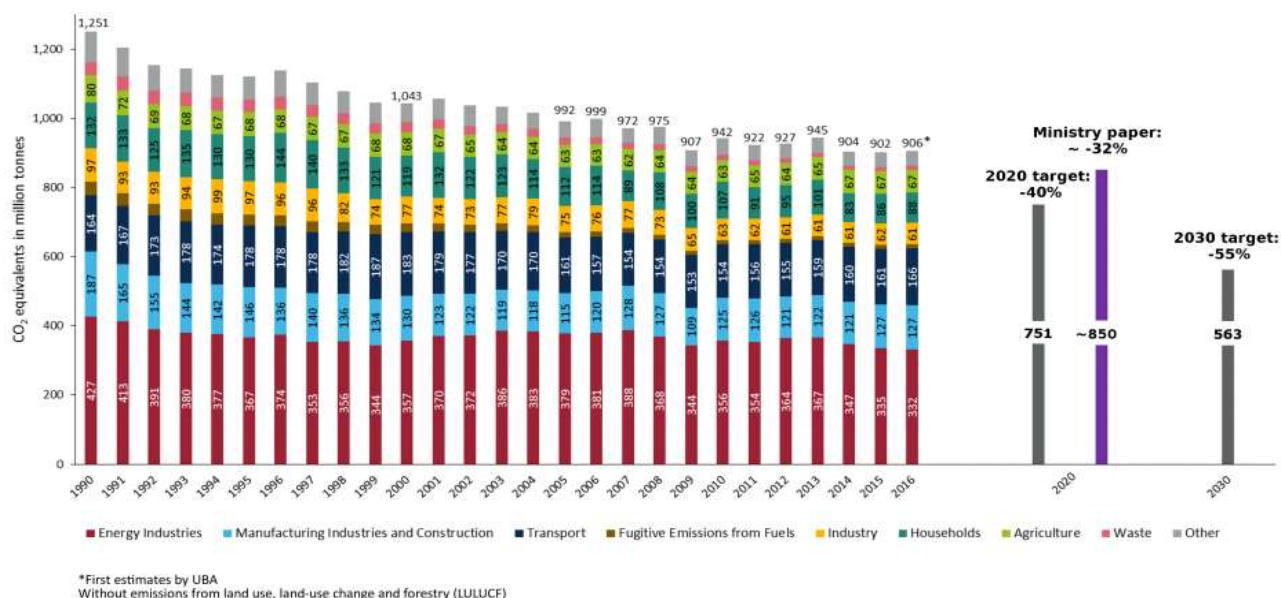
для ліквідації дефіциту споруджують установки резервної енергетики. Ці установки включаються, коли енергоустановки системи не можуть впоратись з регулюванням енергосистеми [18].

Аналіз матеріалів, щодо викидів вуглекислого газу показав, що форсоване впровадження установок «зеленої енергетики» не зменшило викиди цих газів у Німеччині (рис. 1.1).

Greenhouse gas emission trends in Germany by sector 1990-2016.

Data: UBA 2017, BMUB 2017.

CLEAN
ENERGY
WIRE



CC BY SA 4.0

Рис. 1.1. Динаміка викидів вуглекислого газу у Німеччині за 1990–2016 рр.

Аналіз можливості регулювання енергосистеми Німеччини за рахунок гідроакумулюючих станцій Норвегії показав, що піки потужності, які повинні бути передані через глибоководні мережі в Норвегію, лежать в діапазоні 80–90 ГВт, а зворотна передача з Норвегії в Німеччину досягає лише 50 ГВт. Сьогодні пропускна здатність мереж становить лише 1,5 ГВт [18].

У Німеччині був розроблений метод акумулювання за технологією Power-To-Gas (PtG, P2G). Надлишки електроенергії використовують для виробництва водню шляхом електролізу і його подальшою метанацією для отримання метану. Цей

метод виявився нерентабельним через великі втрати – при отриманні водню перетворюється приблизно 80 % енергії, після отримання метану залишається близько 60 % початкової енергії. Надлишки енергії в енергосистемі витрачаються на отримання водню, який підмішується до біогазу.

Аналогічні проблеми виникли в американському штаті Каліфорнія. Він має найбільшу частку відновлюваної енергетики в США і, що характерно, найвищу ціну на електрику. Регулювання енергосистеми Каліфорнії забезпечується за рахунок передачі електроенергії в енергосистеми сусідніх штатів – Аризони, Невади і Орегону.

Світовий досвід показав, що за збільшення частки НПДЕ до 45 % витрати на регулювання енергосистеми збільшуються на 50 %. При цьому ефект від переходу до «зеленої енергетики» зводиться до нуля або стає від'ємним [19].

Але, не зважаючи на весь негативний досвід використання ПДЕ в Німеччині, Австралії і Каліфорнії, є приклад раціонального підходу до цього питання. Сьогодні в Данії більше ніж 50 % електроенергії виробляється за рахунок ПДЕ. До 2055 року планується повністю перейти на поновлювані джерела енергії.

Датська компанія Energinet.dk – власник ліній електропередач і газотранспортної системи – веде моніторинг роботи всіх виробничих потужностей у країні. Крім того, компанія вивчає попит на енергетичну продукцію в сусідніх країнах [20]. Володіючи інформацією для всіх джерел енергії системи, для балансування реалізується звичайний метод ринкової конкуренції. Компанія оголошує ціну за електроенергію на деякий проміжок часу, а власники електростанцій вирішують, чи продавати їм енергію за такою ціною. При цьому власники вітряних і сонячних станцій продають електроенергію завжди.

Крім того, метод регулювання заснований на тому, що надлишок електроенергії від ПДЕ в Данії використовується для виробництва гарячої води. Це пов'язано з тим, що вартість надлишку на ринку в середньому 0,5–1 цент за кВт·год, у той час як вартість теплової енергії – 8–9 центів за кВт·год. Тому в Данії дуже поширені когенераційні установки малої потужності, що працюють на природному газі. Ці установки дозволяють забезпечити 25 % від потреби країни в

електроенергії. Вони можуть вийти на проєктну потужність протягом 5 хв. Крім того, щоб ці станції були готові до роботи в будь-який час, їм виплачують компенсації.

Теплові мережі в Данії знаходяться у власності кінцевих споживачів. На законодавчому рівні прийнято, що теплові мережі є безприбутковими підприємствами.

Коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) вітряних електростанцій в Данії становить 42 %, а в Німеччині він знаходиться на рівні 12–17 %. У 2018 році частка електростанцій, що працюють на біогазі, становила 4 %, а до 2022 року планується збільшити їх кількість до 8 % [2].

І останній важливий фактор полягає в тому, що Данія – невелика країна без розвинутого індустріального виробництва. У рейтингу країн за кількістю виробленої енергії Данія займає 60–70 місце. Наявність лісового потенціалу дозволила Данії стати великим європейським експортером фанери, але на промисловість вона витрачає всього 15 % від виробленої енергії [21]. Для порівняння: Україна виробляє енергії в 4 рази більше, а частка важкої промисловості становить 30 % [22].

Приклад Данії показує, що перехід до ПДЕ можливий, тільки якщо розглядати його в межах частини національної економіки. Сьогодні Данія на порозі того, щоб повністю відмовитися від субсидування зелених технологій. Створена інфраструктура дає змогу поновлюваним джерелам енергії брати участь у ринкових торгах на загальних підставах.

1.1.2. Питання про використання поновлювальних джерел в Україні

Енергетична стратегія України передбачає виведення до 2035 року потужностей, які експлуатуються сьогодні на видобувному паливі, що становить 80 % від поточного енерговиробітку. Регулювання енергосистеми планується здійснювати за рахунок підключення її до єдиної європейської енергосистеми, що може призвести до зростання цін, як це було показано в попередньому підрозділі.

До кінця 2018 року в Україні були введені в експлуатацію ПДЕ сумарною потужністю 430 МВт [23]. З них 83 % – сонячні електростанції, 13 % – вітряні, 4 % – електростанції, що працюють на біомасі. Як видно пропорція джерел енергії, що не диспетчеризуються та диспетчеризуються становить 24:1. Якщо ж порівнювати сумарне енергоспоживання в Україні (~ 20 ГВт) з потужністю введених в експлуатацію установок з ПДЕ (430 МВт), то маємо відношення 46,5;1. Збереження подібної тенденції неприйнятне, тому що призведе до неможливості регулювання енергосистеми України.

Використання в Україні технології Smart Grid також не вирішує проблеми балансування. Вона дозволяє лише більш ефективно розподіляти енергію між джерелами і споживачами. Але якщо джерела будуть генерувати більше енергії, ніж потрібно споживачам, то Smart Grid не вирішить цю проблему.

Варто зазначити, що Україна з її розвиненим сільським господарством має всі передумови для розвитку біогазової енергетики. Це і поновлюване джерело енергії, і можливість збалансувати всю енергосистему. Основна проблема в цьому випадку – це забезпечення сировиною.

Транспортування біомаси на великі відстані не вигідне економічно. Також не користується попитом такий продукт біогазових станцій, як зброджений залишок, який є цінним органічним добривом. Проблема в тому, що його необхідно попередньо розділити на рідку і тверду фракції та забезпечити спеціальні місця зберігання для твердої фракції. Внесення такого виду добрив на поля вимагає додаткової спецтехніки. Всі супутні витрати не забезпечують економічної вигоди від такого виду добрива.

Тому, швидше за все, електростанції на біомасі зможуть вирішити проблему регулювання енергосистеми лише частково. Рано чи пізно виникне необхідність регулювати енергосистему установками, які використовують видобувне паливо. Це, своєю чергою, призведе до витрат на вирішення екологічних проблем. Тож це є друге завдання, яке необхідно вирішити на шляху розвитку енергосистеми України.

1.2. Екологічні аспекти застосування ПДЕ

Якщо традиційні теплові станції переважно складаються зі сталі, бетону і цегли, то такі елементи ПДЕ, як акумулятори та сонячні панелі, містять в собі важкі і рідкоземельні матеріали, видобуток і обробка яких більш енергоємна, ніж традиційних матеріалів. Технології утилізації такого обладнання часто не розроблені або знаходяться на стадії досліджень. Вважається, що 1 мінібатарея може вивести із сівозміни близько 20 м² ґрунту або забруднити до 400 л води. За даними Environmental Progress [24], відходи від виробництва елементів сонячної енергетики в 300 разів токсичніші, ніж відходи від виробництва ядерної енергії.

При експлуатації СЕС і ВЕС безпосередньо не відбувається утворення вуглекислого газу, але якщо проаналізувати весь життєвий цикл (створення, експлуатація, обслуговування, утилізація), цей параметр відрізняється від нуля. За час експлуатації на ВЕС кілька разів необхідно проводити заміну силового редуктора. Крім того, за весь термін експлуатації вітряк потужністю 2 МВт споживає в середньому 600 т масла. У середньому на кожну кіловат-годину виробленої електроенергії на СЕС припадає 20 г СО₂-еквіваленту [25]. Для ВЕС цей параметр лежить в діапазоні 9–18 г СО₂-еквіваленту. Для порівняння, на газових електростанціях цей параметр знаходиться у межах від 270 до 900 г СО₂-еквіваленту на кВт·год [26], на атомних – у межах від 90 до 140 г [27], на біогазових – близько 46 г [28]. Виробництво акумуляторних батарей також є енерговитратним. У роботі [29] проведено порівняльний аналіз еквівалентної емісії СО₂ для різних літій-іонних акумуляторів. Ця величина становила приблизно 100 г СО₂-еквіваленти на кВт·год.

Для додаткового вивчення економічної доцільності виробництва електроенергії на різних установках був проведений порівняльний аналіз вартості виробництва. За основу взято звіт американської компанії U.S. Energy Information Administration, опублікований в 2016 році. Звіт містить інформацію про середні капітальні і експлуатаційні витрати на виробництво електроенергії на різного виду установках [30]. Вихідні дані зі звіту для аналізу наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Оновлені оцінки капіталу електростанції та експлуатаційних витрат

Первинний енергетичний ресурс та технологія перетворення	Характеристик и установки		Витрати установки (2016 дол. США)			
	Номинальна потужність, МВт	Витрати тепла, БТО/кВт г	Питомі капітальні витрати, дол. США /кВт	Постійні експлуатаційні витрати, дол. США /кВт-г	Змінні експлуатаційні витрати, дол. США /МВт г	Вихідні дані НЕМС
Вугілля						
Надкритичне вугілля	650	8800	3635	42,1	4,6	-
Надкритичне вугілля з виловлюванням та зберіганням вуглецю	650	9750	5084	70	7,1	+
Газифікація вугілля	300	10300	226	22	1,3	-
Газифікація вугілля 10-15%	300	8960	4620	50,9	5	-
Газифікація вугілля в 10% біомасу	300	10360	537	50,9	5	+
Природний газ						
Комбінований цикл на природньому газу	702	6600	978	11	35	+
Прогресивний комбінований цикл на природньому газу	429	6300	1104	10	2	+
ГТУ	100	10000	1101	17,5	35	+
Прогресивна ГТУ	237	9800	678	68	10,7	+
ДВС	85	8500	1342	69	5,85	-
Ядерне паливо						
Сучасне паливо	2234	N/A	5945	100,28	23	+
Біомаса						
Біомаса	50	13500	4985	110	4,2	-
Вітер						
Вітряк	100	N/A	1877	39,7	0	+
Сонячна енергія						
Фотовольтажна-стала	20	N/A	2671	23,4	0	-
Фотовольтажна-слідкуюча	20	N/A	2644	23,9	0	-
Фотовольтажна-слідкуюча	150	N/A	2534	21,8	0	+
Зберігання						
Акумуляторне збереження	4	N/A	2813	40	0	-

Аналіз проводився для абстрактної системи з сумарною потребою в 200 МВт (табл. 1.2). Тривалість аналізу – 15 років.

Варто зазначити, що результат аналізу носить наближений характер, тому що у всіх наведених джерелах проєктні терміни експлуатації знаходяться в діапазоні від 8 до 50 років. Це означає, що в довгостроковій перспективі сумарні витрати можуть істотно відрізнятись.

В цілому аналіз результатів з табл. 1.2 показав, що сучасні високотехнологічні газові електростанції, які мають властивості диспетчеризації, значно вигідніші, ніж СЕС і ВЕС, що не диспетчеризуються.

Таблиця 1.2

Результати аналізу абстрактної системи з сумарною потребою в 200 МВт

	Потреба, МВт	Період експлуатації, років	Капітальні витрати, \$ / кВт	Сталі експ. витрати, \$ / кВт·год / рік	Змінні експ. витрати, \$ / кВт·год
ВЕС	200	15	1877	39.7	
RICE	200	15	1342	6.9	0.0059
NGCC	200	15	977	11	0.0035
АСТ	200	15	678	6.8	0.0107
БГУ	200	15	4985	110	0.0042
СЕС	200	15	2644	23.9	
Акумулятор	200	15	2813	40	0.008
АЕС	200 Загальні витрати, \$	15 Виробництво, ГВтг	5945 Викиди CO ₂ , тис. т	100.28 Вартість утилізації CO ₂ , млн \$	0.0023 Сумарні витрати+еко, \$
ВЕС	50 370 876	26 280	357	23	50 370 899
RICE	35 449 246	26 280	8 333	542	35 449 787
NGCC	25 964 732	26 280	8 333	542	25 965 274
АСТ	17 996 825	26 280	8 333	542	17 997 367
БГУ	133 896 710	26 280	1 209	79	133 896 789
СЕС	70 112 412	26 280	526	34	70 112 446
Акумулятор	74 977 050	26 280	2 628	171	74 977 221
АЕС	158 870 019	26 280	2 891	188	158 870 207

Безсумнівно, традиційні способи вироблення теплової та електричної енергії в котельнях і на ТЕС пов'язані з різнобічним локальним і глобальним впливом на навколишнє середовище [31]: викидами в атмосферу шкідливих речовин; скиданням мінералізованих і нагрітих вод; споживанням значних кількостей кисню і води; вилученням великих площ землі для захоронення відходів (шлаку, золи) та ін.

Проблему антропогенного впливу на клімат Землі світове співтовариство усвідомило в кінці 70-х років XX ст. Результатом стало прийняття таких законодавчих актів:

- 1978 р. – Кліматична програма в США;
- 1979 р. – на Всесвітній кліматичній конференції в Женеві закладені основи Всесвітньої кліматичної програми;
- 1988 р. – створені Всесвітня метеорологічна організація (ВМО) і Програма ООН з навколишнього середовища (UNEP);
- 9 травня 1992 року в Нью-Йорку відповідно до резолюції Генеральної Асамблеї ООН про охорону глобального клімату в інтересах нинішнього і майбутнього поколінь прийнято Рамкову конвенцію ООН про зміну клімату (РКЗК).

У 1992 р в Ріо-де-Жанейро відбулася конференція 156 держав, які підписали так звану Рамкову конвенцію про зміну клімату (РКЗК). Її результатом є міжурядовий Протокол, підписаний в 1997 р в японському місті Кіото – тому він і був названий Кіотським протоколом. Це перший в історії людства випадок, коли практично все світове співтовариство (помітним виключенням з цього списку є США) підключилося до вирішення такої складної наукової задачі, як охорона навколишнього середовища.

Мета Кіотського протоколу – скоротити або стабілізувати викиди парникових газів на 5,2 % в 2008–2012 рр. порівняно з 1990 р.

У ситуації, що склалася, Кіотський протокол застарів, хоча до 2020 р. може використовуватися як локальний економічний інструмент, який полегшує учасникам виконання проєктів зі зниження викидів парникових газів (ПГ). Тому в

РКЗК ООН готується нова глобальна угода про зниження викидів всіма великими країнами, і перш за все країнами, що розвиваються, на період з 2020 р.

Спроможність і дієвість Кіотського протоколу ставить під сумнів і той факт, що в країнах з високою часткою ПДЕ і розвиненою промисловістю не спостерігається статистично суттєве зниження викидів CO_2 [32]. Так, наприклад, в Німеччині суттєве зниження викидів CO_2 спостерігалось в 90-х роках. Впродовж останнього десятиріччя рівень викидів в Німеччині зростає, не зважаючи на постійне збільшення частки ПДЕ.

Автотранспорт також є істотним джерелом забруднення навколишнього середовища. На його частку припадає 96 % всіх продуктів переробки нафти. Крім того, вихлопні гази містять близько 100 шкідливих для здоров'я людини речовин. В середньому, кожен автомобіль викидає близько 1 т шкідливих речовин на рік [33]. Поряд з цим, автомобіль – одне з найбільших джерел шуму і вібрації, що знижує комфорт в середовищі існування людини.

Особливо добре простежити посилення екологічних норм можна на прикладі розвитку автотранспорту. З 1992 року граничні норми викидів NO_x і дрібнодисперсних частинок зменшилися на порядок. Технології очищення газів, що викидаються, постійно розвиваються. Питома ж вартість процесу очищення дуже сильно варіюється залежно від застосовуваної технології і конкретного об'єкта її застосування, чи то автомобіль, суднова енергетична установка, літак або теплова електростанція. В цілому, витрати на очистку газів, що викидаються з аналогічних об'єктів у кожному окремому випадку можуть бути абсолютно різними.

Такі флуктуації фінансових витрат на задоволення екологічних потреб для розподіленої енергосистеми, що складається з десятків тисяч джерел енергії, потенційно дозволяє вирішити завдання мінімізації витрат на виробництво необхідної кількості енергії. А збільшення частки стохастичних ПДЕ і необхідність балансування системи, тобто підтримання стану рівноваги між виробленою і спожитою енергією, робить це завдання більш комплексним. Адже потрібно не тільки збалансувати систему, але зробити це з мінімальними витратами, вибравши

серед безлічі балансувальних потужностей ті, які сьогодні доступні, а серед них саме ті, які дозволять вирішити завдання з мінімальними витратами.

1.3. Суть проблеми регулювання енергосистеми

Створення єдиних енергосистем (ЄЕС) має як значні технічні й економічні плюси, так і певні мінуси. Один з основних мінусів стосується аварійних ситуацій, коли стрибки навантаження або струми короткого замикання в одній точці системи впливають на обладнання всієї ЄЕС [3].

Для локалізації подібних аварій вдаються до крайніх заходів – відключення низки споживачів. Подібну протиаварійну автоматику називають аварійним частотним розвантаженням (АЧР). Воно широко використовується в енергетичних системах і за довгі роки експлуатації досить добре відпрацьоване.

Створення ЄЕС привнесло певну специфіку в процес розвитку аварії за дефіциту генерації. Аварійний дефіцит генерації виникає в енергосистемі, що призводить до різкої зміни обмінних потужностей і втрати стійкості паралельної роботи. Міжсистемні зв'язки відключаються і ще більше порушують баланс активної потужності в аварійній енергосистемі. Такі аварії називаються каскадними. Наявність каскадних аварій ставить проблему частотного розвантаження в об'єднаних енергосистемах наново.

Навіть в окремих енергосистемах автоматика АЧР налаштовується не оптимальним чином. Основною причиною цього є відсутність до сьогодні ретельних досліджень динаміки зниження і відновлення частоти при дії АЧР [34].

Сталий режим енергосистеми характеризується балансом потужностей: сумарна потужність генерації повинна дорівнювати навантаженню енергосистеми, включаючи втрати в мережі $P_{\Gamma} = P_{\text{н}}$. У нормальному режимі цей баланс зберігається за номінальної частоти 50 Гц. Якщо потужність генерації менша за навантаження $P_{\Gamma} < P_{\text{н}}$, то частота зменшується; якщо більша $P_{\Gamma} > P_{\text{н}}$, то частота збільшується.

В [35] зазначено межу допустимого аварійного відхилення частоти в енергосистемі. Вона залежить від величини і тривалості відхилення частоти (рис. 1.2).

Не допускається навіть короточасне зниження частоти нижче 45 Гц, час роботи з частотою 47 Гц не повинен перевищувати 20 с, а з частотою 48,5 Гц – 60 с. Підтримувати частоту в заданих межах необхідно з таких причин.

1. Зі зниженням частоти знижується швидкість обертання асинхронних електричних двигунів і, відповідно, знижується продуктивність механізмів власних потреб електростанцій, перш за все – живильних електронасосів. Для підтримки тиску пари на виході котлів регулятори тиску знижують витрату пари на турбіну, а регулятори горіння – подачу палива в котел відповідно зі зниженою витратою живильної води.

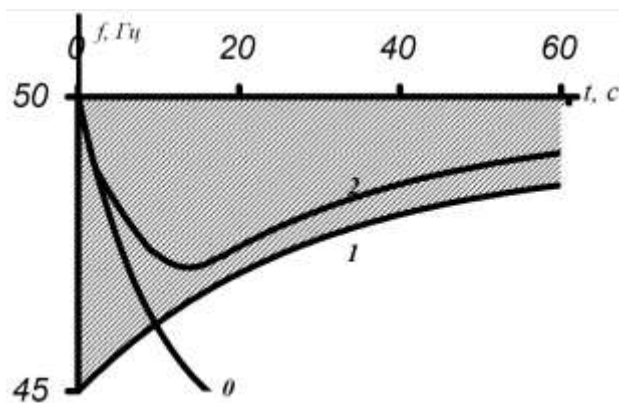


Рис. 1.2. Межі допустимого аварійного відхилення частоти в енергосистемі.

(0 характеризує зниження частоти в аварійних умовах без дії АЧР, крива 2 показує зниження і підйом частоти за допомогою автоматичного частотного розвантаження, крива 1 визначає межу допустимої зони)

Це веде до зниження потужності парових турбін, а в умовах дефіциту потужності в енергосистемі – до подальшого зниження частоти. Таке лавиноподібне зниження частоти і, відповідно, потужності турбоагрегатів може призвести до повного погашення енергосистеми. Цей процес носить назву «лавина частоти».

2. «Лавина частоти», як правило, супроводжується «лавиною напруги». Проблема полягає в тому, що зі зниженням кількості обертів ротора знижується напруга на виходах статора генератора. Зі зниженням частоти з 50 Гц до 45 Гц (на

10 %) напруга знизиться, наприклад, з номінального значення 6,6 кВ до 6,0 кВ, що вже недопустимо. Система збудження генератора починає підвищувати струм збудження, але повністю компенсувати зниження кількості оборотів не може. Реактивна потужність, що виробляється генератором, знижується. За подальшого лавиноподібного зниження частоти лавиноподібно знижується реактивна потужність, що виробляється генератором, знижується і напруга в мережі.

3. Всі заводи-виробники парових турбін вказують діапазон зміни частоти, безпечний для збереження турбіни. Робота зі зниженою частотою викликає резонансні коливання проточної частини турбін, і заводи лімітують можливий час роботи зі зниженою частотою. Тривалість відхилень в межах $\Delta f = + (0,5 \dots 1,0)$ Гц допускається не більше ніж протягом 3 хв. Накладається обмеження на інтегральний час роботи з відхиленням частоти за весь термін експлуатації турбіни. Для зазначеного відхилення частоти воно становить не більше 500 хв.

Зниження частоти на $\Delta f = - (1,0 \dots 2,0)$ Гц допускається не більше ніж на 5 хв. Сумарний час роботи з зазначеним відхиленням за весь термін експлуатації турбіни обмежений до 750 хв.

Відхилення $\Delta f = - (2,0 \dots 3,0)$ Гц допускається лише на 1 хв, і не більше 180 хв за весь строк роботи турбіни.

Ще більші відхилення $\Delta f = - (3,0 \dots 4,0)$ Гц допускаються всього на 10 с. І сумарно 30 хв за весь термін роботи обладнання.

4. В багатьох турбінах на валу є маслonaсос, що подає масло в систему змащення і в систему регулювання. За зниження частоти тиск масла може знизитися до аварійного значення, що призведе до аварійної посадки стопорних клапанів, відключення агрегата від мережі і додаткової втрати генеруючої потужності.

5. Розподіл навантаження між працюючими агрегатами, що мають статичні характеристики регулювання, сильно залежить від точності підтримки частоти. Зміна частоти більш ніж на 0,2 Гц призводить до неекономічного перерозподілу навантажень між агрегатами.

6. Багато споживачів доволі вимогливі до сталості швидкості приводних двигунів, оскільки зміна частоти призводить до браку продукції.

7. Особливу увагу проблемі роботи енергосистеми зі зниженою частотою потрібно приділяти за наявності атомних електричних станцій.

Для блоків АЕС регламентована робота зі зниженою частотою в межах:

- 1) $\Delta f = -(1,0-2,0)$ Гц – не більше 5 хв;
- 2) $\Delta f = -(2,0-3,0)$ Гц – не більше 1 хв;
- 3) $\Delta f = -(3,0-4,0)$ Гц – не більше 10 с.

У разі зниження частоти за вказані межі АЕС повинна негайно відключатися від мережі, знизити своє навантаження і працювати на виділений район енергосистеми.

У разі підвищення частоти на турбінах повинні працювати автомати безпеки (з уставкою $(1,07-1,12) n_n$, де n_n – номінальне число обертів) для уникнення їхнього механічного руйнування (лопаткового апарата парових турбін, набірних полюсів ротора гідрогенераторів).

Оскільки тривала робота зі зниженою частотою неприпустима, і відновлення частоти не можна одержати за допомогою нормальних засобів регулювання частоти, то доводиться вдаватися до аварійного заходу – автоматичного аварійного розвантаження за частотою (АЧР). У разі відсутності обертового резерву аварійне частотне розвантаження є засобом підтримки частоти енергосистеми в допустимих межах шляхом регульованого відключення частини споживачів.

Спочатку в енергосистемах застосовувався метод автоматичного частотного розвантаження з невеликою кількістю черг. Основною вимогою до цього методу була селективна робота черг розвантаження. Але зі збільшенням потужності енергосистем, з об'єднанням і укрупненням енергооб'єднань, вимоги до АЧР змінилися.

АЧР з невеликою кількістю черг не задовольняє, зокрема, одну з основних вимог – «самоналаштування» з погляду обсягу навантаження, що відключається. У деяких випадках використання цього методу не здатне утримати частоту в межах,

а іноді призводить до перерегулювання, тобто до підйому частоти вище номінального значення.

Основний принцип сучасного розвантаження – істотне збільшення кількості черг. Що більша кількість черг і, отже, менше навантаження, що відключається кожною чергою, то більш гнучкою стає вся система розвантаження. Максимально можлива кількість черг АЧР визначається конструкціями реле АЧР, їхнім досяжним селективним налаштуванням і, відповідно, вартістю всієї системи АЧР, яка встановлюється на об'єкті.

«Самоналаштування» розвантаження, крім виконання великою кількістю черг, досягається також розбиттям усіх пристроїв на кілька категорій:

- АЧР-1 – швидкодіюче розвантаження, що має різні уставки за частотою;
- АЧР-2 – повільне розвантаження з близькими уставками за частотою і різними уставками за часом;
- додаткова – діє за великих дефіцитів потужності та призначена для прискорення відключення споживачів і збільшення обсягу навантаження, що відключається.

Перша категорія АЧР-1 призначена для запобігання глибокого зниження частоти і має уставки за частотою 48,5...46,5 Гц. У цьому діапазоні частот призначається велика кількість черг (до 15...20).

До черг з уставками, близькими до верхньої межі 48,5 Гц, приєднують мало відповідальних споживачів. Відповідальні споживачі відключаються за великих посадок частоти.

Сумарна потужність споживачів, що приєднуються до АЧР-1, призначається за максимально можливим дефіцитом генерації, що береться з деяким запасом.

Друга категорія АЧР-2 з єдиною уставкою за частотою 48,5 Гц для всіх черг цієї категорії, і з різними уставками за часом призначена для запобігання «зависання» і «витягування» частоти після дії АЧР-1 до рівня 49,3...49,5 Гц. АЧР-2 починає діяти тоді, коли всі черги АЧР-1 вже практично спрацювали.

Верхні уставки АЧР-1 і АЧР-2 приймаються близькими до 49...49,3 Гц, щоб відключення споживачів відбувалося після того, як буде реалізований резерв

потужності, що обертається, і щоб підйом частоти забезпечив можливість тривалої надійної роботи турбоагрегатів та електростанцій.

У нормальному режимі агрегати електростанції не завжди працюють з повним навантаженням. В такому разі вони здатні за необхідності збільшити свою потужність. Це так званий резерв, що обертається. Величина його залежить від графіка навантаження і часу доби, і може становити 10...15 % і більше від номінальної потужності агрегатів.

Резервні агрегати можуть знаходитися в зупиненому стані. Під такими треба розуміти ті агрегати, які порівняно швидко зможуть бути пущені в хід, синхронізовані з системою, і зможуть прийняти на себе навантаження. Йдеться про гідрогенератори, пуск яких займає 40...80 с, включно з самосинхронізацією із енергосистемою, а також гідрогенератори, що працюють в режимі синхронного компенсатора. В аварійній ситуації, що супроводжується дефіцитом генерації, ці гідрогенератори переводяться в режим з видачею активної потужності.

Викликає зацікавлення резерв, здатний скоротити дефіцит генерації під час роботи частотного розвантаження. Час частотного розвантаження порівняно малий, за 3...5 с спрацьовують всі черги АЧР-1. Друга категорія АЧР-2 починає діяти через час $t = 10\text{--}20$ с від моменту зниження частоти до 48,5 Гц, і через час $t = 10$ с закінчує відключення споживачів.

В роботі [36] проведено оцінку маневрених можливостей електрогенеруючих установок. Показано, що за зростання попиту на активну електричну потужність пуск вугільного енергоблоку потужністю 200 МВт вимагає 215 хв для виходу на номінальну потужність. Організація режиму гарячого резерву, що обертається, дає змогу більш динамічно підключати енергоблоки у разі зростання навантаження за 90...113 хв. Час пуску дубль-блоку ПГУ-450Т (2ГТУ + 2КУ + ПТУ) з холодного стану становить 210 хв. Час пуску гідрогенератора зі стану спокою до виходу на номінальну потужність становить 2 хв, а зі стану холостого ходу – 15...30 с. Час виходу ГТУ V.94.2 потужністю 156 МВт на номінальну потужність за стандартного пуску становить 19 хв, а за швидкого – 12 хв. Дизельна генераторна установка (ДГУ) здатна вийти на номінальну потужність за час 0.8...5 с.

Отже, час дії частотного розвантаження займає приблизно 20...30 с з початку виникнення аварії. З одного боку це дозволяє зробити висновок про те, що тільки резерв потужних енергоустановок, що обертаються може бути використаний протягом цього часу для компенсації. З іншого – розвиток сучасних технічних засобів і досвід ЄЕС Австралії показує, що потужним інструментом, який компенсує дефіцит генерації, можуть стати акумуляторні станції.

Такі станції можуть видавати накопичену енергію практично миттєво. Саме це стало причиною претензії керівництва компанії Tesla до уряду Австралії в 2018 році [37]. За австралійськими стандартами, у разі відключення електрики енергетичні компанії повинні подати її назад в мережу в проміжок від 6 секунд до 5 хвилин. Батареям Tesla необхідно менше ніж 200 мілісекунд, щоб повернути енергію в мережу, тому будь-яка потужність, що відправляється між 200 мілісекундами і шістьма секундами, не встигає реєструватися. У 2019 р. представники компанії Tesla заявили, що акумуляторна батарея Hornsdale Power Reserve поставила 30...40 % своїх послуг на частотні ринки без оплати.

Результати проведеного аналізу показали, що найменшу динаміку виходу на номінальний режим в порядку спадання мають дизель-генераторні установки (0,8...5 с), гідрогенератори (15...30 с), газотурбінні установки (~ 15 хв). При цьому варто зазначити, що зміна навантаження на ДГУ, підтримка постійної частоти обертання генератора пов'язана з виходом ДГУ на неекономічні режими роботи і перевитрата палива може становити до 20 %.

Проведений аналіз дозволив у подальшому побудувати спрощену модель зміни маневруючих властивостей енергосистеми з великою часткою ПДЕ і кількісно оцінити доцільність таких систем.

1.4. Моделювання регулювання енергосистеми з ПДЕ

Метою моделювання було дослідження керованості спрощеної моделі управління структурою енергетичних установок енергосистеми при нанесенні

збурення, яке характеризується випадковим відключенням установок, що не диспетчеризуються, за умови утримання в енергосистемі значної частки ПДЕ.

1.4.1. Вихідні дані

Згідно з різними прогнозами, до 2030 року сумарна потужність ПДЕ в Україні досягне 12 ГВт.

Розглянемо гіпотетичну енергосистему, що складається з таких енергетичних установок:

- 10 дизель-генераторних установок (ДГУ) потужністю 5 МВт кожна;
- 5 ГЕС потужністю 800 МВт кожна;
- 6 газотурбінних установок (ГТУ), що працюють на газі, потужністю 1000 МВт кожна;
- 10 паротурбінних установок (ПТУ), що працюють на вугіллі, потужністю 2000 МВт кожна;
- 3 АЕС потужністю 1000 МВт кожна;
- ПДЕ сумарною потужністю 9000 МВт.

Для розробки моделі регулювання ЄЕС проаналізовано низку положень. Алгоритм роботи АЧР-1 і АЧР-2 дозволив визначити час спрацьовування відповідних захистів. Для АЧР-1 час спрацьовування був прийнятий 5 с. Для АЧР-2 – 20 с.

Аналіз пускових режимів різних типів енергоустановок дав змогу визначити середній час запуску з холодного і гарячого стану і час переходу з однієї потужності на іншу (табл. 1.3) МВт·год.

Таблиця 1.3

Тимчасові характеристики пускових режимів різних типів енергоустановок

Тип енергоустановки	Час запуску з холодного стану, с	Час запуску з гарячого стану, с	Час переходу на нову потужність, с
ДГУ	1	1	1
ГЕС	90	15	3
ГТУ	900	420	3
ПТУ	12600	9000	3

Також проведено аналіз середньої вартості експлуатації різних типів енергоустановок: ДГУ – 240 \$/МВт·год; ГЕС – 62 \$/МВт·год; ГТУ – 170 \$/МВт·год; ПТУ – 100 \$/МВт·год; АЕС – 150 \$/МВт·год.

1.4.2. Алгоритм моделювання

Алгоритм моделювання визначає такі величини як:

- сумарна кількість недоотриманої споживачами енергії E_{lost} , МВт·год;
- поточні витрати $C(t)$ на функціонування всіх енергоустановок, \$;
- поточні питомі витрати $C_{func}(t)$ на функціонування всіх енергоустановок, \$ / МВт·год;

Величина E_{lost} визначається як

$$E_{lost} = \sum_{t=0}^T N_{disc}(t) / 3.6 \text{ [МВт·ч]},$$

де $N_{disc}(t)$ – відключена в момент часу t потужність споживачів, МВт;

T – інтервал моделювання, с.

Величина $C_{func}(t)$ визначається як

$$C_{func}(t) = \frac{\sum C_i(t)}{\sum N_i(t)},$$

де $C_i(t)$ – поточні витрати на функціонування i -ї установки, \$;

$N_i(t)$ – поточна потужність i -ї установки, МВт;

В ході моделювання включення і перехід з однієї потужності на іншу для різних енергоустановок повинні здійснюватися відповідно до даних з табл. 1.3.

Робота над алгоритмом, що дозволяє змоделювати зміну властивостей енергосистеми, показала, що він представляє собою складну багаторівневу систему перевірок і умов.

В основі алгоритму лежить нескінченний цикл. Зміна станів системи розглядається з кроком в 1 с. В узагальненому вигляді алгоритм можна представити в такий спосіб.

Крок 1. Якщо виявлена аварія, тобто виробництво енергії менше за споживання більш ніж на 5 %, то перейти в стан аварії і запустити таймери спрацьовування АЧР-1 і АЧР-2.

Крок 2. Якщо настав час спрацьовування АЧР-1, то відключити частину споживачів. Відключена потужність приймається рівною половині поточного дефіциту потужності (з урахуванням запущених резервів).

Крок 3. Якщо настав час спрацьовування АЧР-2, то відключити решту споживачів. Відключена потужність приймається рівною всьому поточному дефіциту потужності.

Крок 4. Якщо система знаходиться в стані аварії, то підрахувати сумарну потужність установок, що запускаються. Інакше перейти до кроку 15.

Крок 5. У циклі перебрати всі енергетичні установки. Якщо установка має резерв, що обертається, то перевести установку в стан розгону. Збільшити сумарну потужність поточної установки, яка запускається, на величину резерву, що обертається.

Крок 6. Якщо сумарна потужність, що запускається, більша за дефіцит енергії, або досягнуто кінця циклу, то перейти до кроку 7. Інакше перейти до кроку 5.

Крок 7. У циклі перебрати всі енергетичні установки. Якщо час запуску установки менший від планованого часу аварії, і якщо установка відключена або знаходиться в стані гарячого резерву, то перевести установку в стан включення. Збільшити сумарну потужність, що запускається, на величину потенційної потужності поточної установки.

Крок 8. Якщо сумарна потужність, що запускається, більша від дефіциту енергії, або досягнуто кінця циклу, то перейти до кроку 9. Інакше перейти до кроку 7.

Крок 9. У циклі перебрати всі енергетичні установки. Якщо установка в стані розгону, то перейти до кроку 10. Якщо установка в стані включення, то перейти до кроку 13.

Крок 10. Якщо завершився час очікування розгону установки, то розрахувати величину ΔN , яка дорівнює різниці між номінальною і поточною потужностями установки.

Крок 11. Якщо поточний дефіцит енергії більший або дорівнює величині ΔN , то зменшити сумарну потужність, що запускається, на величину ΔN . Збільшити поточну потужність, що генерується, на величину ΔN . Зменшити величину відключеної потужності споживачів на величину ΔN . Встановити поточну потужність установки рівною з номінальною.

Крок 12. Якщо поточний дефіцит енергії менший від величини ΔN , то зменшити сумарну потужність, що запускається, на величину поточного дефіциту енергії. Збільшити поточну потужність, що генерується, на величину поточного дефіциту енергії. Зменшити величину відключеної потужності споживачів на величину поточного дефіциту енергії. Збільшити поточну потужність установки на величину поточного дефіциту енергії.

Крок 13. Якщо завершився час очікування пуску установки, то повторити кроки 9–12 для установок, що запускаються.

Крок 14. Якщо дефіцит енергії компенсований, то перейти в стан заміщення джерел. Інакше перейти до кроку 2.

Крок 15. Якщо система знаходиться в стані заміщення, то перейти до кроку 16. Інакше перейти до кроку 2.

Крок 16. Розраховуємо сумарну потужність $N_{\text{ДГУ}}$ запущених ДГУ.

Крок 17. Якщо $N_{\text{ДГУ}} > 0$, а планований час аварії більший за 900 с (час пуску ГТУ), то перейти до кроку 18. Інакше перейти до кроку 23.

Крок 18. У циклі перебрати всі енергетичні установки. Якщо установка є ГТУ і, якщо установка відключена або знаходиться в стані гарячого резерву, то перевести установку в стан включення. Збільшити сумарну потужність, що запускається, на величину потенційної потужності поточної установки.

Крок 19. Якщо сумарна потужність, що запускається, більша від $N_{\text{ДГУ}}$, або досягнуто кінця циклу, то перейти до кроку 20. Інакше перейти до кроку 18.

Крок 20. Якщо завершився час очікування пуску установки, розрахувати величину ΔN , що дорівнює різниці між номінальною і поточною потужностями установки.

Крок 21. Якщо величина $N_{\text{ДГУ}}$ більша або дорівнює величині ΔN , то зменшити сумарну потужність, що запускається, на величину ΔN . Встановити поточну потужність установки рівною до номінальної. Відключити ДГУ і за необхідності зменшити поточну потужність ДГУ так, щоб зменшувана потужність ДГУ дорівнювала ΔN .

Крок 22. Якщо величина $N_{\text{ДГУ}}$ менша від величини ΔN , то зменшити потужність поточної установки на величину $N_{\text{ДГУ}}$. Вимкнути всі ДГУ.

Крок 23. Якщо планований час аварії більший за 14000 с (час пуску ПТУ), то виконати кроки 18–22 стосовно ГЕС до ПТУ, що заміщаються.

Крок 24. У циклі перебрати всі енергетичні установки. Визначити поточну сумарну вартість роботи системи, сумарну енергію, що генерується і питому вартість експлуатації системи.

Крок 25. Вивести дані в протокол і перейти до кроку 2.

Щоб виключити мимовільний перехід на найдешевше джерело енергії (ПТУ – 100 \$/МВт·год) деякі установки позначаються певною ознакою, що дозволяє виключити їх з черги на заміщення.

1.4.3. Результати моделювання

Визначимо вихідний стан системи. Всі ДГУ відключені. Всі ГЕС знаходяться в стані гарячого резерву. АЕС створюють базове навантаження 3 ГВт. 2 ГТУ і одна ПТУ працюють на 90 % потужності (10 % – резерв, що обертається). Одна ПТУ працює на потужності 400 МВт. Сумарна потужність ПДЕ становить 9 ГВт. Сумарна потужність ЄЕС, що генерується, становить 16 ГВт.

Будемо вважати, що спочатку тривалість збурення визначена як 120 с. На 100 секунді оператор отримує інформацію, що тривалість аварії буде 1200 с, а на 1100 секунді оператор отримує додаткову інформацію про збільшення тривалості

збурення до 16000 с. Отже, загальний часовий інтервал моделювання Т становив 16000 с.

Спочатку була оцінена робота системи в безаварійному режимі. Загальні витрати на функціонування системи за час Т становили 4337510 \$. Питома вартість – 141 \$ / МВт·год.

Далі розглянуто низку сценаріїв, за яких наносилося збурення, і частка генерованої ПДЕ енергії зменшилася на 25 %, 50 % і 75 %, а баланс у системі підтримувався тільки за рахунок відключення споживачів. Очевидно, що оскільки нові установки не запускаються, вартість експлуатації в цих випадках становить ті самі 4337510 \$, але кількість енергії, яку недоотримав кінцевий споживач, відповідно дорівнює 10, 20 і 30 ГВт·год. Особливої цінності ці сценарії не мають, і проаналізовані тільки для повноти картини.

Далі розглянуто низку сценаріїв, за яких енергія ПДЕ, що генерується, зменшилася на 25 %, 50 % і 75 %, а енергосистема намагалася компенсувати дефіцит енергії всіма можливими способами.

У першому сценарії дефіцит енергії на момент аварії становив 2250 МВт.

Нижче наведені витяги з протоколу роботи системи.

1 секунда. Активовані АЧР-1 і АЧР2. Підготовка до запуску блоків ГТУ1, ГТУ2, ПТУ1, ПТУ2 на нову потужність. Підготовка до запуску блоків ДГУ1 – ДГУ10 і ГЕС1. Сумарна потужність – 2850 МВт.

3 секунда. Запущені з холодного стану блоки ДГУ1 – ДГУ10. Дефіцит енергії – 2200 МВт.

5 секунда. Блоки ГТУ1, ГТУ2, ПТУ1 і ПТУ2 переведені на максимальну потужність. Дефіцит енергії – 200 МВт.

7 секунда. Спрацьовування АЧР-1. Відключено 100 МВт.

17 секунда. Запущено з гарячого резерву блок ГЕС1. Потужність (макс. / тек.) 800/200. Дефіцит енергії 0. Підключені всі споживачі, що були відключені раніше.

Підготовка до переведення блоку ГЕС1 на нову потужність для заміщення.

21 секунда. Блок ГЕС1 переведений на потужність 250 МВт. Відключені блоки ДГУ1 – ДГУ10.

22 секунда. Спрацьовування АЧР-2. Відключено 0 МВт.

100 секунда. (Очікуваний час аварії збільшився до 1200 с). Підготовка до пуску блоку ГТУ3 для заміщення.

1001 секунда. Запущено блок ГТУ3 на потужність 250 МВт. Відключений блок ГЕС1.

1100 секунда. (Очікуваний час аварії збільшився до 16000 с). Підготовка до пуску блоку ПТУ3 для заміщення.

13701 секунда. Запущено блок ПТУ3 на потужність 250 МВт. Відключений блок ГТУ3.

Споживач недоотримав: 277,778 кВт·год.

Витрачено: 5463940 \$.

Аналогічно було проаналізовано сценарії для 50 % і 75 % зменшення вироблення енергії ПДЕ. Додатково змодельовані сценарії, за яких у системі відсутні ДГУ і ГЕС, а також відсутній резерв, що обертається. Окремо був змодельований сценарій, за якого установка потужність ПДЕ дублюється еквівалентною потужністю ДГУ. Результати зведені в табл. 1.4.

На підставі результатів моделювання досліджено динаміку зміни поточної і питомої вартості функціонування системи (рис. 1.3, 1.4).

Перш за все варто зазначити ефект від використання ДГУ. У сценарії з 25 % дефіцитом електроенергії ДГУ дозволили компенсувати майже 20 % електроенергії, якої бракує, зі збільшенням вартості всього на 0,0018 %. Час роботи установок склав 100 с. У сценарії з 75 % дефіцитом електроенергії ДГУ дозволили компенсувати 3 % електроенергії, яких не вистачало за збільшення вартості на 0,4 %. Час роботи установок склав 1000 с. Також результати свідчать про те, що ДГУ не здатні значною мірою вплинути на зміну балансу всієї енергосистеми. Потужність таких установок надто мала, а тривале використання робить їх економічно недоцільними

Зведені результати моделювання різних сценаріїв

Сценарій	Кількість недоотриманої споживачем енергії, кВт·г	Вартість експлуатації системи, \$
Нормальний режим роботи	0	4337510
Генерація ПДЕ зменшується на 25 %, компенсація за рахунок відключення споживачів	10000000	4337510
Генерація ПДЕ зменшується на 50 %, компенсація за рахунок відключення споживачів	20000000	4337510
Генерація ПДЕ зменшується на 75 %, компенсація за рахунок відключення споживачів	30000000	4337510
Генерація ПДЕ зменшується на 25 %, компенсація за рахунок резервів	278	5463940
Генерація ПДЕ зменшується на 50 %, компенсація за рахунок резервів	3402	6995180
Генерація ПДЕ зменшується на 75 %, компенсація за рахунок резервів	414445	8558110
Генерація ПДЕ зменшується на 25 %, компенсація за рахунок резервів. Відсутні ДГУ	347	5463840
Генерація ПДЕ зменшується на 75 %, компенсація за рахунок резервів. Відсутні ДГУ	428111	8521680
Генерація ПДЕ зменшується на 25 %, компенсація за рахунок резервів. Відсутні ГЕС	671368	7351070
Генерація ПДЕ зменшується на 75 %, компенсація за рахунок резервів. Відсутні ГЕС	1037930	8548790
Генерація ПДЕ зменшується на 25 %, компенсація за рахунок резервів. Відсутній резерв, що обертається.	3055	5935740
Генерація ПДЕ зменшується на 75 %, компенсація за рахунок резервів. Відсутній резерв, що обертається.	961320	8255290
Генерація ПДЕ зменшується на 25 %. 100 % початкового дефіциту компенсується ДГУ	0	5942560
Генерація ПДЕ зменшується на 50 %. 100 % початкового дефіциту компенсується ДГУ	0	7352280
Генерація ПДЕ зменшується на 75 %. 100 % початкового дефіциту компенсується ДГУ	0	8171600

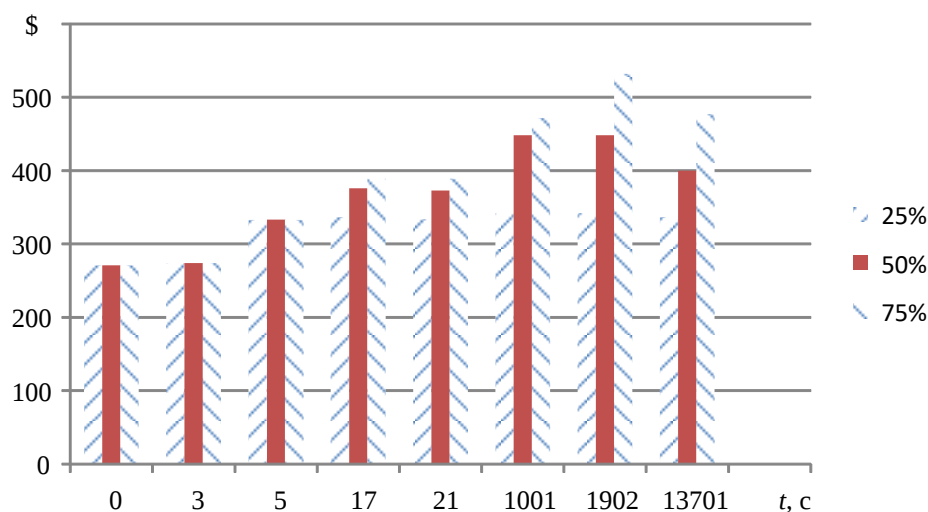


Рис. 1.3. Динаміка зміни поточної вартості функціонування системи за різних сценаріїв

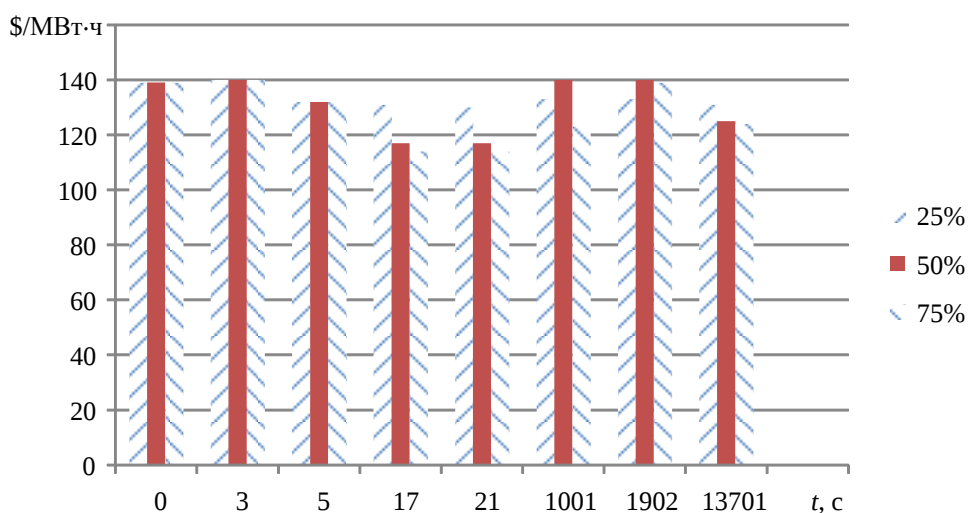


Рис. 1.4. Динаміка зміни питомої вартості функціонування системи за різних сценаріїв

Наступний висновок – відсутність в ЄЕС гідроелектростанцій істотно погіршує можливості регулювання системи. Якщо в сценарії з 25 % дефіцитом енергії і наявністю ГЕС сумарною потужністю 4 ГВт споживач недоотримав приблизно 300 кВт·год, то в сценарії з відсутніми ГЕС за тих самих умов споживач недоотримав вже 670000 кВт·год. Це свідчить про дуже важливу роль потужних енергогенеруючих установок з малим часом пуску, таких як гідроагрегати ГЕС і ГАЕС.

Резерв, що обертається, також можна розглядати як якусь віртуальну енергоустановку з малим часом пуску. В межах проведеного експерименту резерв, що обертається, дозволив компенсувати від 50 % до 90 % дефіциту електроенергії. У той же час, треба брати до уваги те, що робота установок не на номінальній потужності пов'язана з перевитратою палива. На різних установках величина перевитрати різна, але може досягати 30 % за поточної потужності установки, що становить 30–40 % від номіналу. Тому організація резерву, що обертається, завжди обходиться дорожче, ніж робота установок на номінальній потужності.

Дублювання ПДЕ дизель-генераторними установками еквівалентної потужності дозволяє повністю компенсувати впливи на СЕС з боку ПДЕ. При цьому вартість експлуатації не сильно відрізняється від варіанту без дублювання. Так, для сценарію з 25 % дефіцитом ця величина збільшилася на 8 %, а для сценарію з 75 % дефіцитом зменшилася на 4 % через відсутність необхідності запускати потужні теплові станції. З іншого боку, ринкова вартість однієї ДГУ потужністю 5 МВт сьогодні становить від 1,2 млн євро. Для компенсації збурення в сценарії 75 % дефіциту потрібно 1250 таких установок, що вартує 1,5 млрд євро. Для порівняння, орієнтовна вартість 9 ГВт СЕС становитиме 7 млрд євро.

Наступний важливий результат показує, що навіть 25 % дефіцит електроенергії, який компенсується буквально за 15...20 с, призводить до 25 % підвищення вартості експлуатації системи. У сценарії з 75 % дефіцитом вартість експлуатації збільшилася вдвічі. При цьому хотілося б зазначити, що легка хмарність знижує виробництво електроенергії СЕС до 50 %. Рвана хмарність може знижувати виробництво енергії удвічі, або підвищувати його вдвічі за рахунок відображення сонячних променів від хмар. Густі хмари, за наявності яких відсутня тінь від об'єктів, знижують вироблення енергії СЕС до мінімуму. Середньостатистичний річна різниця у виробленні електроенергії на СЕС між найбільш хмарним і найбільш ясним днем може відрізнятись більше ніж у 50 разів.

Також одержані результати свідчать про неспроможність ідеї продавати «зелену» енергію в країни ЄС. Через істотні коливання частоти така енергія просто не буде відповідати вимогам якості.

Обґрунтування економічної ефективності ПДЕ по «зеленому» тарифу не враховує витрати на балансування ЄЕС, а як показано в цій роботі – ці витрати можуть становити 100 % від вартості експлуатації в нормальному режимі.

Єдиним розумним підходом до використання ПДЕ, що не диспетчеризується, сьогодні бачиться жорстке обмеження на стабільність потужності, яка підключається до ЄЕС. Для кожної установки, що не диспетчеризується, паралельно з нею, повинна вводитися установка, що диспетчеризується, такої самої потужності. Фактично це означає, що джерело альтернативної енергії, що не диспетчеризується, повинно працювати в комплексі з установками, що балансують, практично такої самої потужності,. Ці установки можуть бути як реальні, так і віртуальні (резерв, що обертається), але час їхньої реакції повинен бути меншим за час спрацьовування АЧР. Як показано у табл. 1.4, вартість експлуатації самої системи при цьому суттєво не зміниться, але істотно зростуть капітальні витрати, що відчутно знизить економічний ефект від використання ПДЕ.

Резюмуючи написане вище, можна зробити припущення, що тільки біогазові енергетичні установки, що володіють властивістю диспетчеризації, можуть бути використані для балансування ЄЕС.

1.5. Постановка задачі дослідження

Для сучасної української держави, з урахуванням особливостей її географічного положення та наявності певного виду енергоресурсів, перспективним напрямком розвитку енергетичної галузі може стати розумне використання в енергосистемі установок з ПДЕ. Але запропоновані до розгляду установки мають важливий недолік – вони відносяться до класу таких, які неможливо диспетчеризувати.

Для великих ЕС є більше можливостей для компенсації дефіциту енергії у разі розбалансування системи. ЕС України цілком справляється з коливаннями навантаження в межах 5 %. Збільшенні частки установок з ПДЕ веде до зменшення

частки електростанцій на видобувному паливі, головна перевага яких – їх можна диспетчеризувати, тобто є можливість управляти первинним енергоресурсом залежно від кількості виробленої електроенергії, та вмикати у потрібний час. Керувати технологічним процесом генерації енергії на сонячних і вітрових станціях неможливо. Очевидно, що зростання частки ПДЕ потенційно знижує можливості системи підтримувати її баланс.

Зараз енергоспоживання України становить приблизно 18 ГВт [38]. Сумарна встановлена потужність ПДЕ на жовтень 2019 року становить 5 ГВт [39]. Реально на піку ПДЕ виробляють ~ 1,8 ГВт, що утричі менше від встановленої потужності. Різниця в сезонній генерації електрики взимку і влітку на СЕС відрізняється майже у п'ять разів.

У класі СЕС з поновлюваними джерелами енергії знаходиться клас установок, що використовує біотенкові технології для виробництва біометану. Основний недолік отримання енергетичного ресурсу полягає в практичній неможливості регулювати отримання метану впродовж доби. Установка завжди після пуску працює на стаціонарному режимі виробітку біометану. Крім того, така установка виробляє велику кількість збродженого залишку, який у кращому разі може бути визнаний високоякісним органічним добривом.

Тому доцільно оцінити ефективність процесу перероблення збродженого залишку з біогазових установок у піролізній печі. Це має поліпшити енергетичну ефективність біогазової технології і привести до появи додаткової газової складової, а також деякої кількості вуглистого залишку та смол. З іншого боку, використання технології піролізу потенційно дасть змогу отримати додатковий енергоресурс і, як наслідок, в схему біотенкової технології додати ще один об'єкт керування – піролізну піч. Для цього необхідно, по-перше, оцінити енергетичний потенціал вихідного субстрату і ефективність його перетворення з використанням технології метанового бродіння. По-друге, розробити імітаційну модель, що визначає хімічний склад збродженого залишку. По-третє, оцінити енергетичний потенціал для вирішення завдання керування під час спалювання збродженого

залишку в піролізній печі з максимізацією виходу газової складової і провести аналіз енергетичної ефективності біогазової установки, як об'єкта керування.

Одним із головних завдань дисертаційного дослідження можна вважати розробку імітаційних моделей біогазової технології, як об'єкта керування, для підвищення її ефективності, що дасть змогу отримати додатковий енергетичний ресурс.

В подальшому пропонується розглянути моделювання процесів повільного піролізу. Загальноприйнятий підхід передбачає використання індивідуальної моделі для опису окремого процесу. Але пропонується використовувати загальну модель процесів піролізу, газифікації та горіння. Зазначені процеси не мають між собою різких меж, і можуть плавно переходити з одного в інший зі зміною зовнішніх впливів. За схожості фізико-хімічних процесів, склад продуктів реакцій, які визначаються на межах з використанням суміжних моделей, різняться. У найбільш загальному вигляді завдання, пов'язані зі спалюванням, газифікацією і повільним піролізом, вирішуються на основі єдиної моделі. Рішення ускладнюється можливістю непередбачуваної зміни складу вихідних речовин. Крім того, вони можуть знаходитись у різних фазових станах: газоподібному, рідкому, твердому.

За основу єдиної моделі прийнята вже розроблена система рівнянь, що описує процес спалювання органічного палива невідомого складу. Параметрами моделі, які визначаються, є парціальні тиски продуктів реакції. За такого підходу їхній стан вважається газоподібним. Особливістю єдиної моделі, яку необхідно розробити, повинна стати можливість урахування в продуктах реакції конденсованої фази (вуглистого залишку), характерного для повільного піролізу.

Для єдиної моделі, яка описує процеси спалювання, газифікації та піролізу, процеси розрахунків повинні мати відмінності. Під час дослідження процесів спалювання та газифікації визначається температура продуктів реакції, спираючись на рівність їх ентальпії та ентальпії вихідних речовин. Під час дослідження процесу піролізу температура реакції та її продуктів задається.

Наступною задачею дисертаційного дослідження повинна бути розробка моделі автоматизованої системи керування і методу керованого піролізу для утилізації збройеного залишку змінного складу, який отримується в біогазовій технології. Це дасть змогу виробляти додатково синтез-газ із максимальною теплотворною здатністю.

Далі потрібно розглянути деякі наукові роботи прикладного характеру з пошуку найкращих рішень для узагальнення можливих підходів. В [40] розглянуто задачу оптимізації пошуку параметрів системи динамічного захисту апарата в космічному просторі. У проведених дослідженнях важливо було знайти прийнятне рішення між показниками теплової ефективності і стартової вартості такої системи. В [41] розглянуті результати, які одержані під час вирішення задачі визначення оптимальних показників ефективності діючих теплових електростанцій. Одержані результати показали різні рішення, оскільки були засновані на використанні тільки енергетичних, ексергетичних, ексергоекономічних, економічних показників окремо. Показано переваги та недоліки їхнього застосування для оптимізації параметрів на вугільних теплових електростанціях. Одержане рішення показало перевагу використання газоподібного палива в парогазових і когенераційних енергетичних установках порівняно з вугільними тепловими електростанціями. В [42] представлені результати вирішення завдання оптимального розподілу часток вироблення електричної енергії в енергосистемі між атомними електричними станціями, поновлюваними джерелами енергії і традиційними тепловими енергетичними установками. В [43] показана можливість проводити аналіз енерготехнологічних об'єктів у тісному зв'язку з енергетичною системою за критерієм оптимізації, що враховує властивості показників теплової ефективності та економічної доцільності. Контрольна поверхня аналізу при цьому містить систему, в якій експлуатується розглянута установка.

В [44] подано підхід до оптимізації теплообмінного обладнання на основі мінімізації вартості життєвого циклу в вартісному виразі. Цей метод дозволяє спільно оптимізувати як разові витрати в обладнанні, так і експлуатаційні витрати на очищення від сольових відкладень. Такий підхід пошуку ефективності через

методи оптимізації характерний для установок великого розміру, або великої кількості малих одиниць.

У роботі [45] розглядається метод аналізу ефективності та оптимізація параметрів процесу горіння біомаси в енергетичній та когенераційній установках. Представлений підхід використовується для аналізу і оптимізації стратегій керування структурою енергетичного обладнання.

В роботі [46] показано, що застосування математичного моделювання і пінч-аналізу уможливорює використання інсоляції в поєднанні з сонячною тепловою системою і тепловим насосом у традиційній енергетичній структурі консервної фабрики. Для визначення ефективності цієї технологічної схеми проаналізовані різні технологічні збурення, засновані на реальних випадках виробничого процесу. Одержуваний енергетичний потенціал такої комбінації в промисловому процесі показав свою ефективність.

Виконані попередні дослідження довели можливість розробки методу визначення цільової функції, яка враховує ефективність експлуатації різних структурних комбінацій енергетичної установки, що працює в системі з метою створення структури технічних засобів, які мають властивість регулювання. Тому в заключній частині дисертаційного дослідження необхідно розробити метод аналізу, що визначає придатність енергетичних установок різних видів, залежно від їхніх динамічних характеристик, для можливості компенсації збурень в енергетичній системі. І, як наслідок, розробити метод визначення цільової функції оптимізації та знаходження найкращих структурних комбінацій енергетичної установки, що використовує відновлювальні джерела енергії, які мають властивість регулювання, залежно від зовнішніх збурень. Тому, виходячи з викладених завдань, метою роботи є вдосконалення методів і моделей автоматизованого управління енергетичною установкою, що використовує відновлювальні джерела енергії для підтримки балансу енергетичної системи за рахунок пошуку найкращої структури її складових частин, і переміщення такої установки в клас регульованих із підвищенням її енергетичної ефективності.

1.6. Висновки до першого розділу

1. Проведений аналіз довів, що використання ДГУ в сценарії з 25 % дефіцитом електроенергії установки дозволило компенсувати майже 20 % електроенергії, якої бракує. Час аналізу роботи установок становив 100 с. У сценарії з 75 % дефіцитом електроенергії ДГУ дозволили компенсувати 3 % відсутньої електроенергії зі збільшенням вартості на 0,4 %. Час аналізу роботи установок становив 1000 с. Також результати свідчать про те, що такі установки не здатні значною мірою вплинути на зміну балансу всієї енергосистеми.

2. Відсутність в ЕС ГЕС істотно погіршує можливості балансування системи. Якщо в сценарії з 25 % дефіцитом енергії і сумарною потужністю 4 ГВт споживач недоотримав приблизно 300 кВт·год, то в сценарії з відсутніми ГЕС за тих самих умов споживач недоотримав вже 670000 кВт·год. Це свідчить про дуже важливу роль потужних енергогенеруючих установок з малим часом пуску.

3. Резерв, що обертається, також можна розглядати як деяку віртуальну енергоустановку з малим часом пуску. В межах проведеного експерименту резерв, що обертається, дозволив компенсувати від 50 % до 90 % дефіциту електроенергії. У той же час треба враховувати, що робота установок у таких режимах пов'язана з перевитратою палива.

4. Дублювання ПДЕ ДГУ еквівалентної потужності дає змогу повністю компенсувати впливи на ЕС з боку ПДЕ. При цьому вартість експлуатації не сильно відрізняється від варіанта без дублювання. Для сценарію з 25 % дефіцитом ця величина збільшилася на 8 %, а для сценарію з 75 % дефіциту – зменшилася на 4%.

5. Єдиним підходом для використання установок з ПДЕ, які неможливо диспетчеризувати, є жорстке обмеження на їх підключення до енергосистеми. Усунення такого обмеження потужності можливе при додатковому підключенні установки, яка диспетчеризується і має таку саму потужність.

6. Доцільно розглянути клас установок з ПДЕ, які можуть працювати тільки в стаціонарному режимі. Перш за все це біотехнологічні енергетичні установки.

РОЗДІЛ 2

ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ БІОГАЗОВОЇ УСТАНОВКИ ЯК ОБ'ЄКТА КЕРУВАННЯ

У цьому розділі наведені результати аналізу ефективності процесу спалювання зброженого залишку з біогазових установок у піролізній печі. Поліпшення біогазової технології повинно привести до появи додаткової газової складової, а також деякої кількості вугілля і смоли, що потенційно дозволить отримати додатковий енергоресурс і, як наслідок, в технологічну схему додати ще один об'єкт управління – піролізну піч.

У другому розділі вирішені такі завдання:

- оцінка енергетичного потенціалу вихідного субстрату і ефективності його перетворення з використанням технології метанового бродіння;
- розроблення імітаційної моделі, яка визначає хімічний склад зброженого залишку;
- оцінка енергетичного потенціалу для вирішення завдання управління під час спалювання зброженого залишку в піролізній печі з максимізацією виходу газової складової;
- проведення аналізу енергетичної ефективності біогазової установки як об'єкта керування.

2.1. Аналіз способів отримання біогазу

Технології біоенергетики були задумані як ефективний інструмент утилізації відходів. Сьогодні з'являються приклади цілеспрямованого технологічного вирощування біомаси з подальшим її перетворенням у біогаз і виробництво теплової та електричної енергії [47].

Залежно від джерела отримання біогазів їх поділяють на три основні види:

- 1) газ метантенків, який одержують на біологічних міських очисних каналізаційних спорудах (І);

- 2) біогаз, що утворюється в біогазових установках під час зброджування відходів сільськогосподарських виробництв (II);
- 3) газозвалище, що утворюється на полігонах відходів, які містять органічні компоненти (III).

За технічним виконанням біогазові установки поділяють на три системи: акумулятивну, періодичну, безперервну.

В акумулятивних системах передбачається зброджування в реакторах, які служать одночасно також місцем зберігання збродженого гною (субстрату) до його вивантаження. Вихідний субстрат постійно подається в резервуар до його заповнення. Вивантаження збродженого субстрату проводиться один-два рази на рік в період внесення добрив у ґрунт. При цьому частина збродженого осаду спеціально залишається в реакторі і слугує матеріалом для наступного циклу зброджування. Обсяг сховища, поєднаного з біореактором, розраховується на повний об'єм, що видаляється з комплексу гною в міжпосівний період. Такі системи потребують великих обсягів сховищ і застосовуються дуже рідко.

Періодична система виробництва біогазу передбачає разове завантаження вихідного субстрату в реактор, подачу туди ж матеріалу і вивантаження збродженого продукту. Така система характеризується досить великою трудомісткістю, дуже нерівномірним виходом газу, і вимагає наявності не менше як двох реакторів, а саме: резервуара для накопичення вихідного гною і зберігання збродженого субстрату.

За безперервної схеми вихідний субстрат безперервно або через певні проміжки часу (1...10 разів на добу) завантажується в камеру зброджування, звідки одночасно видаляється така сама кількість збродженого осаду. Для інтенсифікації процесу зброджування в біореактор можуть вносити різні добавки, що збільшують не тільки швидкість реакції, а й вихід і якість газу. Сучасні біогазові установки розраховуються, як правило, на безперервний процес, і виготовляються зі сталі, бетону, пластмас, цегли. Для теплоізоляції застосовують скловолокно, скловату та інші матеріали.

За добової продуктивності існуючі біогазові системи і установки можна розділити на 3 типи:

- малі – до 50 м³/добу;
- середні – до 500 м³/добу;
- великі – до 30 тис. м³/добу.

Метантенкові і сільськогосподарські біогазові установки не мають принципових відмінностей за винятком використовуваного субстрату. Технологічна схема біогазової сільськогосподарської установки представлена на рис. 2.1.

Відповідно до цієї схеми гній з тваринницького приміщення (1) надходить в накопичувальну ємність (2), далі фекальним насосом (3) його завантажують в метантенк – ємність для анаеробного зброджування (4). Біогаз, що утворюється в процесі бродіння, надходить в газгольдер (5) і далі до споживача. Для нагріву гною до температури бродіння і підтримки теплового режиму в метантенку застосовують теплообмінник (6), через який протікає гаряча вода, що нагрівається у котлі (7). Зброджений гній вивантажують в гноєсховище (8).

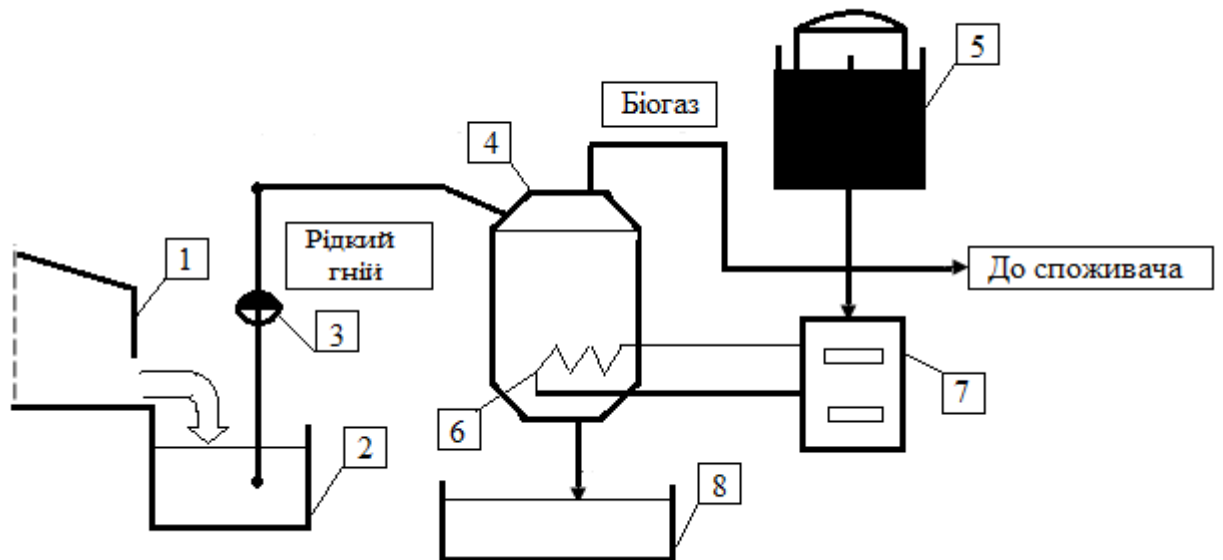


Рис. 2.1. Узагальнена схема виробництва біогазу

Зростання клітин метанового біоценозу також визначається співвідношенням C:N, і оптимальне його значення становить 30:1. Деякі речовини, що містяться у

вихідному субстраті, можуть пригнічувати метанове зброджування. Наприклад, курячий послід часто пригнічує метанове зброджування надлишком NH_3 .

Склад і кількість біогазу не є постійними, і залежать від вигляду субстрату та від технології виробництва біогазу. Усереднений склад біогазів відповідно до наведеної класифікації представлений у табл. 2.1 [48].

Таблиця 2.1

Класифікація та склад біогазів

Компоненти біогазу	Вміст компонентів, % об.		
	I	II	III
CH_4	60–65	55–75	35–80
CO_2	16–34	27–44	0–34
N_2	0–3	0–3	0–82
O_2	–	–	0–31,6
H_2	–	0,01–0,02	0–3,6
CO	–	0,01–0,02	2,8
H_2S	–	до 1,0	0–70

Газ метантенків міських каналізаційних очисних споруд характеризується більш стабільним складом. Зміст основного паливного компонента – метану – на різних очисних спорудах змінюється від 60 до 65 % за об'ємом. Значніші коливання складу газу спостерігаються під час переробки відходів сільськогосподарського виробництва, при цьому в газі присутня деяка доволі значна кількість сірководню. Тому перед використанням необхідно очистити газ від H_2S .

Умови отримання біогазів та наявність в їх складі шкідливих і баластних домішок диктують необхідність попередньої обробки біогазу перед використанням у теплових установках. Для забезпечення функціональної та експлуатаційної безпеки, а також безпечної роботи персоналу газ повинен бути попередньо очищений від шкідливих компонентів. Основні етапи підготовки газу до використання:

- відділення вологи і зважених часток;
- видалення сірководню;
- видалення з'єднань, що містять галоген;

- видалення вуглекислого газу;
- стиснення або скраплення (у разі використання в якості пального для транспортних засобів).

Біогаз виходить з біореактора (метантенку) за температури процесу бродіння в водонасиченому стані. До моменту використання газ значно охолоджується, внаслідок чого випадає конденсат, і виникає небезпека замерзання в холодний період року. Саме тому біогаз повинен бути висушений. Зазвичай газ від біореакторів газопроводом надходить у газозбірний пункт, де встановлюється вологовідокремлювач. З вологовідокремлювача конденсат відводиться в зливний бак, звідки у міру наповнення відкачується насосами. За зниження температури біогазу після газозбірного пункту можлива конденсація парів, розчинених у біогазі. Для видалення конденсату на тракті передбачаються збірники конденсату в нижніх точках.

Органічні добрива, які отримують в результаті анаеробного зброджування, мають високу ефективність і забезпечують додатковий приріст урожайності в середньому на 20 % (порівняно з використанням незбродженого гною) [49].

У результаті переробки органічних відходів виходять екологічно чисті рідкі органічні добрива, які використовуються для вирощування екологічно чистої продукції. В отриманих органічних добривах всі речовини переходять у форму, яка легко засвоюється рослинами, що робить їх ефективними відразу після внесення в ґрунт. Також це дає змогу відмовитись від застосування мінеральних добрив. Як показали випробування аналогічних добрив у Росії і країнах Балтії, внесення їх в розведеному вигляді в співвідношенні 1:10, з розрахунку три тонни концентрованих добрив на 1 га, або 30 тонн у розведеному вигляді, підвищують врожайність всіх культур на 20...50 %, а деяких культур (суниця і полуниця) – у два рази.

Виробництво сухого гранульованого добрива практично виключає втрати поживних речовин за тривалого зберігання, дає змогу вносити ці добрива в найсприятливіші календарні терміни із застосуванням стандартних механізмів,

(наприклад, звичайні сівалки). Рідку фракцію першої фази можна використовувати для поливу полів або як живильне середовище в гідропонних теплицях.

Порівняно з іншими газами, біогазу потрібно менше повітря для займання. Отже, звичайні газові пальники та прилади паливної арматури не придатні для проходження біогазу. Для повного згоряння 1 літра біогазу необхідно близько 5,7 літрів повітря, в той час як для бутану – 30,9 літрів і для пропану – 23,8 літрів [50].

У роботі [51] наведені результати аналізу середнього виходу біогазу та його дисперсії для різних видів субстратів (рис. 2.2).

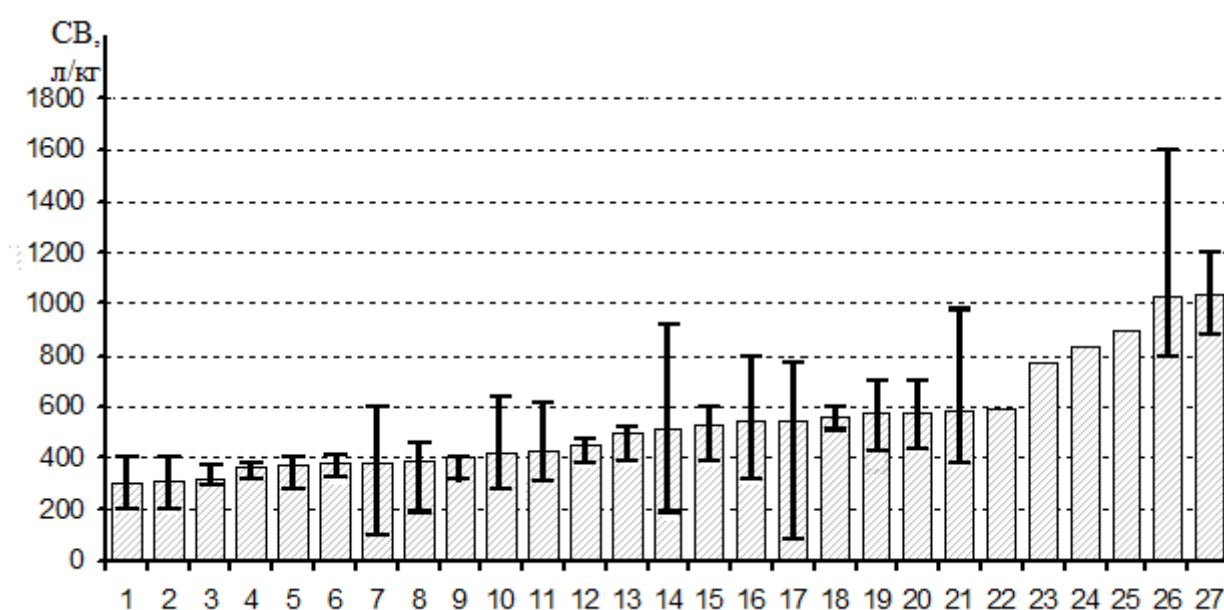


Рис. 2.2. Вихід газу з різних видів субстратів та їхня дисперсія: 1 – твердий гній КРС; 2 – рідкий гній КРС; 3 – солома аг. ; 4 – солома ячмінна; 5 – вміст шлунку свиней; 6 – меляса; 7 – густа картопляна маса; 8 – курячий послід; 9 – рідкий свин. гній; 10 – листя; 11 – вміст шлунку жуйних тварин; 12 – солома пшениці; 13 – бадилля буряка; 14 – біосміття; 15 – відходи овочів; 16 – конюшина; 17 – укіс галявин; 18 – кукурудзяний силос; 19 – трав'яний силос; 20 – трава; 21 – пивна драбина; гній кінський (свіжий); 22 – мезга буряка; 23 – силос з цукр. буряка; 24 – кукурудзяна солома; 25 – жир з жироловок; 26 – флотаційний жир

Провівши аналіз наведеної вище інформації, вибрано за досліджуваний прототип біогазову установку, що працює на кукурудзяному силосі. Така технологія має певні переваги:

- кукурудзяний субстрат вже широко використовується для отримання біогазу [52];
- кукурудзяний субстрат практично не містить баластних домішок, які спричиняють до подальшого очищення одержуваного біогазу;
- процесу одержання біогазу з кукурудзяного субстрату властива відносно низька дисперсія виходу біогазу;
- можливість силосування кукурудзи дає змогу накопичувати біомасу і використовувати її в міру необхідності у будь-який час року.

2.2. Імітаційна модель збродженого залишку

Одна з проблем виробництва біогазу за технологією анаеробного бродіння – утилізація збродженого залишку [57]. Глибина переробки вихідного субстрату не перевищує 80 %, а, наприклад, для силосної кукурудзи становить 50 % [53].

Зброджений залишок (СО) є ефективним органічним добривом. Воно вирівнює кислотно-лужний баланс ґрунту, сприяє меншому його виснаженню. На відміну від мінеральних добрив, які засвоюються лише на 35...50 %, біодобрива засвоюються майже повністю. Вони не збільшують вміст нітратів в продуктах і ґрунті, підтримуючи при цьому високу врожайність. У Європейських країнах з розвинутим аграрним сектором з використанням рідких або твердих біодобрив врожаї збільшуються на 40...50 %, причому витрати становлять 1...5 т замість 60 т свіжого гною для 1 га землі [54].

На практиці всі позитивні характеристики біодобрив у межах виробництва з БМ енергії втрачають свою привабливість. Якщо завданням є спалити БМ для виробництва потоків організованою енергії (електроенергія, газ), то проблема накопичення в ній нітратів втрачає свою актуальність. Крім того, щоб вивезти добриво на поля, необхідно витратити паливо, а також задіяти спецтехніку. Якщо норма внесення гною становить 50...60 т/га, біодобрив – 1...5 т/га, то мінеральні

добрива вносяться в кількості 150 кг/га. Все це призводить до того, що навіть якщо в розпорядженні власника біогазової установки з'являється біодобриво, як побічний продукт виробництва біогазу, вивезення його на поля економічно має граничне значення доцільності, яке залежить від безлічі факторів. Загалом позитивний ефект від транспортування біодобрив і їх вивезення на поля зникає на рубежі 10...20 км [55].

Аналіз українського ринку добрив показує, що комбіноване мінеральне добриво нітроамофоска можна придбати в середньому за 1000 грн/т. Рідке біодобриво обійдеться в 35000 грн за 1000 л, а тверде – 5400 грн за 1000 л. І хоча рідке біодобриво зазвичай виглядає як концентрат, який перед внесенням в ґрунт розбавляється водою в пропорції 1:50, але вартість мінеральних добрив буде нижчою. Так, обробка одного гектара мінеральним добривом у середньому обійдеться виробнику агропродукції в 1500 грн, рідким добривом – 3500 грн, а твердим – 13500 грн.

Ще одним важливим аспектом виробництва біодобрива є його явний сезонний характер споживання. Це означає, що поза сезоном добриво доводиться накопичувати і складувати, що призводить до додаткових витрат.

Отже, у разі перетворення біомаси в газ шляхом анаеробного бродіння виникає завдання пошуку технології економічно доцільної утилізації зброженого залишку.

Провідні виробники біогазових установок, в якості основного способу утилізації СО пропонують використання його в якості добрива [56]. Такий підхід має низку недоліків:

- СО не можна безпосередньо використовувати як добриво, він вимагає попередньої обробки (осушення, розподілу на рідку і тверду фракції, розбавлення водою);
- будь-яке добриво сезонне і вимагає зберігання весь інший час;
- для внесення біодобрив на поля (і для рідкої фракції, і для твердої) потрібна додаткова спецагротехніка;

– витрати на транспортування біодобрива на відстань понад 10 км у деяких випадках можуть перевищити економічний ефект від його використання [55].

Тому сьогодні спостерігається активізація досліджень в області альтернативних способів утилізації СО. В роботі [57] наведено результати дослідження застосування СО в якості сировини для компосту. Показано, що зберігання СО в якості добрива пов'язано з втратою азоту. Змішування біодобрива з фосфатним добривом дозволить захистити азотну складову.

В роботі [58] зазначається великий потенціал використання твердої фракції в якості харчової добавки для худоби.

У роботі [59] пропонується використовувати технологію піролізу для виробництва піровугілля. Такий підхід видається найбільш перспективним, оскільки дає змогу збільшити вихід палива з біогазової установки, і тим самим потенційно збільшити вихід теплової та електричної енергій.

Таблиця 2.2

Дані щодо посіву і збору врожаю кукурудзи в Одеській області за роками

Рік	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Посів, квітень	19	27	21	19	17	19	19	21	22	18	24	23	21
Збір врожаю, вересень	20	22	22	8	11	11	18	15	15	14	7	19	8
Період, діб	154	148	154	142	147	145	152	147	146	151	136	149	140

Якщо розглядати біогазову установку як джерело палива для газової електростанції, то логічніше було б спрямувати зусилля на збільшення виходу газової складової. Це дозволило б підвищити ефективність процесу на обладнанні, що вже є в наявності. З огляду на те, що технологія піролізу речовин органічної природи (основних продуктів в СО) достатньо відпрацьована [60] і дозволяє контролювати вихід газової, рідкої і твердої складових, найбільш перспективним

бачимо використання технології піролізу для максимального вилучення з СО саме газової складової. В середньому вегетаційний період кукурудзи становить 147 діб [61].

Оцінімо величину інсоляції, яку пов'язують з реакцією фотосинтезу і енергію, що накопичується в хімічних сполуках при вирощуванні кукурудзи за період вегетації. Наприклад, розглянемо статистичні величини середньої сонячної інсоляції для кліматичних умов Одеського регіону [62].

Таблиця 2.3

Дані щодо середньої сонячної інсоляції для Одеси, МДж·м²/доб.

Місяць	Середня сонячна інсоляція
січень	4,50
лютий	7,60
березень	11,09
квітень	15,77
травень	20,34
червень	21,06
липень	21,74
серпень	19,19
вересень	14,15
жовтень	9,07
листопад	4,90
грудень	3,74
За рік	12,78

Врахуємо, що середня ефективність процесу фотосинтезу для с/г культур становить 3 %. Тоді, використовуючи дані з табл. 2.4, отримуємо, що на 1 га посівної площі припадає $2885,36 \times 10000 \times 0,03 = 865$ ГДж.

В середньому з одного га отримують 15 т сухої маси кукурудзи [63]. З однієї тонни кукурудзяного БМ максимум можна отримати до 451,3 м³ біогазу із

утриманням метану 52 % [64]. Теплотворна здатність такого газу за формулою Менделєєва становить $18,7 \text{ МДж/м}^3$. З 1 га отримуємо $15 \times 451,3 = 6769,5 \text{ м}^3$ біогазу. Під час його утилізації сумарно виділиться $6769,5 \times 18700000 = 127 \text{ ГДж}$. З огляду на те, що граничний ККД газових електростанцій (парогазових установок) досягає 60 %, з отриманого газу можна потенційно виготовити більше ніж 21000 кВт·год електроенергії.

Отже, процес отримання біогазу з кукурудзяного БМ шляхом анаеробного бродіння дозволяє виділити і використовувати до 9 % енергії, що міститься в ньому.

Насправді ця цифра може бути значно меншою. Не дивлячись на активне впровадження і використання біогазових установок, математичний апарат для опису виходу біогазу розроблений погано. Неможливо абсолютно точно заздалегідь підрахувати глибину розкладання БМ, питомий вихід біогазу та його склад, що залежать від хімічного складу сировини, складу мікробіологічного консорціуму за метанового бродіння та ін.

Таблиця 2.4

Розрахунок сумарної питомої інсоляції

Місяць	Кількість днів	Інсоляція питома, $\text{МДж} \cdot \text{м}^2 / \text{доб}$	Інсоляція сумарна, $\text{МДж} \cdot \text{м}^2$
квітень	9	15,77	141,91
травень	31	20,34	630,54
червень	30	21,06	631,80
липень	31	21,74	674,06
серпень	31	19,19	594,83
вересень	15	14,15	212,22
		Всього	2885,36

Кількість керуючих факторів, що впливають на технічний процес, дуже обмежена. Зазвичай це температура, рН середовища, градієнт температури і швидкість зміни температури всередині реактора, ступінь герметичності реактора,

частота подачі в реактор і розмір порції свіжої сировини, частота виїмки шламу, частота і тривалість циклів перемішування субстрату всередині реактора. Природні ж фактори описуються безліччю можливих параметрів. Одних тільки видів бактерій, які беруть участь у процесі, може бути більше тисячі, а є ще хімічний склад і фізичні кондиції вихідної сировини [53]. Раніше, на рис. 2.2, наводилися середні значення дисперсій виходу біогазу з різних субстратів.

Розрахувати все це практично неможливо. Тривалий час для розрахунків використовувався стехіометричний підхід, що дає змогу визначити теоретично можливий вихід біогазу в результаті повного розкладання в ідеальних умовах [65]. Насправді вихід біогазу є істотно меншим. Тому для проєктування біогазових установок використовують експериментальні результати, отримані на лабораторних установках, що моделюють необхідний технічний процес в мініатюрі. Також збирається статистика діючих великих біогазових установок. Статистичні дані обробляються, групуються, і у результаті виходять таблиці рекомендованих параметрів технічного процесу і приблизні вихідні параметри для застосування різних типів сировини. Але розкид величин у таких таблицях становить до 50 %. Тому передбачити, наприклад, добовий вихід і склад біогазу для проєктованої біогазової установки спочатку можна саме з приблизною точністю. Наприклад, за різними даними вихід біогазу з тонни кукурудзяного субстрату коливається від $187 \text{ м}^3/\text{т}$ до $550 \text{ м}^3/\text{т}$ [55, 64].

Проте розрахунки дозволяють оцінити межі виходу біогазу, особливо верхню. Проведемо такий розрахунок і оцінимо хімічний склад збродженого залишку.

У перерахунку на суху масу вихідна кукурудзяна БМ має такий склад:

- 74,43 % крохмаль ($\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5$);
- 14,5 % білок ($\text{NH}_2\text{-CH}_2\text{-COOH}$);
- 9,4 % жир ($\text{C}_{15}\text{H}_{31}\text{COOH}$);
- 1,67 % мінеральні солі.

Визначимо молярні маси складових.

$$M(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5) = 72M(\text{C}) + 10M(\text{H}) + 80M(\text{O}) = 162 \text{ г/моль.}$$

$$M(\text{NH}_2\text{-CH}_2\text{-COOH})=24M(\text{C})+5M(\text{H})+32M(\text{O})+14M(\text{N})=75 \text{ г/моль.}$$

$$M(\text{C}_{15}\text{H}_{31}\text{COOH})=192M(\text{C})+32M(\text{H})+32M(\text{O})=254 \text{ г/моль.}$$

Молярні маси води, вуглекислого газу, аміаку і метану відповідно дорівнюють: 18, 44, 17 та 16 г/моль.

У перерахунку на 1 т вихідного матеріалу отримуємо:

1) крохмаль – 744 кг;

2) білок – 145 кг;

3) жир – 94 кг.

Вмістом мінеральних солей нехтуємо, зважаючи на їхні незначні концентрації.

Підрахуємо кількість молів кожної складової.

Крохмаль: $744,3 \times 1000 / 162 = 4594,4$ моль.

Білок: $145 \times 1000 / 75 = 1933,3$ моль.

Жир: $94 \times 1000 / 254 = 370,08$ моль.

Разом 1 т кукурудзяної БМ – це:

$4594,4 \text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5 + 1933,3 \text{NH}_2\text{-CH}_2\text{-COOH} + 370,08 \text{C}_{15}\text{H}_{31}\text{COOH} = \text{C}_{37354,59}\text{H}_{67454}\text{O}_{27579}\text{N}_{1933,3}$ або у вигляді умовної формули $\text{C}_{37354,59}\text{H}_{67454}\text{O}_{27579}\text{N}_{1933,3}$.

Для визначення стехіометричного виходу біогазу скористаємося виразом [66]:

$$\text{C}_n\text{H}_a\text{O}_b\text{N}_d + \left(n - \frac{a}{4} - \frac{b}{2} + \frac{3d}{4} \right) \text{H}_2\text{O} \xrightarrow{\text{бактерии}} \left(\frac{n}{2} + \frac{a}{8} - \frac{b}{4} - \frac{3d}{8} \right) \text{CH}_4 + \left(\frac{n}{2} - \frac{a}{8} + \frac{b}{4} + \frac{3d}{8} \right) \text{CO}_2 + d\text{NH}_3 \quad (2.1)$$

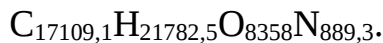
Підставимо в (2.1) дані та отримаємо теоретичний вихід біогазу за повного розкладання в ідеальних умовах:

$$\text{C}_{37354,59}\text{H}_{67454}\text{O}_{27579}\text{N}_{1933,3} + 8151,7 \text{H}_2\text{O} = 19489,2 \text{CH}_4 + 17865,4 \text{CO}_2 + 1933 \text{NH}_3.$$

У перерахунку на один кг отримуємо: 984,040 кг кукурудзяної БМ + 146,730 кг води = 311,828 кг метану + 786,076 кг вуглекислого газу + 32,867 кг аміаку.

У апробованих технологіях вихід біогазу дещо менший. За даними [55], з 1 т кукурудзяного субстрату в середньому виходить 451,3 м³ біогазу за 52 % метану, що відповідає 237,384 кг метану і 213,916 кг вуглекислого газу, тобто глибина переробки становить 54 %. Тому гадаємо, що реальний вихід буде описуватися умовною хімічною формулою: $C_{20245,5}H_{45671,2}O_{19221}N_{1044}$.

Прийmemo, що 54 % вихідного азоту, який міститься в субстраті, пішло на створення білкових з'єднань самих бактерій і буде виведено зі збродженого залишку у вигляді рідкої фракції. Тоді твердий залишок можна описати виразом:



Для зручності в табл. 2.5 зведені дані про зміну елементного складу вихідної сировини і одержуваних продуктів у ході процесу метанового бродіння 1 т кукурудзяного субстрату.

Таблиця 2.5

Елементний склад сировини та продуктів в процесі метанового бродіння в перерахунку на 1 т вихідної сировини

	Кількість елементів, молі				вага, кг
	C	H	O	N	
Кукурудза	37354,6	67453,6	27579	1933,3	984
Вода		16303,3	8152		146,7
Вихідний субстрат	37354,6	83757	35731	1933,3	1130,8
Основні продукти	20245,5	45671,2	19221	1044	610,8
Зокрема:					
метан	10634,8	42539,2			170,2
вуглекислий газ	961067		19221		422,9
аміак		3132		1044	17,7
Зброджений залишок	17109,1	38085,8	16509	889,3	520
Зброджений залишок після осушення	17109,1	21782,5	8358	889,3	373,3

Проведемо аналіз енергетичного потенціалу цієї суміші з погляду її подальшої переробки в піролізній печі.

2.3. Енергетичний потенціал збродженого залишку для його піролізу

Поряд з прямим спалюванням і газифікацією піроліз є ефективним методом термохімічної переробки біомаси, промислових і побутових відходів, і одночасно однією з найменш розвинених технологій енергетичного використання біомаси [67]. Піроліз – це процес термічного розкладання органічних сполук без доступу кисню, який відбувається за відносно низьких температур (500...800 °С) порівняно з процесами газифікації (800...1300 °С) і горіння (900...2000 °С).

Реакцію піролізу біомаси можна подати так: біомаса+тепло = С (вуглиста речовина)+смоли+СО+СО₂+Н₂+Н₂О+СН₄+С_nН_m. Первинними продуктами можуть бути рідина, тверда вуглиста речовина і гази залежно від виду і параметрів процесу піролізу, вторинними – енергія, паливо та продукти хімічної промисловості.

Рідкі продукти піролізу (вони ж: «масла», «піропаливо», «біопаливо» або «смоли») у незворотному вигляді є густою чорною смолянистою рідиною, вихід якої може досягати до 80 % маси сухої сировини (за швидкого низькотемпературного піролізу). Піропаливо може використовуватися як замітник котельного палива (в газових турбінах і дизельних установках).

Твердим продуктом піролізу є вуглиста речовина ($Q_{\text{рн}} = 30$ МДж/кг), вихід якої може досягати 30–35 % від маси сухої сировини за карбонізації та повільного піролізу, яка може використовуватися як паливо для побутових камінів, а також для технологічних потреб промисловості (металургійної, електровугільної, фармакологічної, для очищення води і газів).

Газоподібні продукти піролізу є середньо калорійний газ ($Q_{\text{рн}}=15\text{--}22$ МДж/н м³), а при частковій газифікації низькокалорійний газ ($Q_{\text{рн}}=4\text{--}8$ МДж/н м³). Вихід газоподібного палива доходить до 70 % від маси сухої сировини за високотемпературного швидкого піролізу. Склад газу залежить від сировини і параметрів процесу. Такий газ зазвичай використовується в самому процесі піролізу для підтримки температури процесу і сушіння вихідної сировини.

Хімічними продуктами піролізу є кілька сотень хімічних складових. Можливість вилучення окремих хімічних продуктів відкриває широкі можливості для отримання додаткових компонентів спалювання.

Сучасні технології піролізу БМ поділяють за такими ознаками (табл. 2.6): швидкість нагріву (швидкий, повільний піроліз), середовище, в якому відбувається піроліз (вакуумний, гідропіроліз, метанопіроліз).

Приймаємо, що використовуючи технологію швидкого піролізу, відсотковий склад продуктів піролізу (газ, смола, вугілля) становитиме 70 %, 15 % та 15 %. Тоді:

- газ становить $0,7 \times 373,3 = 261,31$ кг або $261,31 / 1,2 = 217,7$ нм³;
- смола $0,15 \times 373,3 = 56$ кг;
- вугілля $0,15 \times 373,3 = 56$ кг.

Таблиця 2.6

Характеристики основних технологій піролізу

Характеристики	Швидкий піроліз, низькі температури	Швидкий піроліз, високі температури	Повільний піроліз
Час процесу	1 с	1 с	5...30 хв
Розмір сировини	малий	малий	середній
Вологість сировини	дуже низька	дуже низька	низька
Температура, °С	450–600	650–900	500–700
Тиск, кПа	100	10–100	100
Газ:			
вихід, % маси сухої сировини	до 30	до 70	до 40
теплота згоряння, МДж/н м ³	10–20	10–20	5–10
Рідина:			
вихід, % маси сухого залишку*	до 80	до 20	до 30
теплота згоряння, МДж/кг	23	23	23
Тверда речовина:			
вихід, % маси сухого залишку	до 15	до 20	20–30
теплота згоряння, МДж/кг	30	30	30

Прийmemo, що середня теплота згоряння одержуваного біогазу дорівнює 15 МДж/нм³. Тоді енергетичний потенціал продуктів піролізу становитиме:

- газ $217,7 \times 15000000 = 3,27$ ГДж;

– смола $56 \times 230000000 = 1,29$ ГДж;

– вугілля $56 \times 300000000 = 1,68$ ГДж.

Сумарно отримуємо 6,2 ГДж.

Врахуємо, що з одного га збирається 15 т вихідного матеріалу. Тоді сумарний вихід енергії, що одержується в піролізній печі, становитиме $6,2 \times 15 = 93,5$ ГДж. З них 49 ГДж доводиться на газову складову.

Отже, піддаючи зброджений залишок обробці в піролізній печі, можна збільшити вихід енергії на $93,5/127 = 73$ %. Утилізація тільки газової складової на наявному обладнанні дозволить збільшити вихід енергії на $49/127 = 38$ %.

Насправді отримані оцінки будуть нижчими, оскільки кількість корисної енергії визначається ККД тієї установки, на якій буде відбуватися перетворення енергії палива в електричну. Так, газові електрогенератори мають ККД до 60 %, а теплові – до 40 %.

Варто особливо відзначити, що, незважаючи на підвищену увагу до технологій термічної конверсії біомаси в останні десятиліття, відсутні математичні моделі і результати їх використання для опису процесів повільного або швидкого піролізу біомаси навіть у малих діапазонах зміни основних технологічних параметрів. Такий стан теорії процесів, що розглядаються, швидше за все, зумовлений відсутністю експериментальних даних, достатніх для побудови математичних моделей піролізу і їх подальшого використання для прогностичного моделювання результатів реалізації технологічних циклів термічної конверсії деревної біомаси (зокрема в біоенергетиці) [68].

На підставі аналізу та узагальнення отриманих раніше результатів щодо закономірностей регульованого термічного розкладання рослинної біомаси можна зробити такі висновки.

1. Встановлено, що для групи конкретних досліджуваних матеріалів склад продуктів піролізу залежить від умов нагрівання (температури і швидкості її зростання) в інертній атмосфері.

2. Швидке нагрівання призводить до підвищення частки твердого залишку в продуктах піролізу.

3. Основні експериментальні дані щодо залежності частки твердих, рідких і газоподібних продуктів піролізу від температури і темпу нагріву отримані для відходів сільськогосподарського виробництва (ячмінь, рис, пшениця, солома, стебло кукурудзи, насіння граната, бавовняні відходи, вичавки цукрової тростини та ін.).

4. Не опубліковано результати узагальнень експериментальних даних, які б дозволили зробити обґрунтований висновок про схожість механізмів термічного розкладання різних видів рослинної біомаси і, відповідно, залежностей складу продуктів піролізу від температури та швидкості її зміни.

5. Не встановлено зв'язок виходу продуктів піролізу зі структурою або параметрами рослинної біомаси, що характеризують її склад чи структуру. Відсутні результати теоретичних досліджень процесів як повільного, так і швидкого піролізу рослинної біомаси в умовах інертної атмосфери.

6. Не встановлені оптимальні технологічні параметри реалізації конкретних технологій.

2.4. Результати аналізу енергетичної ефективності об'єкта керування

На рис. 2.3 представлена узагальнена структурна схема когенераційного комплексу глибокої переробки збродженого залишку, орієнтованого на виробництво електроенергії.

Як правило, такі комплекси мають модульну структуру. Конкретний склад комплексів залежить від індивідуальних потреб замовника [69]. Типові модулі при цьому можуть бути орієнтовані на:

- генерацію електричної та/або теплової енергії;
- виробництво синтез-газу;
- виробництво метанолу;
- накопичення газу;
- ректифікацію рідкої фракції в паливні продукти;
- крекінг рідкої фракції в газ;

- газифікацію твердого залишку;
- виробництво активованого вугілля;
- виробництво пічного палива;
- виробництво технічного вуглецю;
- виробництво вуглекислоти.

Запропонована схема дозволяє максимізувати вихід з піролізної печі газової складової.

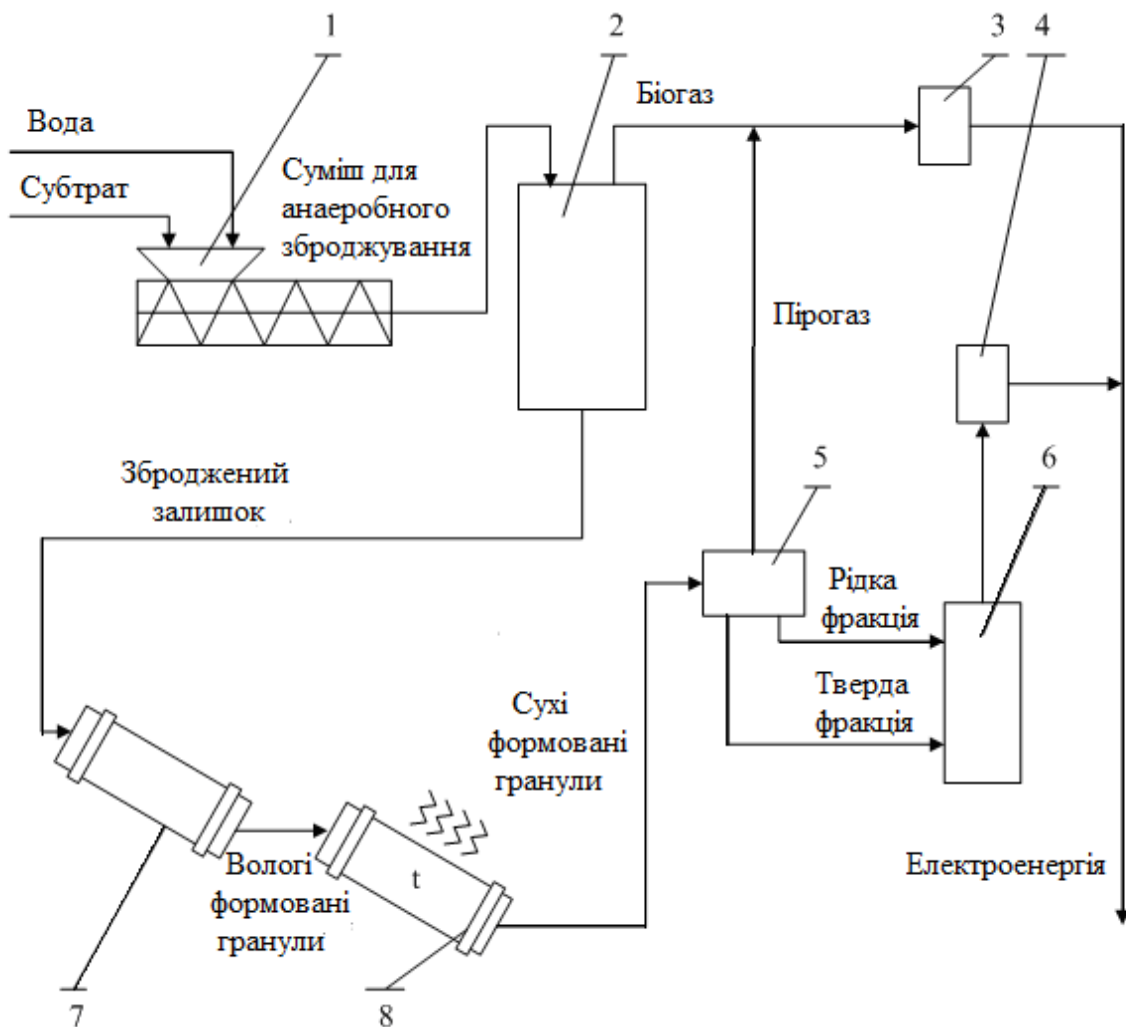


Рис. 2.3. Узагальнена структурна схема когенераційного комплексу глибокої переробки зброженого залишку: 1 – шнековий змішувач; 2 – реактор-метантенк; 3 – газовий електрогенератор; 4 – електрогенератор на мазуті; 5 – піролізна піч; 6 – модуль виробництва пічного палива (замінника мазуту), 7 – барабанний гранулятор; 8 – барабанна сушарка

На рис. 2.4 представлена діаграма потоків енергії на біогазову установку. Діаграма відповідає процесу переробки 15 т сухої речовини, зібраної з 1 га посівної площі. Як зазначалося раніше, на дозрівання і збирання вихідної кукурудзяної БМ потрібно в середньому 146 діб. За цей період БМ сприймає від сонця в середньому 865 ГДж енергії. Додаткові витрати на паливно-мастильні матеріали, воду і електроенергію становлять 2,5 ГДж або 0,3 % від енергоємності вихідної сировини

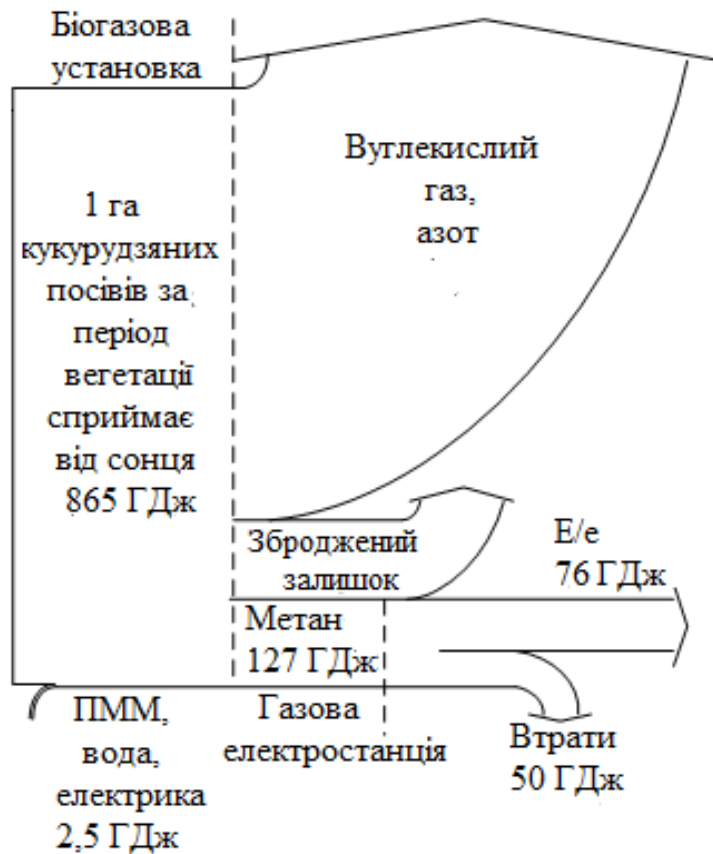


Рис. 2.4. Діаграма потоків енергії на біогазову установку

Розглянемо біогазову когенераційну установку, орієнтовану на виробництво електроенергії з вихідною електричною потужністю 2 МВт.

Проведені розрахунки показали, що піддаючи анаеробному зброджуванню субстрат, підготовлений з БМ, зібраної з одного га, можна отримати біогаз із потенційною енергетичної ємністю 127 ГДж, що становить 14,7 % від енергоємності вихідної сировини. Після його утилізації в газовому електрогенераторі вийде до 76 ГДж або більше 21000 кВт*год електроенергії. На утилізацію такої кількості біогазу в розглянутій установці піде приблизно

10,5 годин. Вихід корисної енергії при цьому становитиме 8,8 % від енергоємності вихідної сировини.

На рис. 2.5 представлена аналогічна діаграма потоків енергії на піролізній установці.

Попередньо зброджений залишок необхідно піддати грануляції і осушити. На це потрібно затратити 4,95 ГДж. Після переробки всього збродженого залишку, що надійшов з біогазової установки, частки енергоємності пірогазу, смоли і вугілля становитимуть відповідно 52 %, 21 % і 27 % від енергоємності збродженого залишку. Після утилізації пірогазу буде отримано 29,4 ГДж або 8165 кВт*год корисної енергії, що становить 3,4 % від енергоємності вихідної сировини. При цьому вихід корисної енергії всього процесу становитиме 12,2 %, тобто збільшиться на 38 % порівняно з утилізацією лише біогазу.

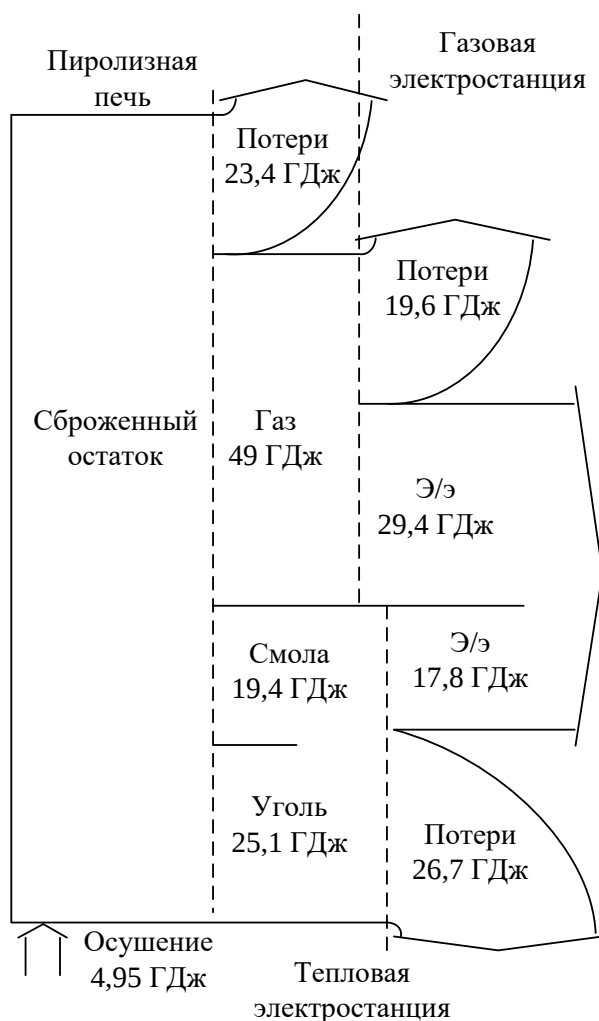


Рис. 2.5. Діаграма потоків енергії на піролізній установці

Подальше підвищення глибини переробки можливе за синтезу пічного палива із залишків смоли та вугілля, отриманих у процесі піролізу. Енергомісткість цього палива становить 44,5 ГДж або 5,1 % від енергоємності вихідної сировини. Його утилізація дасть змогу додатково отримати 17,8 ГДж або 4945 кВт*год корисної енергії, що становить 2 % від енергоємності вихідної сировини. Вихід корисної енергії всього процесу становитиме 14,2 % тобто збільшиться на 62 %.

Отже, застосування технології піролізу для переробки збродженого залишку дасть змогу збільшити вихід корисної енергії на 38 % у разі утилізації тільки газової складової, і на 62 % – у разі утилізації всіх продуктів піролізу.

На рис. 2.6 наведена діаграма, що демонструє співвідношення витрат і доходів у разі використання технології глибокої переробки продукції біогазової установки (БГУ). Дані також наведені для 1 га посівної площі.

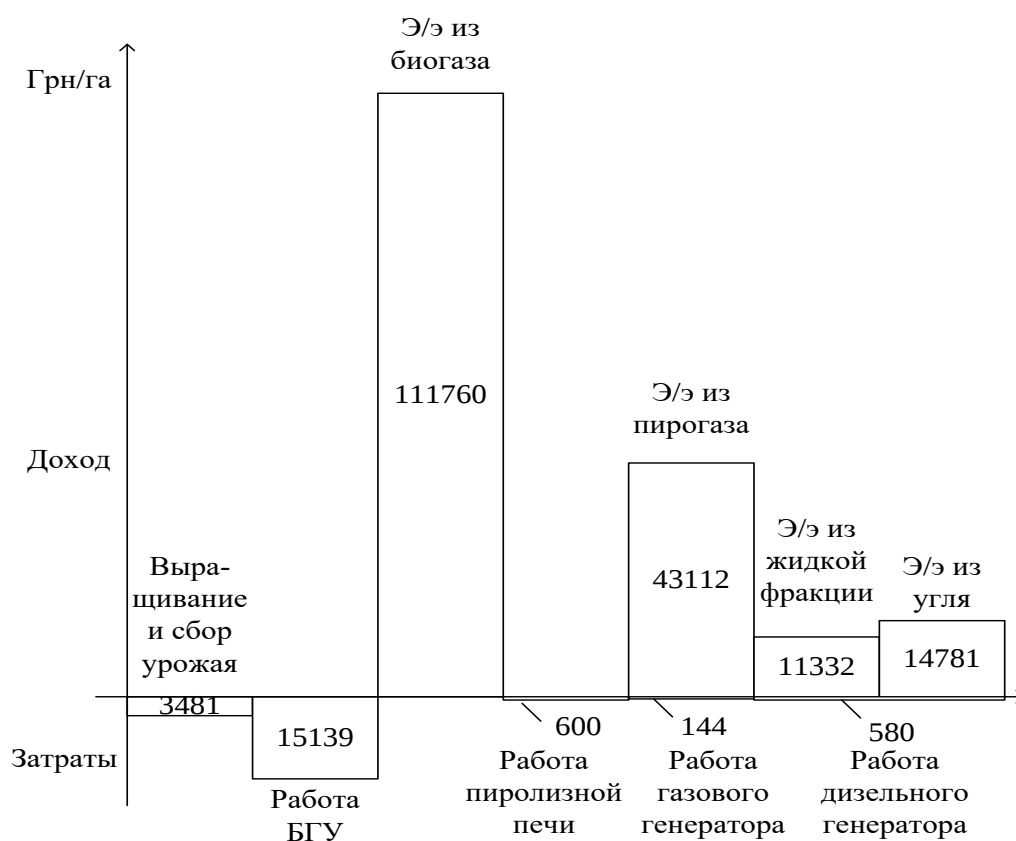


Рис. 2.6. Співвідношення витрат і доходів в технології глибокої переробки продукції БГУ

Витрати на вирощування і збирання врожаю взяті з технологічної карти вирощування кукурудзи [70]. Обслуговування БГУ в середньому обходиться у 4%

від вартості установки [71]. Вартість цієї БГУ потужністю 2 МВт (є) становить 10 млн євро. 10,5 годин роботи установки обійдуться власникові в 15139 грн. Нагадаємо, що саме стільки часу потрібно установці для утилізації одержуваного з 1 га біогазу. За діючого сьогодні зеленого тарифу на є/є, який становить 5,28 грн/кВт*год, продаж виробленої на БГУ є/є принесе власнику 111760 грн. Рентабельність процесу становить 600 %.

В роботі [72] показано, що середні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування електрогенераторних установок становлять 10 % від вартості установки на один життєвий цикл. У середньому життєвий цикл становить 100000 годин. Проведені розрахунки показали, що середні витрати на утилізацію СО в піролізній печі, газовому і дизельному електрогенераторах становитимуть 600 грн, 144 грн і 580 грн відповідно. При цьому, як і раніше, розглядається залишок, одержуваний під час переробки вихідної сировини, зібраної з 1 га [73].

За вироблену додатково є/є можна виручити 69225 грн, що становить 62 % доходу від реалізації самого лише біогазу. При цьому рентабельність процесу зростає до 900 %.

Запропонована технологія дає змогу вирішити проблему утилізації збродженого залишку біогазових установок.

Як показує практика, власники БГУ в Україні стикаються з ситуацією, коли відсутній попит на біодобриво, або його вивезення на поля з низки причин стає нерентабельним. Оскільки добриво в принципі затребуване тільки в період дозрівання рослин, то використання збродженого залишку в якості добрива автоматично передбачає необхідність його складування та зберігання на весь інший час. А це означає необхідність створення спеціально обладнаних складів.

У деяких країнах строго регламентуються граничні норми надходження в ґрунт різних речовин. Отже, для місця зберігання СО треба виключити можливість просочування залишку в ґрунт. Також необхідний захист від розмивання залишку дощем. А враховуючи те, що в СО тривають процеси бродіння і виділяються вуглекислий газ і метан, склад повинен мати також хорошу вентиляцію.

Якщо ж додати в комплекс технічних засобів піролізну піч, то можна істотно підвищити глибину переробки вихідної БМ та вихід корисної енергії на 65 %. З огляду на те, що процес піролізу добре піддається управлінню, потенційно зі збродженого залишку можна отримати низку вторинних продуктів. У цій роботі розглянуто варіант максимального виробництва газової складової. Це дозволить виробляти додаткову е/е на вже наявному обладнанні. Встановлення дизель-генератора дасть змогу також утилізувати пічне паливо, яке можна отримати, змішуючи рідку і тверду фракції, вироблені на виході з піролізної печі.

2.5. Висновки до другого розділу

1. Кукурудзяна біомаса за час вегетації в середньому накопичує енергетичний потенціал, рівний 865 ГДж. У процесі анаеробного бродіння переробляється до 50 % вихідної біомаси. Після утилізації біогазу, в корисну електроенергію перетвориться 8,8 %.

2. Проведено оцінку хімічного складу збродженого залишку. Його можна описати виразом $C_{17109.1}H_{21782.5}O_{8358}N_{889.3}$. В основному це суміш целюлози, геміцелюлози, низькомолекулярних вуглеводів, білків і лігніну.

3. Термічна обробка збродженого залишку в піролізній печі і подальша утилізація продуктів піролізу в відповідних енергетичних установках дозволить додатково отримати 47,2 ГДж корисної енергії, зокрема:

- з пірогазу 29,4 ГДж;
- зі смоли 7,7 ГДж;
- з вугілля 10 ГДж.

4. Застосування запропонованої технології глибокої переробки збродженого залишку дасть змогу підвищити вихід корисної енергії на 62 %. При цьому відпаде необхідність у зберіганні і складуванні збродженого залишку. Також потенційно з'явиться можливість в майбутньому переорієнтувати виробництво на випуск низки продуктів, затребуваних у різних галузях промисловості. Це може бути

виробництво синтез-газу, пічного палива, активованого вугілля, вуглекислого газу, сорбенту для збору нафтопродуктів з поверхні землі і води та ін.

Отже, запропонована технологія – гідна альтернатива використанню збройового залишку в якості добрива.

РОЗДІЛ 3

АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА РЕГУЛЮВАННЯ ПРОЦЕСОМ ПЕРЕРОБКИ ОРГАНІЧНОЇ СИРОВИНИ НА БАЗІ МОДЕЛІ ІДЕНТИФІКАЦІЇ СКЛАДУ ПРОДУКТІВ ПОВІЛЬНОГО ПІРОЛІЗУ

Метою дослідження для третього розділу є розробка моделі та методу процесів керованого піролізу і газифікації органічних речовин змінного складу для виробництва технічних газів із максимальною теплотворною здатністю. Це дасть змогу раціонально використовувати вуглеводневі речовини різного походження з технологічної, енергетичної та екологічної позицій.

У розділі вирішено такі завдання:

1) вибір та адаптація для моделювання процесів, що розглядаються з метою вирішення завдань спалювання, газифікації та повільного піролізу за відомого складу вихідних вуглеводневих речовин і визначення розміру похибки, що вноситься різними збуреннями;

2) розробка імітаційної моделі процесів піролізу і газифікації, що дає змогу отримати склад продукт-газу з максимальною теплотворною здатністю за мінімальної кількості вуглистого залишку залежно від складу вихідної сировини;

3) розробка методу керування піролізом органічної сировини для забезпечення заданої витрати продукт-газу за нанесення збурень складом вихідної сировини;

4) синтез системи керування установкою для отримання синтез-газу.

3.1. Модель ідентифікації складу продуктів повільного піролізу

3.1.1. Загальні положення

Можливість організації оптимального керування і прогнозування результатів технологічних процесів забезпечує використання адекватних математичних моделей. Сьогодні розрізняють чотири напрямки термохімічних перетворень: спалювання, газифікація, піроліз і термічна модифікація. Піроліз своєю чергою ділиться на повільний і швидкий. Як правило, в кожному напрямку ведуться

самостійні дослідження і використовуються різні математичні моделі. У багатьох випадках такий підхід обумовлений об'єктивними причинами. Але існують ситуації, коли ряд перерахованих вище процесів може бути реалізований на одному або однотипному обладнанні. Наприклад, процес газифікації треба розглядати як процес спалювання з глибоким недоліком окиснювача (повітря). При цьому, як і при спалюванні, виділяється істотно менша, кількість енергії у формі тепла. Як правило, виділяється енергії досить для підтримки процесу газифікації. При подальшому зменшенні кількості окиснювача процес переходить в повільний піроліз. Для його реалізації вже необхідне зовнішнє підведення енергії (у всякому разі, на початковій стадії). Але, по хімізму піроліз аналогічний і газифікації, і спалюванню. Більш того, піролітичні процеси є їх початковою стадією. Таким чином, розробка і використання єдиної моделі для опису групи процесів (спалювання, газифікація, повільний піроліз) є раціональною і актуальною.

Як продукти процесу виступають вуглистий залишок, речовини, що конденсуються і неконденсовані гази. Пошук у кожній області здійснюється на основі різних підходів і моделей. З таких позицій в останньому огляді [74] відображено внесок провідної групи європейських і американських дослідників у межах різних зазначених галузей. Але в цій самій роботі такий підхід суперечить єдиній класифікації процесів і вихідних речовин у їхніх дослідженнях як «термохімічній обробці біомаси».

Процес горіння традиційно вважається простим для дослідження і управління в переліку термохімічних перетворень, але за однієї умови: склад пального повинен бути відомий. За відсутності таких знань для зменшення шкідливих викидів доводиться організовувати процес спалювання із явним надлишком окиснювача. Для газоподібних горючих (попутних газів) це відбувається в факельних пристроях. Конверсія метану, що міститься в попутних газах, в рівний обсяг вуглекислого газу в десятки разів знижує навантаження на навколишнє середовище. Проте, вплив великий, і не супроводжується виробництвом корисної енергії [75].

Одним з головних шляхів утилізації зростаючої кількості органічних відходів

є їх спалювання. Перед надходженням на сміттєспалювальні заводи вони сортуються, в тому числі і для стабілізації їх складу. Але, навіть в країнах, де найкращим чином розвинена система збору та спалювання сміття (Швеція) існує проблема його сортування [76]. Склад навіть сортованого сміття може змінюватися залежно від регіону його збору або пори року. В таких умовах можливості управління процесом спалювання обмежені або відсутні. Проблема може бути вирішена шляхом розробки моделі визначення складу побутового сміття (біомаси) в процесі його термохімічної переробки. Таке ж рішення може бути застосовано і при спалюванні попутних газів. В [77] запропонована модель визначення складу невідомого пального в процесі спалювання, а в [78] – метод ідентифікації його складу. Але запропоновані модель і метод можна застосовувати лише для газоподібного палива. З їх допомогою можна визначити склад рідкого, твердого палива, побутових відходів.

Як правило, газифікацію виділяють в окремий процес термохімічних перетворень. Такий підхід супроводжується застосуванням спеціальних методів [79]. У цій роботі відзначається наявність гетерофазних взаємодій і супутні до цього проблеми моделювання процесу. Але, як і в більшості інших робіт, моделювання здійснюється при відомому складі вихідної речовини (деревної біомаси) і тільки для розглянутого процесу газифікації.

В роботі [80] робиться спроба розгляду процесу газифікації як окремого випадку процесу спалювання. Це підтверджує висунута раніше теза про можливість застосування єдиної моделі для опису різних процесів термічної переробки біомаси. Необхідно лише варіювати коефіцієнт надлишку окиснювача. Але, в силу схожості процесів, схожі і проблеми — дослідження проводяться для речовин хоча і різних, але тільки з відомим складом.

Піроліз, як процес термохімічного розкладання вуглеводневих матеріалів, має ряд переваг перед газифікацією і спалюванням:

- більш низька температура процесу і, як наслідок, більш низькі викиди забруднюючих речовин в атмосферу [81];
- більш гнучкий масштаб установок [82] і велика гнучкість в складі продуктів

тільки за рахунок зміни робочих параметрів [83], наприклад, температури;

– можливість спрощення розрахунків шляхом декомпозиції вихідної речовини (у всякому разі, рослинного походження) на окремі компоненти (геміцелюлозу, целюлозу, лігнін) і розгляду їх індивідуального піролізу [84].

Гнучкість складу продуктів реакції може бути ще більш збільшена за рахунок роботи піролізних установок в присутності невеликої кількості повітря [81]. Такий процес називають «квазіпіролізом». На одному обладнанні при використанні ідентичної сировини можуть реалізовуватися різні процеси. У цьому випадку проявляється конфлікт між застосовуваними моделями піролізу і газифікації. Він стає важко вирішуваним при неконтрольованих змінах складу вихідної сировини або кількості повітря (підсосі).

Аналіз джерел показав, що автори використовують різні моделі для дослідження процесів спалювання, газифікації та піролізу. У той же час у всіх джерелах ці процедури розглядаються як складові інтегрального процесу термохімічної переробки органічних речовин. У низці робіт зазначається можливість плавного переходу одного процесу в інший, або реалізації різних процесів чи навіть спільного їх перебігу на одному обладнанні. Таке поєднання передбачає необхідність і можливість опису суміжних процесів на базі єдиної моделі. Водночас у розглянутих джерелах такого підходу не виявлено.

Об'єднуючою особливістю більшості зазначених робіт є розгляд різних, але обов'язково відомих вихідних речовин. У реальній ситуації практично важливим є випадок непередбачуваної зміни в процесі переробки складу сировини. Отже, стає важливою розробка методу визначення змінного складу використовуваних для переробки вихідних речовин у режимі реального часу. В [77] запропонований такий метод, але тільки для випадку газоподібних речовин.

3.1.2. Імітаційна модель спалювання, газифікації та повільного піролізу вуглеводневих речовин змінного складу

Однією з особливостей процесів, що розглядаються, є газоподібний стан їхніх продуктів. Крім того, при всьому різноманітті вуглеводневих речовин кількість хімічних елементів, що входять до їх складу, – обмежена. Найчастіше це

вуглець (C), водень (H), кисень (O) і азот (N). Рідше сірка (S) і фосфор (P). В силу цього кількість газів, що утворюються, також обмежена, що істотно полегшує вирішення завдання.

Розглянемо для визначеності вихідну речовину, що складається тільки з трьох елементів: (C), (H) і (O). Це принципово не змінює характеру рішення, але істотно зменшує громіздкість викладень. За допомогою вибраних елементів в якості вихідних продуктів можуть бути описані:

- газоподібні – граничні і ненасичені вуглеводні та ін.;
- рідкі – спирти, альдегіди, органічні кислоти, феноли та ін.;
- тверді – деревина, відходи сільгоспвиробництва (целюлоза, лігнін), відходи пластмас тощо.

Для піролізу байдуже, які з наведених елементів входять до складу вихідної речовини. Під час розробки методів розрахунку для спалювання і газифікації в якості окиснювача може бути використано повітря. Азот у складі повітря не змінює суті процесів, що відбуваються, і виступає в основному як баласт. Кількість окиснів азоту, які виникають, невелика, і принципово не впливає на процеси, що відбуваються. Наявність азоту в повітрі потребує врахування додаткового хімічного елементу (N).

У результатах розрахунків в якості продуктів можуть виступати такі гази і елементи, з яких вони складаються:

$$[CO], [CO_2], [H_2O], [OH], [NO], [H_2], [O_2], [N_2], [H], [O], [C], [N]. \quad (3.1)$$

На підставі подібних вихідних даних і припущень у [77] запропоновано модель для визначення невідомого складу газоподібного палива в формі його брутто-формули:

$$C_{bC}H_{bH}O_{bO}N_{bN}. \quad (3.2)$$

Тут bC , bH , bO , bN – кількість атомів відповідних хімічних елементів у брутто-формулі пального. На основі моделі в [78] запропонований метод ідентифікації складу пального. В процесі реалізації методу вирішувалося пряме завдання визначення складу продуктів згоряння за заданої брутто-формули газоподібного пального і палива. Варто зазначити, що реалізація рішення прямої

задачі вже не вимагає використання палива лише в газоподібній формі. Можуть розглядатися різні агрегатні стани.

Брутто-формула палива в формі (3.2) визначається з відповідних формул пального і окиснювача з використанням коефіцієнта надлишку окиснювача α , зокрема і для випадку $\alpha < 1$. Інакше кажучи, модель, наведена в [77], під час вирішення прямої задачі може бути використана для опису процесів спалювання та газифікації. Для випадку газифікації є обмеження. Відповідно до запропонованої моделі визначення температури і кількісного складу продуктів згоряння (газифікації) проводиться на основі рівності їх ентальпії та ентальпії вихідного палива. Це передбачає, що енергії, яка виділяється на кінцевій стадії газифікації, достатньо для самопідтримання процесу. Така умова може порушуватися, наприклад, за підвищеної вологості газифікованої речовини. Можливість вирішення завдання із підводом додаткової енергії розглянута нижче.

Модель, викладена в [77], після корекції може бути використана і для вирішення завдання повільного піролізу. Розглянемо види рівнянь у моделі [77].

Закон діючих мас. Для перших восьми речовин з (1) на прикладі CO_2 через парціальні тиски відповідних компонентів записуються рівняння у вигляді:

$$K_{\text{CO}_2} = \frac{P_C \cdot P_O^2}{P_{\text{CO}_2}} \quad (3.3)$$

Тут $K_{\text{CO}_2}(T)$ – константа хімічної рівноваги за температури продуктів згоряння T для реакції утворення CO_2 з елементів C та O (таблична величина); P_{CO_2} , P_C , P_O – парціальні тиски відповідних компонентів в суміші продуктів згоряння. Рівняння (3.3) записано з використанням парціальних тисків замість концентрацій для зручності подальших перетворень. Для сумішей газів можна домогтися чисельної рівності концентрацій компонентів їхнім парціальним тискам. Це можливо за розгляду деякої кількості молів палива M_T (2) замість одного моля. Величина M_T є додатковою невідомою величиною і підлягає визначенню.

Закон збереження речовини. Рівняння записується для чотирьох останніх елементів із (3.1) з урахуванням M_T молів палива. Як приклад, рівняння для (C) має

ВИГЛЯД:

$$M_T \cdot bC = P_\infty + P_{CO_2} + P_C \quad (3.4)$$

У лівій часті рівняння відображено кількість атомів вуглецю в паливі (3.2). У правій частині рівняння відображено кількість атомів вуглецю в продуктах згорання. Як і в (3.3), парціальні тиски виступають в якості концентрацій.

Закон Дальтона записується для замикання системи рівнянь із урахуванням додаткової величини M_T :

$$P_\Sigma = \sum_i P_i \quad (3.5)$$

Тут P_Σ – тиск у камері згорання (топці); P_i – парціальні тиски компонентів продуктів згорання.

За такої схеми запису парціальні тиски продуктів згорання можуть відрізнятися між собою на 15–20 порядків. Для зменшення діапазону зміни величин всі рівняння моделі логарифмуються. В результаті маємо систему нелінійних алгебраїчних рівнянь. У процесі лінеаризації похідні визначаються не за відповідними аргументами, а за їхніми логарифмами:

$$\frac{d \sum_i \{\ln[f(P_i)]\}}{d[\ln(P_i)]} = \frac{\sum_i d\{\ln[f(P_i)]\}}{d[\ln(P_i)]}. \quad ..(3.6)$$

Під час вирішення завдань піролізу виникає необхідність урахування додаткового компонента суміші продуктів реакції – вуглистого залишку у вигляді конденсованої фази. Позначимо його концентрацію через P_U . Для замикання системи запишемо ще одне рівняння виду (3.3) для реакції утворення вуглистого залишку:

$$K_U(T) = \frac{P_C}{P_U}. \quad (3.7)$$

Після логарифмування рівняння (3.7) буде мати вигляд:

$$\ln(P_C) - \ln(P_U) - \ln[K_U(T)] = 0. \quad (3.8)$$

Одна з особливостей моделі проявляється у разі лінеаризації рівняння (3.8). Концентрація P_U для заданої температури не змінюється. Похідна відповідного члена рівняння (3.8), на відміну від інших рівнянь виду (3.3), дорівнює нулю.

Лінеаризоване рівняння має вигляд:

$$1 \cdot \Delta[\ln(P_C)] = (-1) \cdot \{\ln(P_C) - \ln(P_U) - \ln[K_U(T)]\}. \quad (3.9)$$

У цьому виразі знак ($\cdot$) позначає початкове наближення, і в правій частині використовуються відповідні початкові наближення P_C та P_U , або величини з попереднього кроку розрахунку.

У записі закону збереження речовини величина P_U враховується в балансі кількості атомів вуглецю, і рівняння (3.4) має вигляд:

$$M_T \cdot bC = P_{CO} + P_{CO_2} + P_U + P_C. \quad (3.10)$$

У записі закону Дальтона (3.5) величина P_U не враховується в силу малого питомого об'єму.

Розрахунки на основі запропонованої моделі простіші для випадку піролізу порівняно зі спалюванням і газифікацією. Так, для випадку піролізу температура продуктів реакції задається, й ітераційний процес обчислень обумовлений тільки рішенням нелінійної системи рівнянь. Під час розрахунку процесів спалювання та газифікації сама температура продуктів згоряння знаходиться в межах зовнішнього кроку ітераційного процесу.

Отже, обрано і адаптовано єдину модель для вирішення завдань спалювання, газифікації та повільного піролізу за відомого складу вихідних вуглеводневих речовин. Варіанти моделі для розрахунку різних процесів відрізняються урахуванням наявності конденсованої фази вуглистої речовини. В межах розрахунку процесу спалювання і газифікації визначається температура продуктів згоряння. Для піролізу температура продуктів реакції задається.

З метою зменшення громіздкості без зміни спільності викладу модель (3.1)–(3.5) будувалася для процесу горіння вуглеводневих речовин у повітрі. Для перевірки працездатності використовуваної моделі під час дослідження процесів спалювання та газифікації раніше були виконані розрахунки горіння метану (CH_4) [86] і етилового спирту (брутто-формула C_2H_6O) [87]. До складу повітря в кількості $\sim 1\%$ крім O_2 і N_2 входять домішки інших газів. Вони не беруть участі в процесі окиснення, є інертними у процесі горіння. Для зменшення громіздкості в

розрахунках їх замінено на N_2 . В результаті цього склад повітря прийнятий: 21 % – O_2 , 79 % – N_2 .

Розрахунки виконані для різних величин коефіцієнта надлишку окиснювача α . За $\alpha = 1$ процес розглядався як спалювання. За $\alpha < 1$ — як газифікація. Проведено порівняння результатів розрахунків за запропонованою моделлю і даних з [85] при спалюванні в повітрі метану [86] і етилового спирту [87]. Наведено величини температури T (K) і парціальних тисків P_i (в барах) продуктів згоряння при тиску в камері згоряння (топці) 1 бар. Порівняння проведено для різних значень α шляхом визначення відносної похибки ϵ обчислень парціальних тисків щодо тиску в камері згоряння. Величина мінімальних приведених значень α обумовлена наявністю даних в [85]. На підставі використовуваної моделі розрахунки можуть бути виконані за будь-якого значення α .

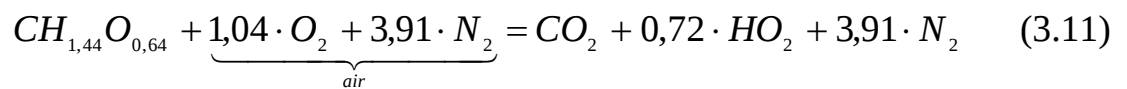
Отримані в [86] і [87] результати показують хороший збіг результатів розрахунку за запропонованою моделлю і наведених в [85]. Відносні похибки визначення парціальних тисків під час спалювання метану не перевищують 1 %, а для етилового спирту – 1,4 %, і не перевищують допустимих для інженерних розрахунків величин (<5 %). Частина отриманої похибки може бути обумовлена використанням у розрахунках наближеного складу повітря.

Для оцінки достовірності моделі, використовуваної в рішенні завдання термохімічних перетворень твердих речовин, за всього різноманіття експериментальних робіт не вдалося знайти структурованих даних. Замість них використані експериментальні значення діапазонів зміни концентрацій основних груп продуктів перетворень для вихідної деревної сировини з сосни. Такі дані є в більшості доступних літературних джерел різних років. Цим і зумовлений їхній вибір.

Використовувані в розрахунках складу бруutto-формули і ентальпія вихідної речовини (деревини сосни) визначені на основі непрямих даних. Величини цих даних в різних джерелах близькі, але неоднакові, і наводяться в деякому діапазоні. З цієї причини конкретне джерело їхніх значень не вказано. Прийнято, що до складу деревини сосни входять: C – 49–50 %; O – 42–44 %; H – 6–7 %. Крім того,

до складу деревини входять $\sim 0,1-1\%$ N і до 1% мінеральних компонентів (зольність). Ці речовини не враховуються через малу величину їх концентрацій при оціночному характері розрахунків. У результаті в якості брутто-формули вихідної сировини прийнята $CH_{1,44}O_{0,64}$. Жаропродуктивність абсолютно сухої деревини сосни в деяких джерелах вказана на рівні $2100^\circ C$ (2370 K), що дозволило оцінити ентальпію вихідної сировини величиною $68,24\text{ кДж/моль}$ (2880 кДж/кг).

Процес горіння за стехіометричного співвідношення пального і окиснювача ($\alpha=1$) у спрощеному варіанті розглядається як процес повного окиснення горючих речовин. Для деревини сосни це виглядає так:



Результати розрахунку цього процесу на основі запропонованої моделі відображені у відповідному рядку в табл. 3.1. Як і раніше, тиск продуктів горіння в камері згоряння (топці) прийнято $P_{\Sigma} = 1\text{ бар}$.

Перелік продуктів згоряння, відображений в табл. 3.1, ширший за аналогічний перелік в (3.11). Проте ці дані можна співставити, якщо знайти кількість продуктів, які містять H і N , що припадають на 1 моль речовин, що містять C :

$$\frac{P_{H_2O} + P_{OH} + P_{H_2}}{P_{CO} + P_{CO_2}} = \frac{0,121 + 0,004 + 0,003}{0,019 + 0,156} = 0,713, \quad (3.12)$$

$$\frac{P_{N_2} + P_{NO}}{P_{CO} + P_{CO_2}} = \frac{0,684 + 0,003}{0,019 + 0,156} = 3,926. \quad (3.13)$$

Відхилення результатів (3.12), (3.13) від величин з (3.11) (кількість молів H_2O і N_2) не перевищує $1,5\%$, при цьому вони є більш інформативними. Результати розрахунків (табл. 3.1) відображають основні особливості процесів горіння і газифікації. Так, температура продуктів реакції показана більшою для $\alpha = 0,9$ порівняно з $\alpha = 1,0$. Це зумовлено великим впливом збільшення баласту у вигляді N_2 порівняно зі збільшенням отриманої енергії у формі тепла. Цей газ необхідно нагріти, а в реакції він не бере участі. Результати розрахунків адекватно

**Температура і концентрації (парціальні тиски, об'ємні частки)
продуктів горіння деревини сосни за різних значень коефіцієнта надлишку
окиснювача α**

α	T, K	Концентрації (парціальні тиски, бар) продуктів реакції							
		CO	CO_2	H_2O	OH	H_2	N_2	O_2	NO
2,5	1409	0	0,077	0,055	0	0	0,749	0,119	0
2,2	1530	0	0,086	0,062	0	0	0,743	0,107	0
1,9	1681	0	0,099	0,071	0	0	0,736	0,092	0,0017
1,6	1870	0,0001	0,116	0,083	0	0	0,723	0,071	0,0028
1,3	2119	0,0015	0,139	0,100	0,002	0,0003	0,711	0,042	0,0043
1	2356	0,019	0,156	0,121	0,004	0,003	0,684	0,008	0,003
0,9	2371	0,040	0,150	0,128	0,003	0,007	0,667	0,002	0,0016
0,8	2316	0,072	0,134	0,132	0,0015	0,015	0,644	0	0
0,6	2071	0,153	0,093	0,125	0	0,052	0,577	0	0
0,4	1661	0,246	0,058	0,085	0	0,134	0,476	0	0
0,3	1348	0,303	0,043	0,048	0	0,201	0,406	0	0

відображають зміну співвідношення CO , CO_2 і H_2O в міру зміни α , за переходу від спалювання до газифікації. Відображено збільшення кількості оксидів азоту в міру збільшення вільного O_2 з ростом α . Починаючи з деякого значення α відбувається зменшення кількості NO , незважаючи на збільшення O_2 , що триває в продуктах реакції. Це обумовлено зниженням їхньої температури.

Подальше, порівняно з наведеними в табл. 3.1, зменшення значення величини α веде до неможливості організації процесу спалювання (газифікації). За $\alpha = 0$ і нагрівання вуглеводневої сировини відбувається його суха перегонка (повільний піроліз). Результати розрахунку параметрів цього процесу на основі запропонованої моделі наведені в табл. 3.2. У складі продуктів реакції враховується додатковий компонент – вуглистий залишок (U).

В експериментальних дослідженнях низькотемпературного (350–450 °C)

повільного піролізу деревини відзначається утворення вуглеводневих речовин, що конденсуються – рідкої фази: оцтової кислоти, смол і ін. Це результат відносно швидкого видалення продуктів розкладання із зони нагріву. Високомолекулярні стійкі до термічної деструкції летючі вуглеводневі речовини не встигають розкластися до простих. Яскравіше цей ефект проявляється в процесах швидкого піролізу. За підвищення температури повільного піролізу або збільшення часу перебування продуктів реакції в зоні нагріву кількість речовин, що конденсуються, зменшується аж до повного зникнення. У табл. 3.2 представлені результати розрахунку параметрів саме такого процесу. З цієї причини в переліку продуктів реакції відсутні вуглеводневі речовини, крім метану. Розгляд на основі запропонованої моделі процесів швидкого піролізу з утворенням великої кількості конденсованих речовин буде предметом додаткових досліджень. У літературних джерелах для повільного піролізу склад продуктів реакції вказується в масових частках (m_i). У табл. 3.2 для відображення результатів розрахунків використані ці самі величини.

Таблиця 3.2

Масові частки (m_i) продуктів піролізу деревини сосни за різних значень температури (T)

T, K	CO	CO ₂	H ₂ O	CH ₄	H ₂	U
700	0,003	0,288	0,246	0,112	0,005	0,34
900	0,102	0,294	0,178	0,05	0,028	0,343
1100	0,490	0,125	0,067	0,06	0,051	0,255
1300	0,707	0,019	0,014	0,001	0,059	0,195
1500	0,744	0,003	0,003	0	0,060	0,184

Для оцінки адекватності отриманих результатів скористаємося основними характеристиками повільного і високотемпературного піролізу з табл. 3.3, наведеними в (3.13).

Характеристики видів піролізу

Процес	Умови	Продукти, % мас.		
		Дистилят	Вугілля	Газ
Повільний піроліз	Низька температура (350–450 °C), тривалий процес	30 (води до 75 %)	35	35
Високотемпературний піроліз	Висока температура (>600 °C)	5 (смоли)	10	85

Повільному піролізу (табл. 3.3) відповідають результати розрахунку (табл. 3.2) за температури $T = 700\text{ K}$. Відносна похибка розрахованої частки вугілля в 34 % відрізняється від експериментальних даних не більше ніж на 3 %. Похибка розрахунку частки води ще менша, і становить $\sim 1,5\%$. Для високотемпературного піролізу відмінність розрахункових значень більша, але також не суперечить характеру даних. При цьому треба врахувати, що експериментальні дані наведені для деякого діапазону умов. Розрахункові величини визначаються для фіксованого значення температури.

Отже, результати розрахунків, виконані з використанням пропонованої єдиної моделі, адекватно відображають параметри різних процесів термохімічної конверсії вуглеводневих речовин: спалювання, газифікації, повільного піролізу. Відносна похибка обчислень не виходить за межі допустимих значень для інженерних розрахунків ($<5\%$).

3.1.3. Метод визначення складу вихідної вуглеводневої речовини в різних агрегатних станах.

Всі наведені вище результати розрахунків отримані за умови відомого складу вихідних речовин. У разі зміни виду, якості вихідної сировини ця умова порушується, і результати втрачають актуальність. Без ідентифікації складу вихідних речовин неможливо організувати керований процес їх термохімічної переробки.

Розрахунки під час дослідження всіх розглянутих процесів побудовані на використанні бруто-формули вихідної речовини. Ще однією особливістю є

ідентичність бруutto-формул вихідної речовини і продуктів реакцій. Ці властивості є основою методу визначення складу вуглеводневих речовин під час термoxімічної переробки.

В [78] запропонований метод визначення складу горючого газу в процесі його спалювання. В основу методу покладена модель, що розглядається у цій статті. Але суміш газів, нехай і невідомого складу, яка може горіти, можна отримати з рідких і твердих вуглеводневих речовин у процесі їх газифікації з малими значення α . З урахуванням цих зауважень процес визначення складу будується так:

- в окремому пристрої невеликого розміру проводиться некерований процес газифікації речовини, склад якого необхідно визначити. При цьому витрата повітря, що подається на газифікацію, враховується;
- відповідно до методу, запропонованого в [78], у спеціальному пристрої спалюється газ, отриманий на попередньому етапі, і визначається його склад (брутто-формула);
- спираючись на цю формулу і виключаючи повітря, витрачене на газифікацію на першому етапі, визначається бруutto-формула вихідної речовини.

Отже, на базі запропонованого алгоритму можна здійснити замкнений технологічний процес оперативного визначення змінюваного складу суміші вуглеводневих речовин і їх керованої термoxімічної переробки.

В існуючих методах вихідними даними для розрахунку виступають речовини або суміші речовин відомого складу. Реальні суміші можуть складатися з великої їх кількості. Так, стандарт по хроматографії природного газу передбачає визначення відсоткового співвідношення більше ніж 30 назв індивідуальних речовин. У разі використання для термoxімічної обробки побутових, сільськогосподарських та інших відходів існують ті самі проблеми визначення їх складу. Складнощі опису складу речовин і їхніх сумішей істотно зменшуються за використання їх бруutto-формул (3.2). Використання всього чотирьох хімічних

елементів (C), (H), (O) і (N) дозволяє описати склад більшості органічних речовин. Так, врахування ще одного елемента (S) дозволяє описати склад зазначеного вище природного газу. Простота брутто-формул за відомого складу вихідних речовин допускає їх застосування для розрахунку різних процесів термохімічних перетворень ([86,87], табл. 3.1). Такий універсалізм на початковому етапі слугував основою розширення застосовності брутто-формули для розрахунку на область повільного піролізу за відомого складу вихідної сировини (табл. 3.2).

Адекватні результати під час розрахунку процесів горіння і газифікації отримані внаслідок високих температур, що протікають. Наявність речовин, що конденсуються під час піролізу, є наслідком низьких температур і відносно швидкого видалення продуктів з реакційної зони (зони нагріву). З ростом температури їхня кількість зменшується, що підтверджується даними з табл. 3.2.

Піроліз, на відміну від спалювання та газифікації, характеризується отриманням конденсованих речовин (вуглистий залишок) і речовин, що конденсуються (дистилят). Вуглистий залишок є продуктом кінцевого розкладання вуглеводневих речовин. Тому ця модель добре описує процес його утворення. Речовини, що конденсуються, в реакційній зоні знаходяться у газоподібному стані, але не досягають кінцевої стадії розкладання. Для опису процесу їх утворення використовувана в статті модель повинна бути доопрацьована, що є предметом подальших досліджень.

Зазначене спрощення розрахунків у разі використання брутто-формули лежить і в основі методу визначення складу газоподібних органічних речовин і сумішей у процесі їх спалювання [77]. Такий універсалізм дозволив запропонувати метод визначення складу різних органічних речовин шляхом в загальному некерованої газифікації їх невеликої кількості. Такий процес газифікації і визначення складу брутто-формули може відбуватися в режимі реального часу паралельно з основним процесом термічної переробки речовин, і забезпечити його регульованість і керованість.

Запропонована єдина модель ідентифікації складу продуктів спалювання, газифікацій і повільного піролізу може слугувати базою для розрахунку необхідних

параметрів і управління на їх основі відповідними процесами. Це не виключає необхідності інженерно-технологічного, метрологічного забезпечення відповідних процесів і вимагає додаткових досліджень.

3.2. АСР для установки керованого піролізу органічних речовин змінного складу

3.2.1. Принципова схема установки керованого піролізу

У відомих джерелах при розгляді процесів фільтраційного горіння в нададіабатичному режимі спираються на побудову макрокінетичних моделей [88]. У той же час зазначається [80, 88, 89], що за малих швидкостей компонентів реалізуються процеси їх перетворення, близькі до рівноважних. Розрахунки на основі рівноважних моделей будуються з урахуванням усіх потоків ентальпії. Зокрема повинні враховуватися теплові втрати через стінки реактора в навколишнє середовище. Розрахунок теплових потоків, що при цьому виникають від центральної зони реактора до його периферії, повинні будуватися з урахуванням зміни теплофізичних характеристик шихти в процесі її термохімічних перетворень. Методи розрахунку таких характеристик існують [90], але вони складні в застосуванні. В силу малих втрат порівняно з тепловими потоками, що виникають у процесі розглянутих реакцій, відмовляються від їх врахування під час побудови моделей рівноважних процесів. Більш того, втрати через стінки реактора можуть бути зменшені за рахунок застосування теплоізоляції або навіть виключені у разі застосування заходів, описаних в патенті [91].

Визначення області дослідження як «фільтраційне горіння» в більшості відомих джерел передбачає розгляд реакцій, що протікають як процес окиснення шихти киснем повітря. До того ж, ці екзотермічні реакції розглядаються як джерело теплової енергії для підтримки процесу горіння. В [89] розглядається можливість присутності в якості ендотермічних окиснювачів водяної пари і діоксиду вуглецю, але кисень повітря залишається основним окиснювачем. В цьому випадку кисень повітря як окиснювач необхідний як реагент, який підтримує екзотермічну реакцію – джерело теплової енергії.

У разі використання в якості вихідної сировини органічних речовин може існувати й інше джерело теплової енергії. Для визначеності розглянемо деревину сосни. Такий вибір обумовлений доступністю її фізико-хімічних якостей. Можливість використання горючих речовин змінного і невідомого складу буде розглянута нижче. У відомих джерелах при розгляді піролізу деревини в процесі її нагрівання виділяється кілька стадій з позначенням їх температурних меж і напрямлення відповідних енергетичних потоків [92]:

- до температури $\sim 150\text{ }^{\circ}\text{C}$ зі споживанням енергії – сушка сировини; до температури $\sim 300\text{ }^{\circ}\text{C}$ (в деяких джерелах $\sim 400\text{ }^{\circ}\text{C}$) зі споживанням енергії – початкове розкладання з виділенням газоподібних продуктів і початком обвуглювання; за подальшого нагріву – стрімкий розклад сировини з виділенням великої кількості енергії.

Теплова енергія, що виділяється на останній стадії, може бути використана для розігріву шихти в нададіабатичному режимі.

Розглянемо схему процесу фільтраційного спалювання органічних речовин у

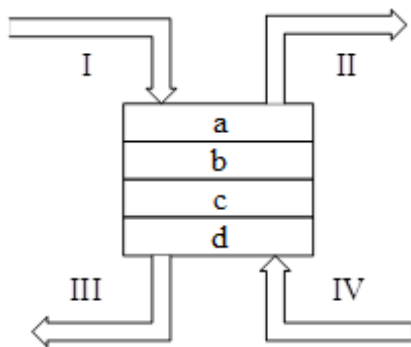


Рис. 3.1. Схема процесу фільтраційного спалювання:

I – шихта; II – продукт-газ;

III – твердий залишок;

IV – окиснювач

(повітря);

a – зона сушки; b – зона піролізу;

c – зона окиснення; d – зона закали

нададіабатичному режимі (рис. 3.1), що відповідає [88]. Її відмінною рисою є зустрічний рух шихти і окиснювача. При всіх перевагах такої організації процесу присутні і деякі недоліки. Сушка вихідної сировини (шихти) відбувається у верхній частині реактора. Нижче по напрямку руху сировини у міру його прогріву починаються піролітичні процеси з виділенням частини реакційної води. Так велика частина води видаляється потоком продукт-газу до надходження шихти в зону окиснення. Це збільшує вміст вологи продукт-газу і, відповідно, знижує його якість. Потрібне

осушення отриманої газової суміші з організацією її охолодження і втратою значної частини енергії.

У зоні окиснення, де є різні температури відбувається реакція вуглецевого залишку з киснем, парами води і діоксидом вуглецю з утворенням водню і оксиду вуглецю [88]. У зоні гарту відбувається охолодження твердого залишку, що подається окиснювачем з одночасним нагріванням останнього. Згідно з такою схемою пари води спільно з киснем і діоксидом вуглецю виступають в якості окиснювача, що діє в напрямку збільшення енергетичної цінності і обсягу продукту-газу при одночасному зменшенні вуглистого залишку. Але надходження в зону окиснення зневодненої вихідної сировини зменшує кількість водню, що утворюється. Це є одним із недоліків розглянутої схеми газифікації. В деяких випадках для збільшення частки складових $CO+H_2$ (синтез-газ) у складі продукту-газу в дутті (окиснювач) додають пари води, що супроводжується збільшенням витрат енергії на здійснення процесу. Враховуючи описані особливості процесу, пристрій, що працює за таким принципом, можна позиціонувати як реактор для спалювання різної, зокрема й малоенергетичної сировини з попутним утворенням певної кількості горючих газів.

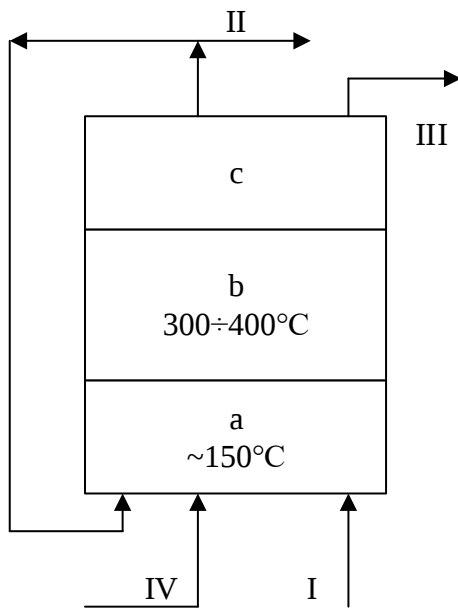


Рис. 3.2. Схема процесу піролізу
 I – шихта; II – продукт-газ;
 III – твердий залишок;
 IV – окиснювач (повітря);
 а – зона сушки; б – зона піролізу;
 с – зона окиснення

З метою збільшення теплотворної здатності та обсягу горючих газів, що утворюються під час піролізу (газифікації) пропонується інша схема руху шихти і газових потоків. Відповідно до схеми процесу, зображеної на рис. 3.1, теплова енергія виділяється в зоні окиснення «с». У межах цієї схеми енергія, що виділяється, використовується для сушки і видаляється із зони реакції. Ідея нової схеми процесу (рис. 3.2) полягає в сушінні і нагріванні вихідної сировини також продуктами реакції після зони окиснення, але в супутньому потоці. Для цього частину продуктів реакції (продукт-газу) за високої їх температури подається на вхід камери разом з

вихідною сировиною. Далі вони рухаються в одному напрямку. В результаті продукти сушки і початкового розкладу надходять у зону окиснення. Разом з ними вноситься і енергія, яка використовується для їх утворення. Якщо в частині продукт-газу, який подається на вхід реактора, по рециркуляційній лінії буде достатньо енергії для сушіння й нагрівання вихідної сировини до кінцевої температури зони попереднього піролізу (300–400 °C), почнеться зона виділення енергії і саморозкладу деревини. Вона збігається з зоною окиснювальних процесів, які відбуваються за рахунок кисню з CO_2 і H_2O і відновленням останніх до CO і H_2 . У разі нестачі енергії і за необхідності підвищення температури продукт-газу на виході з реактора на його вході може подаватися необхідна кількість окиснювача (повітря).

3.2.2. Допустимість застосування моделі

Хіміко-термічні процеси охарактеризовані граничними (рівноважними) параметрами, в межах яких вони здійснені. Ці параметри грають роль своєрідного ідеального ККД процесу. Саме таку роль відіграють наведені нижче результати розрахунків.

В рамках процесу повільного піролізу, особливо високотемпературного, склад продуктів реакції визначається не тільки хімічним складом вихідної органічної речовини, але і його вологістю. У таких процесах кількість хімічно зв'язаної води в початкових продуктах впливає на склад продуктів реакції. Використання єдиної моделі для режимів піролізу і газифікації (за додавання повітря в якості окиснювача) вимагає і єдиного підходу до опису складу вихідної сировини у всіх розглянутих випадках. Виходячи з цих особливостей, вихідна сировина розглядається як однорідна речовина, брутто-формула якої залежить від кількості води в її складі і витрати повітря.

Для демонстрації працездатності пропонованої моделі в якості вихідної органічної речовини прийнята абсолютно суха деревина сосни з брутто-формулою $CH_{1,44}O_{0,64}N_{0,009}$. Вода враховується як молярна частка ϕ у складі деревини. Наприклад, за $\phi = 0,1$ для 0,9 моль деревини береться 0,1 моль води. В цьому

випадку результуючий 1 моль вихідної речовини має брутто-формулу $CH_{1,44}O_{0,64}N_{0,009}$. Додавання повітря впливає на зміну брутто-формули сировини аналогічно і враховується як молярна частка α від складу деревини з уже доданою водою. Для спрощення розрахунків склад повітря приймається як суміш кисню (21 %) і азоту (79 %) з брутто-формулою $O_{0,42}N_{1,58}$. Так, наприклад, за додавання $\alpha = 0,1$ повітря для $C_{0,885}H_{1,504}O_{0,681}N_{0,008}$ (деревина + $\varphi = 0,1$ води) брутто-формула вихідної сировини матиме вигляд: $C_{0,592}H_{1,006}O_{0,595}N_{0,528}$. У процесі розрахунку визначається температура рівноважної суміші продуктів реакції, за якої її ентальпія дорівнює ентальпії вихідної речовини.

В [88] зазначено, що в зоні окиснення (рис. 3.1) температура становить 1000–1200 °С. Тому і у виконаних розрахунках температура в зоні рівноважних реакцій розглядалася до величини 1500 К. При цьому модель, що застосовується, таких обмежень не накладає. Результати розрахунків рівноважних температур за різних поєднань ступеня зволоженості вихідної сировини (φ) і кількості повітря, що подається (α), наведені в табл. 3.1. Отримані значення показують, що за використання запропонованої схеми (рис. 3.2) температури у зоні окиснення можуть досягати величин, що відповідають значенням в роботі [88] без подачі повітря або за малої його кількості. Так, за $\alpha = 0$ (без повітря) і $\varphi = 0,4$ отримано $T = 1380$ К (~ 1100 °С), а за $\alpha = 0,1$ і $\varphi = 0,4$ $T=1420$ К (~ 1150 °С).

Особливістю пропонованої схеми (рис. 3.2) є необхідність витрат значної кількості енергії для попередньої підготовки сировини. З цією метою пропонується використовувати енергію частини продуктів реакції шляхом регенеративного нагріву з їх допомогою вихідної сировини до температури початку мимовільної реакції [93]. Для деревини ця температура становить ~ 400 °С Для значень α і φ , наведених в табл. 3.4, були виконані розрахунки з визначення енергії при охолодженні продуктів реакції до температури ~ 400 °С (~ 670 К) і енергії, необхідної для нагріву вихідної сировини до цієї ж температури.

Враховувалася енергія, необхідна для нагрівання деревини, повітря, води до 100 °С, її випаровування і нагріву утвореної пари. Результати розрахунку наведені

в табл. 3.5 у вигляді величини, рівної відношенню необхідної енергії до наявної. Ці величини показують, якої частини продуктів реакції достатньо для її підтримки.

Таблиця 3.4

Результати розрахунків з визначення енергії

φ	α			
	0	0,1	0,2	0,3
0	1020	1095	1170	1310
0,1	1090	1140	1260	1500
0,2	1160	1340	1415	
0,3	1240	1380		
0,4	1380	1420		

Ще однією характеристикою описаного процесу піролізу може бути величина вуглистого залишку. Використання різних окиснювачів для його зменшення істотно впливає на енергетичну цінність продуктів реакції. Кисень повітря підвищує температуру в реакційній зоні і зміщує реакцію в рівноважну область. Проте при цьому збільшується ступінь окиснення продуктів реакції і падає їхня енергетична цінність. Використання водяної пари підвищує вміст у продуктах реакції компонентів синтез-газу і, відповідно, збільшує реакційну і енергетичну цінність продуктів реакції. Але така реакція вимагає великих енерговитрат, про що свідчать дані у табл. 3.5. Водночас ці дані показують можливість перебігу подібної реакції без використання кисню повітря або за малої його кількості.

Таблиця 3.5

Результати розрахунків відношення необхідної енергії до наявної

φ	α			
	0	0,1	0,2	0,3
0	0,67	0,61	0,55	0,44
0,1	0,82	0,73	0,58	0,41
0,2	0,88	0,61	0,53	
0,3	0,89	0,65		
0,4	0,77	0,68		

Ще однією характеристикою описаного процесу піролізу може бути величина вуглистого залишку. Використання різних окиснювачів для його

зменшення істотно впливає на енергетичну цінність продуктів реакції. Кисень повітря підвищує температуру в реакційній зоні і зміщує реакцію в рівноважну область. Проте при цьому збільшується ступінь окиснення продуктів реакції і падає їхня енергетична цінність. Використання водяної пари підвищує вміст у продуктах реакції компонентів синтез-газу і, відповідно, збільшує реакційну і енергетичну цінність продуктів реакції. Але така реакція вимагає великих енерговитрат, про що свідчать дані у табл. 3.5. Водночас ці дані показують можливість перебігу подібної реакції без використання кисню повітря або за малої його кількості. У табл. 3.6 наведені результати розрахунку кількості вуглистого залишку для різних значень φ і α . Величини задані в молях вуглистого залишку на 1 моль вихідної речовини.

Таблиця 3.6

Результати розрахунків кількості вуглистого залишку.

φ	α			
	0	0,1	0,2	0,3
0	0,59	0,28	0,11	0,02
0,1	0,41	0,17	0,04	0,002
0,2	0,26	0,04	0,005	
0,3	0,13	0,04		
0,4	0,05	0,005		

Наведені дані показують можливість повного окиснення вуглистого залишку вологої вихідної речовини без кисню повітря або за мінімальної його кількості. Результати розрахунків у табл. 3.4–3.6 отримані для речовини з брутто-формулами, приведеними в табл. 3.7.

Таблиця 3.7

Брутто-формули речовини для розрахунків

φ	α			
	0	0,1	0,2	0,3
0	$C_1H_{1,44}O_{0,64}N_{0,009}$	$C_{0,668}H_{0,962}O_{0,567}N_{0,531}$	$C_{0,501}H_{0,722}O_{0,530}N_{0,792}$	$C_{0,401}H_{0,578}O_{0,508}N_{0,950}$
0,1	$C_{0,885}H_{1,504}O_{0,681}N_{0,008}$	$C_{0,592}H_{1,006}O_{0,595}N_{0,528}$	$C_{0,445}H_{0,756}O_{0,551}N_{0,790}$	$C_{0,356}H_{0,605}O_{0,525}N_{0,948}$
0,2	$C_{0,794}H_{1,556}O_{0,714}N_{0,007}$	$C_{0,532}H_{1,042}O_{0,617}N_{0,527}$	$C_{0,400}H_{0,783}O_{0,568}N_{0,788}$	
0,3	$C_{0,714}H_{1,6}O_{0,743}N_{0,0064}$	$C_{0,479}H_{1,073}O_{0,637}N_{0,525}$		
0,4	$C_{0,654}H_{1,634}O_{0,765}N_{0,0059}$	$C_{0,439}H_{1,097}O_{0,652}N_{0,524}$		

3.2.3. Метод керованого піролізу органічної сировини довільного та змінного складу

Усі зазначені раніше розрахунки виконувалися в припущенні відомого складу і ентальпії вихідної сировини. Як правило, в реальних умовах ці дані невідомі. Більш того, склад речовин, що переробляються, може змінюватися в часі. Для можливості переробки органічних речовин змінного складу пропонується піролізна установка, принципова схема якої приведена на рис. 3.3. Така установка повинна дозволити:

- на стаціонарній стадії роботи за відомого складу сировини, що переробляється, повністю газифікувати її органічну складову за умови розрахунку мінімально необхідної кількості повітря та регулювання його подачі;
- в процесі роботи відслідковувати склад вихідної речовини та за його зміни переходити у режим його визначення;
- на перехідних режимах, зі зміною складу вихідної речовини, зокрема під час запуску установки, визначати поточний склад вихідної речовини та його ентальпію.

Побудова основної частини установки – реактора III – відповідає схемі див. рис. 3.2. Принцип роботи і величини деяких параметрів для стаціонарного режиму роботи відповідають описаним вище. Через колектор I з витратою G_1 на вхід в реактор подається вихідна сировина.

Через колектор II на виході з реактора з витратою Q_2 в загальну систему надходить гарячий продукт-газ, і розділяється на два потоки з витратами: Q_4 –

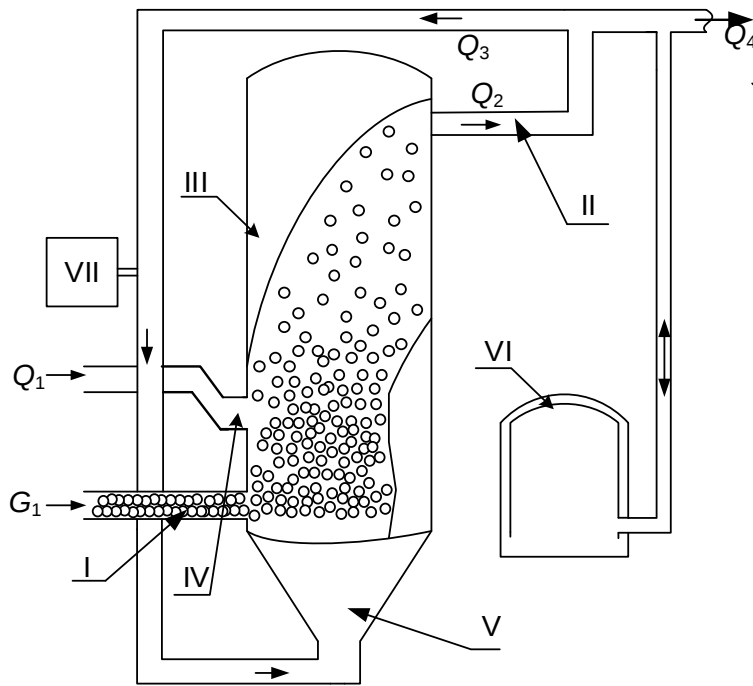


Рис. 3.3. Схема піролізної установки

споживачеві; Q_3 – по рециркуляційній лінії на вхід V у реактор для сушки і нагріву вихідної сировини. Через колектор IV подається необхідна кількість повітря з витратою Q_1 .

За стаціонарного режиму роботи і повної газифікації органічною складовою вихідної сировини брутто-формула продукт-газу відповідає брутто-формулі

вихідної сировини. Склад продукт-газу і, відповідно, його сталість контролюється за допомогою пристрою VII. Його робота побудована на основі методу [94] визначення брутто-формули суміші горючих газів у процесі їх спалювання в спеціальному пристрої [91]. Для цього достатньо заміряти витрати газової суміші, повітря і відпрацьованих газів в цьому пристрої за різних витрат суміші. До складу газової суміші можуть входити і негорючі гази.

У разі фіксації зміни складу продукт-газу установка з режиму газифікації переводиться в режим горіння. Це виражається в збільшенні подачі повітря через колектор IV з метою гарантованого перетворення вихідної сировини зі зміненим невідомим складом в газоподібні продукти. Далі в пристрої VII (рис. 3.3) визначається їхня брутто-формула і, відповідно, новий склад вихідної сировини. Далі на підставі цих даних установка переводиться в режим піролізу (газифікації) шляхом регулювання подачі повітря відповідно до нового складу шихти.

3.2.4. Синтез системи керування установкою для отримання продукт-газу

На основі наведеного вище опису піролізної установки була розроблена імітаційна математична модель, яка описує динамічні властивості апарату за такими каналами:

- витрати повітря Q_1 – витрати продукт-газу Q_2 ;
- витрати вихідної сировини G_1 – витрати продукт-газу Q_2 ;
- витрати рециркуляційного газу Q_3 – витрати продукт-газу Q_2 ;
- витрати повітря Q_1 – температура піролізу t ;
- витрати вихідної сировини G_1 – температура піролізу t ;
- витрати рециркуляційного газу Q_3 – температура піролізу t ;
- витрати повітря Q_1 — склад продукт-газу Q_n^P .

Параметрична схема регулювання апарату наведена на рис. 3.4.

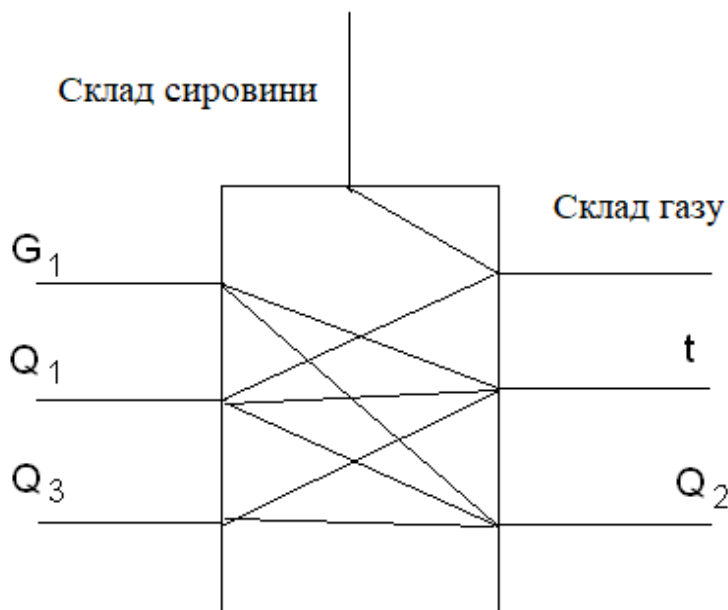


Рис. 3.4. Параметрична схема піролізної установки

Динамічні властивості апарату, що регулюється за вказаними каналами, отримані, виходячи з розгляду законів збереження маси та енергії, а також математичної моделі, викладеної в п. 3.1. По каналах « $Q_1 - Q_2$ », « $G_1 - Q_2$ », « $Q_1 - t$ », « $G_1 - t$ », « $Q_3 - t$ » цей апарат є інерційною ланкою першого порядку з запізненням.

Взаємозв'язки між вхідними та вихідними параметрами регульованого апарата представлені у вигляді таблиці передавальних функцій.

Коефіцієнти передавальних функцій були визначені з розрахунку процесу піролізу за допомогою моделі, описаної в пп. 4.1 та 4.2 показані в табл. 3.8.

Таблиця 3.8

Передавальні функції вхідних та вихідних параметрів

	Витрати повітря Q_1 , моль/с 50	Витрати вихідної сировини G_1 , моль/с	Витрати рециркуляційного газу Q_3 , моль/с 70	Теплотворна здатність сировини, Q_H^P
Витрати продукт-газу Q_2 , моль/с	$W(s) = \frac{1}{T_1 s + 1} e^{-\tau s}$	$W(s) = \frac{1}{T_2 s + 1} e^{-\tau s}$	$W(s) = \frac{1.83}{T_3 s + 1} e^{-\tau s}$	—
Температура піролізу t , C	$W(s) = \frac{600}{T_1 s + 1} e^{-\tau s}$	$W(s) = \frac{300}{T_2 s + 1} e^{-\tau s}$	—	—
Теплотворна здатність продукт-газу Q_H^P ;	$W(s) = \frac{k}{T_1 s + 1} e^{-\tau s}$	—	—	$W(s) = \frac{1}{T_4 s + 1} e^{-\tau s}$

Сталі часу і величини запізнювання визначаються геометричними розмірами апарата, тому повинні уточнюватися індивідуально для кожної установки. На цьому етапі прийняті $T_1 = 50$ с, $T_2 = 50$ с, $T_3 = 70$ с, $T_4 = 40$ с, $\tau = 5$ с.

Оскільки брутто-формула продукт-газу збігається з брутто-формулою вихідної сировини і залежить від кількості повітря, що подається, то, відповідно, склад продукт-газу визначається складом вихідної сировини і витратою повітря. В якості параметру, що характеризує склад продукт-газу, обрана його теплотворна здатність. Регульований апарат у каналах «витрата повітря – склад продукт-газу» і «витрата сировини – склад продукт-газу» має нелінійні властивості. Ґрунтуючись на результатах досліджень [Ошибка! Источник ссылки не найден.], [95], прийнята квадратична залежність теплотворної здатності продукт-газу від співвідношення витрат сировини і повітря.

$$Q_H^P = Q_{H0}^P \left(1 - k \left(\frac{Q_2}{G_1 V_0} \right)^2 \right),$$

де Q_H^P – теплотворна здатність продукт-газу;

Q_{H0}^p – максимально можлива теплотворна здатність, що залежить від складу вихідної сировини, на даному етапі прийнято $Q_{H0}^p = 1$;

V_0 – об'єм повітря, що залежить від складу сировини, який необхідний для її піролізу в кількості 1 моля, k – коефіцієнт пропорційності. Визначається розрахунковим або експериментальним шляхом для конкретного складу сировини. На цьому етапі прийнятий $k = 0,2$.

За розробки математичної моделі процесу піролізу залежність виділення енергії під час окиснення сировини повітрям від витрат сировини і його теплотворної здатності описана такою залежністю

$$Q = \bar{Q}_n^p \cdot \Delta G_1 + \bar{G}_1 \cdot \Delta Q_n^p + \Delta Q_n^p \cdot \Delta G_1.$$

Структурна схема об'єкта управління показана на рис. 3.5.

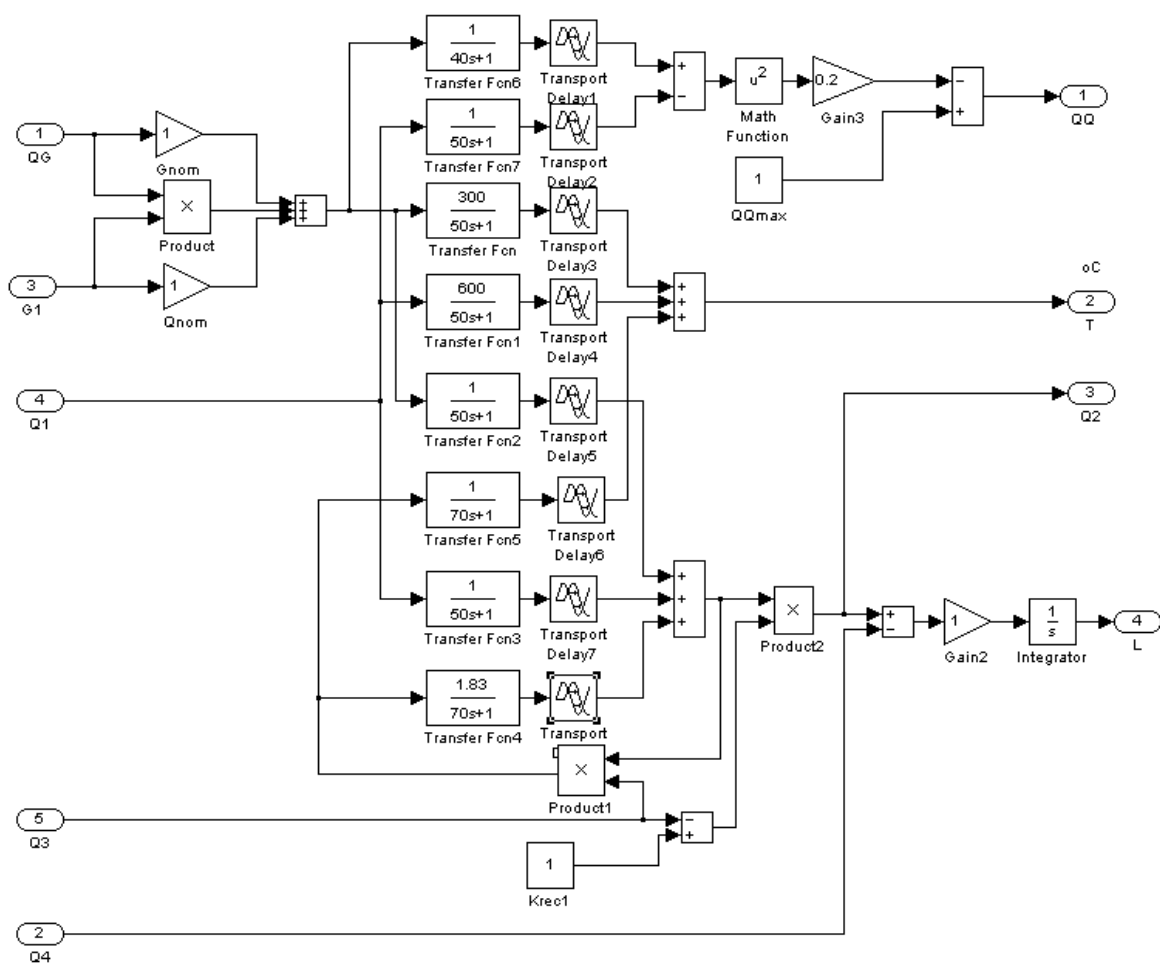


Рис. 3.5. Імітаційна модель піролізної установки

У процесі дослідження моделі об'єкта управління з'ясовано, що у каналі « $Q_3 - Q_2$ » можливі такі режими роботи, коли установка переходить зі стійкого стану в нестійкий через наявність позитивного зворотного зв'язку. Властивості об'єкта керування за вказаним каналом визначаються співвідношенням між витратами вихідної сировини G_1 і витратами рециркуляційного газу Q_3 .

Під час виробництва продукт-газу після піролізної установки встановлюється «мокрый газгольдер» позначений VI на рис. 3.3. Це дозволяє наявність буферної ємності для згладжування витрати продукт-газу за різких змін його споживання. Крім того, зміна рівня в газгольдері може слугувати ще одним регульованим параметром, який показує дизбаланс між споживаною і згенерованою кількістю продукт-газу. Перевагою такої схеми є відсутність необхідності виміру витрати газу змінного складу.

Отже, в об'єкті параметрами регулювання є:

- рівень рідини в газгольдері;
- витрати продукт-газу;
- температура піролізу (продукт-газу);
- склад продукт-газу.

Керованими впливами є:

- витрата вихідної сировини;
- витрата повітря;
- витрата рециркуляції продукт-газу.

Зовнішніми збуреннями на об'єкт є:

- задана витрата продукт-газу;
- склад вихідної сировини.

Схема АСР піролізної установки показана на рис. 3.6. На рисунку застосовані такі позначення: Subsystem – об'єкт керування, що описаний вище, та структурна схема якого наведена на рис. 3.5; L_Control – регулятор рівня рідини в газгольдері; T2_Control — регулятор температури піролізу; Q2_Control – регулятор витрати продукт-газу; Extrem – пристрій визначення теоретично необхідної витрати повітря U1, Y, U – блоки виводу графіків (Scope); Lz, Tz, Q2z – задавачі регуляторів.

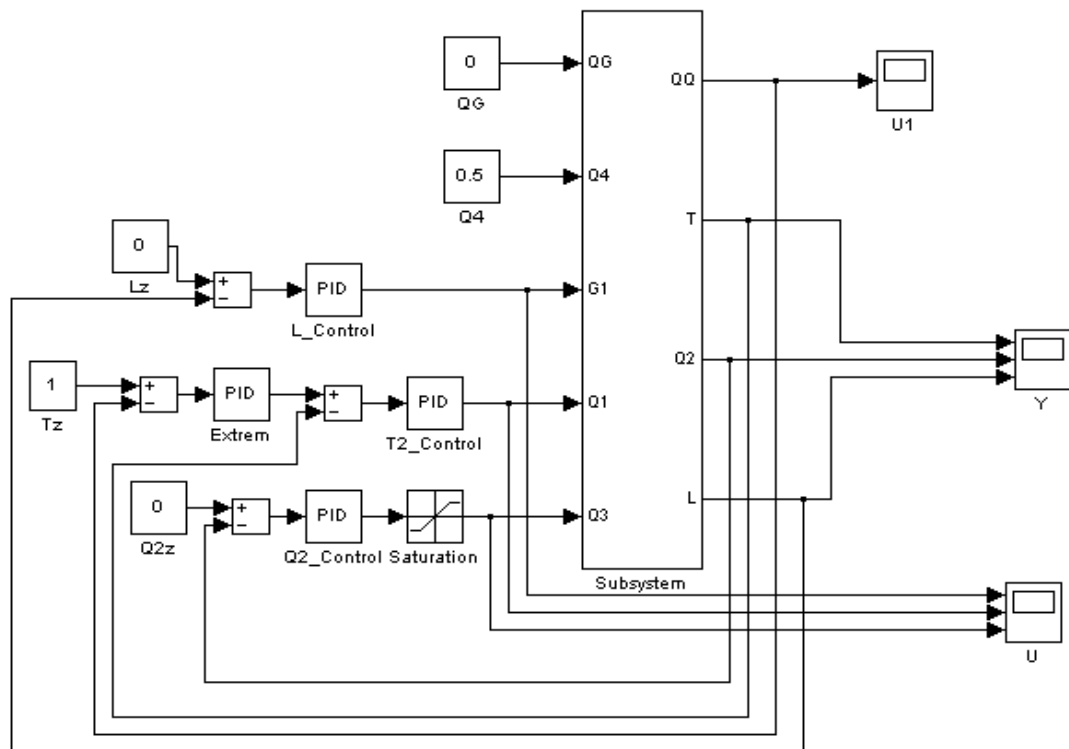


Рис. 3.6. Схема АСР піролізної установки

Процеси регулювання у разі нанесення збурень витратою продукт-газу, що подається споживачеві, і складом вихідної сировини показані на рис. 3.7 і 3.8.

На рис. 3.7(а) і 3.8(а) показано відхилення регульованих величин. На рис. 3.7(б) і 3.8(б) – відхилення керуючих впливів. На рис. 3.7(в) і 3.8(в) – відхилення теплотворної здатності продукт-газу.

Величина збільшення витрати продукт-газу на виробництво – 0,7 моль/с, тобто на 70 % від номінального значення. Така величина збурювального впливу вибрана спеціально, з метою демонстрації обмеження на величину частки продукт-газу, що рециркулюється.

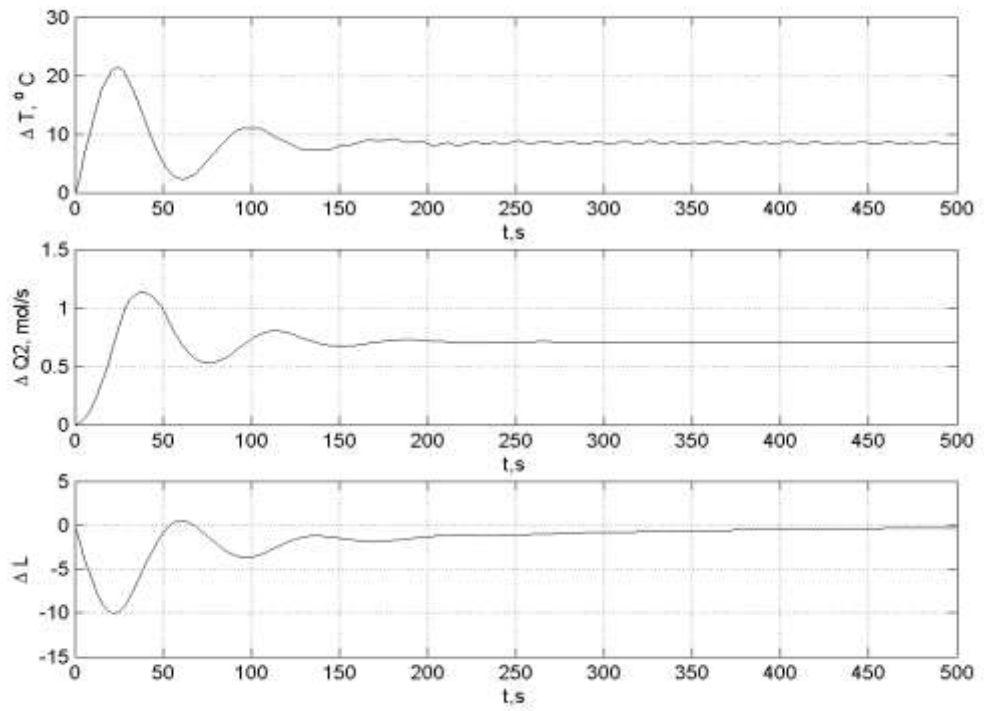


Рис. 3.7(а). Відхилення параметрів регулювання

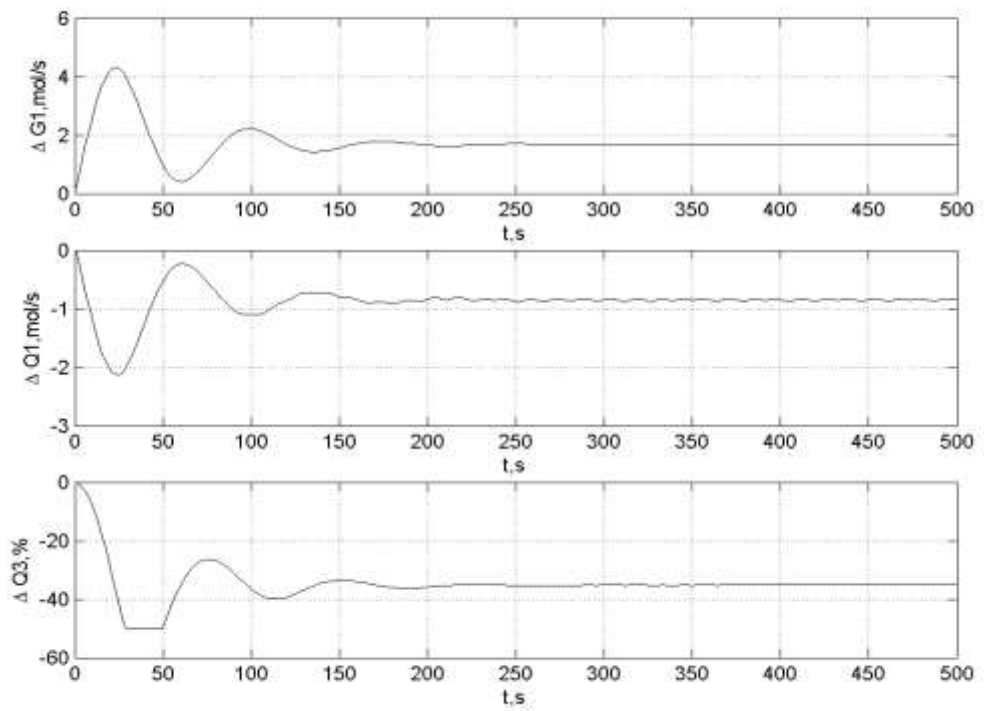


Рис. 3.7(б). Відхилення керуючих впливів

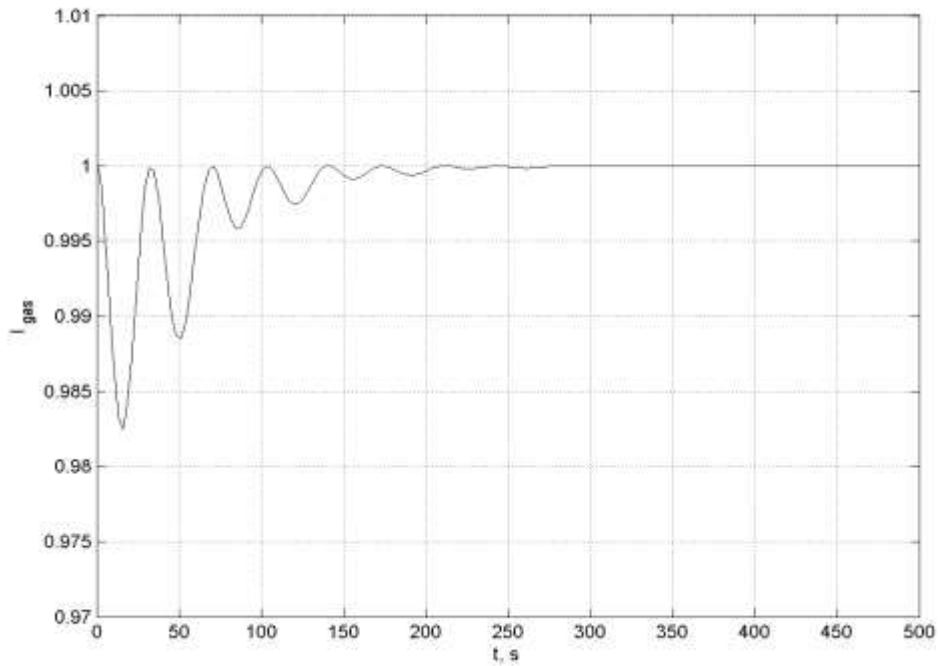


Рис. 3.7(в). Відхилення теплотворної здатності продукт-газу

Процеси регулювання у разі нанесення збурення складом вихідної сировини (зменшення калорійності) показано на рис. 3.8(а), 3.8(б) та 3.8(в). Величина збурення $\Delta Q_n^p = -0,2$ (-20 %).

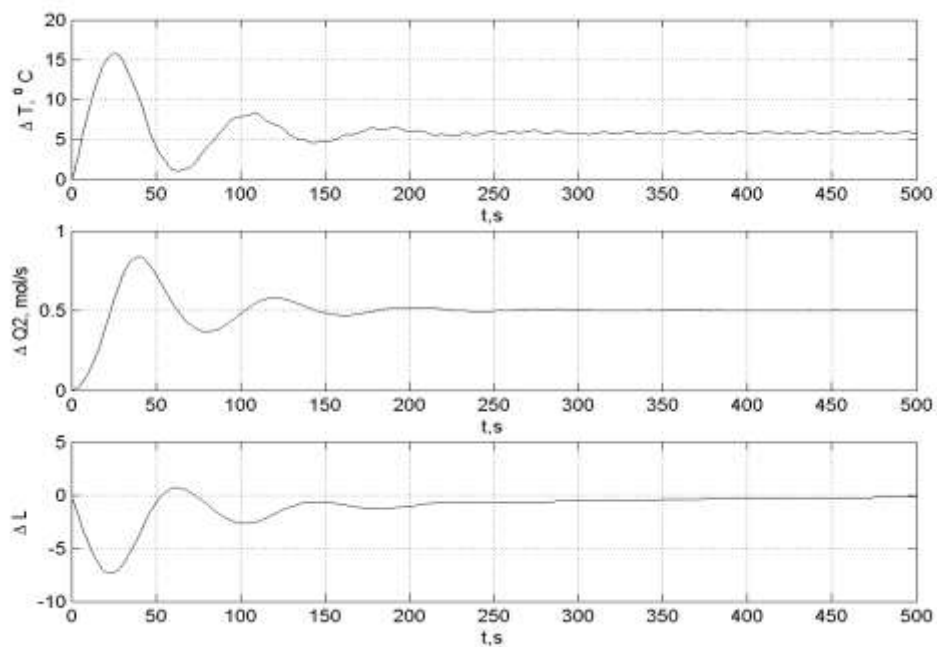


Рис. 3.8(а). Відхилення параметрів регулювання.

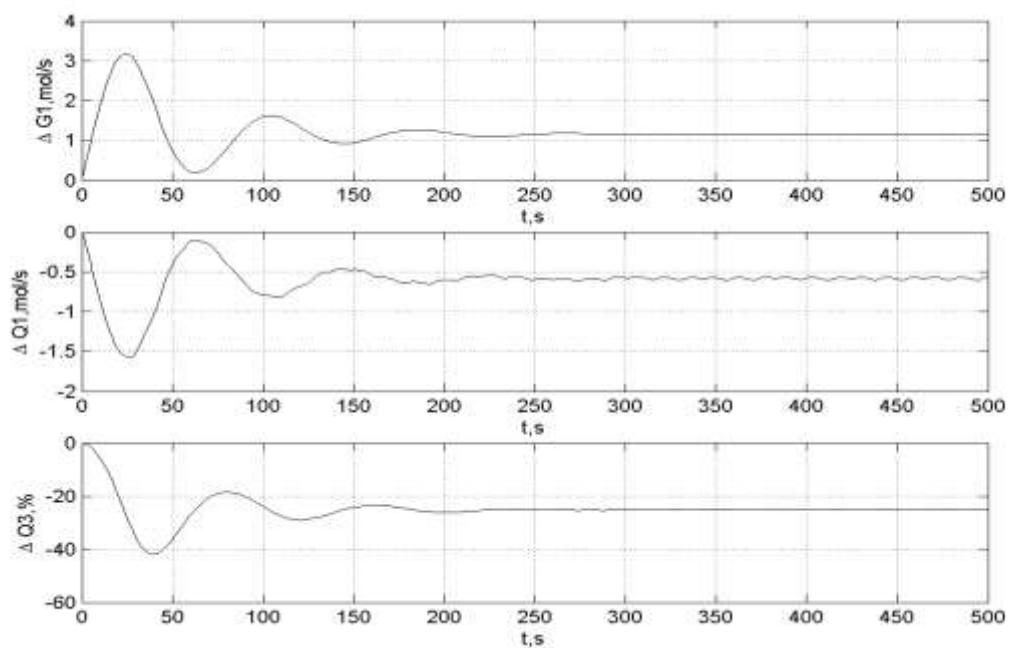


Рис. 3.8(б). Відхилення керуючих впливів.

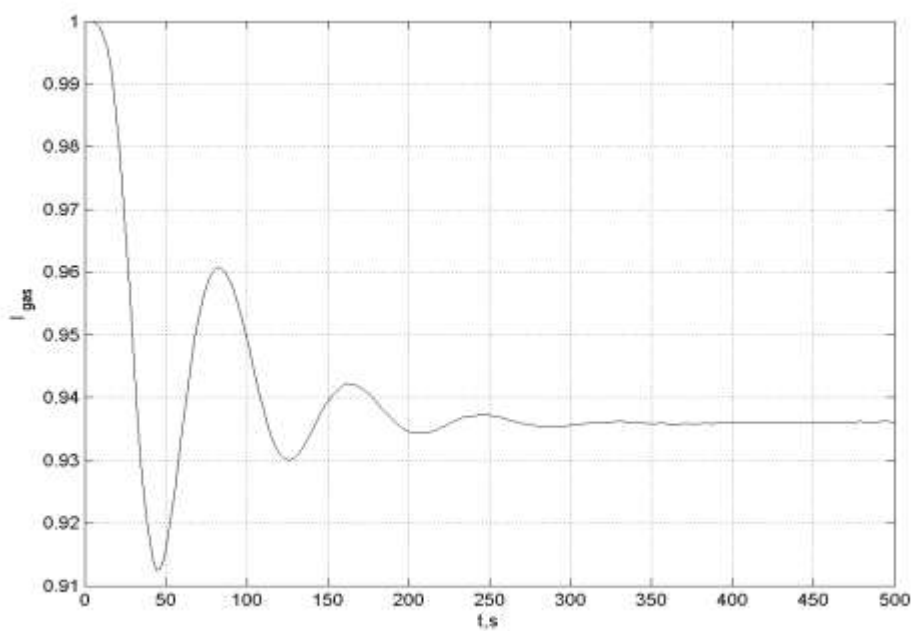


Рис. 3.8(в). Відхилення теплотворної здатності продукт-газу.

Як видно з рисунків, синтезована АСР справляється зі збуреннями, що надходять, витрата продукт-газу Q_2 встановлюється на значенні, рівному величині збурення. Теплотворна здатність продукт-газу за нанесення збурення витратою

продукт-газу встановлюється на максимальному значенні, а за нанесення збурення складом сировини, а саме зниженням калорійності на 20 %, – зменшується на 6 %.

3.3. Висновки до третього розділу

1. Обрана і адаптована єдина модель для вирішення завдань спалювання, газифікації та повільного піролізу за відомого складу вихідних вуглеводневих речовин. Модель використовує в якості визначених величин парціальні тиски продуктів реакції. Такий підхід передбачає їхній газоподібний стан. Особливістю цієї моделі є можливість врахування в розрахунках конденсованої фази. В цьому випадку це вуглистий залишок після піролізу.

2. Наведені результати розрахунків на основі єдиної моделі складу продуктів повільного піролізу. Їхня відносна похибка не перевищує допустимої величини для інженерних розрахунків (<5 %). Це відповідає точності розрахунків процесів спалювання та газифікації, для яких спочатку розроблена адаптована модель. Особливістю, що дозволила виконати розрахунки на підставі єдиної моделі для різноманітних за складом і агрегатним станом речовин, є їхня єдина брутто-формула виду (3.2). Змінюючи аж до нуля значення відповідних величин b_C , b_H , b_O , b_N , можна отримати опис всіх використаних і багатьох інших речовин. Це стосується як індивідуальних речовин, так і їхніх сумішей. За допомогою формули такого виду можна описати суміш вихідних речовин з повітрям за будь-якої величини α .

3. Розроблено метод визначення в режимі реального часу складу вуглеводневої складової горючих речовин у різних агрегатних станах за єдиною запропонованою моделлю. В основі методу лежить особливість єдності брутто-формули вуглеводневої складової вихідних речовин і продуктів реакції розглянутих процесів.

4. Розроблено імітаційну модель процесів піролізу і газифікації, що дає змогу отримати склад продукт-газу з максимальною теплотворною здатністю за мінімальної кількості вуглистого залишку із різним складом вихідної сировини. Мінімальна кількість вуглистого залишку визначає можливість отримання

максимально можливого обсягу суміші горючих газів. Максимальна теплотворна здатність зумовлена організацією процесу переробки в нададіабатичному режимі з мінімально можливим використанням повітря як окиснювача.

5. Визначено можливість існування рішень моделі енергетичного балансу. Розраховане співвідношення необхідної для підтримки процесу піролізу енергії та енергії в продуктах реакції свідчить про можливість організації процесу без додаткової кількості повітря. Мінімальна кількість додаткового окиснювача забезпечує максимальну теплотворну здатність продукт-газу, що утворюється.

6. Розроблено метод керування піролізом органічної сировини для забезпечення заданої витрати продукт-газу у разі нанесення збурень складом вихідної сировини.

7. Синтезована автоматизована система керування піролізною установкою, що дає змогу стабілізувати технологічний процес отримання продукт-газу на заданих технологічних значеннях.

РОЗДІЛ 4**МЕТОД ПОШУКУ НАЙКРАЩОГО РІШЕННЯ ДЛЯ КЕРУВАННЯ
СТРУКТУРОЮ БІОЕНЕРГЕТИЧНОЇ УСТАНОВКИ**

Для пошуку найкращих показників енергетичних установок, що експлуатуються в системі використовують критерій мінімізації приведених витрат. Він дає змогу зіставити варіанти, що мають однаковий корисний ефект, але різні питомі показники. За різного корисного ефекту в цільову функцію вводять замикаючі витрати на величину різниці в корисному ефекті. Критерієм вибору найкращої установки є різниця приведених витрат розглянутого і базового варіантів. Цей підхід залежить тільки від кон'юнктури, не відображає реальних витрат, і абсолютно не враховує показників надійності тієї групи установок, які, можливо, мають мінімальні витрати. Величина цільової функції оптимізації ефективності техніко-економічного методу не «гранична», і не дає змоги оцінити вплив тих чи інших процесів на загальну ефективність варіанта.

У розділі розглядається розробка методу визначення цільової функції, що враховує енергетичну ефективність експлуатації різних структурних комбінацій енергетичної установки, яка працює в системі, з метою створення структури технічних засобів, що мають властивість регулювання.

Для цього необхідно:

- розробити метод визначення замикаючих енергетичних витрат на різні види електричної енергії;
- вирішити задачу оптимізації визначення найкращої структури біотенкової енергетичної установки, що використовує відновлювальні джерела енергії.

4.1. Загальні положення для пошуку найкращої комбінації технічних засобів біотенкової енергетичної установки

Розглянутий вище матеріал дозволяє припустити, що для формування цільової функції оптимізації для різних енергетичних технологій за критерієм

ефективності можуть бути застосовані методи цільового програмування. Отже, сьогодні немає єдиного підходу до розгляду показника ефективності енергетичних установок, що враховують одночасно енергетичні, економічні та енергоекономічні критерії в цільовій функції оптимізації для аналізу.

Аналіз літературних джерел показав, що для формування цільової функції оптимізації можна використовувати відносні енергетичні показники ефективності.

Аналіз вирішених задач оптимізації показав, що недостатньо використовувати в цільовій функції тільки енергетичні або енергоекономічні критерії ефективності установки. Оскільки при цьому не враховується системна потреба.

Вирази, наведені в [44] не дають задовільних результатів. Більш того, на підставі таких виразів неможливо визначити дефіцит одного виду енергетичної продукції і перевиробництво іншого виду в системі.

Разом з тим, у разі іншого підходу рекомендується для формування цільової функції використовувати техніко-економічні або інші питомі показники, наприклад, витрати на екологічні заходи [43, 44].

Врахування у цільовій функції нестачі або надлишку енергетичної продукції можна здійснити, використовуючи техніко-економічні та екологічні показники.

В [44] пропонується формування показників ефективності проводити в тісному зв'язку з енергетичною системою. При цьому контрольна поверхня містить енергетичну систему, аналізовану установку і екологічну систему нормування викидів.

Як правило, оптимізація енергетичних установок здійснюється, за яким-небудь параметром або групою параметрів. І метод запису такої цільової функції досить простий. Сьогодні для забезпечення надійності переважає надлишковість енергетичних установок, що генеруються в системі. Здійснюється швидка зміна кількості споживаної в системі енергетичної продукції. Загалом у системі працює не одна установка. Кілька установок можуть генерувати різні види енергетичної продукції. Тому метод визначення цільової функції оптимізації повинен враховувати можливу зміну структури системи, яка складається з енергетичних

установок, що працюють на неї. Така цільова функція повинна дозволити виконувати структурну оптимізацію використовуваних установок в системі на цей момент часу.

Аналіз джерел показав, що сьогодні відсутній показник ефективності енергетичної установки, який дає змогу оптимізувати вироблення енергетичної продукції залежно від системної потреби. Тому необхідна подальша розробка методів пошуку показників ефективності для оптимізації роботи енергетичних установок у системі.

4.2. Метод визначення замикаючих енергетичних витрат та палива для об'єкту керування

Замикаючі енергетичні витрати ϕ_i містять дві складові: капітальну та експлуатаційну. Капітальна складова визначається за витратами енергії на створення установки згідно з екологічними стандартами. Для спорудження та виготовлення енергетичної установки відома номенклатура і кількість матеріалів, які витрачаються (сталь, бетон, цегла, кольорові метали та ін.), тому можуть бути оцінені сумарні витрати енергії. Нормативний коефіцієнт окупності капіталовкладень для нової техніки становить $p = 0,15$, цю саму величину приймемо для енергетичних витрат на створення установки. Коефіцієнт, що враховує витрати енергії на поточні витрати під час створення установки, приймаємо чисельно таким самим, як і для визначення техніко-економічної ефективності.

Експлуатаційна складова замикаючих енергетичних витрат визначається кількістю первинної енергії на експлуатацію установок з урахуванням типу палива, що спалюється.

Зведемо газоподібне, рідке і тверде паливо до єдиного екологічного впливу. Приймемо за базу газоподібне паливо, що має мінімальний вплив на довколишнє середовище. У разі використання рідкого палива необхідно витратити додаткову кількість первинної енергії на сірко-та сажоочищення. Під час спалювання

твердого палива витрачається ще більша кількість енергії на видалення золи та вловлювання сірки. Треба враховувати зручність спалювання і зберігання. Очевидно, найбільш цінне і зручне для цього – рідке паливо. Однак, як тверде, так і газоподібне паливо можна перетворити в рідке. Отже, 1 МДж енергії рідкого палива не може бути еквівалентом до 1 МДж енергії твердого або газоподібного палива. Тому необхідно ввести відповідні коефіцієнти обліку виду палива.

Витрати енергії на очищення твердого палива можна оцінити в 5 %, а на очищення рідкого палива – в 3 % від енергії, що виділяється. Витрати первинної енергії на видобуток, транспортування на 1000 км і переробку різних палив наводяться у табл. 4.1.

Таблиця 4.1

**Витрати первинної енергії на видобуток, транспортування, переробку і
взаємоперетворення різних видів палива**

Вид палива	Витрати енергії в МДж/т умовного палива				
	Видобуток	Переробка	Транспорт	Газифікація	Виробництво
Вугілля	524	—	17,2	8,2 *10 ³	5,3 * 10 ³
Нафта	364	1100	8,7	15,93 * 10 ³	—
Природний газ	108	—	16,6	—	5,6* 10 ³

Коефіцієнти, що враховують заміщення одного виду палива на інший, будуть мати вигляд:

$$K'_{l,s} = \frac{Q_w^{l,cf} - E_{l1} - E_{l2} - E_{l3} - E_{l4}}{Q_w^{l,cf} - E_{s1} - E_{s2} - E_{s3} - E_{s4}},$$

$$K'_{g,s} = \frac{Q_w^{l,cf} - E_{g1} - E_{g2}}{Q_w^{l,cf} - E_{s1} - E_{s2} - E_{s3} - E_{s4}},$$

$$K'_{g,l} = \frac{Q_w^{l,cf} - E_{g1} - E_{g2} - E_{g3}}{Q_w^{l,cf} - E_{l1} - E_{l2} - E_{l3} - E_{l4}},$$

де $Q_w^{l,cf} = 29300$ Дж/кг – найменша теплотворна здатність умовного палива;

E_{l1} , E_{g1} , E_{s1} – витрати енергії на видобуток 1 т умовного палива рідкого, твердого та газоподібного палива; E_{l3} , E_{s3} – витрати енергії на очищення продуктів

згоряння та видалення залишків рідкого і твердого палива; E_{g3} – енергія, яка витрачена на спалювання газоподібного палива; E_{s4} – витрати енергії на перетворення 1 т умовного палива у вугіллі в рідке паливо; E_{s2} – витрати енергії на газифікацію 1 т умовного палива у вугіллі;

E_{l4} – витрати енергії на переробку 1 т умовного палива 1 т умовного рідкого палива.

Результати розрахунків $K'_{g,s}$, $K'_{l,s}$, $K'_{g,l}$ наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

Заміщуючі коефіцієнти різних видів палива

Коефіцієнт	$K'_{l,s}$	$K'_{g,s}$	$K'_{g,l}$
Числові значення	1,227	1,415	0,874

Для визначення замикаючих енергетичних витрат треба врахувати відносне підвищення термодинамічної ефективності внаслідок заміни твердого палива на рідке або газоподібне, і деяке зменшення витрат енергії на спорудження установок. Відносне погіршення теплових показників унаслідок заміни газоподібного палива на рідке становить 3 % для всіх видів енергетичних установок. Тоді дійсне значення заміщуваного коефіцієнта для розрахунку енергії рідких і газоподібних палив, порівняно з твердим, визначається так:

$$K_{l,s} = K'_{l,s} * \delta,$$

де δ – підвищувальний коефіцієнт,

$$\delta = (\eta_l / \eta_s) * (1 + \alpha_1 * \alpha_2) / (1 + \alpha_1),$$

де α_1 – частка змінних витрат енергії, що змінюються, на спорудження енергетичних установок, які залежать від виду спалюваного палива;

α_2 – відносна зміна змінної частини витрат енергії на спорудження установок за зміни виду спалюваного палива.

Заміщуючий коефіцієнт під час спалювання газоподібного палива, порівняно з твердим

$$K_{g,s} = K'_{g,s} * \frac{\eta_g}{\eta_s} * (1 + \alpha_1 * \alpha_2) / (1 + \alpha_1).$$

Заміщуючий коефіцієнт у разі заміни рідкого палива газоподібним визначається як:

$$K_{g,l} = K'_{g,l} * \delta,$$

$$\delta = (\eta_g / \eta_l) * (1 + \alpha_1 * \alpha_2) / (1 + \alpha_1).$$

Результати розрахунку коефіцієнта δ для різних підприємств, що використовують паливо, наведені в табл. 4.3, а коефіцієнтів $K'_{g,s}$, $K'_{l,s}$, $K'_{g,l}$ – в табл. 4.4.

Таблиця 4.3

Величина підвищувального коефіцієнта δ

Показники	Споживач		
	котельня	ТЕЦ	КЕС
Відносне підвищення теплової ефективності у разі заміни твердого палива газоподібним/рідким	1,120/1,086	1,080/1,050	1,060/1,030
Відносна зміна змінної частини витрат енергії на спорудження підприємств у разі заміни твердого палива (α_2)/газоподібним	1,100/1,150	1,050/1,080	1,030/1,030
Величина δ за заміни твердого палива рідким/газоподібним	1,100/1,140	1,060/1,090	1,03/1,070

Під енергією одиниці маси того чи іншого палива розуміють нижчу теплотворну здатність цього палива.

Таблиця 4.4

Величини заміщуючих коефіцієнтів K

Показники	Спожива		
	котельня	ТЕЦ	КЕС
Заміщуючий коефіцієнт для енергії за переходу від твердого палива до рідкого/газоподібного $K'_{l,s} / K'_{g,l}$	1,35/1,61	1,3/1,54	1,26/1,51
Заміщуючий коефіцієнт для енергії за переходу від рідкого до газоподібного $K'_{g,l}$	0,84	0,84	0,84

Отже, запропонований метод визначення замикаючих витрат енергії на паливо дає змогу врахувати різну енергетичну цінність газоподібного, рідкого і твердого видів палива.

4.3. Метод визначення замикаючих енергетичних витрат на електроенергію

Замикаючі витрати енергії на теплоту і електроенергію мають локальний характер, і їхня величина залежить від типу й продуктивності теплогенеруючих установок, параметрів одержуваного енергоносія, виду спалюваного палива.

Замикаючі витрати енергії визначаються аналогічно до замикаючих витрат в економіці. Ця величина враховує витрати енергії на створення і експлуатацію замикаючих установок з урахуванням відносної енергетичної цінності спалюваного палива

$$\varphi_i = \alpha_{on} * \alpha_{nl} * \left(\frac{\alpha_r (pE^e + U^e)}{h} + b^e * E^f \right) + \frac{pE_d^e + U_d^e}{h}, \quad (4.1)$$

де α_{on} , α_{nl} , α_r – коефіцієнти, що враховують втрати енергії на власні потреби, втрати в мережах і резерви потужності в енергосистемі;

p – нормативний коефіцієнт окупності;

U^e – стала частина енергетичних річних витрат;

E^e – питомі витрати енергії на створення установки;

E^f – енергія палива, що використовується в замикаючих установках;

h – річне число використання максимальної потужності;

E_d^e – питомі витрати енергії на розподіл енергії;

b^e – питома витрата палива.

Числові значення коефіцієнтів α_{on} , α_{nl} , α_r та розраховані складові виразу (4.1) наведені в табл. 4.5.

Значення замикаючих витрат енергії на різну енергетичну продукцію

Вид енергетичної продукції	α_{on}	α_{nl}	$\frac{\alpha_r(pE^e + U^e)}{h}$, кДж/ кВт·год	b^e , кг/кВт·год	E^f , кДж/кг	$\frac{pE_d^e + U_d^e}{h}$, кДж/кВт·год	Φ , кДж/кВт·год
Базова електроенергія	1,06	1,08	190	0,326	27293	113	11642
Пікова електроенергія	1,02	1,05	100	0,43	41459	70	19270
Провальна електроенергія	1,02	1,04	190	0,34	27293	10	10055

Замикаючі витрати енергії на енергетичну продукцію за змістом аналогічні до замикаючих витрат, які широко застосовуються в техніко-економічних розрахунках, але відображають не вартісні, а енергетичні категорії. Розмірність замикаючих витрат енергії (енергія корисна на енергію витрачену) – МДж/МДж.

4.4. Цільова функція для пошуку найкращої структури енергоустановок, що працюють у системі

Розглянемо вимоги, яким повинна відповідати цільова функція. Доцільно використовувати основні переваги енергетичного показника ефективності, його «граничність» і «обмеженість», оскільки всі реальні процеси необоротні, тобто супроводжуються енергетичними втратами. Величина показника ефективності завжди менша від 1 і більша за 0, отриманий корисний енергетичний продукт завжди менший від витраченої первинної енергії, зокрема з урахуванням витрат енергії на створення установки та екологічні заходи. Отже, що ближче значення цільової функції до 1, то ефективніше система користується енергетичною установкою [12].

Для порівняння енергетичних установок між собою за значеннями відповідної їм цільової функції оптимізації треба прийняти граничні умови.

Рішення задачі оптимізації має задовольняти системну потребу. Така вимога виконується під час визначення техніко-економічних показників. За зміни

параметрів схеми установки змінюється співвідношення між різними видами енергетичної продукції, яка виробляється. Отже, дефіцит або перевиробництво тієї чи іншої продукції повинні компенсуватися зміною вироблення на замикаючих підприємствах. Під час виробітку електроенергії треба враховувати необхідність у виробітку деякої кількості провальної, базової та пікової електроенергії і, отже, компенсувати дефіцит, що виникає у варіантних розрахунках (або перевиробництво) того чи іншого виду електроенергії на відповідних установках.

Для цільової функції під час додавання різних видів енергетичної продукції треба враховувати її відносну цінність. Розглядаючи роботу установки в системі, доцільно складати з певними поправками вироблену пікову електроенергію, базову і провальну. Цільова функція повинна також враховувати витрати енергії на забезпечення заданого екологічного ефекту. Крім того, в цільовій функції необхідно підсумовувати енергію, витрачену на спорудження та виготовлення установки з коефіцієнтом, що враховує термін експлуатації та енергоресурси, витрачені на роботу установки.

З викладеного вище матеріалу можна зробити висновок, що критерій ефективності для цільової функції оптимізації енергетичної установки, який працює в системі з урахуванням роботи замикаючих установок і витрат енергії на їх спорудження, має вигляд:

$$\eta = \frac{\sum_{i=1}^3 \int_0^T E_{i,syst}^*(\tau) d\tau}{E_p \tau_{exp} + (p + q) E_{str}(E_p(\tau)) + \sum_{i=1}^3 \varphi_i \int_0^T \Delta E_i(\tau) d\tau}, \quad (4.2)$$

де $E_{i,syst}^*$ – потреба системи в i -му виді енергетичної продукції;

T – час споживання системою різних видів енергетичної продукції;

E_p – енергія, яка витрачається на експлуатацію установки, що розглядається;

τ_{exp} – час експлуатації установки, що розглядається;

ΔE_i – дефіцитність або перевиробництво в системі i -го виду енергії;

φ_i – замикаючі витрати енергії на i -ий вид енергетичної продукції;

p – нормативний коефіцієнт окупності витрат енергії на спорудження;

q – коефіцієнт, що враховує поточні витрати енергії на екологічні заходи;

$E_{str}(E_p(\tau))$ – енергія, що пішла на спорудження та забезпечення екологічних заходів.

Вираз (4.2) відрізняється від раніше відомих коефіцієнтів ефективності тим, що в знаменнику виразу вводиться доданок, який враховує замикаючі витрати енергії φ_i на цей вид продукції.

4.5. Верифікація цільової функції для пошуку найкращого рішення

Сьогодні в Україні експлуатується 13 ГЕС сумарною потужністю 4578,9 МВт, 3 ГАЕС – 1640,5 МВт, 4 АЕС – 13880 МВт і 15 ТЕС сумарною потужністю 26230 МВт. У 2016 році, загальний виробіток електроенергії від АЕС становив 80,95 млрд кВт·год, ТЕС і ТЕЦ – 49 млрд 902,3 млн кВт·год і 6 млрд 709,3 млн кВт·год відповідно, ГЕС і ГАЕС – 6 млрд 576,8 млн кВт·год. Частка АЕС у виробництві електроенергії становить до 52,3 %, ТЕС і ТЕЦ – 36,6 %, ГЕС і ГАЕС – 5,9 %, муніципальних ТЕЦ і теплових електростанцій блочного типу – 4, 2 %, альтернативних джерел – 1 % [96, 97].

Для проведення верифікації запропонованої цільової функції пошуку найкращої структури енергетичних установок, які забезпечують систему, був проведений їхній спільний аналіз.

За [98] були узагальнені маневрові характеристики різних типів електростанцій: мінімальне технічне навантаження АЕС становить 85 %, а для ТЕС – 70 %. Відповідно до нормативів, зниження частоти обертання ВВЕР-1000 з 100 % до 80 % становить 1 % протягом 6 хв, а темп приросту потужності з 80 % до 100 % становить 1 % на хвилину [98]. У [99] представлений шлях отримання результатів, а в табл. 4.6 – узагальнені маневрені властивості.

Характеристики маневрених властивостей різних типів силових установок

Тип ЕС	Технічне навантаження мінімум, %	Діапазон регулювання, %	Час виходу на повну потужність, хвилини	
			Після вимкнення	з гарячого стану
АЕС	85–90	10–15	390–660	60
ТЕС	70–80	20–30	90–180	20–50
ГЕС	0	100	1–2	0,25–0,5
ГАЕС	0	200	1–2	0,25–0,5

Узагальнення різних енергоблоків, які працюють в системі, було додатково введене в показник для аналізу (4.2) для визначення найкращої структури цієї системи:

$$\eta = \frac{\sum_{i=1}^3 \int_0^T E_{i, \text{syst}}^*(\tau) d\tau}{\sum_{k=1}^K (E_{p \ k} \tau_{\text{exp}} + (p_k + q_k)(E_{str \ k}(E_{p \ k}(\tau))) + \sum_{i=1}^3 \varphi_i \int_0^T \Delta E_i(\tau) d\tau)}, \quad (4.3)$$

де K – кількість енергоблоків, що працюють в енергосистемі.

Розглядалися три варіанти різних груп електростанцій, які наведені в табл. 4.6, відповідно до виразу (4.3) [99]. Вони розглянуті для знаходження найкращої комбінації енергоустановок, що задовольняє системне навантаження, яке показано на рис. 4.1. У разі, якщо розглянуті варіанти електростанцій не можуть забезпечити баланс системи, для закриття цього балансу використані замикаючі показники згідно з розробленим раніше в п. 4.3 методом.

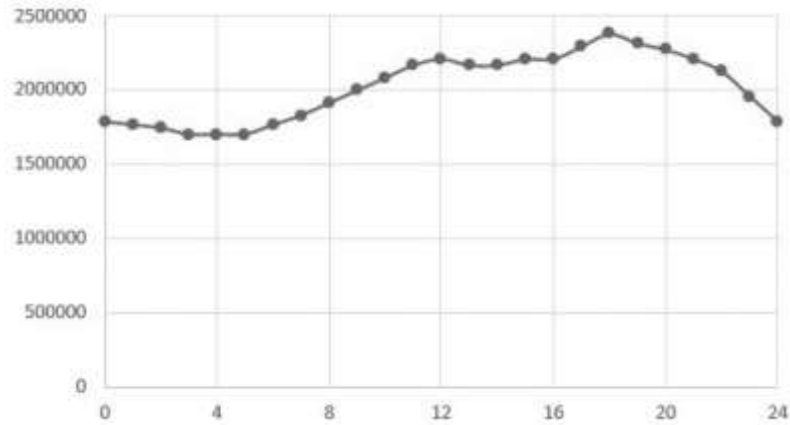


Рис. 4.1. Залежність споживання електроенергії від часу доби

Таблиця 4.7

Варіанти різних типів енергоустановок для верифікації цільової функції

№ структури енергоустановок	Варіанти електростанцій, що аналізуються	Номінальна потужність установки, МВт
1	АЕС/ТЕС	1000/800
2	АЕС/ТЕС/ГЕС	1000/800/300
3	АЕС/ТЕС/ГЕС/ГАЕС	1000/800/300/300

Для двох видів енергоустановок ТЕС та АЕС розглянуті такі три варіанти.

Перший варіант. Спільна робота енергоблоків ТЕС і АЕС за зміни потужності АЕС з 90 % до 104 %, а також ТЕС від 100 % до 110 %

Аналіз потреби системи в електроенергії та її вироблення показав, що одночасна робота двох розглянутих енергоблоків не дозволяє, навіть за їхнього маневрування в допустимих межах, покривати системну потребу за розглянутий період часу. Навіть за максимальної генерації енергії системна потреба не покривається в період з 8 ранку до 11 вечора. Показання цільової функції для прийнятих умов залежно від часу варіанта аналізу, представлені на рис. 4.2.

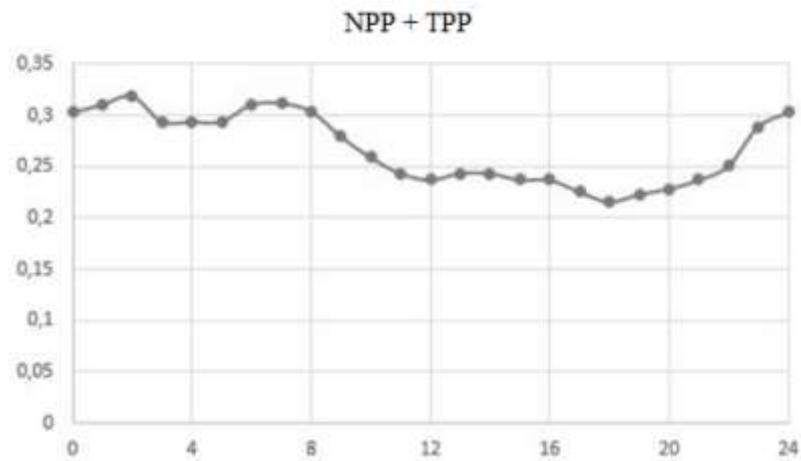


Рис. 4.2. Зміна значення цільової функції для першого варіанта спільної роботи двох енергоустановок протягом доби

Другий варіант – спільна експлуатація енергоблоків АЕС і ТЕС за зміни потужності ТЕС (80–100 %), за 100 % зміни потужності АЕС. У цьому варіанті АЕС працювала на постійній номінальній потужності, а ТЕС змінювала потужність залежно від системної потреби.

Аналіз отриманих результатів показав, що цей варіант не покривав системну потребу в період з 7 до 24 год. На рис. 4.3 наведено коефіцієнт корисної дії, що задовольняє системну потребу; середньодобове значення цього критерію становить 0,2616.

Третій варіант. Спільна робота енергоблоків АЕС і ТЕС за зміни потужності АЕС (90–100 %), за 100 % зміни потужності ТЕС. В цьому варіанті ТЕС працює на постійній номінальній потужності, але АЕС змінює потужність залежно від системної потреби. Аналіз отриманих результатів показав, що цей варіант не покриває системну потребу в період з 7 до 24 год. На рис. 4.4 наведено зміну цільової функції для забезпечення системної потреби; середньодобове значення цього критерію становить 0,2609.

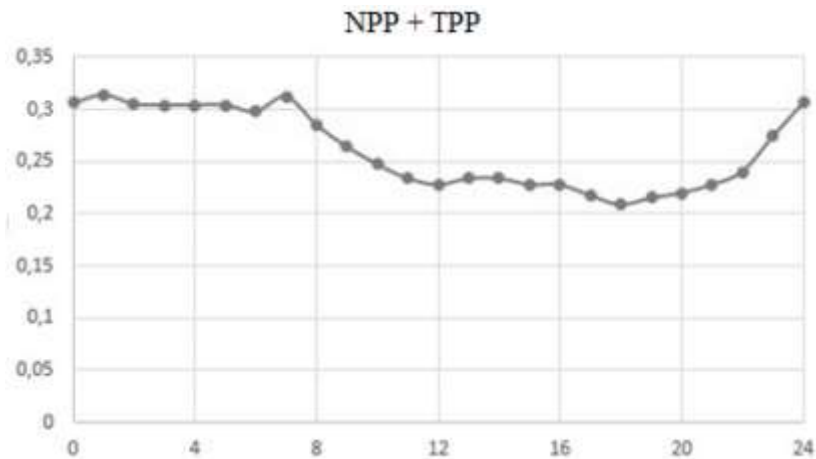


Рис. 4.3. Зміна значення цільової функції для другого варіанта спільної роботи двох енергоустановок протягом доби

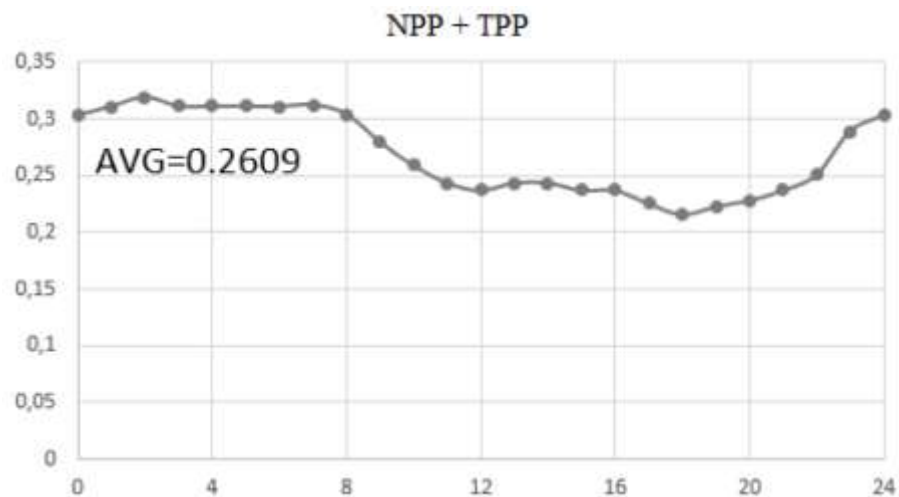


Рис. 4.4. Зміна значення цільової функції для третього варіанта спільної роботи двох енергоустановок упродовж доби

Аналіз даних, отриманих за трьома варіантами для двох енергоблоків АЕС і ТЕС, показав, що найбільше значення цільової функції відповідає варіантові, за якого АЕС і ТЕС спільно змінюють потужність для забезпечення системної потреби.

Для трьох видів енергоустановок ТЕС, АЕС і ГЕС розглянуті такі три варіанти.

Перший варіант. Спільна експлуатація енергоблоків АЕС, ТЕС і ГЕС; при цьому потужність ТЕС змінюється з 88 % до 100 %, АЕС – з 73 % до 104 %, ГЕС – на 100 %. Аналіз отриманих результатів за першим варіантом роботи трьох видів

енергоустановок, спрямованим на покриття системної потреби, показав, що за зміни потужності АЕС, ТЕЦ і ГЕС працюють на номінальній потужності, тому виробленої енергії недостатньо для покриття системної потреби протягом усього терміну експлуатації. В цьому випадку системна потреба не покривається в період з 4 до 21 години. На рис. 4.5 показано зміну цільової функції у разі задоволення системної потреби; середньодобове її значення – 0,3260.

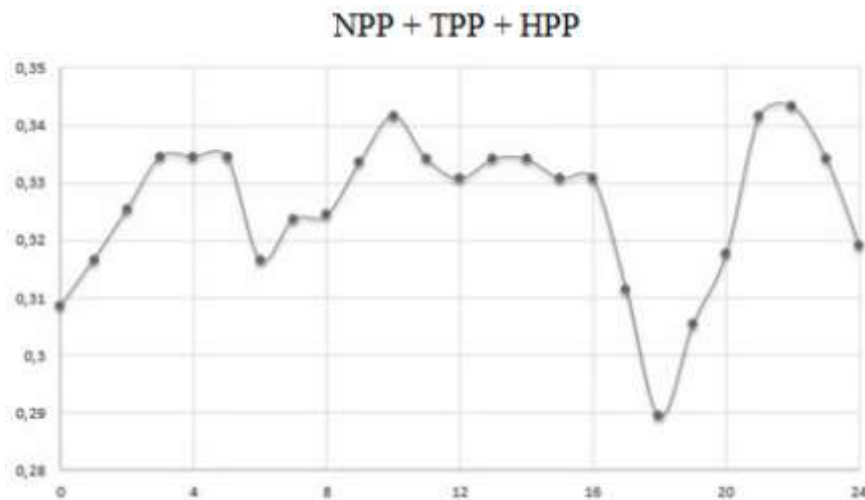


Рис. 4.5. Зміна значення цільової функції для першого варіанта спільної роботи трьох енергоустановок упродовж доби

Другий варіант. Спільна експлуатація енергоблоків АЕС, ТЕС і ГЕС за зміни потужності АЕС (73–104 %), ТЕС – 90 %. Аналіз отриманих результатів свідчить про те, що зміна потужності АЕС, за умови, що ТЕС працює на 90 % потужності, а ГЕС – на 100 %, не покриває потреби системи в період з 11 години ранку до 22 години вечора. На рис. 4.6 представлена зміна цільової функції у разі забезпечення системного споживання. Середньодобове значення цільової функції – 0,3215.

Третій варіант. Спільна експлуатація енергоблоків АЕС, ТЕС і ГЕС за потужності ТЕС змінюється з 70 % до 100 %, ГЕС з 35 % до 100 %, АЕС – постійно на 90 %.

Аналіз отриманих результатів свідчить про те, що в цьому випадку енергоблоки не покривають системної потреби в період з 9 до 23 години. На рис. 4.7 представлена зміна цільової функції у разі забезпечення системної потреби. Середньодобове значення цільової функції становить 0,2995.

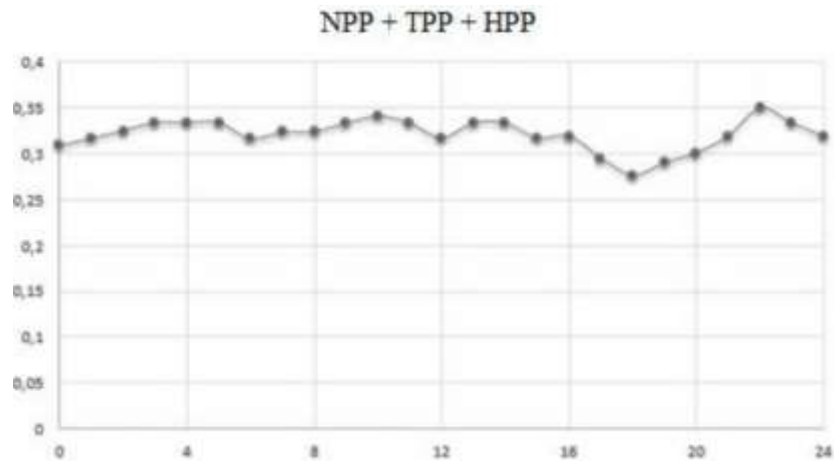


Рис. 4.6. Зміна значення цільової функції для другого варіанта спільної роботи трьох енергоустановок протягом доби

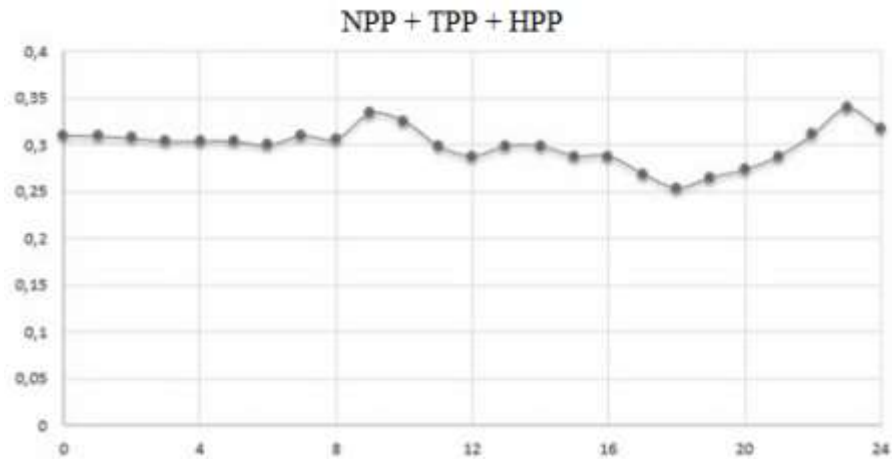


Рис. 4.7. Зміна значення цільової функції для третього варіанта спільної роботи трьох енергоустановок протягом доби

Аналіз даних, отриманих за трьома варіантами для трьох енергоблоків АЕС, ТЕС і ГЕС показав, що найкращому значенню цільової функції відповідає варіант, за якого АЕС і ТЕС спільно змінюють свою потужність для забезпечення системної потреби, але ГЕС при цьому працює в номінальному режимі.

Для чотирьох видів енергоустановок ТЕС, АЕС, ГЕС і ГАЕС було розглянуто два варіанти.

Перший варіант. Спільна експлуатація енергоблоків АЕС, ТЕС, ГЕС і ГАЕС за зміни потужності АЕС з 85 % до 100 %, ГАЕС з 7,5 % до 80 %, ТЕС з 80 % до 100 % і ГАЕС – 100 %. Аналіз отриманих результатів свідчить про те, що за зміни

потужності АЕС, ТЕЦ, ГАЕС (ГЕС – 100 %) виробляється електроенергія, достатня для покриття кривої системної потреби протягом усього періоду часу. Замикаючі витрати в розглянутому варіанті відсутні. На рис. 4.8 представлено зміну коефіцієнта корисної дії, що задовольняє системну потребу; середньодобове значення цього критерію становить 0,3319.

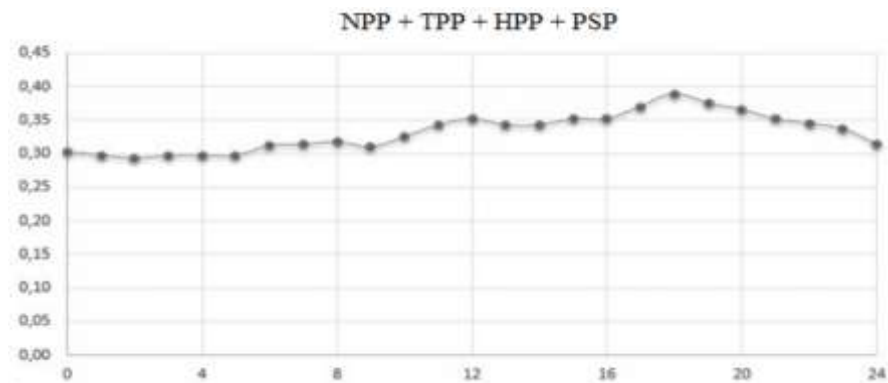


Рис. 4.8. Зміна значення цільової функції для першого варіанта спільної роботи чотирьох енергоустановок протягом доби

Другий варіант – спільна експлуатація енергоблоків АЕС, ТЕС, ГЕС і ГАЕС за зміни потужності ГАЕС (7,5–80 %), АЕС (100 %), ТЕС (80 %), ГЕС (100 %). Аналіз отриманих результатів свідчить про те, що виробленої електроенергії досить для повного покриття кривої системної потреби протягом усього періоду. На рис. 4.9 представлено зміну коефіцієнта корисної дії, що задовольняє системну потребу; середньодобове значення цього критерію становить 0,3235. Представлені результати модельного експерименту з верифікації цільової функції показали, що найвище її значення спостерігається у варіантах повного збігу системної потреби і вироблення електроенергії блоками, яка визначається невикористанням замикаючих енергоблоків із найгіршими показниками.

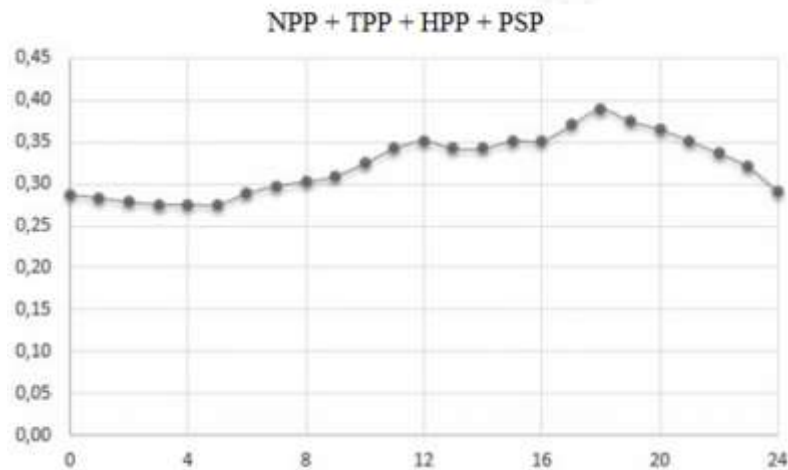


Рис. 4.9. Зміна значення цільової функції для другого варіанта спільної роботи чотирьох енергоустановок протягом доби

Найкращий варіант роботи енергосистеми забезпечується можливістю спільної роботи електростанцій за зміни потужності АЕС з 85 % до 100 %, ГАЕС з 7,5 % до 80 %, ТЕС з 80 % до 100 % і ГЕС – 100 %. У табл. 4.8 наведені результати аналізу всіх розглянутих варіантів.

Таблиця 4.8

Результати розрахунків варіантів

№	Види блоків живлення	Номінальна потужність, МВт	Зміна потужності від номінальної	Значення коефіцієнта ефективності варіанта	Максимальна потужність граничного енергоблоку та час його роботи, МВт/год
1	2	3	4	5	6
1	1. АЕС 2. ТЕС	1000 800	90–104 % 100–110 %	0,2699	503/15
2	1. АЕС 2. ТЕС	1000 800	100 % 80–100 %	0,2616	572/17
3	1. АЕС 2. ТЕС	1000 800	90–100 % 100 %	0,2609	565/17
1	1. АЕС 2. ТЕС 3. ГЕС	1000 800 300	73–104 % 88–100 % 100 %	0,3260	181/5
2	1. АЕС 2. ТЕС 3. ГЕС	1000 800 300	73–104 % 90 % 100 %	0,3215	232/10

1	2	3	4	5	6
3	1. АЕС 2. ТЕС 3. ГЕС	1000 800 300	73–104 % 70–100 % 35–100 %	0,2995	338/13
1	1. АЕС 2. ТЕС 3. ГЕС 4. ГАЕС	1000 800 300 300	85–100 % 80–100 % 100 % 7,5–80 %	0,3319	
2	1. АЕС 2. ТЕС 3. ГЕС 4. ГАЕС	1000 800 300 300	100 % 80–100 % 100 % 7,5–80 %	0,3235	—

4.6. Метод пошуку рішення найкращої структури біотенкової енергетичної установки

4.6.1. Склад структури біотенкової енергетичної установки

Розглянемо об'єкт управління, яким є біотенкова енергетична установка, показана на рис 4.10. Прототипна установка, розглянута у другому розділі, реалізує таку технологію. Рослинний субстрат зі сховища (1) надходить на вузол підготовки (2), далі насосом (3) підготовлену сировину завантажують у метантенк (4). Біогаз, що утворюється в процесі бродіння, надходить в газгольдер (5) і далі на дизель-генераторну установку (ДГУ) (6). Для нагріву сировини в метантенку до температури бродіння і підтримки теплового режиму використовують контур охолодження (ДГУ) (7), через який протікає гаряча вода. Зброджений залишок надходить у сховище (8). У розглянутій схемі реалізовано два контури управління. У першому контурі регулюється витрата газу з метантенка в газгольдер з коригуванням витрати збродженого залишку та визначається витрата субстрату, що завантажуються до метантенку. Другий контур регулювання підтримує задану температуру в метантенку за рахунок тепла, що відводиться від ДГУ витратою охолоджувальної рідини. В такому стані установка працює у стаціонарному режимі цілодобово, що є наслідком великої інерційності каналу управління «сировина – газ» [6, 12].

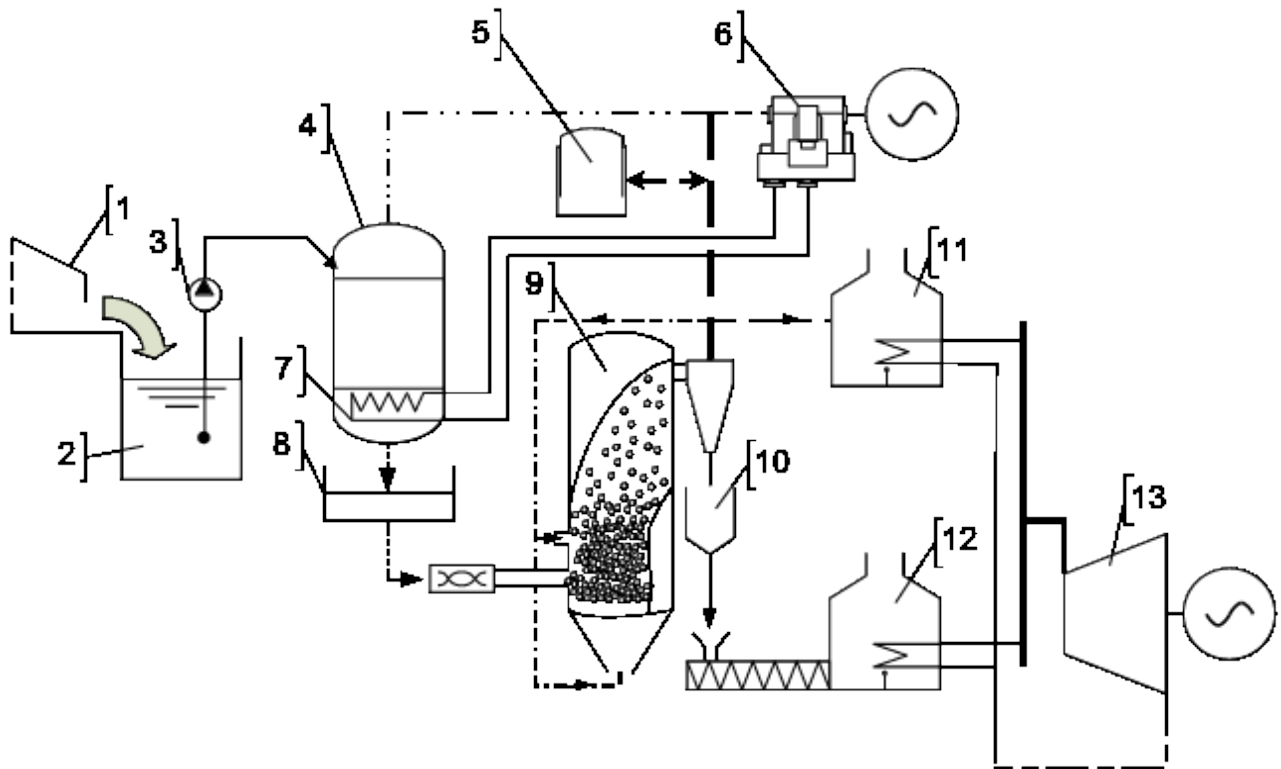


Рис. 4.10. Технологічна схема біотенкової енергетичної установки

Для підвищення енергетичної ефективності і надбання маневрених властивостей пропонується доповнити біогазову установку піролізною. Піролізна установка може працювати циклічно або змінювати свою продуктивність щодо газу залежно від прийнятої стратегії. Піролізний реактор (9) отримує висушений зброджений залишок зі сховища (8).

Вироблений продукт-газ на виході з реактора надходить у загальну систему, де він розділяється на два потоки: споживацький і рециркуляційний. Останній подається на рециркуляційний вхід реактора і слугує для сушіння та нагріву вихідної сировини. Через повітряний колектор подається необхідна для піролізу кількість повітря. Одержуваний вуглистый залишок і смоли відправляються на склад (10).

Для піролізної установки параметрами регулювання є:

- витрата продукт-газу;
- температура піролізу (продукт-газу);
- склад продукт-газу.

Керуючими впливами є: витрата вихідної сировини;

- витрата повітря;
- витрата рециркуляції продукт-газу.

Зовнішніми збуреннями на об'єкт є:

- задана витрата продукт-газу;
- склад вихідної сировини.

Наявність «мокрого» газгольдера створює буферну ємність для згладжування витрати газу за різких змін його споживання. Крім того, зміна рівня в газгольдері може слугувати ще одним регульованим параметром, який показує дисбаланс між кількістю продукт-газу, який споживається і генерується.

Система управління побудована так: у ній є три регулятори. Необхідна витрата продукт-газу визначається за відхиленням рівня води в газгольдері і підтримується за рахунок зміни витрати рециркуляції продукт-газу. Однак без підтримки необхідної маси речовини в реакторі генерація продукт-газу припиниться, тому піролізний реактор треба оснастити регулятором витрати продукт-газу, що змінює витрату вихідної сировини (збродженого залишку). Температура піролізу підтримується зміною витрати повітря. Для компенсації збурення складом сировини регулятор температури отримує коригувальний сигнал за складом продукт-газу [12].

Крім того, для створення запасу потужності, підвищення енергетичної ефективності і поліпшення маневрених властивостей установки пропонується додатково оснастити її установками. До складу паротурбінної установки входять паровий котел (11) і парова турбіна (13). Паровий котел (11) може працювати на вуглистих залишках і смольних рідких фракціях. Наявність запасів вуглистого залишку дозволяє використовувати його як основне паливо для роботи паросилової установки в режимі забезпечення зміни потужності. При цьому турбіна працює на частковій потужності. А смоли, як більш калорійне паливо, можна використовувати для покриття пікових навантажень енергоспоживання в разі нестачі потужності від ДГУ. Турбіна (13) при цьому виводиться на максимальну потужність. ДГУ (6) від метатенкового газу працює з великим запасом потужності,

який зменшується під час вироблення продукт-газу на установці піролізу (9), тим самим даючи змогу ДГУ (6) частково брати участь в покритті потужності.

Структурна схема установки показана на рис. 4.11. Позначення відповідають рис. 4.10.

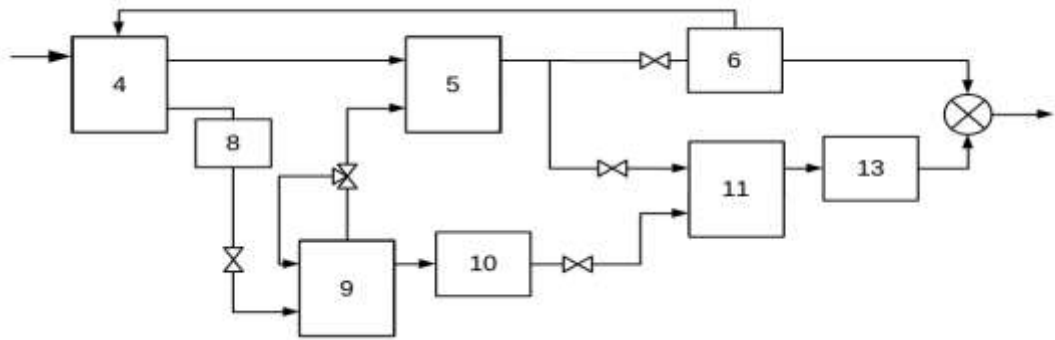


Рис. 4.11. Структурна схема біотенкової енергетичної установки

Для дослідження роботи біотенкової енергетичної установки складена імітаційна модель. Загалом вона складається з моделей біореактора [6], дизель-генератора [100], піролізної установки [101], газового та вугільного котлів [102] і турбогенератора [103].

Математичні моделі більшості елементів відомі і розглянуті у відповідній літературі [100, 101, 102, 103]. Вперше розглядається математична модель [104] установки піролізу. Структурну схему моделі показано на рис. 4.12.

З погляду управління виробленням біогазу біореактор має доволі велику інерційність, і для оперативного управління потужністю енергетичної установки не використовується. Тому динамічна модель біореактора далі не розглядається.

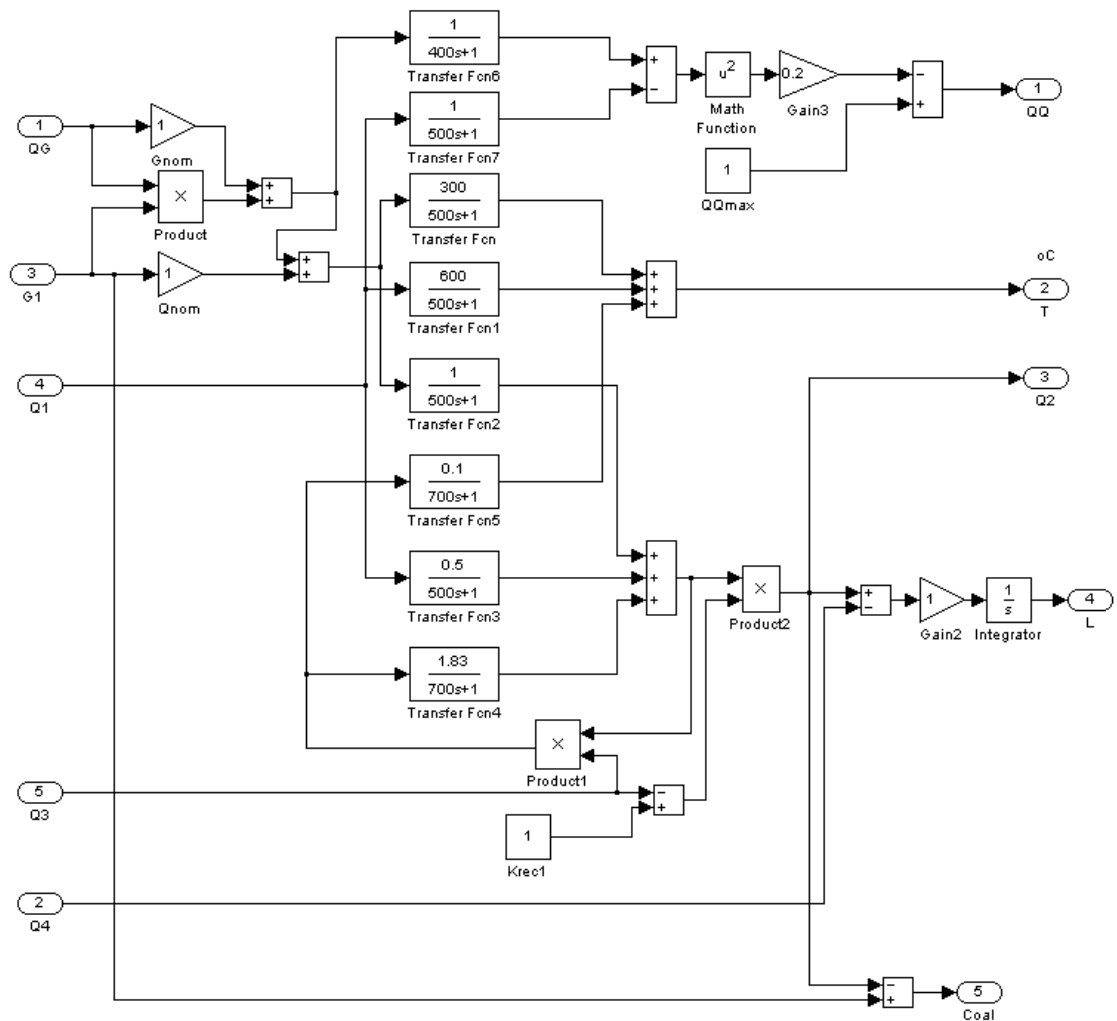


Рис. 4.12. Структурна схема імітаційної моделі піролізної установки

Після розгляду зовнішніх збурювальних впливів регульованих і керуючих параметрів синтезовано систему управління [12]. Схема автоматизованої системи регулювання приведена на рис. 4.13.

Для дослідження роботи АСР як зовнішніх впливів було вибрано зміну завдання потужності установки. У разі роботи котла на газі $ZN_{gen} = 50\%$; якщо котел працює на вуглистому залишку, $ZN_{gen1} = 30\%$.

Кількість вуглистого залишку розраховується як різниця мольних витрат вихідної сировини та синтез газу ($coal = G_1 - Q_2$).

Графіки перехідних процесів показані на рис. 4.14–4.17.

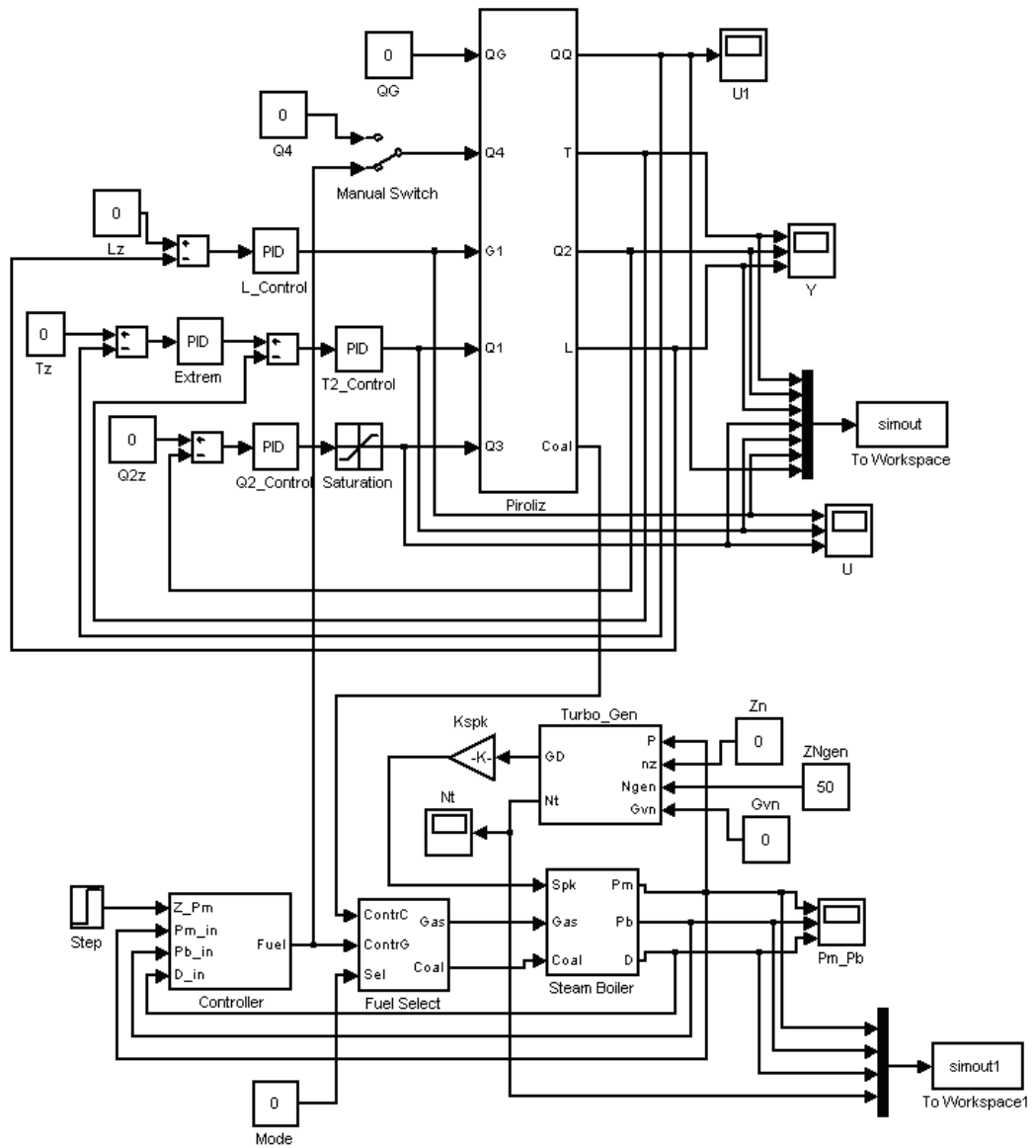


Рис. 4.13. Модель піролізної установки з котлом, навантаженим турбогенератором

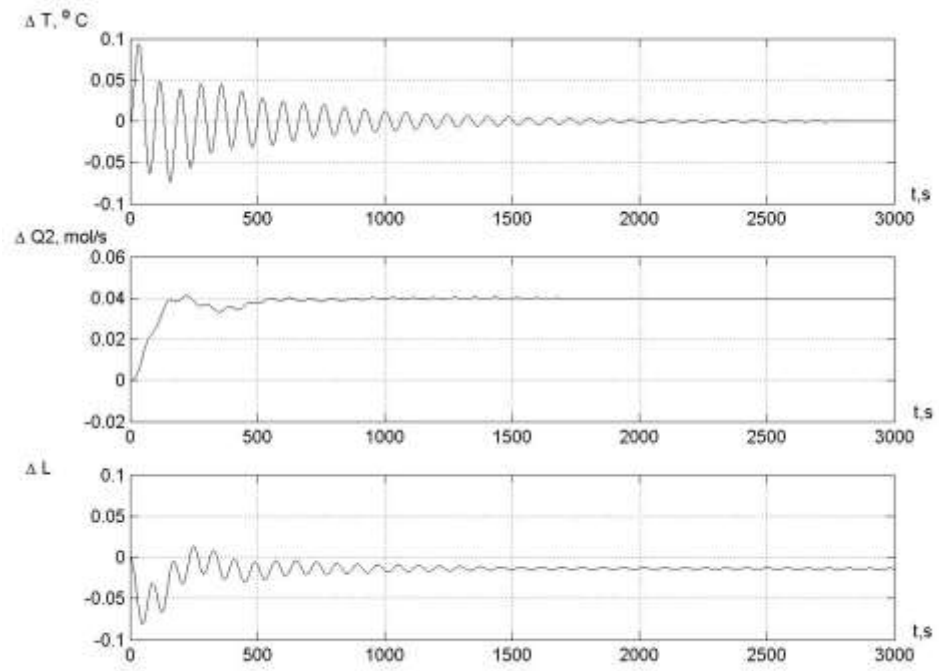


Рис. 4.14. Відхилення параметрів регулювання піролізної установки

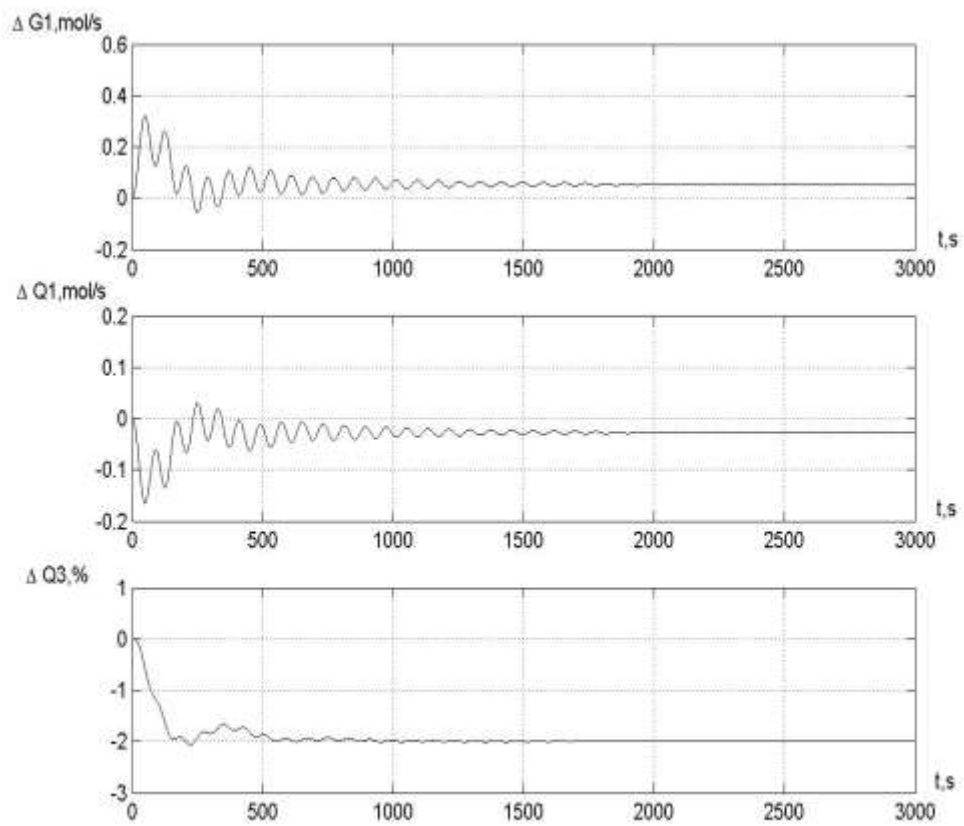


Рис. 4.15. Відхилення впливів регулювання піролізної установки

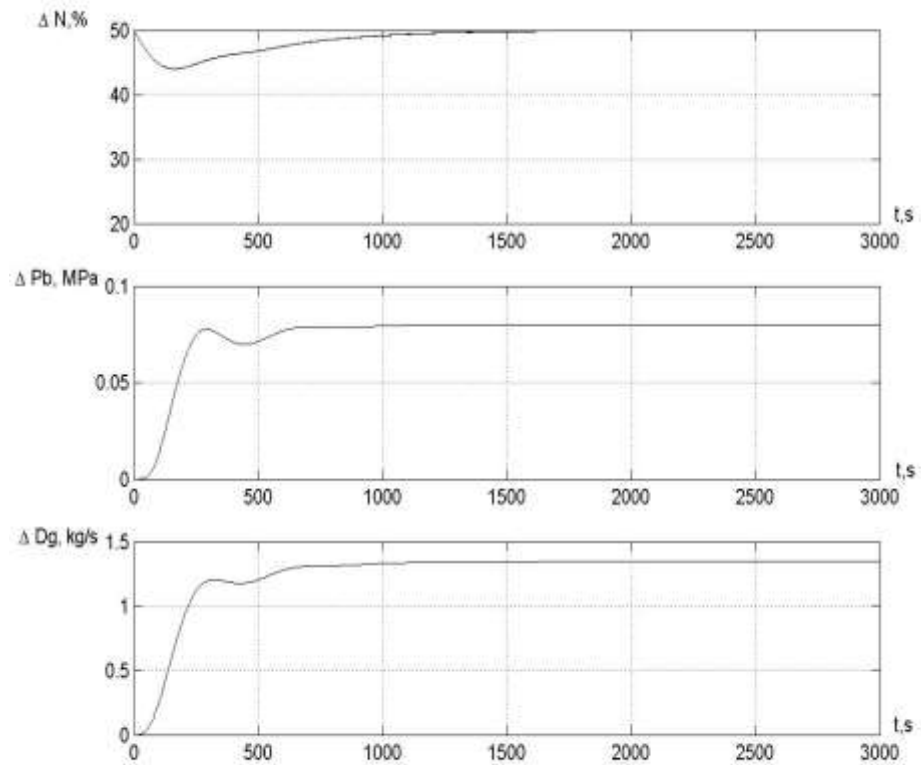


Рис. 4.16. Відхилення величин регулювання паросилової установки за умови роботи на газі: N – потужність, P – тиск пари, D – витрата пари

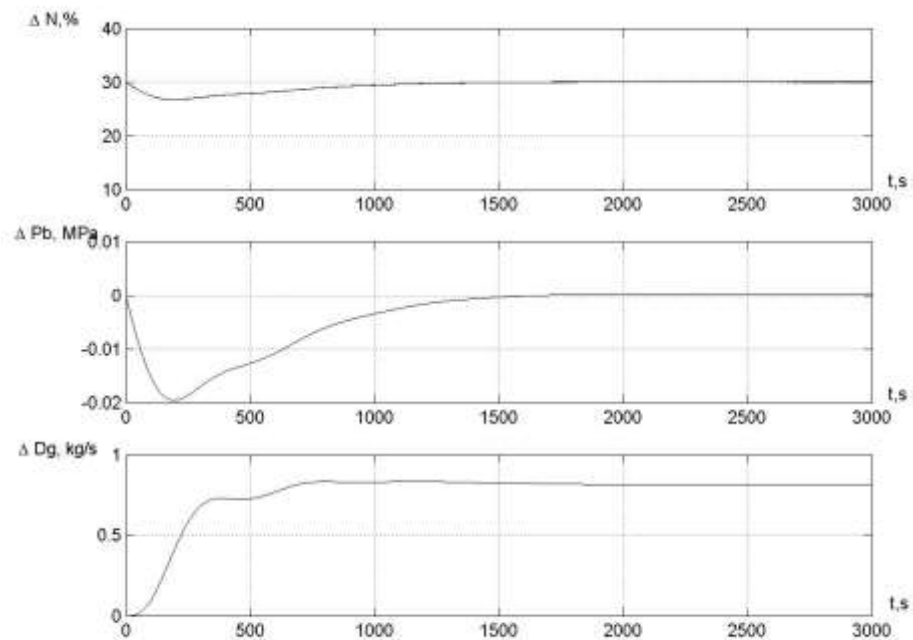


Рис. 4.17. Відхилення величин регулювання паросилової установки за роботи на вуглистому залишку: N – потужність, P – тиск пари, D – витрата пари

Отже, попередньо проведене імітаційне моделювання кожної окремо взятої одиниці енергетичного обладнання дозволило отримати їх перехідні характеристики. Це дало змогу визначати час кожного з перехідних процесів для формування різних структур енергетичних установок [12].

4.6.2. Метод пошуку найкращої структури

Розглянемо метод пошуку найкращої структури біотенкової енергетичної установки для уможливлення первинного регулювання енергосистеми. По-перше, повинна бути відома потреба в електричній енергії $N(\tau)$ у заданому часовому діапазоні $\tau \in [0; \tau_{розр}]$. По-друге, мають бути відомі типи енергетичних установок, які можна включити в розглянуту структуру. Мінімальна і максимальна їхня потужність – $N_j^{\min}$ і $N_j^{\max}$, а режим роботи: стаціонарний $N_j(\tau) = const$, динамічний (з можливими зупинками і швидкими пусками) $N_j(\tau) = var$.

Для розглянутих умов біореактор працює в стаціонарному режимі $Q_{бм} = const$. Піролізна установка для генерації продукт-газу працює в динамічному режимі $G_{нз}(\tau) = var$, але без зупинок. ПТУ працює в динамічному режимі $N_{ПТУ}(\tau_i)$, але з можливістю створення резерву, що обертається на віртуальній установці $N_{ВирЕУ}(\tau_i)$. Для кожного виду установки задається вектор вихідних даних, який містить: максимальну потужність ($N_j^{\max}$) і відповідну до неї ККД $\eta_j(N_j(\tau_i))$, мінімальну потужність $N_j^{\min}$, динамічну характеристику перехідного процесу каналом паливо–електроенергія $N_j \in [N_j^{\min}; N_j^{\max}]$, що виробляється, вихідну характеристику системного ККД η_{efj} , який розраховується за виразом (4.2):

$$\bar{l} = (N_j^{\max}, \eta_j(N_j), N_j^{\min}, N_j; \eta_{efj}).$$

Для обчислення ефективності кожної структури η_{efj} необхідно окрім потреби в електричній енергії $N(\tau)$ знати замикаючі витрати енергії, які визначені в [12, 12, 13].

Розглянемо можливі структури біотенкової енергетичної установки для яких необхідно скласти вектор вихідних даних.

Структура I. В установці працює тільки біореактор у стаціонарному режимі, зброджений залишок надходить у сховище, а отриманий біометан направляється в газгольдер, газовий дизель постійно виробляє електричну енергію, охолодження дизеля витрачається на підготовку і підігрів вихідного субстрату. Вектор вихідних даних для структури I має вигляд:

$$\bar{I}_I = (N_{дг\gamma}^{\max}, \eta_{дг\gamma}(N_{дг\gamma}), N_{дг\gamma}^{\min}, N_{дг\gamma}; \eta_{ef I})$$

Структура II. В установці працюють біореактор в стаціонарному режимі та установка піролізу в регульованому динамічному діапазоні, зброджений залишок надходить у сховище, а потім піддається піролізу. Отриманий біометан і продукт-газ з установки піролізу направляються в газгольдер. Вуглистий залишок і смоли надходять на склад. Регулюючи роботу установки піролізу, змінюємо вироблення на газовому дизелі електричної енергії $N_{дг\gamma}$ і $N_{дг\gamma}^{n_2}$, охолодження дизеля витрачається на підготовку і підігрів вихідного субстрату і осушення зброженого залишку. Вектор вихідних даних для структури II має вигляд:

$$\bar{I}_{II} = (N_{дг\gamma}^{\max}, \eta_{дг\gamma}(N_{дг\gamma}), N_{дг\gamma}^{\min}, N_{дг\gamma}, G_{n_2}, \eta_{дг\gamma}(N_{дг\gamma}^{n_2}), N_{дг\gamma}^{n_2}; \eta_{ef II}).$$

Структура III. В установці працюють біореактор в стаціонарному режимі, установка піролізу і паротурбінна установка в регульованих динамічних діапазонах, зброджений залишок надходить у сховище, а потім піддається піролізу. Отриманий біометан і продукт-газ з установки піролізу направляються в газгольдер. Вуглистий залишок і смоли надходять на склад, а потім – на ПТУ. Регулюючи роботу установок піролізу і паротурбінних установок, змінюємо вироблення на газовому дизелі електричної енергії $N_{дг\gamma}$ та $N_{дг\gamma}^{n_2}$ і додатково змінюємо вироблення електричної енергії на ПТУ $N_{пту}$. Охолодження дизель-генератора і ПТУ витрачається на підготовку і підігрів вихідного субстрату і осушення зброженого залишку. Вектор вихідних даних для структури III має вигляд:

$$\bar{I}_{III} = (N_{дг\gamma}^{\max}, \eta_{дг\gamma}(N_{дг\gamma}), N_{дг\gamma}^{\min}, N_{дг\gamma}, G_{n_2}, \eta_{дг\gamma}(N_{дг\gamma}^{n_2}), N_{дг\gamma}^{n_2}, N_{пту}^{\max}, \eta_{пту}(N_{пту}), N_{пту}^{\min}, N_{пту}; \eta_{ef III}).$$

Структура IV. В установці працюють біореактор в стаціонарному режимі, установка піролізу та паротурбінна установка в регульованих динамічних

діапазонах. На ПТУ передбачається не максимальне навантаження а резервується частина потужності на обертовий резерв. З біореактора зброджений залишок надходить у сховище, а потім піддається піролізу. Отриманий біометан і продукт-газ з установки піролізу направляються в газгольдер. Вуглистий залишок і смоли надходять на склад, а потім – на ПТУ. Регулюючи роботу установок піролізу і паротурбінних установок, змінюємо вироблення на газовому дизелі електричної енергії $N_{ДГУ}$ та $N_{ДГУ}^{nz}$ і додатково змінюємо вироблення електричної енергії на ПТУ $N_{ПТУ}$, при цьому ПТУ не навантажується до максимального значення, а має запас потужності під резерв, що обертається N_{BipEV} . Охолодження дизель-генератора і ПТУ витрачається на підготовку і підігрів вихідного субстрату і осушення збродженого залишку. Вектор вихідних даних для структури IV має вигляд:

$$\bar{l}_{IV} = (N_{ДГУ}^{\max}, \eta_{ДГУ}(N_{ДГУ}), N_{ДГУ}^{\min}, N_{ДГУ}, G_{nz}, \eta_{ДГУ}(N_{ДГУ}^{nz}), N_{ДГУ}^{nz}, N_{ПТУ}^{\max}, \eta_{ПТУ}(N_{ПТУ}), N_{ПТУ}^{\min}, N_{ПТУ}, N_{BipEV}^{\max}, \eta_{BipEV}(N_{BipEV}), N_{BipEV}^{\min}, N_{BipEV}; \eta_{ef IV}).$$

Розрахунок кожної структури окремо здійснюється за алгоритмом розрахунку показника ефективності. Розроблений метод містить вихідні умови і покроковий пошук найкращого значення цільової функції оптимізації [12].

Вихідні умови.

А. Для аналізу прийняті такі дані щодо споживання енергосистеми: функція споживання електроенергії залежно від часу $N(\tau)$; її мінімальне $N_{\min}$ і максимальне $N_{\max}$ значення, а системна потреба обчислюється за формулою $\int_0^{\tau_{розр}} N(\tau) d\tau$.

Б. Дані щодо біотенкової енергетичної установки: витрата вихідного субстрату (кукурудзи), вироблена з нього кількість біометану $G_{\text{бм}}$ з його теплотворною здатністю $Q_{\text{бм}}$ і зброджений залишок $G_{\text{зз}}$, що утворюється з нього.

В. Динамічна характеристика витрати продукт-газу піролізної установки, розгінні характеристики дизель-генераторної $N_{ДГУ}(\tau)$ і паротурбінної $N_{ПТУ}(\tau)$ установок, віртуальної енергетичної установки, яка використовує резерв, що обертається $N_{BipEV}(\tau)$.

Г. Граничні значення енергетичних характеристик установок: для дизель-генераторної – $N_{ДГУ}^{\min}$ та $N_{ДГУ}^{\max}$, для паротурбінної – $N_{ПТУ}^{\min}$ та $N_{ПТУ}^{\max}$, для віртуальної – $N_{ВирЕУ}^{\min}$ та $N_{ВирЕУ}^{\max}$.

Д. Регульовані характеристики: для піролізної установки за витратою продукт-газу – $G_{nz}(\tau) \in [0; G_{nz}^{\max}]$; для ДГУ – $N_{ДГУ} \in [N_{ДГУ}^{\min}; N_{ДГУ}^{\max}]$; для ПТУ – $N_{ПТУ} \in [N_{ПТУ}^{\min}; N_{ПТУ}^{\max}]$, для віртуальної енергоустановки – $N_{ВирЕУ} \in [N_{ВирЕУ}^{\min}; N_{ВирЕУ}^{\max}]$.

Е. Умови регулювання енергоустановками нанесеного збурення ΔN_s в інтервалі $\Delta N_s \in (0; (N_{ПТУ}^{\max} + N_{ДГУ}^{\max}) - N(\tau_i))$.

1. ДГУ та ПТУ працюють паралельно для максимально швидкої компенсації нанесеного збурення:

$$\text{якщо } N_{ДГУ}(\tau_i) + N_{ПТУ}(\tau_i) < N_{ДГУ}^{\max} + N_{ПТУ}^{\max}, \text{ то } N_{ВирЕУ}(\tau_i) = 0.$$

2. Віртуальна енергетична установка компенсує нанесене збурення за умови $N_{ДГУ}(\tau_i) + N_{ПТУ}(\tau_i) \geq N_{ДГУ}^{\max} + N_{ПТУ}^{\max}$.

3. Значення КПД ПТУ, ДГУ та віртуальної установки залежать від поточної потужності $\eta_{ПТУ}(N_{ПТУ}(\tau_i))$, $\eta_{ДГУ}(N_{ДГУ}(\tau_i))$ і $\eta_{ВирЕУ}(N_{ВирЕУ}(\tau_i))$, та визначаються з формули

$$\eta(\tau_i) = \eta_{\max} \left(\frac{N(\tau_i)}{N_{\max}} \right)^{0.37}.$$

4. Розбалансування поточного стану в момент часу τ_i системи розраховується за формулою $\varepsilon N(\tau_i) = N(\tau_i) - (N_{ДГУ}(\tau_i) + N_{ПТУ}(\tau_i))$.

Ж. Енергетичні характеристики: біометану – $Q_{бм}$, продукт-газу – Q_{nz} , вуглистою залишку – $Q_{вз}$, смол – Q_c .

К. Розрахунок ефективності поточної структури одиниць енергетичного обладнання в момент часу $\tau_{розр}$ буде здійснюватися за формулою:

$$\eta_{ef} = \int_0^{\tau_{розр}} N(\tau) d\tau \Bigg/ \int_0^{\tau_{розр}} \left(\frac{N_{ПТУ}(\tau)}{\eta_{ПТУ}(N_{ПТУ}(\tau))} + \frac{N_{ДГУ}(\tau)}{\eta_{ДГУ}(N_{ДГУ}(\tau))} + \frac{N_{ВирЕУ}(\tau)}{\eta_{ВирЕУ}(N_{ВирЕУ}(\tau))} + \varepsilon N(\tau) \cdot \varphi \right) d\tau,$$

де φ – замикаючі витрати енергії, що визначаються з табл. 4.5.

Алгоритм пошуку знаходиться у часовому циклі за $\tau \in [0; \tau_{розр}]$ [12].

Крок 1. Визначаємо вихідні значення всіх технологічних параметрів енергетичних установок для забезпечення вихідних умов.

Крок 2. Поточне значення системної потреби без нанесення збурення розраховується згідно з пунктом **A** вихідних умов. Нанесення збурення на систему в момент часу τ_i враховується зміною правила обчислення системної потреби, а саме: на інтервалі часу дії збурення поточне значення системної потреби приймається за $\int_0^{\tau_i} N(\tau) d\tau + N_{\max}(\tau_{\text{розр}} - \tau_i)$.

Крок 3. Порівнюємо мінімальне значення потужності установки $N_{\text{ДГУ}}^{\min}$ з поточним значенням системної потреби $N(\tau_i)$. Якщо значення системної потреби більше або менше, то змінюємо структуру технічних засобів, вмикаючи або вимикаючи відповідну піролізну установку згідно з пунктом **B** вихідних умов.

Крок 4. Порівнюємо суму поточних значень потужностей двох установок $N_{\text{ДГУ}}(\tau_i) + N_{\text{ПТУ}}(\tau_i)$ із поточним значенням системної потреби $N(\tau_i)$. Якщо значення рівні, то керуючі впливи не наносяться. У випадку, якщо значення суми більше або менше, керуючі впливи зменшуються або збільшуються відповідно згідно з пунктом **B** вихідних умов.

Крок 5. Порівнюємо суму максимальних значень потужностей двох установок $N_{\text{ДГУ}}^{\max} + N_{\text{ПТУ}}^{\max}$ із поточним значенням системної потреби $N(\tau_i)$. Якщо значення суми менше або більше, то змінюємо структуру технічних засобів, вмикаючи або вимикаючи відповідну віртуальну установку згідно з пунктом **B** вихідних умов.

Крок 6. Визначаємо розбалансування $\varepsilon N(\tau_i)$ між генеруючими установками та системною потребою згідно з пунктом **E** вихідних умов (п. 4).

Крок 7. Проводимо розрахунок ефективності згідно з пунктом **K** вихідних умов.

Вибір найкращої структури відповідає максимальному значенню коефіцієнта ефективності $\eta_{\text{еф max}} = \max\{\eta_{\text{еф I}}; \eta_{\text{еф II}}; \eta_{\text{еф III}}; \eta_{\text{еф IV}}\}$.

4.6.3. Результати пошуку найкращої структури біотенкової енергетичної установки

В табл. 4.9 наведені вихідні дані для розрахунку можливих структур біотенкової енергетичної установки.

Таблиця 4.9

Вихідні дані для розрахунку можливих структур біотенкової енергетичної установки

Назва показника	Значення показника
1	2
Врожайність кукурудзи т/га	15
Одержаний біометан, кг	238
Теплотворна здатність біометану, МДж/кг	35,5
Одержаний зброджений залишок, кг	374
Одержаний продукт-газ, кг	261,8
Теплотворна здатність продукт-газу, МДж/кг,	20
Одержане рідке паливо, кг	56,1
Теплотворна здатність рідкого палива, МДж/кг,	23
Одержаний вуглистий залишок, кг	56,1
Теплотворна здатність вуглистого залишку, МДж/кг,	30
Максимальне значення ККД дизель-генераторної установки	0,46
Максимальне значення ККД паро-турбінної установки	0,42
Мінімальна потужність дизель-генераторної установки на біотенковому метані, МВт	3,88
Додана потужність дизель-генераторної установки на продукт-газі, МВт	2,41
Мінімальна потужність паро-турбінної установки на вуглистому залишку, МВт	0,35
Максимальна потужність паро-турбінної установки на вуглистому залишку, МВт	0,71
Потужність віртуальної енергетичної установки на рідкому паливі, яка забезпечує обертовий момент, МВт	0,54
Резерв обертового моменту, МВт	0,08
Замикаючі витрати на базову електроенергію, Дж(т)/Дж(е)	3,233888889

1	2
Замикаючі витрати на пікову електроенергію, Дж(т)/Дж(е)	5,352777778
Проміжок часу моделювання τ , с	28800
Поліном, яким задано системну потребу $N(\tau)$, МВт	$-0,0001\tau^2 + 0,3923\tau + 0,3552$
Поліном, яким задано динамічні властивості установки піролізу продукт-газу $G_{nz}(\tau)$, кг/с	$-0,0006\tau^2 + 0,5505\tau + 0,1331$
Поліном, яким задано динамічні властивості збільшення/зменшення потужності ДГУ $N_{ДГУ}(\tau)$, МВт	$-0,7917\tau^2 + 112,285\tau - 0,7917\tau^2 - 17,27\tau + 3886,7$
Поліном, яким задано динамічні властивості збільшення/зменшення потужності ПТУ $N_{ПТУ}(\tau)$, МВт	$-0,0001\tau^2 + 0,3923\tau + 0,3552$ $-0,0001\tau^2 + 0,0923\tau + 718,65$
Поліном, яким задано динамічні властивості збільшення/зменшення потужності віртуальної енергетичної установки $N_{BipEV}(\tau)$, МВт	$-0,0022\tau^2 + 1,8438\tau + 0,3559$ $-0,0022\tau^2 + 0,923\tau + 718,65$
Максимальне значення збурень, МВт	10; 7

Розрахунки векторів $\bar{l}_I; \bar{l}_{II}; \bar{l}_{III}; \bar{l}_{IV}$ дали наведені нижче результати, які записані згідно [12, 12, 44] з формулою (4.2): $\eta_{ef \max} = \max\{0,293671; 0,401699; 0,403515; 0,411219\} = 0,411219$. Отже, найкращою є структура IV. Надалі вивчена структура IV з урахуванням зміни графіку системної потреби. В табл. 4.10 наведено поліноми моделювання системної потреби та значення η_{ef} .

Таблиця 4.10

Поліноми моделювання системної потреби та значення η_{ef}

Вигляд полінома, моделювання	Поліном, моделювання	Показник ефективності η_{ef}
Лінійний	$595\tau + 4239,97$	0,411219
Квадратичний опуклий	$-72,74\tau^2 + 1177\tau + 4239,97$	0,397023
Квадратичний угнутий	$74\tau^2 + 3,1\tau + 4239,97$	0,400392
Квадратичний з екстремумом	$-125,85\tau^2 + 1548,5\tau + 4239,97$	0,388476

На рис. 4.18 показано залежності зміни показника енергетичної ефективності η_{ef} для різних видів графіків системної потреби згідно з табл. 4.10, залежно від часу. У наведених залежностях можна виділити дві групи змін η_{ef} : перші, стрибкоподібні, ілюструють зміну структури енергетичної установки в якийсь момент часу τ і призводять до локального підвищення η_{ef} ; другі, монотонні, пояснюються не зміною структури, а зміною регульованого параметру. Основний висновок, який можна зробити: розглянутий метод дозволяє управляти не лише структурою енергетичних установок, які є складовими біотенкової, але й керувати технологічними параметрами. Крім того, аналіз змін η_{ef} від τ для різних видів

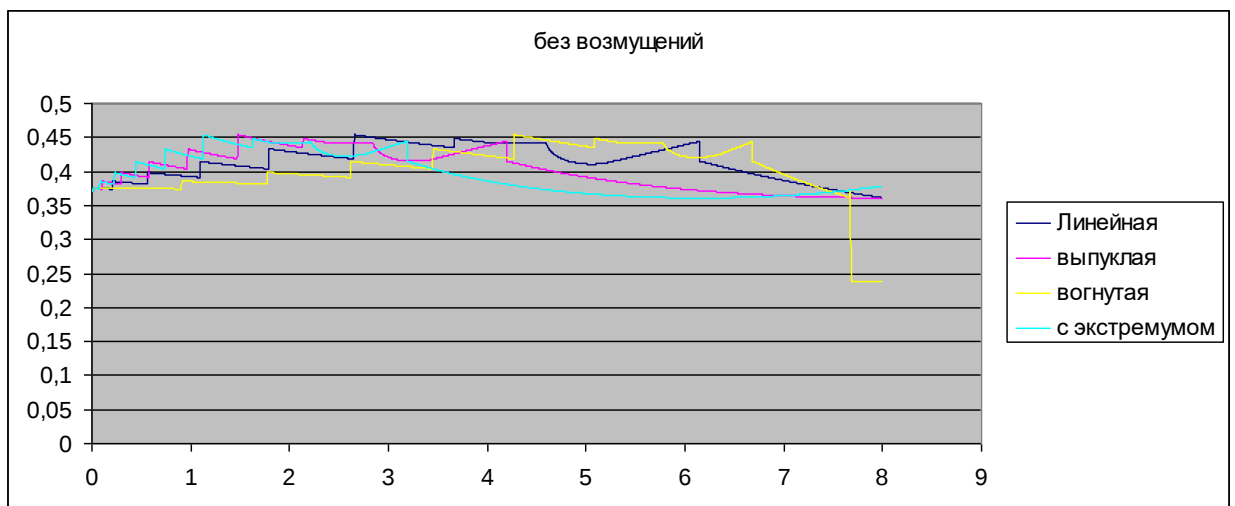


Рис. 4.18. Залежності зміни показника енергетичної ефективності η_{ef} для різних видів графіків

зміни системної потреби показав, що в кривих спостерігається трансформована подібність знайдених рішень з управління структурою. Зсув трансформованої подібності до початку або до кінця відріку пов'язаний із поточною максимальною потребою системи. Варто зазначити, що зменшення показників η_{ef} до початку або до кінця відріку τ пов'язане з малою або великою системною потребою цієї моделі. На початку відріку в біоенергетичній установці генерує електроенергію тільки одна з установок структури, але зі зменшеним власним ККД через те, що максимальна потужність цієї установки перевищує системну потребу, в кінці всі

установки працюють на максимальній потужності. Проте, усе одно виявляється нестача потужності. Вона компенсується замикаючими енергетичними витратами. Ця сама нестача потужності характерна у разі нанесення збурення.

Для вивчення виявленої обставини зі структурою IV для лінійної системної потреби були проведені обчислювальні експерименти, пов'язані з нанесенням стрибкоподібних збурень потужністю. Збурення наносилися двома різними значеннями 10 МВт (з істотно великим значенням ніж системна потреба) і 7 МВт (зі значенням, рівним максимальному значенню системної потреби) на часовому інтервалі $[\tau_{зб}; 28800]$ (с) за значень $\tau_{зб} \in \{18; 5400; 12600; 19800; 27000\}$ [12].

Результати експериментів наведені на рис. 4.19 та 4.20.

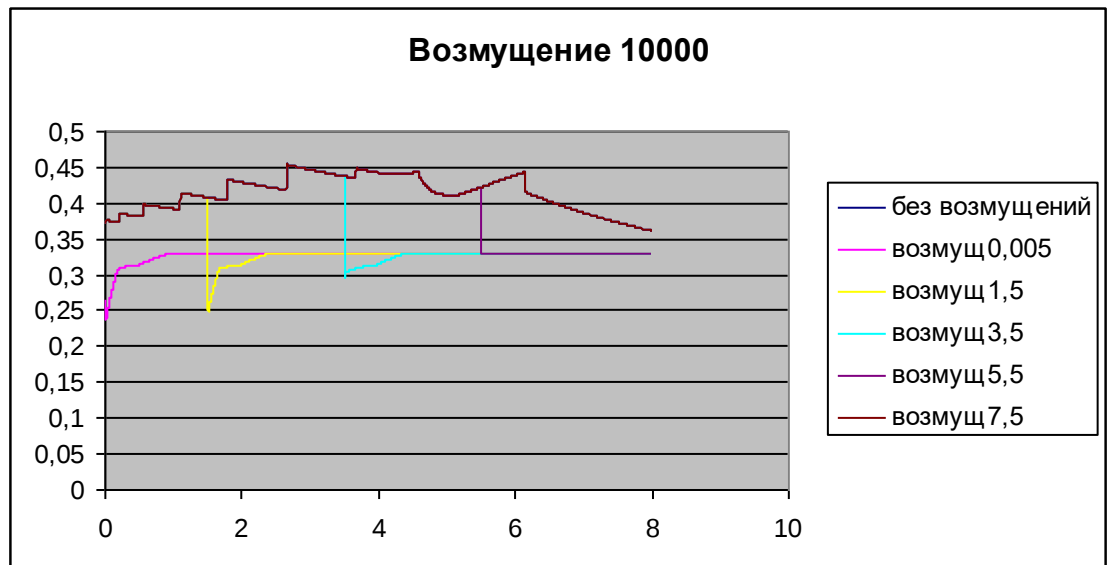


Рис. 4.19. Результати розрахункового експерименту за збурення 10 МВт

Аналіз результатів показав, що за нанесення збурення стрибком потужності на установку відбувається просідання показника ефективності, а потім шляхом зміни структури відбувається його відносне збільшення. Цей ефект спостерігається у разі малих системних потреб, коли є енергетичний потенціал компенсації збурення. Проте, він не спостерігається в тому разі, коли системна потреба рівна максимальній потужності установки. Підтвердження такої гіпотези продемонстровано нанесенням збурення стрибком потужності, рівним

максимальній потребі системи. З аналізу рисунка можна зробити висновок, що здійснюється тільки зміна структури системи для компенсації збурення.

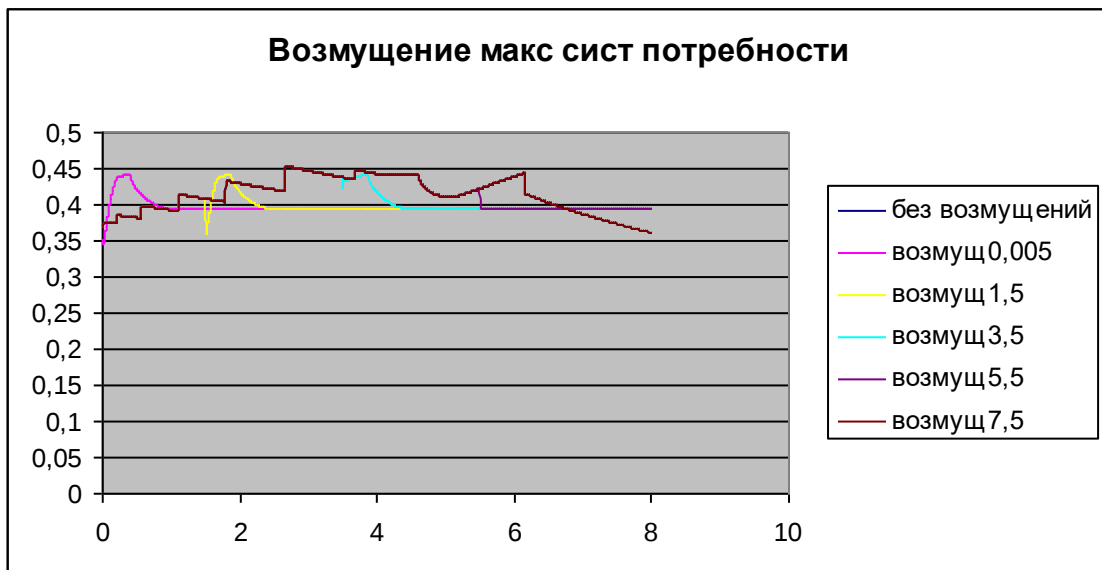


Рис. 4.20. Результати розрахункового експерименту за збурення у 7 МВт

Результатом розв'язання наукового завдання четвертого розділу можна вважати розроблену цільову функцію для пошуку найкращої конфігурації енергетичних установок або їхніх складових [12].

Такі установки можуть забезпечувати баланс між виробництвом і споживанням електричної енергії. Цільова функція об'єднує в собі ефективність кожної установки або її складових і загальну системну потребу, або завдання на виробництво. Це уможлиблює приведення різних варіантів до рівного ефекту. Використання замикаючих витрат енергії дало змогу звести задачу до одного аргументу (часу) і знаходити значення функції за будь-яких зовнішніх збурень.

Отже, вирішені всі задачі наукового дослідження, запропоновано методи, які дають змогу вирішити виявлене науково-технічне протиріччя. Тому мети роботи досягнуто, а саме: вдосконалено методи і моделі комп'ютерно-інтегрованої системи керування біотенковою енергетичною установкою, яка використовує відновлювальні джерела енергії для підтримки балансу енергетичної системи за рахунок пошуку найкращої структури її складових частин. Це уможливило

переміщення такої установки в клас регульованих із підвищенням її енергетичної ефективності.

4.7. Висновки до четвертого розділу

1. Запропоновано метод визначення замикаючих енергетичних витрат на паливо і електроенергію. Наведено вирази, що дають змогу визначити замикаючі витрати енергії на паливо і електроенергію. Замикаючі витрати енергії складаються з двох складових: капітальних витрат енергії на спорудження енергоустановки та щорічної експлуатаційної.

2. Запропоновано критерій ефективності експлуатації енергетичної установки в енергосистемі. В основу критерію покладені властивості граничності і можливості додавання різних видів енергії, а також враховано системність і збалансованість розглянутих варіантів. Критерій покладений в основу постановки задачі оптимізації вироблення продукції на енергетичній установці.

3. Аналіз ефективності, заснований на задоволенні системних потреб генеруючих блоків, дозволяє ефективно перерозподіляти властивості маневру між існуючими електростанціями. У разі розбіжності в балансі електроенергії між системним попитом і енергоблоками використовується концепція граничної вартості електроенергії, за допомогою якої можна збалансувати системний попит на відповідний аналіз. Найкращим варіантом забезпечення роботи енергосистеми є варіант спільної роботи електростанцій за зміни потужності АЕС з 85 % до 100 %, ГАЕС з 7,5 % до 80 %, ТЕС з 80 % до 100 % і ГЕС – 100 %, при цьому ефективність становить 33,19 %.

4. Розроблено метод аналізу, який визначає придатність енергетичних установок різних видів залежно від їхніх динамічних характеристик для можливості компенсації збурень в енергетичній системі. Розроблено метод пошуку найкращої структури біотенкової енергетичної установки через визначення цільової функції оптимізації і знаходження структурних комбінацій енергетичної установки, що використовує відновлювальні джерела енергії, які мають властивість

регулювання, залежно від зовнішніх збурень з метою підтримання балансу енергосистеми.

ВИСНОВКИ

Дисертаційна робота містить отримані автором нові науково обґрунтовані результати, що складаються з удосконалених методів і моделей комп'ютерно-інтегрованої системи керування енергетичною біотенковою установкою, що використовує відновлювальні джерела енергії, які підвищили її енергетичну ефективність. Така КІСУ веде пошук найкращої структури складових такої установки для підтримки балансу енергетичної системи. Це робить можливим переміщення таких установок в клас регульованих. Отримані результати дозволяють зробити такі висновки.

1. Забезпечення автоматичного регулювання потужності на енергетичних установках, які неможливо диспетчеризувати, за виникаючих внутрішніх і зовнішніх збурень принципово зробити неможливо. Але в разі експлуатації такої енергоустановки спільно з акумулюючою виникає нерозв'язна пріоритетність прийняття рішення що регулювати акумулятор, який заряджається чи баланс споживання енергосистеми. Це завдання в теоретичному плані до кінця не вирішено. Рішення завдання керування балансом енергосистеми та забезпечення заданої ефективності в умовах регулярної випадкової зміни зовнішніх збурень вимагає пошуку нових розрахункових методів і моделей. Особливості експлуатації сучасних КІСУ для використання їх у біотенкових технологіях визначають завдання забезпечення принципової можливості регулювання. Гострота і важливість цього завдання визначається тим, що на науковому рівні до сьогодні вона недостатньо розроблена. Аналіз перспектив розвитку сучасних КІСУ для енергетичних біотехнологій, насамперед в технологіях, де істотним є надлишок переробленої сировини (зброджений залишок), показує, що істотно повинна бути змінена структура такої установки і додатково залучені нові види енергетичних технологій для подальшої переробки такої сировини. Енергетичним установкам, на яких буде впроваджено таку технологію, повинні бути притаманні суперечливі властивості: вони повинні мати якісні динамічні характеристики і високу енергетичну ефективність у динамічних режимах.

2. Розвинуто метод експрес-аналізу групи енергетичних установок, як об'єктів керування, які працюють в енергетичній системі. Метод визначає можливість окремої установки підтримувати баланс потужності в енергосистемі за її динамічною характеристикою. Проведено моделювання нанесення збурень на заданий інтервал часу і з невизначеністю завершення збурення. Проведений розрахунковий експеримент довів, що використання дизель-генеруючих установок за будь-яким сценарієм, який передбачав би збурення більш ніж 25 % від поточної потреби, не здатне значною мірою вплинути на зміну балансу. Відсутність гідроелектричних станцій істотно погіршує можливості балансування системи, що свідчить про важливу роль потужних енергогенеруючих установок з малим часом пуску. Резерв, що обертається, було розглянуто як віртуальну енергоустановку з малим часом пуску, який дозволив компенсувати від 50 % до 90 % дефіциту електроенергії. Проте, робота базових установок у таких режимах пов'язана зі зменшенням ефективності. Тільки дублювання установок з поновлюваними джерелами енергії – дизель-генераторними установками еквівалентної потужності – дало змогу повністю компенсувати збурення. Так, за витрат на експлуатацію для сценарію з 25 % дефіцитом ця величина збільшилася на 8 %, а для сценарію з 75 % дефіциту – на 4 %.

3. Щоб уможливити додатковий та керований енергетичний ресурс в біогазовій технології, запропоновано розробити її імітаційну модель. Запропоновано склад суміші органічних речовин біогазової установки з поновлюваними джерелами енергії представляти в модельному уявленні цих сумішей умовною формулою збродженого залишку і продукт-газу. Така імітаційна модель, заснована на використанні законів хімічної кінетики, збереження речовини і балансу максимальних валентностей окислювальних та відновних елементів, дала змогу розрахувати граничну теплотворну здатність сумішей органічних речовин біогазової технології. На прикладі моделювання сировини (кукурудзяної біомаси, яка збирається в кількості 15 т/га), результати показали, що вихідна біомаса потенційно містить 865 ГДж енергії, яка отримана від сонця в період вегетації. В процесі анаеробного бродіння отримується 451,3 м³ біогазу та 373 кг зневодненого

збродженого залишку. Цей біогаз містить 52 % метану, що потенційно дає 127 ГДж теплової енергії. Умовна формула збродженого залишку $C_{17109,1}H_{21782,5}O_{8358}N_{889,3}$. Це суміш целюлози, геміцелюлози, низькомолекулярних вуглеводів, білків і лігніну. Після термічної переробки зневодненого збродженого залишку в продуктах піролізу потенційно залишиться енергія: в продукт-газі – 49 ГДж, у смолі – 19,4 ГДж та в вуглецевому залишку – 25,2 ГДж. Отже, піддаючи зброджений залишок перетворенню в установці піролізу, можна збільшити вихід енергії, використовуючи сировину біотенкової установки на 73 %.

4. Для моделі АСК піролізом збродженого залишку, яка дає змогу виробляти продукт-газ максимальної теплотворної здатності, запропоновано метод компенсації збурення на основі моделі визначення складу пального за рахунок використання надлишкових вимірювань витрат палива, повітря і температури полум'я в ізоентальпійному пристрої. Такий метод дозволяє знайти стійке рішення для співвідношення «зброджений залишок – повітря» для піролізної установки. Розроблено імітаційну модель процесу піролізу, яка дає змогу отримати склад продукт-газу з максимальною теплотворною здатністю за мінімальної кількості вуглистого залишку. Максимальна теплотворна здатність зумовлена організацією процесу керування в нададіабатичному режимі з мінімально можливим використанням повітря.

Розроблено метод керування піролізом органічної сировини для забезпечення заданої витрати продукт-газу за нанесення збурень складом вихідної сировини. Особливістю моделі АСК є можливість обліку в розрахунках конденсованої фази. В цьому випадку – це вуглистий залишок під час піролізу. Синтезовано автоматизовану систему управління установкою піролізу, яка дозволяє стабілізувати технологічний процес отримання продукт-газу на заданих технологічних значеннях.

5. Розроблено метод аналізу, що визначає придатність енергетичних установок різних видів, залежно від їхніх динамічних характеристик, для можливості компенсації збурень в енергетичній системі. Розроблено метод пошуку найкращої структури біотенкової енергетичної установки через визначення

цільової функції оптимізації та знаходження структурних комбінацій енергетичної установки, яка використовує відновлювальні джерела енергії, що мають властивість регулювання, залежно від зовнішніх збурень з метою підтримання балансу енергосистеми. Найкращій структурі відповідає показник ефективності, який дорівнює 0,411219.

У результаті розробки КІСУ біотенковою технологією визначена найкраща структура енергетичних установок. Ця структура складається з біореактора, який працює в стаціонарному режимі, установок піролізу та паротурбінної, які працюють у регульованих динамічних діапазонах.

Результати дисертаційної роботи пройшли випробування і були прийняті до впровадження на ТВО «Аграрний Інститут», введені у навчальний процес на кафедрі «КТА» ОНПУ і під час виконання д/б роботи № ДР 0115U000411 за участі здобувача в якості співвиконавця.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Unstable Green Power Grids. *German ARD Television By P Gosselin*: веб-сайт. URL: <https://notrickszone.com/2018/01/26/unstable-green-power-grids-german-ard-television-tells-citizens-to-start-getting-used-to-blackouts/#sthash.dpbs>
2. Biogas plants in Denmark. *Gas Vitae*: веб-сайт. URL: <https://gasvitae.com/wp-content/uploads/2017/11/Business-Prospect-Biogas-Plants-in-Denmark-by-Gas-Vitae-Nov-2017.pdf>
3. Павлов Г.М. Аварийная частотная разгрузка: учебное пособие. – Санкт-Петербург: СЗФ АО «ГВЦ Энергетики», 2002.
4. Юдкевич Ю. Биоэнергетика. Реалии и мифотворчество. ЗАО «Лонас-Технология», 2012. <http://www.infobio.ru/analytics/1509.html>
5. Максимов М.М., Давыдов В.О. Моделирование балансировки энергосистемы при условии содержания в ней значительной доли недиспетчеризуемых источников энергии *Автоматизация технологических и бизнес-процессов*. 2019. Volume 11, Issue 4. С. 27 – 34.
6. Maksimov M., Davydov V., Krusir G., Maksimova O. Increasing of process efficiency of biogas plants production processing. *Праці Одеського політехнічного університету*. 2017. Iss. 3. P. 43–53.
7. Максимов М.М., Давыдов В.О. Повышение эффективности утилизации продуктов биогазовых установок. *Автоматика 2018*: матеріали XXV міжнар. конф. з автомат. управл., 18–19 вересня 2018 р., м. Львів. 2018. С. 41–42.
8. Максимов М.М., Давыдов В.О. Решение проблемы утилизации сброженного остатка биогазовых установок. *«Комплексне забезпечення якості технологічних процесів та систем»* : матеріали IX міжнар. наук.-практ. конф., м. Чернігів, 14–16 трав. 2019 р. Чернігів, 2019. Т. 2. С. 161.
9. Лысюк А.В., Бондаренко А.В., Максимов М.М., Брунеткин А.И. Модель и метод сжигания в теплоэнергетической установке углеводородного газа переменного состава. *Автоматизация технологических и бизнес-процессов*. – 2017. Т. 9, No 2. С. 21–27.

10. Brunetkin O., Maksymov M. V., Maksymenko A., Maksymov M. M. Development of the unified model for identification of composition of products from incineration, gasification, and slow pyrolysis. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. № 4/6 (100). P.25–31.
11. Brunetkin O., Maksymov M., Brunetkin O. Development of a model of processes for the thermal processing of organic matters of variable composition. *Праці Одеського політехнічного університету*. 2019. Iss. 2. P. 21–32.
12. Maksymov M.M., Beglov K.V., Maksymova O. B., Maksymov O. M. The method of finding the most natural structure of a biotank power plant. *Праці Одеського політехнічного університету*. 2020. Iss. 1(60). P. 82–95.
13. Maksymova O., Maksymov M., Silina V., Orischenko A. Development of the method of determining the target function of optimization of power plant. *Автоматизація технологічних і бізнес-процесів*. 2017. Volume 9, Issue 2. С. 28–35.
14. Maksymova O., Maksymov M., Silina V., Orischenko A. Analysis of the energy system balance efficiency provided with the different groups of generating plants. *Автоматизація технологічних і бізнес-процесів*. 2017. Volume 9, Issue 4. С. 5–17.
15. Бутенко А.В., Демиденко В.Е., Максимов М.М., Максимова О.Б. Разработка метода определения целевой функции оптимизации энергетической установки. *Modern scientific challenges and trends: IX International Scientific Conference*, 20th October, 2018, Warsaw, Poland, Issue. 9. P.152–156.
16. Бутенко А.В., Демиденко В.Е., Максимов М.М., Максимова О.Б. Анализ эффективности энергетической системы, обеспечиваемый различными видами энергогенерирующих установок. *Science and technology of the present time: priority development directions of Ukraine and Poland: International Multidisciplinary Conference*, 19-20 October, 2018, Wolomin, Republic of Poland, Volume 4. P. 90–93.
17. Новые технологии балансировки энергосистемы Германии. *ИА Regnum*: веб-сайт. URL: <https://regnum.ru/news/2553545.html>
18. Безгин С. Энергетический поворот - путь в никуда. *ИА «Аврора»*: веб-сайт. URL: <https://bezgin.su/articles/140-jenergetika/57463-germanija-jenergeticheskiy-povorot-put-v-nikuda>

19. Безгин С. Как убить единую энергетическую систему. *ИА «Regnum»*: веб-сайт. URL: <https://regnum.ru/news/economy/2404081.html>
20. Конеченков А. Датская энергетика. *Еженедельный журнал «Терминал»*. 2015. №50/51 (792/3). URL: <http://oilreview.kiev.ua/2015/12/12/datskaya-energetika/>
21. World Final consumption(2017). *International Energy Agency*: веб-сайт. URL: <https://www.iea.org/Sankey/#?c=Denmark&s=Final%20consumption>
22. Ukraine Final consumption. *International Energy Agency*: веб-сайт. URL: <https://www.iea.org/sankey/#?c=Ukraine&s=Final%20consumption>
23. У Нацкомісії повідомили, скільки запущено «зелених» електростанцій. *Економічна правда*. 01.10.2018. URL: <https://www.epravda.com.ua/rus/news/2018/10/1/641130/>
24. Are we headed for a solar waste crisis? *Environmental progress*: веб-сайт. URL: <http://environmentalprogress.org/big-news/2017/6/21/are-we-headed-for-a-solar-waste-crisis>
25. Carbon footprint of solar panels under microscope. *Euractiv*: веб-сайт. URL: <https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/mondaycop22-lower-co2-emissions-with-lower-carbon-solar-energy/1057375/>
26. Environmental Impacts of Wind Power. *Union of Concerned Scientists*: веб-сайт. URL: <https://www.ucsusa.org/clean-energy/renewable-energy/environmental-impacts-wind-power>
27. CO₂ emission of electricity from nuclear power stations. *Time of change*: веб-сайт. URL: <https://timeforchange.org/co2-emission-nuclear-power-stations-electricity>
28. Margaret K., Mann and Pamela L. The Net CO₂ Emissions and Energy Balances of Biomass and Coal-Fired Power Systems. *Spath National Renewable Energy Laboratory*: веб-сайт. URL: [https://bioenergykdf.net/system/files/Net%20CO₂...Coal-Fired%20Power.pdf](https://bioenergykdf.net/system/files/Net%20CO2...Coal-Fired%20Power.pdf)
29. GHG Emissions from the production of lithium-ion batteries for electric vehicles in China. *Selected Papers from 7th Annual Conference of Energy Economics*

and Management 4 April 2017 . URL:
https://www.researchgate.net/publication/316254101_GHG_Emissions_from_the_production_of_lithium-ion_batteries_for_electric_vehicles_in_China

30. Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. *Independent Statistics & Analysis*: веб-сайт. URL:
https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf

31. Марков А. Как менялся климат на Земле за последние 800 тысяч лет. *Радио свобода*: веб-сайт. URL:<https://www.svoboda.org/a/473123.html>

32. Белоусов В.Н., Смородин С.Н., Лакомкин В.Ю. Энергоснабжения и выбросы парниковых газов (CO₂): уч. пособ. Санкт-Петербург: СПбГТУРП, 2014. 52 с. URL: <http://nizrp.narod.ru/metod/kpte/9.pdf>

33. Иванов С.В. Экологическое состояние загрязнения атмосферы в Крыму и его последствия. *Вестник. Наука и практика*. Украина, 2015. URL: <http://конференция.com.ua/pages/view/536>

34. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. М: Энергия, 1980. 344 с.

35. Совалов С.А., Семёнов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М: Энергоатомиздат, 1988. 201 с.

36. Ковецкий В.М., Ковецкая М.М. Оценка маневренных возможностей энергогенерирующих установок для обеспечения качества электроэнергии. *Проблеми загальної енергетики*. 2007. № 16 С/ 47-53. URL: http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/3098/2007_16_St_8.pdf?sequence=1

37. Занадто швидкі. Батареї Tesla поставили Австралії 30% електрики безкоштовно. *Новини науки і техніки*: веб-сайт. URL: <https://techno.nv.ua/innovations/slishkom-bystrye-batarei-tesla-postavili-avstralii-30-elektrichestva-besplatno-2460188.html>

38. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії. *Укренерго*: веб-сайт. URL: <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/>
39. Украина за год почти утроила мощности "зеленой" энергетики. *УНІАН*: веб-сайт. URL: <https://www.unian.net/economics/energetics/10710915-ukraine-za-god-pochti-utroila-moshchnosti-zelenoy-energetiki.html>
40. Hong-jie Song, Wei Zhang, Ya-qi Li, Zheng-wei Yang, An-bo Ming. Exergy analysis and parameter optimization of heat pipe receiver with integrated latent heat thermal energy storage for space station in charging process. *Applied Thermal Engineering*. 2017. Vol. 119. p.304-311.
41. Ravinder Kumar. A critical review on energy, exergy, exergoeconomic and economic (4-E) analysis of thermal power plants. *Engineering Science and Technology, an International Journal*. 2017. Vol. 20. p.283–292.
42. Melikoglua M. The role of renewables and nuclear energy in Turkey's Vision 2023 energy targets: Economic and technical scrutiny. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 62. p.1-12.
43. Верховивкер Г.П. О термодинамическом сопоставлении и анализе схем энерготехнологических установок. *Известия вузов. Сер.: Энергетика*. 1986. №11. С. 90-93.
44. Caputo A., Pelagagge P., SaliniJoint P. Economic optimization of heat exchanger design and maintenance policy. *Applied Thermal Engineering*. 2011.Vol.31. p.1381-1392.
45. Strzalka R, Erhart T., Eicker U., Strzalka R. Analysis and optimization of a cogeneration system based on biomass combustion. *Applied Thermal Engineering*. 2013.Vol.50. p.1418-1426.
46. Quijera J., Alriols M., Labidi J. Integration of a solar thermal system in canned fish factory. *Applied Thermal Engineering*. 2014. Vol.70. p.1062-1072
47. Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року: розпорядження Кабінету Міністрів України від 1 жовтня 2014 р. № 902-р. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80>

48. Чадова Н.А., Чадов А.Ю. Технологии производства биогаза и перспективы его применения в России: материалы IX Междунар. студ. конф. Студенческий научный форум-2017 URL: <https://scienceforum.ru/2017/article/2017033030>
49. Эффективные удобрения и биогаз: два в одном. *АгроПрактик*: веб-сайт. URL: http://agropraktik.ru/blog/Renewable_Energy/16.html
50. Газовые горелки на биогазе. *Росбиогаз*: веб-сайт. <https://rosbiogas.ru/literatura/rukovodstvo-po-biogazovim-texnologiyam/gazovie-gorelki-na-biogaze.html>
51. Барбара Эдер, Ханц Шульц. Биогазовые установки: практическое пособие 1996, 268 с. URL: http://zorgbiogas.ru/upload/pdf/Biogas_plants_Practics.pdf
52. 9 ошеломляющих фактов об украинской кукурузе. *Aggeek*: веб-сайт. URL: <http://aggeek.net/ru/markets/id/9-oshelomljajuschih-faktov-ob-ukrainskoj-kukuruze-222/>
53. Le Thi Xuan Thu. Bioslurry management and utilization and need for training. Final report. *SNV smart development works*. web-site —: URL: http://www.snv.org/public/cms/sites/default/files/explore/download/bio-slurry_management_utilization_and_need_for_training.pdf
54. П.В. Северилов Биогаз для чайников. *Журнал «Самиздат»*: веб-сайт. URL http://samlib.ru/s/sewerilow_p_w/biogas_for_dummies.shtml
55. Органические удобрения и биогазовые установки: с заботой о природе! *Integro green technologies*: веб-сайт. URL: <http://http://integro.co.ua/product/>
56. Биоудобрения – основа улучшения качества сельскохозяйственной продукции *Zorg Biogas*: веб-сайт. Режим доступа: URL: <http://zorgbiogas.ru/upload/pdf/Zorgbiogas-biofertilizer.pdf>
57. Bonten, L.T.C., Zwart, K.B., Rietra, R.P.J.J., Postma, R., and de Haas, M.J.G., (2014). Bio-slurry as fertilizer. Alterra report 2519, Alterra Wageningen UR Wageningen, – 50 p.
58. Olah Limbah, Jadi Berkah. About Bio-Slurry. *Rumah Energi*. 2015: веб-сайт. URL: <http://www.biru.or.id/en/index.php/bio-slurry/>

59. Monlau, F., Francavilla, M., Sambusiti, C., Antoniou, N., Solhy, A., Libutti, A., Zabaniotou, A., Barakat, A., Monteleone, M. Toward a functional integration of anaerobic digestion and pyrolysis for a sustainable resource management. Comparison between solid-digestate and its derived pyrochar as soil amendment. *Applied Energy*. 2016. v169, P. 652-662.
60. Haruo Kawamoto. Lignin pyrolysis reactions. *Journal of Wood Science*. 2017. v. 63, 2, P. 117–132.
61. Кукуруза (Выращивание, уборка, консервирование и использование) / Д. Шпаар, К. Гинапп, Д. Дрегер, А. Захаренко, С. Захаренко, С. Каленская и др.; Под общей редакцией Д. Шпаара. – М.: ИД ООО «DLV АГРОДЕЛО», 2006. 390 с.
62. Карта солнечной активности в Украине. *Солнечные батареи*: веб-сайт URL: <http://www.solar-battery.com.ua/karta-solnechnoy-aktivnosti-v-ukraine/>
63. Силосная кукуруза: актуальность растет // *Зерно. 2011* : веб-сайт. URL: <http://www.zerno-ua.com/journals/2011/mart-2011-god/silosnaya-kukuruza-aktualnost-rastet>
64. Выход биогаза из разных видов субстратов. // *Biteco. 2013* : веб-сайт. URL: <http://www.biteco-energy.com/vyhod-biogaza-iz-razlichnogo-syrya/>
65. Marticorena, A., Attai, A., Comacho, P., Manem, G., Hesnault, D., Salmon, P. Prediction rules for biogas valorisation in municipal solid waste landfills. *AVat. Sci. Tech.* 1993. v. 27, 2, 235–241.
66. Mes, T.Z.D. de; Stams, A.J.M.; Zeeman, G. Chapter 4. Methane production by anaerobic digestion of wastewater and solid wastes. *Biomethane and Biohydrogen. Status and perspectives of biological methane and hydrogen production.* 2003. P. 58-94.
67. Технологии быстрого пиролиза биомассы. *studbooks.net* : веб-сайт. URL: http://studbooks.net/1242797/ekologiya/tehnologii_bystrogo_piroliza_biomassy
68. Сидорчук О.В. Розробка комплексної технології отримання біогазу із багатокomпонентних субстратів [Текст] : дис... канд. техн. наук / О. В. Сидорчук. – К., 2013. – 166 с.

69. Альтернативная энергетика. Когенерационные комплексы глубокой переработки продуктов пиролиза углеродсодержащего сырья и отходов. // *Нероаэра. 2007.* : веб-сайт. URL: <http://www.neroaera.com/?p=66>
70. Технологическая карта выращивания кукурузы. // *august.in.ua*: веб-сайт. URL: august.in.ua/sites/default/files/upload_files/kukuruza.xls
71. Стоимость биогазовой установки. // *РосБиогаз. 2012* : веб-сайт. URL: <http://www.rosbiogas.ru/literatura/rukovodstvo-po-biogazovim-texnologiyam/stoimost-biogazovoj-ustanovki.html>
72. Крюков, О. В. Энергоэффективные электроприводы газоперекачивающих агрегатов газопроводов на базе интеллектуальных систем управления и мониторинга: дисс... докт. техн. наук / О. В. Крюков. – Н. Новгород, 2015. – 312 с.
73. Эффективность биоудобрений // *Флюид. 2017*: веб-сайт. URL: http://www.fluid-biogas.com/?page_id=169
74. Brown R. C. Thermochemical Processing of Biomass: Conversion into Fuels, Chemicals and Power. Wiley. 2019. 408 p. ISBN: 978–1–119–41757–6
75. Eman A.E. Gas flaring in industry: an overview. *Petroleum & Coal* 57(5), P. 532–555, 2015: www.vurup.sk/petroleum-coal
76. Rousta K., Ekström K.M. Assessing incorrect household waste sorting in a medium-sized Swedish city. *Sustainability* 2013, № 5(10), 4349–4361. <https://doi.org/10.3390/su5104349>
77. Максимов М.В., Брунеткин А.И., Бондаренко А.В. Модель и метод определения условной формулы углеводородного топлива при сжигании. *Східно-європейський журнал передових технологій*. 2013. №6/8 (66). С. 20–27
78. Брунеткин А. И., Давыдов В. О., Бутенко А. В., Лысюк А. П., Бондаренко А. В. Определение состава сжигаемого газа методом ограничений как задачи интерпретации модели. *Східно-європейський журнал передових технологій* 2019. №3/6 (99). С. 22–30. doi: 10.15587/1729–4061.2019.169219
79. Kozlov A.N., Svishchev D. A., Donskoy I., Keiko A. V. Thermal analysis in numerical thermodynamic modeling of solid fuel conversion. *Journal of Thermal*

Analysis and Calorimetry . 2012. № 109(3) with 40 Reads DOI: 10.1007/s10973–012–2626–6

80. Nadia H.L., Leibbrandt N.H., Aboyade A.O., Knoetze J.H. , Görgens J.F. Process efficiency of biofuel production via gasification and Fischer–Tropsch synthesis. *Fuel*. 2013. V. 109. P. 484–492. doi.org/10.1016/j.fuel.2013.03.013

81. Czajczyńska D., Anguilano L., Ghazal H., Krzyżyńska R., Reynolds A.J., Spencer N., Jouharaa H. Potential of pyrolysis processes in the waste management sector. *Thermal Science and Engineering Progress*, September 2017. Volume 3. P. 171-197, doi.org/10.1016/j.tsep.2017.06.003

82. Chen D., Yin L., Wang H., He P. Pyrolysis technologies for municipal solid waste. *J. Waste Manag.* 2014. № 34. P. 2466–2486, doi.org/10.1016/j.wasman.2015.01.022

83. Biswal B., Kumar S., Singh R.K. Production of hydrocarbon liquid by thermal pyrolysis of paper cup waste. *J. Waste Manag.* 2013. P. 1–7, doi.org/10.1155/2013/731858

84. Radojević M., Janković B., Jovanović V., Stojiljković D., Manić N. Comparative pyrolysis kinetics of various biomasses based on model-free and DAEM approaches improved with numerical optimization procedure. *PLoS One*. 2018. 13(10). doi: 10.1371/journal.pone.0206657

85. Глушко В.П. Термодинамические и теплофизические свойства продуктов сгорания: справочник: в 6 т. Т. 3: Топлива на основе кислорода и воздуха. М. ВИНТИ, 1973. — 624 с.

86. Брунеткин А.И., Максимов М.В. Метод определения состава горючих газов при их сжигании. *Науковий вісник НГУ*. 2015. №5. С. 83-90. http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvngu_2015_5_16

87. Максимов М.В., Брунеткин А.И., Максименко А.А., Лысюк О.В. Математическая модель определения состава смеси углеводородных кислородосодержащих газов сжигаемого топлива. *Вчені записки таврійського національного університету ім. В.І. Вернадського, Серія "Технічні науки"*. Том 29(68) №1, 2018. С.77-84. http://nbuv.gov.ua/UJRN/sntuts_2018_29_1%282%29__17

88. Салганский Е.А., Фурсов В.П., Глазов С.В., Салганская М.В., Манелис Г.Б. Модель паровоздушной газификации твердого горючего в фильтрационном режиме. *Физика горения и взрыва*. 2006. Т. 42, № 1, С. 65-72. [https://docplayer.ru/86907583-Institut-problem-himicheskoy-fiziki-ran-
chernogolovka.html](https://docplayer.ru/86907583-Institut-problem-himicheskoy-fiziki-ran-chernogolovka.html)
89. Полианчик Е.В., Глазов С.В. Фильтрационное горение углерода в присутствии эндотермических окислителей. *Физика горения и взрыва* – 2015. – Т. 51, №5, С. 34–43. DOI: 10.15372/FGV20150504
90. Matsevityi Yu.M., Alekhina S.V., Borukhov V.T., Zayats G.M., Kostikov A.O. Identification of the Thermal Conductivity Coefficient for Quasi-Stationary Two-Dimensional Heat Conduction Equations. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2017. V. 90, No.6. С. 1295-1310, DOI 10.1007/s10891-017-1686-7
91. Установка для визначення складу горючого газу в процесі його спалювання. Пат. 120216 Україна. № а 2017 12785; заявл. 22.12.2017; опубл. 11.06.2018, Бюл. №11.
92. Лямин В.А. Газификация древесины М.: Лесная промышленность, 1967. – 264 с.
93. Глушко В.П. Термодинамические и теплофизические свойства продуктов сгорания: справочник : в 6 т. Т. 1. Методы расчета. М.: ВИНТИ, 1971. 266 с.
94. Brunetkin O., Davydov V., Butenko O., Lysiuk G., Bondarenko A. Determining the composition of burned gas using the method of constraints as a problem of model interpretation. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologic*s. 2019. №3/6 (99). P. 22–30. doi: 10.15587/1729–4061.2019.169219
95. Давыдов В.О., Бондаренко А.В. Метод расчета температуры горения произвольной смеси газообразного углеводородного топлива при произвольном избытке воздуха. *Праці Одеського політехнічного університету*. Одеса, 2013. - №3 (42) С.-102.

96. Аршеневский Н.Н., Губин М.Ф., Карелин В.Я. Гидроэлектрические станции: учебник для вузов. М. Энергоатомиздат, 1987. 475 с.
97. Бабурин Б.Л. Гидроаккумулирующие электростанции: монография. М. Энергия, 1978. — 184 с.
98. Плачкова С.Г. Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики. *Энергетика*: веб-сайт.URL: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-2/section-2/2-8>.
99. Пелых С.Н., Максимов М.В., Паркс Г.Т. Метод оптимизации перераспределения топлива ВВЭР-1000 в маневренном режиме. *Ядерная инженерия и проектирование*. 2013. №257. С. 53-60.
100. Никулина Е. Н., Северин В. П., Реуцкая М. В. Модель для параметрического синтеза электронной части следящего привода. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»* (серія: Системний аналіз, управління та інформаційні технології). Харків: НТУ «ХПІ». 2013. № 2 (976). С. 7-12.
101. Maksymov M., Lozhechnikov V., Maksymova O., Lysiuk O. Improvement of the control system over drum boilers for burning combustible artificial gases. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2017. No. 8 (88). P. 10–16.
102. Лысюк А.В., Беглов К.В. Автоматизация распределения нагрузки между параллельно работающими котлами. *Автоматизация технологических и бизнес-процессов*. 2017. Том 9. № 3, С. 15–22.
103. Никулина Е. Н., Северин В. П., Чернай В. Ф., Годлевская К. Б. Многоцелевой синтез нелинейных систем управления паровой турбиной АЭС по прямым показателям качества. *Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*. Специальный выпуск. Т. 2. 2013. № 8 (114). С. 134-140.
104. Салганский Е.А., Кислов В.М., Глазов С.В. и др. Фильтрационное горение системы углерод – инертный материал в режиме со сверхадиабатическим разогревом. *Физика горения и взрыва*. 2008. Т. XLIV. № 3. С. 30–38.

ДОДАТОК А
ДОКУМЕНТИ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ



Юр. адреса: 65039, м. Одеса, вул. Канатна, буд.130 А, офіс.70
 П/р 26006455011123, Банк АТ "ОТП Банк" м. Київ, МФО 300528
 Код ЄДРПОУ: 26567715
 ПНН: 265677115535
 Телефон: 0482-34-31-17

№ 5 від «14» квітня 2020 р.

Ректору Одеського
 національного політехнічного
 університету
 проф. Оборському Г.О.

ТОВ «Аграрний інститут» впроваджує результати дисертаційної роботи аспіранта кафедри Комп'ютерних технологій автоматизації Максимова М.М. на тему «Підвищення енергетичної ефективності біогазової технології за рахунок пошуку комп'ютерно-інтегрованою системою управління найкращої структури її енергоустановок». Матеріали роботи, зокрема моделі і методи керування енергетичною установкою використано при модернізації біогазової установки. В технологічну схему включено додатково піролізну і паротурбіну установки, що дало можливість збільшення загальної ефективності та додатково переробити зброджений залишок на продукт-газ і вуглистий залишок.

Було отримано з переробки збродженого залишку в піролізній печі додатково 47,2 ГДж, в т. ч. з пірогазу 29,4 ГДж, зі рідкої фракції 7,7 ГДж, з вуглистого залишку 10 ГДж. Застосування запропонованої технології з глибокої переробки збродженого залишку дозволило підвищити вихід корисної енергії на 62%.

Директор



Дацюк Т.А.

Вик. Сідньова Н.М.
 тел. 050 333 17 87



ДОВІДКА

про використання результатів дисертаційної роботи
 Максимова Максима Максимовича,
 представленої на здобуття наукового ступеня
 доктора філософії за спеціальністю
 151 – автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Надана довідка затверджує, що матеріали дисертаційного дослідження Максимова М.М. «Підвищення енергетичної ефективності біогазової технології за рахунок пошуку комп'ютерно-інтегрованою системою управління найкращої структури її енергоустановок» виконана відповідно до планів, затверджених Міністерством освіти і науки України, і є складовою частиною держбюджетної НДР №115U000411 «Удосконалення теоретичних та експериментальних методів дослідження перехідних процесів в енергетичних установках за рахунок структурної оптимізації моделей і технічних систем», як співвиконавець.

Довідка надана в зв'язку з захистом дисертації.

Проректор з наукової та
 науково-педагогічної роботи

Д.В. Дмитришин

Вик. Давидов В.О.
 тел. 705-83-71





ДОВІДКА

про використання результатів дисертаційної роботи
 Максимова Максима Максимовича,
 представленої на здобуття наукового ступеня
 доктора філософії за спеціальністю
 151 – автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Надана довідка затверджує, що матеріали дисертаційного дослідження Максимова М.М. «Підвищення енергетичної ефективності біогазової технології за рахунок пошуку комп'ютерно-інтегрованою системою управління найкращої структури її енергоустановок» Одеським національним політехнічним університетом використовуються при викладанні дисциплін кафедрою Комп'ютерних технологій автоматизації:

- Моделювання теплоенергетичного обладнання в АСУ;
- Динаміка теплових процесів;
- Ідентифікація та моделювання технологічних об'єктів;
- Структурна та параметрична оптимізація.

Довідка надана в зв'язку з захистом дисертації.

Проректор з науково-педагогічної
та виховної роботи

С.А. Нестеренко

Вик. Давидов В.О.
тел. 705-83-71



ДОДАТОК Б
СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації

1. Лысюк А.В., Бондаренко А.В., **Максимов М.М.**, Брунеткин А.И. Модель и метод сжигания в теплоэнергетической установке углеводородного газа переменного состава. *Автоматизация технологических и бизнес-процессов.* – 2017. Т. 9, No 2. С. 21–27. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI), РИНЦ). Режим доступу: <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/558>.
2. Лысюк А.В., Бондаренко А.В., **Максимов М.М.**, Брунеткин А.И. Модель и метод сжигания в теплоэнергетической установке углеводородного газа переменного состава. *Автоматизация технологических и бизнес-процессов.* – 2017. Т. 9, No 2. С. 21–27. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI), РИНЦ). Режим доступу: <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/559>.
3. Maksymova O., **Maksymov M.**, Silina V., Orischenko A. Analysis of the energy system balance efficiency provided with the different groups of generating plants. *Автоматизация технологических и бизнес-процессов.* 2017. Volume 9, Issue 4. С. 5–17. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI), РИНЦ). Режим доступу: <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/814>.
4. Maksimov M., Davydov V., Krusir G., Maksymova O. Increasing of process efficiency of biogas plants production processing. *Праці Одеського політехнічного університету.* 2017. Iss. 3. Р. 43–53. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI)). Режим доступу: <http://pratsi.opu.ua/articles/show/11997>.
5. Brunetkin O., Maksymov M., Brunetkin O. Development of a model of processes for the thermal processing of organic matters of variable

- composition. Праці Одеського політехнічного університету. 2019. Iss. 2. Р. 21–32. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI)). Режим доступу: <http://pratsi.opu.ua/articles/show/18436>.
6. Максимов М.М., Давидов В.О. Моделирование балансировки энергосистемы при условии содержания в ней значительной доли недиспетчеризуемых источников энергии Автоматизация технологических и бизнес-процессов. 2019. Volume 11, Issue 4. С. 27 – 34. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI), РИНЦ). Режим доступу: <https://journals.onaft.edu.ua/index.php/atbp/article/view/1596>.
 7. Brunetkin O., Maksymov M. V., Maksymenko A., Maksymov M. M. Development of the unified model for identification of composition of products from incineration, gasification, and slow pyrolysis. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2019. № 4/6 (100). Р.25–31. (Журнал включено до НМБД SCOPUS, Index Copernicus, CrossRef (DOI)). Режим доступу: <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/176422>.
 8. Maksymov M.M., Beglov K.V., Maksymova O. B., Maksymov O. M. The method of finding the most natural structure of a biotank power plant. Праці Одеського політехнічного університету. 2020. Iss. 1(60). Р. 82–95. (Журнал включено до НМБД Index Copernicus, CrossRef (DOI)). Режим доступу: DOI: 10.15276/opu.1.60.2020.09

Опубліковані праці апробаційного характеру:

9. Максимов М.М., Давыдов В.О. Повышение эффективности утилизации продуктов биогазовых установок. Автоматика 2018: матеріали XXV міжнар. конф. з автомат. управл., 18–19 вересня

2018 р., м. Львів. 2018. С. 41–42. <http://science.lpnu.ua/avtomatika-2018>.

10. Максимов М.М., Давыдов В.О. Решение проблемы утилизации сброженного остатка биогазовых установок. «Комплексне забезпечення якості технологічних процесів та систем» : матеріали ІХ міжнар. наук.-практ. конф., м. Чернігів, 14–16 трав. 2019 р. Чернігів, 2019. Т. 2. С. 161. <http://ir.stu.cn.ua/handle/123456789/18207>.
11. Бутенко А.В., Демиденко В.Е., Максимов М.М., Максимова О.Б. Разработка метода определения целевой функции оптимизации энергетической установки. Modern scientific challenges and trends: IX International Scientific Conference, 20th October, 2018, Warsaw, Poland, Issue. 9. P.152–156. Режим доступа: [https://sciencecentrum.pl/wpcontent/uploads/2019/03/modern_scientific_challenges %20 %28web %29.pdf](https://sciencecentrum.pl/wpcontent/uploads/2019/03/modern_scientific_challenges_%20%28web%29.pdf).
12. Бутенко А.В., Демиденко В.Е., Максимов М.М., Максимова О.Б. Анализ эффективности энергетической системы, обеспечиваемый различными видами энергогенерирующих установок. Science and technology of the present time: priority development directions of Ukraine and Poland: International Multidisciplinary Conference, 19-20 October, 2018, Wolomin, Republic of Poland, Volume 4. P. 90–93.