

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки і електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

Удосконалення методу підвищення ефективності управління енергоблоком в
аварійних режимах роботи
(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2м курсу, групи ДЕА-Е23мг
спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/ Анна КАЧУР
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/ Костянтин БРОВКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/ Олег ПОДОЛЯК
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____/ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/ Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

К.Т.Н., доцент Артем ЧЕРНЮК
(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

«___» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти

здобувачу вищої освіти **Анні КАЧУР**

1. Тема «Удосконалення методу підвищення ефективності управління енергоблоком в аварійних режимах роботи»

затверджена наказом по академії № 4801-5/3345 від «12» жовтня 2024 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «10» грудня 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Схема інформаційно-керуючої системи ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанції «Комплекс Титан-2»; характеристики енергоблоку електростанції, характеристики сигналів

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
ВСТУП; РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИ РОБОТІ ЕНЕРГОБЛОКУ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В НЕШТАТНОМУ РЕЖИМІ ФУНКЦІОНУВАННЯ; РОЗДІЛ 2 РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРИ АВТОМАТИЗОВАНОМУ УПРАВЛІННІ ЕНЕРГОБЛОКОМ В ПОЗАШТАТНОМУ РЕЖИМІ ФУНКЦІОНУВАННЯ; ВИСНОВКИ

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «12» жовтня 2024р.

Керівник

(підпис)

Костянтин БРОВКО

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Анна КАЧУР

(ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/ п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження	02.10.24 – 05.10.24	
2	Проведення аналізу наукової літератури	06.10.24 – 15.10.24	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи	16.10.24 – 29.10.24	
4	Виконання другого розділу дипломної роботи	30.10.24 – 26.11.24	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.24 – 07.12.24	

Студент (ка)

(підпис)

Анна КАЧУР

(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Сторінок тексту – ____ ; рисунків – ____ ; таблиць – ____ ;

літературних джерел – ____ .

Робота присвячена проведенню аналізу критеріїв підвищення техніко-економічної ефективності при експлуатації електроенергетичного обладнання енергоблоків електростанцій. В існуючих методиках розрахунку техніко-економічного ефекту не враховуються чинники, які призводять до техніко-економічних витрат при остановах енергоблоку і зниженні навантаження електроспоживачів. Значним фактором у підвищенні техніко-економічної ефективності при експлуатації автоматизованих систем управління технологічними процесами на енергоблоці електростанції є оперативний контроль з виявлення низького рівня ступеня достовірності інформації. Показано, що надійність функціонування технологічного обладнання енергоблоку істотно залежить від ефективності автоматизованого управління у позаштатних ситуаціях, коли відбувається несанкціоноване зупинення енергоблоку, через помилкове спрацьовування. Виявлено, що причиною помилкових спрацьовувань є інформація про параметри технологічного процесу енергоблоку, яка характеризується низьким ступенем достовірності. Показано, що непередбачене несанкціоноване зупинення енергоблоку і зниження навантаження для електроспоживачів призводить до значних економічних і матеріальних втрат, а, отже, і до зниження техніко-економічної ефективності при автоматизованому управлінні енергоблоком. Показано, що у застосовуваних техніко-економічних моделях не враховуються фінансові та матеріальні витрати, які відбуваються через несанкціоноване зупинення енергоблоку і зниження навантаження для електроспоживачів при помилкових спрацьовуваннях в режимі реального часу. Розроблена єдина інтегрована економіко-математична модель, яка дозволяє розрахувати економічний ефект з урахуванням зміни надійності технологічного обладнання енергоблоку, за рахунок своєчасного оперативного виявлення помилкових спрацьовувань і інформації з низьким ступенем достовірності. Для розрахунку економічного ефекту на основі розробленої єдиної економіко-математичної моделі запропоновано модульний блок режиму нештатних ситуацій, зв'язаний з модулями помилкових спрацьовувань і аварійних ознак, який враховує статичні і оперативні техніко-економічні складові. Надано практичні рекомендації для застосування техніко-економічного модуля в програмно-технічному комплексі енергоблоку, що дозволяє проводити розрахунки техніко-економічного ефекту на основі статичних даних, що надходять з пам'яті даних і поточних даних з енергоблоку.

ABSTRACT

Pages of text – ____ ; pictures – ____ ; tables – ____ ;

literary sources – ____ .

The work is devoted to the analysis of criteria for increasing technical and economic efficiency in the operation of electric power equipment of power units of a power plant. The existing methods for calculating the technical and economic effect do not take into account factors that lead to technical and economic costs during shutdowns of the power unit and reduce the load on electric consumers. A significant factor in improving technical and economic efficiency in the operation of automated process control systems at a power unit of a power plant is operational control to detect a low level of information reliability. It is shown that the reliability of the operation of the technological equipment of a power unit substantially depends on the effectiveness of automated control in emergency situations when an unauthorized shutdown of a power unit occurs due to false positives. It was revealed that the cause of false positives is information on the parameters of the technological process of the power unit, which is characterized by a low degree of reliability. It is shown that unforeseen unauthorized shutdown of a power unit and a decrease in load for electric consumers leads to significant economic and material losses, and, consequently, to a reduction in technical and economic efficiency with automated control of a power unit. It is shown that the applied technical and economic models do not take into account the financial and material costs that occur due to unauthorized shutdown of the power unit and load reduction for electric consumers in case of false positives in real time. A single integrated economic and mathematical model has been developed, which allows calculating the economic effect taking into account changes in the reliability of the technological equipment of the power unit, due to the timely prompt detection of false positives and information with a low degree of reliability. To calculate the economic effect on the basis of the developed unified economic and mathematical model, a modular block of the emergency mode is proposed, coupled with modules of false alarms and emergency signs, which takes into account static and operational economic components. Practical recommendations are given for the application of the technical and economic module in the software and hardware complex of the power unit, which allows the calculation of the technical and economic effect based on static data coming from the data memory and current data from the power unit.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИ РОБОБІ ЕНЕРГОБЛОКУ ЕЛЕКТРОСТАНЦІ В НЕШТАТНОМУ РЕЖИМІ ФУНКЦІОНУВАННЯ.....	
1.1 Техніко-економічні показники енергоблока електростанцій для стаціонарного режиму.....	
1.2 Розрахунок техніко-економічних показників ефективності автоматизованого управління технологічними процесами енергоблока в стаціонарному режимі функціонування.....	
1.3 Розрахунок очікуваного техніко-економічного ефекту від удосконалення АСУТП енергоблоку в нештатних режимах функціонування.....	
1.4 Аналіз існуючих методик для оцінки техніко-економічної ефективності підсистем АСУ ТП енергоблока.....	
1.5 Аналіз критеріїв оцінки показників надійності функціонування інформаційно-керуючих систем програмно-технічних комплексів автоматизованих систем керування технологічним процесом енергоблоку електростанцій.....	
1.6 Постановка задач дослідження.....	
Висновки до розділу 1.....	
РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРИ АВТОМАТИЗОВАНОМУ УПРАВЛІННІ ЕНЕРГОБЛОКОМ В ПОЗАШТАТНИХ РЕЖИМАХ ФУНКЦІОНУВАННЯ.....	
2.1 Обґрунтування структури АСУТП енергоблоку в штатних і позаштатних режимах функціонування.....	
2.2 Підходи удосконалення методики розрахунку техніко-економічної ефективності для автоматизованого управління	

енергоблока.....	
2.3 Вибір критеріїв оцінки техніко-економічної ефективності в нештатних режимах роботи енергоблоку.....	
Висновки до розділу 2.....	
РОЗДІЛ 3. ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ДЛЯ ПОЗАШТАТНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГОБЛОКА	
3.1 Впровадження додаткового модуля в АСУТП для розрахунку техніко-економічної ефективності при роботі енергоблоку в нештатних режимах функціонування	
3.2 Аналіз результатів чисельного експерименту при застосуванні розробленої методики розрахунку техніко-економічної ефективності в позаштатних режимах функціонування	
Висновки до розділу 3.....	
ВИСНОВКИ.....	
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	

ВСТУП

Актуальність теми. Для надійної та економічної роботи енергоблоків ТЕС і АЕС у всіх експлуатаційних режимах, застосовуються програмно-технічні комплекси (ПТК) автоматизованих систем управління технологічними процесами (АСУТП) [1]. Одним з найважливіших вимог до ПТК АСУТП є забезпечення надійності експлуатації енергоблоку з високими техніко-економічними показниками, на основі певного швидкодії, обумовленого швидкістю протікання технологічного процесу при виконанні заданих функцій [2].

У зв'язку з безперервним підвищенням рівня автоматизації енергоблоків, питання техніко-економічної ефективності експлуатованих і модернізованих АСУТП набувають все більшого актуального значення. Це обумовлено перш за все тим, що на апаратно-програмні та технічні засоби АСУТП витрачаються значні суми, а їх обслуговування та ремонтно-відновлювальні роботи вимагають великих витрат оперативного персоналу ТЕС і АЕС. Актуальність питань економіки при автоматизації управління технологічними процесами особливо зросла в даний час, через використання в АСУТП дорогих електронно-обчислювальних комплексів, що вимагають для свого функціонування кваліфікованого обслуговування [3].

В даний час на електростанціях практично не проводилися дослідження залежності одержуваної техніко-економічної ефективності від підвищення рівня автоматизації управління технологічним обладнанням в позаштатних аварійних режимах функціонування енергоблоку.

Основними причинами є те, що в існуючих методиках, як джерела техніко-економічної ефективності АСУТП, приймають тільки статистичні дані для розрахунку річного економічного ефекту і матеріальних витрат. Такий підхід не дозволяє враховувати в розрахунках техніко-економічної ефективності, динаміку зміни характеристик параметрів технологічного процесу, особливо при відхиленні їх від норми, в нештатних режимах

функціонування енергоблоків ТЕС і АЕС.

Як відомо [4], джерела техніко-економічної ефективності, характер і ступінь впливу АСУТП на техніко-економічні показники виробництва електроенергії залежать від функціональних, алгоритмічних, програмних і технічних рішень. Однак, у зв'язку зі специфічними особливостями роботи АСУТП в нештатних режимах роботи енергоблоку, доводиться враховувати не конкретну техніко-економічну ефективність, а її функцію від часу, характер і ступінь достовірності інформації [5]. Це висуває нові додаткові вимоги до забезпечення порівнянності розрахунків техніко-економічної ефективності з урахуванням критеріїв достовірності інформації про технологічні параметри в нештатних режимах роботи енергоблоку.

За оцінками багатьох фахівців [6, 7], автоматизація визначення та аналізу техніко-економічних показників дає суттєвий економічний ефект, обумовлений можливістю отримання достовірної та об'єктивної інформації про параметри технологічного процесу енергоблоку, в режимі реального часу.

В роботі [8], були проведені дослідження відхилення технологічних параметрів від норми, засновані на зміні електрофізичних параметрів інформаційних сигналів, які несуть аварійні ознаки. Однак отримання тільки тимчасового критерію оцінки аварійних ознак про технологічні параметри, без врахування впливу ступеня достовірності інформації, не дає об'єктивної оцінки про техніко-економічної ефективності управління енергоблоку в режимі реального часу.

Тому, своєчасна оцінка інформації про технологічні параметри, т. е. ступінь її достовірності, може істотно вплинути на режими роботи енергоблоку (наприклад: останов і зниження навантаження енергоблоку). Крім того, інформація з низьким ступенем достовірності може привести до спотворення сигналів управління і сформувані помилкові спрацьовування виконавчих механізмів, пристроїв блокувань (захистів) і перевести енергоблок в несанкціонований режим роботи [9].

Таким чином, актуальність обраного напрямку дослідження, полягає у

вивченні процесів впливу інформації з низьким ступенем достовірності про технологічні параметри на техніко-економічну ефективність автоматизованого управління в нештатних режимах роботи енергоблоку електростанції.

В роботі [10] було проведено аналіз критеріїв надійності технологічного обладнання енергоблоку (ТОЕБ) теплової та атомної електростанцій (ТЕС і АЕС). Кількісна оцінка показників надійності енергоблоку показала, що враховуються тільки сумарний час аварійної роботи технологічного електроенергетичного обладнання і кількість відмов у заданому інтервалі часу, т. е. не виявляються причини останову енергоблоку. Крім того, при розрахунках показників надійності, не враховуються критерії і ступінь достовірності інформації про характеристиках технологічних параметрів, в режимі реального часу. Такий підхід може призвести до несанкціонованих остановах енергоблоку і зниження навантаження для електроспоживачів, а, отже, до значних економічних втрат.

У роботах [11, 12] показано, що техніко-економічну ефективність від модернізації системи управління елементами технологічного обладнання енергоблоку визначають, перш за все, зменшенням збитку, що наноситься відмовами та аваріями, завдяки підвищенню надійності основного обладнання. Крім відмов технологічного обладнання, враховують також відмови технічних засобів АСУТП, наприклад елементів мікропроцесорної системи, якість роботи яких має найбільший вплив на надійність і економічність роботи технологічного обладнання енергоблоку [13].

Для оцінки техніко-економічної ефективності впровадження інноваційної системи (ІС) в роботі [14] запропонована методика, яка дозволяє розрахувати основні складові техніко-економічної ефективності від її впровадження нових елементів управління для технологічного обладнання енергоблоку.

Розроблена методика розрахунку техніко-економічної ефективності ІС, відрізняється урахуванням не тільки раптових, але і поступових відмов. Однак дана методика враховує тільки середній час напрацювання на відмову технічних засобів, не виявляючи впливів випадкового характеру, що може

привести до помилкових спрацьовувань автоматики, знижуючи надійність роботи обладнання.

В роботі [15], досліджені джерела техніко-економічної ефективності, характер і ступінь впливу АСУ на техніко-економічні показники (ТЕП) виробництва і показана залежність від функціональних, алгоритмічних, програмних і технічних рішень. Викладено особливості оцінки техніко-економічної автоматизації енергетичних об'єктів, які полягають в розрахунку економічного ефекту на основі визначення технічного ефекту по об'єкту управління, з технічних засобів управління, по обслуговуючому персоналу.

Також в роботі [16], були проведені дослідження залежності техніко-економічної ефективності від надійності функціонування електроенергетичного обладнання при остановах енергоблоку і зниження навантаження для споживачів. Показано, що техніко-економічна ефективність досягається в основному економією палива і матеріальних засобів витрачених на проведення ремонтно-відновлювальних робіт енергоблоку ТЕС і АЕС.

В роботі [17] показано, що джерелом техніко-економічної ефективності при функціонуванні АСУТП є висока швидкість виконання операцій по передачі, обробці інформації про стан параметрів технологічного процесу, видачу команд управління. Однак при цьому не передбачено проведення оперативного контролю, за інформацією з низькою вірогідністю, що може привести до видачі несанкціонованих команд управління на виконавчі механізми, системи блокувань і захистів обладнання енергоблоку.

В роботі [18], запропоновано підвищувати техніко-економічну ефективність за рахунок інтегрування апаратно-програмних і технічних засобів на основі ПТК АСУТП енергоблоку на верхньому, середньому, нижньому рівні з окремими техніко-економічними моделями. Застосування окремих моделей не дозволяють обробляти інформацію в режимі реального часу, а, отже, розрахунки техніко-економічної ефективності носять приблизний характер.

Значним фактором у підвищенні надійності та техніко-економічної ефективності при експлуатації АСУТП на енергоблоці ТЕС і АЕС є

оперативний контроль і виявлення випадкових інформаційних сигналів впливають на достовірність інформації.

В роботі [19] були проведені дослідження відхилення технологічних параметрів від норми, засновані на зміні електрофізичних параметрів інформаційних сигналів, які несуть аварійні ознаки. Однак було отримано тільки тимчасової критерій оцінки аварійних ознак про технологічні параметри, без врахування впливу ступеня достовірності інформації, що впливає на оцінку ефективності управління енергоблоком в нештатних режимах роботи.

Тому, своєчасна оцінка інформації про технологічні параметри, т. е. ступінь її достовірності, може істотно вплинути на функціонування технологічного обладнання і привести до зміни режиму роботи енергоблоку (наприклад: останов енергоблока). Крім того, інформація з низькою вірогідністю може привести до спотворення сигналів управління і сформувані помилкові спрацьовування виконавчих механізмів, пристроїв блокувань (захистів) і перевести енергоблок в несанкціонований режим роботи.

Наведені вище відмінності в оцінках техніко-економічної ефективності при впровадженні АСУТП, пояснюються відмінністю методик розрахунків; різноманіттю посилок, з яких виходили автори, а також різними умовами роботи електростанцій [19]. До них відносяться: різна ціна палива, неоднакові графіки навантаження, різна чисельність обслуговуючого персоналу, різна організаційна структура і т. П. Фактори. Характерно, що найбільш сильно в цих оцінках відрізняються дані по економії за рахунок підвищення надійності роботи енергообладнання, що свідчить про труднощі і невисокої точності оцінки відповідних джерел економії.

Проведений аналіз показав, що істотний вплив на надійність і ефективність автоматизованого управління технологічним обладнанням енергоблоку в нормальних режимах функціонування надає ступінь достовірності інформації про технологічні параметри. Однак недостатньо досліджені процеси впливу інформації з низькою вірогідністю, особливо для позаштатних режимів роботи енергоблоку, на формування сигналів управління

з ознаками аварійності.

Недостовірною інформація може сформувати несанкціоновані сигнали управління на виконавчі механізми і системи блокування і захистів, які приведуть до останову енергоблоку через помилкових спрацьовувань.

Достовірність інформації є одним з основних критеріїв надійності функціонування АСУТП при формуванні команд управління на виконавчі механізми, системи захистів і блокувань для перекладу енергоблоку в безпечний режим роботи.

Несанкціонований останов енергоблоку і зниження навантаження, призводить до значних економічних втрат (паливо, матеріали, ремонтно-відновлювальні роботи і т. Д.).

Це дозволяє стверджувати доцільність досліджень, пов'язаних з впровадженням в АСУТП вдосконалених моделей і алгоритмів, які враховують ступінь достовірності інформації в методиках для розрахунку техніко-економічної ефективності автоматизованого управління енергоблоком в позаштатних ситуаціях.

Метою роботи є підвищення ефективності автоматизованого управління енергоблоком в нештатних режимах функціонування, на основі виявлення інформації з низьким ступенем достовірності про технологічні параметри, в режимі реального часу.

Для досягнення мети були поставлені наступні науково-технічні задачі:

- удосконалити інформаційно-алгоритмічну схему ПТК АСУТП енергоблоків ТЕС і АЕС при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних режимах функціонування;
- удосконалити економіко-математичну модель для розрахунку техніко-економічного ефекту з урахуванням потоку відмов і ступеня достовірності інформації про технологічні параметри;
- удосконалити методику розрахунку техніко-економічного ефекту для автоматизованого управління енергоблоком в нештатних режимах функціонування;

- розробити і впровадити модульний блок режиму позаштатних ситуацій зв'язаний з модулем помилкових спрацьовувань і аварійних ознак для АСУТП енергоблоку;

- провести експериментальні дослідження для підтвердження теоритических результатів.

Об'єктом дослідження є технологічний процес енергоблоку при функціонуванні технологічного обладнання в позаштатних режимах.

Предметом дослідження є метод оцінки ефективності при управлінні енергоблоком електростанції в позаштатному режимі функціонування.

Методи дослідження. В роботі для розв'язання поставлених задач використані методи математичного моделювання, системного аналізу, апарат метод фрактально-кластерної теорії.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИ РОБОБІ ЕНЕРГОБЛОКУ ЕЛЕКТРОСТАНЦІ В НЕШТАТНОМУ РЕЖИМІ ФУНКЦІОНУВАННЯ

1.1 Техніко-економічні показники енергоблока електростанцій для стаціонарного режиму

Для стаціонарних режимів електростанцій основним завданням управління є підтримка заданого режиму (сталість потужності і частоти $N_g = const, f = const$) роботи при високих показниках економічності (η_c, q_c, b_y) та надійності (K_r), а також при мінімальних забрудненнях навколишнього середовища [1]. Тобто необхідно забезпечити умови при яких:

$$\left. \begin{array}{l} \eta_c = \max; \\ q_c = \min; \\ b_y = \min; \\ K_r = \max; \\ \Delta N = 0 \end{array} \right\} \quad (1.1)$$

Всі процеси, що відбуваються на ТЕС, можна звести до одного - перетворення хімічної енергії палива (Q_u^p) в електричну (N_e). В даному випадку складну схему ТЕУ ЕС можна замінити еквівалентною (без кабельної та турбінної установок, електрогенератора, трубопроводів) ТЕС, яку можна представити у вигляді моделі з зосередженими параметрами [2]. Математична модель ТЕС в даному випадку для стаціонарного режиму може бути виражена рівнянням теплового балансу:

$$BQ_u^p = N_e + \sum Q_{nom} \quad (1.2)$$

і рівнянням збереження речовини, яке для палива, що надходить в топку котла, можна записати у вигляді:

$$B_m - B_{пол} - B_{ном} = 0 \quad (1.3)$$

де: $B_m, B_{пол}, B_{ном}$ – відповідно витрати палива в топку котла, корисно використане паливо, втрати палива в котлі, кг/с.

Рівняння збереження (1.2-1.3) можуть бути доповнені рівняннями потужності турбіни і теплового балансу котла, який зв'язує витрата палива і паропроизводительность котла, які для найпростіших ПТУ мають вигляд:

$$\begin{aligned} N_e &= \left[D_0 \cdot (\eta_0 - \eta'_{nb}) + D_{nn} \cdot \Delta H_{nn} \right] \cdot \eta_{TY} \\ D_{ne} \cdot (\eta_{ne} - \eta'_{nb}) + D_{nn} \cdot \Delta H_{nn} &= B_T \cdot Q_n^p \cdot \eta_{ky} \end{aligned} \quad (1.4)$$

де: $\eta_{TY} = \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_r$ – електричний ККД турбоустановки.

Рівняння (1.2) і (1.4) доповнюються рівняннями стану водяної пари (1.5):

$$h_{ne} = f_1(P_{ne}, t_{ne}); h_{nn} = f_2(h_{xn}, \Delta H_{nn}); h'_{nb} = f_3(P_{nb}, t_{nb}) \quad (1.5)$$

або користуються табличними даними [3].

З рівняння теплового балансу ТЕУ ЕС можна отримати один з критеріїв оцінки ефективності енергоблоку електростанції – ККД у вигляді (1.6):

$$\eta_c = \frac{N_e}{B \cdot Q_n^p} = 1 - \frac{\sum Q_{ном}}{B \cdot Q_n^p} \quad (1.6)$$

Відповідно питома витрата теплоти може бути визначена за формулою (1.7):

$$q_c = \frac{B \cdot Q_H^p}{N_e} \quad (1.7)$$

Питому витрата натурального палива на станції визначають за формулою (1.8):

$$b_c = \frac{B}{N_e} \quad (1.8)$$

Питому витрата умовного палива визначають за формулою (1.9):

$$b_y = \frac{123}{\eta_c} = \frac{123}{N_e / B \cdot Q_H^p} = 123 \cdot q_c \quad (1.9)$$

Забруднення навколишнього середовища продуктами згоряння (q_3, q_4, q_6) і тепловими викидами ($q_2, q_5, \Delta Q_K$) також залежить від економічності ТЕС, тобто від η_c .

Застосовуючи метод декомпозиції (розчленування) ТЕУ ЕС КЕС можна представити у вигляді агрегатів відповідно до технологічного процесу перетворення хімічної енергії палива в електричну енергію [4].

Основними елементами (агрегатами) КЕС є: котельня установка, паропроводи гострої пари, турбінна установка, електрогенератор і трансформатор [5]. Відповідно до ККД цієї системи являє:

$$\eta_c = \eta_{my} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ky} \cdot \eta_r \cdot \eta_m (1 - \alpha_{ch}) \quad (1.10)$$

де:

$$\eta_{my} = \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m = \frac{N_M}{Q_{TY}} - \text{ККД паротурбінної установки;}$$

$$\eta_{mp} = \frac{D_0 (\eta_0 - \eta'_{nb})}{Q_{ne}} - \text{ККД паропроводу};$$

$$\eta_{ky} = \frac{D_{ne} (\eta_0 - \eta'_{nb}) + D_{nn} (\Delta H_{nn})}{B \cdot Q_n^p} - \text{ККД котельної установки};$$

$$\eta_r = N_e / N_M - \text{ККД електрогенератор};$$

$$\eta_m = N_{em} / N_e - \text{ККД трансформатора};$$

$$\alpha_{cn} = \frac{\Delta N_{cn}}{N_{em}} = \frac{\Delta N_c + \Delta N_{mn}}{N_{em}} - \text{частка витрат електричної енергії на власні}$$

потреби електростанції [6].

З урахуванням (1.6) рівняння (1.10) можна записати у вигляді (1.11):

$$\frac{N_e}{B \cdot Q_n^p} = \eta_{my} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ky} \cdot \eta_r \cdot \eta_m (1 - \alpha_{cn}) \quad (1.11)$$

1.2 Розрахунок техніко-економічних показників ефективності автоматизованого управління технологічними процесами енергоблока в стаціонарному режимі функціонування

Розрахунок техніко-економічної ефективності розробки і впровадження АСУ здійснюється в наступній послідовності [7]:

- 1) визначаються капітальні (одноразові витрати, необхідні для створення і впровадження АСУ;
- 2) Встановлюються річні експлуатаційні витрати по АСУ;
- 3) проводиться розрахунок очікуваної економії від впровадження АСУ;
- 4) визначаються підсумкові показники техніко-економічної ефективності АСУ.

Обов'язковою умовою для визначення техніко-економічної ефективності АСУ є порівняльність усіх покупців: у часі; за цінами, тарифами і ставками, використовуваним для визначення показників; за елементами витрат [8].

Одним з головних показників при розрахунку економічної ефективності впровадження АСУТП (впровадження модернізованої АСУТП) є капітальні (одноразові) витрати (K), пов'язані зі створенням і впровадженням автоматизованих систем управління [9]. Ці витрати включають:

1. Вартість придбання комплексу технічних засобів (КТ.С.), розрахована за специфікацією необхідної кількості обчислювальної техніки, приладів і технічних засобів.

2. Витрати на розробку проектної документації на АСУТП в обсязі технічних проектів і робочої документації (КПР).

Загальний комплект проектної документації включає в себе наступні рішення [10]:

- загальносистемні рішення (ЗР);
- організаційне забезпечення (ОЗ);
- інформаційне забезпечення (ІС);
- технічне забезпечення (ТЗ);
- математичне забезпечення (МЗ);
- програмне забезпечення (ПЗ).

При розробці проекту АСУТП необхідно визначити вартість розробки технічного завдання (ТЗ) [11].

Витрати, пов'язані з утриманням відрахувань (P_A) проводиться за такою формулою:

$$P_A = K \cdot H_A \quad (1.12)$$

де H_A – річна норма амортизаційних відрахувань. $H_A = 10...12\%$.

Витрати на обслуговування системи (P_C) складаються із заробітної плати (основної і додаткової) виробничого персоналу, що обслуговує систему, і відрахувань на соціальне страхування та пенсійне забезпечення [12].

Вони визначаються в розмірі 3 ... 5% від вартості системи:

$$P_C = (0,03...0,05) \cdot K \quad (1.13)$$

Витрати на поточний ремонт технічних засобів (P_p) складаються з: заробітної плати (основної і додаткової) ремонтних робітників і відрахувань на соціальне страхування та пенсійне забезпечення; вартості запасних частин і допоміжних матеріалів для ремонту і обслуговування системи [13].

Вони визначаються у вигляді 5 ... 15% від вартості системи:

$$P_p = (0,05...0,15) \cdot K \quad (1.14)$$

Інші витрати ($P_{пп}$) на експлуатацію систем (утримання будинків, їх освітлення, опалення, вентиляцію, утримання персоналу та інші витрати) можна прийняти в розмірі 10 ... 20% від суми витрат по попереднім елементам ($P_A + P_O + P_p$) або в розмірі 2 ... 3% від вартості системи [14]:

$$P_{пп} = (0,1...0,2) \cdot (P_A + P_O + P_p) \quad (1.15)$$

або:

$$P_{пп} = (0,02...0,03) \cdot K \quad (1.16)$$

Річні витрати на експлуатацію АСУТП виражаться сумою розрахованих вище витрат:

$$P_{експ} = P_A + P_O + P_p + P_{пп} \quad (1.17)$$

1.3 Розрахунок очікуваного техніко-економічної ефективності від вдосконалення АСУТП енергоблоку в нештатних режимах функціонування

Застосування обчислювальної техніки дозволяє застосовувати більш складні закони регулювання, за якими управління буде якісніше. Заміна одноконтурних схем регулювання багатоконтурними дозволяє підвищити якість управління технологічним процесом [15].

Замінюючи одноконтурні схеми регулювання на двоконтурні, знижуючи інерційність каналу регулювання заміною пневматичних ліній на електричні і застосовуючи більш складні закони регулювання (в новій системі управління це можна здійснити програмно), можна знизити витрату матеріальних і енергетичних ресурсів до 5% [16].

При визначенні річної економії і річного економічного ефекту від впровадження АСУ ТП величина собівартості визначається за яке передбачається зміни окремих видів витрат, на які впливає впровадження АСУ ТП [17].

У собівартості продукції виділяються окремі витрати: змінні ($C_{пр}$) і умовно-постійні ($C_{уп}$). Відповідно до цього собівартість продукції (C) ддорівнює:

$$C = C_{пр} + C_{уп} \quad (1.18)$$

У суму змінних витрат включаються витрати на сировину і матеріали, покупні вироби і напівфабрикати, технологічні паливо і енергія, основна і додаткова заробітна плата виробничих робітників з відрахуваннями на соціальні потреби [18].

Економія від зниження собівартості в результаті впровадження АСУТП складається з економії умовно-постійних витрат при збільшенні обсягу

виробництва і економії умовно-постійних і змінних витрат при незмінному обсязі виробництва [19].

Економія за елементами змінних витрат визначається прямим рахунком. Економія від зниження матеріальних витрат визначається за формулою (1.19):

$$\Delta C'_M = C_M \cdot v \cdot \chi \quad (1.19)$$

де C_M – витрати на сировину і матеріали до впровадження АСУТП;

v – коефіцієнт зростання продукції (якщо передбачено планом);

χ – коефіцієнт, що характеризує можливі скорочення витрат сировини і матеріалів після впровадження АСУТП (розраховується прямим рахунком за окремими матеріалами) [20].

З впровадженням АСУ стабілізуються і оптимізуються технологічні процеси у виробництві, постійно контролюється витрачання матеріалів і проводиться аналіз відхилення практичного витрати матеріалів від нормативів, що дозволяє забезпечити дотримання планових норм витрат сировини і матеріалів і доведення їх до прогресивного рівня, фактично допустимого на підприємстві [21].

Економію за рахунок зниження норм витрат сировини і матеріалів (E_M) можна за формулою:

$$E_M = (H_{P.B.} - H_{P.ПР}) \cdot \Pi \quad (1.20)$$

де $H_{P.B.}$ – норма витрат сировини і матеріалів за базовим варіантом $H_{P.ПР}$ – норма витрат сировини і матеріалів по проектуваному варіанту; Π - вартість 1 т (кг) сировини і матеріалів [22].

Розрахунок економії за рахунок зниження норм витрат сировини і матеріалів проводиться по кожному виду сировини і матеріалу, з яким є зниження проектних норм у порівнянні з базовими [23].

Загальна економія за рахунок зменшення практичного витрат сировини і матеріалів від нормативів складе:

$$E_{OB.M.} = E_{M1} + E_{M2} + E_{M3} + \dots + E_{Mn} \quad (1.21)$$

Економія по енергетичним ресурсам (E_E) на технологічні цілі після впровадження АСУ ТП визначається аналогічно економії за матеріалами:

$$E_E = (H_{P.B.} - H_{P.ПР}) \cdot Ц \quad (1.22)$$

де $H_{P.B.}$ – норма витрат енергетичних ресурсів за базовим варіантом $H_{P.ПР}$ – норма витрат енергетичних ресурсів по проектуваному варіанту; $Ц$ – вартість 1 кВт/год електроенергії (1 Гкал пару, 1 м³ води і т.д.).

Загальна економія за рахунок зменшення витрат енергетичних ресурсів складе:

$$E_{OB.E.} = E_{E1} + E_{E2} + E_{E3} + \dots + E_{En} \quad (1.23)$$

З впровадженням АСУТП частково вивільняються ІТП і управлінський персонал за рахунок зниження трудомісткості складання первинних документів, виконання розрахунків і облікових робіт, ліквідація дублювання інформації. Економія на заробітній платі в умовах функціонування ТП є наслідком вивільнення ІТП і працівників апарату управління зайнятих обробкою інформації, в результаті перекладу обробки інформації на ЕОМ [24].

Економія заробітної плати при функціонуванні АСУ ТП визначається за формулою:

$$E_{З.ПЛ.} = \Delta Ч \cdot (З_о + З_д) \cdot (1 + H_c) \quad (1.24)$$

де $\Delta Ч$ – чисельність звільнення ІТП і працівників управління в результаті економії трудових витрат в умовах АСУТП, чел; $З$ – середньорічна заробітна плата основна ($З_o$) і додаткова ($З_d$) одного працівника управління; H_c – коефіцієнт, що враховує відрахування на соціальне страхування та пенсійне забезпечення [25].

Таким чином, в результаті впровадження АСУ ТП річна економія складе:

$$E = E_{OB.M} + E_{OB.E} + E_{з.пд.} \quad (1.25)$$

1.4 Аналіз існуючих методик для оцінки техніко-економічної ефективності підсистем АСУ ТП енергоблока

Техніко-економічну ефективність АСУТП визначають наступні показники [26]:

1. Річна економія в зв'язку з функціонуванням АСУ ТП;
2. Річний економічний ефект;
3. Ефективність витрат на створення і впровадження АСУ ТП.

Річна економія (E) від функціонування АСУТП використовується для розрахунку річного економічного ефекту.

Річний економічний ефект (E_p) визначається за формулою:

$$E_p = E - P_{ЕКСПЛ} \quad (1.26)$$

де $P_{ЕКСПЛ}$ – річні витрати на експлуатацію АСУ ТП.

Ефективність витрат визначається наступними показниками [27]:

– термін окупності капітальних витрат T_p на АСУ ТП, що характеризує період часу (рік), протягом якого витрати відшкодовуються за рахунок економії витрат на виробництво.

$$T_p = K / E_p \quad (1.27)$$

де K – капітальні витрати, пов'язані зі створенням і впровадженням АСУ ТП; E_p – річний економічний ефект.

– розрахунковий коефіцієнт ефективності витрат (E_{poz}) на створення АСУ ТП:

$$E_{poz} = E_p / K = 1 / T_p \quad (1.28)$$

Розрахунковий коефіцієнт ефективності витрат (E_{poz}) зіставляється з нормативним значенням E_H в даній галузі. У разі, коли розрахунковий коефіцієнт дорівнює нормативному або перевищує його, АСУ ТП вважається досить ефективною [28].

$$E_{poz} \geq E_H \quad (1.29)$$

1.5 Аналіз критеріїв оцінки показників надійності функціонування інформаційно-керуючих систем програмно-технічних комплексів автоматизованих систем керування технологічним процесом енергоблоку електростанцій

Для автоматизації процесів виробництва, транспортування й розподілу електроенергії, електричні станції (ТЕС, АЕС) повинні бути оснащені автоматизованими системами керування [20-23].

Автоматизовані системи керування (АСУ) електроенергетичних об'єктів, що працюють в енергетичній системі, відповідно до вимог з експлуатації [24] повинні забезпечувати надійність, безпеку і стійкість енергосистеми, відповідати технічним вимогам, що встановлені для цієї системи [25].

Аналіз спеціальної й науково-технічної літератури [26] показав, що на сьогоднішній день, основною вимогою до структури, функцій і завдань АСУ електричних станцій є можливість забезпечення розв'язку інформаційних і/або керуючих завдань виробничо-технологічного, оперативно-диспетчерського й організаційно-економічного керування виробництвом, транспортуванням і розподілом електроенергії.

Розв'язок цих завдань покладають відповідно на такі АСУ електричних станцій, як: автоматизовані системи керування технологічним процесом (АСУ ТП) енергоблоку електростанції; інформаційно-вимірювальні системи; інформаційно-обчислювальні системи; керуючі обчислювальні системи; автоматизовані системи діагностики стану технологічного й електричного устаткування; системи внутрішньореакторного контролю; автоматичний контроль нейтронного потоку; автоматичні системи контролю радіаційної обстановки; засоби радіаційного контролю; системи автоматичних захистів; автоматичні системи регулювання; електронні частини систем регулювання турбін; електрогідравлічні системи регулювання турбін; автоматизовані системи диспетчерського керування та ін [27-28]. При цьому необхідно відзначити, що якщо інформаційно-вимірювальні системи здійснюють тільки вимір параметрів, збір інформації (відомостей) про технологічні об'єкти й процеси і представляють їх користувачеві за його запитом, то інформаційно-керуючі системи повинні здійснювати також обробку й при необхідності реєстрацію цієї інформації. Інформаційно-керуючі системи (ІКС), крім того, повинні здійснювати виробіток керуючих впливів, а такі ІКС, як підсистеми аварійного й попереджувального захисту, автоматичні системи регулювання, автоматизовані системи диспетчерського керування – також видачу інформаційно-керуючих впливів на об'єкт керування для приведення параметрів, що характеризують його функціонування, в експлуатаційні межі або для приведення об'єкта керування в безпечний стан.

Система АСУ електричних станцій забезпечує можливість керування енергооб'єктом, як єдиним технологічним комплексом, тому АСУ ТП

енергоблоку ТЕС і АЕС повинні бути розподіленими, багатофункціональними, вільно-програмувальними автоматизованими системами, розрахованими на тривале безперервне функціонування в реальному масштабі часу, що й реалізують необхідні функції збору, обробки й надання інформації, а також функції керування, регулювання, захисту, блокування та сигналізації [29-31].

Система АСУ ТП енергоблоку електростанції повинна створюватися, як єдина система інформації й керування на основі передових системотехнічних принципів і, як правило, на базі єдиного програмно-технічного комплексу. У тих випадках, коли АСУ ТП енергоблоком електростанції створюється на розрізнених технічних і програмних засобах, вони повинні бути сумісні між собою в частині обміну інформації й програмного забезпечення настільки, наскільки це необхідно для створення єдиної інтегрованої АСУ ТП.

Такий підхід забезпечує підвищення надійності й безпеки функціонування електроенергетичного обладнання енергоблоків ТЕС і АЕС. Система АСУ ТП енергоблоком електростанції являє собою багаторівневу систему, побудовану за ієрархічним принципом, відповідно до технологічної структури й особливостей компонування технологічного об'єкта керування.

Кількість рівнів АСУ ТП енергоблоку електростанції, а також розподіл функцій і завдань (інтелекту) між ними, залежить від структури комплексу технічних і програмних засобів, на базі якого вона створюється. У більшості випадків таких рівнів два: верхній і нижній. При експлуатації інформаційно-керуючих систем ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанції, як правило, повинні вирішуватися функції й завдання з приймання й достовірної обробки інформації при аналізі аварійних ситуацій і процесів на технологічному устаткуванні енергоблоків ТЕС і АЕС. Однією з функцій інформаційно-керуючих систем ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанції є аналіз відхилення характеристик параметрів технологічного процесу від встановлених значень, відповідних до нормального функціонування технологічного устаткування енергоблоків ТЕС та АЕС.

Особливістю процесу обробки інформації від датчиків контролю

технологічного устаткування енергоблоку електростанції є встановлення достовірності й недостовірності одержуваної інформації, що може суттєво впливати на формування сигналів керування технологічним процесом, що призводить до неправильних спрацьовувань технічних засобів підсистеми аварійного та попереджувального захисту інформаційно-керуючої системи ПТК АСУ ТП, а, отже, в цілому впливає на надійність функціонування електроенергетичного обладнання, особливо на керування парогенератором і турбогенератором енергоблоку ТЕС та АЕС.

Для характеристики надійності функціонування інформаційно-керуючих систем ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанції важливими є основні передумови до аварійних ситуацій, такі як: пошкодження, що полягають у порушенні справності технологічного устаткування енергоблоку або його елементів; відмови, а особливо, неправильні спрацьовування, що полягають у порушенні працездатності технологічного устаткування енергоблоку, або, що призводять до аварії та катастрофи [29].

Основними кількісними показниками, що характеризують надійність технологічного устаткування енергоблоку електростанції, є коефіцієнт готовності (K_e), коефіцієнт технічного використання (K_{TB}), параметр потоку відмов ($\omega(\tau)$), середній час відновлення (τ_e), ймовірність безвідмовної роботи ($P(\tau)$) [32].

Коефіцієнт технічного використання (K_{TB}) [33], який характеризує відношення часу перебування технологічного устаткування енергоблоку електростанції або його елемента в працездатному стані ξ_i до часу перебування їх у працездатному стані й часу простоїв, обумовлених технічним обслуговуванням, а також часом ремонтів за розглянутий період і визначається виразом (1.30) [33]:

$$K_{TB} = \frac{\sum_{i=1}^n \xi_i}{n \cdot \tau_e} \quad (1.30)$$

де: $\tau_e = \tau_p + \tau_o + \tau_{рем}$ – тривалість експлуатації, яка складається з часу роботи, технічного обслуговування й ремонтів;

ξ_i – часу перебування у працездатному стані.

Параметр потоку відмов, що характеризує частоту відмов, – це середня кількість відмов ремонтovanого елемента технологічного устаткування енергоблоку електростанції в одиницю часу. Приблизно параметр потоку відмов можна визначити за формулою (1.31) [33]:

$$\omega(\tau) = \frac{\sum_{i=1}^n m_i(\tau + \Delta\tau) - \sum_{i=1}^n m_i(\tau)}{n \cdot \Delta\tau} \quad (1.31)$$

де: $m_i(\tau + \Delta\tau)$ – число відмов за час $(\tau + \Delta\tau)$;

$m_i(\tau)$ – число відмов за час τ .

Необхідно відзначити, що число відмов прямо залежить від ступеня визначення достовірності інформації, про характеристики параметрів технологічного процесу електричної станції (ТЕС і АЕС), при цьому, параметр потоку помилкових спрацьовувань не повинен перевищувати 0,0011/год.

Середній час відновлення – це середній час змушеного, нерегламентованого простою, викликаного відшукуванням і усуненням однієї відмови:

$$\tau_{\text{с}} = \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M \tau_j \quad (1.32)$$

де: τ_j – час відшукування й усунення відмови j -го елемента;

M – число відмов.

Ймовірність безвідмовної роботи за час τ є ймовірність того, що технологічне устаткування енергоблоку електростанції або його елемент будуть працювати безвідмовно протягом часу τ . Наближена формула досвідченого визначення ймовірності безвідмовної роботи має вигляд (1.33):

$$P(\tau) = \frac{N(\tau)}{n} \quad (1.33)$$

де $N(\tau)$ – число об'єктів, що залишилися працездатними до кінця часу τ ;

n – число об'єктів, за якими велося спостереження.

Згадані вище коефіцієнти готовності K_z й технічного використання K_{TB} враховують тільки певні відмови й не відображають часткові відмови. Врахування часткових відмов виконується за формулою (1.34) :

$$K_q = \frac{\Delta W}{W} = \frac{\Delta N \cdot \tau_q}{N_g \cdot \tau} \quad (1.34)$$

де: $\Delta W = \Delta N \cdot \tau_q$ – величина недовідпустки електроенергії в результаті часткової відмови, кВт*год;

ΔN – зниження потужності внаслідок часткової відмови, кВт;

τ_q – тривалість часткової відмови;

N_g – встановлена потужність, кВт;

τ – планове число годин використання встановленої потужності.

Однак одним із основних показників надійності функціонування технологічне устаткування енергоблоку електростанції є коефіцієнт готовності (K_z), що характеризує ймовірність того, що технологічне устаткування або його елемент виявляться працездатними в довільний момент часу [34]. Значення коефіцієнта готовності (K_z) можна визначити за формулою (1.35) відповідно:

$$K_{\varepsilon} = \frac{\tau_0}{\tau_0 + \tau_{\varepsilon}} \quad (1.35)$$

де τ_0 – наробіток на відмову (середній час безвідмовної роботи);

τ_{ε} – середній час відновлення працездатності.

Аналіз формули (1.6) показує, що для підвищення надійності функціонування технологічного устаткування енергоблоку електростанції, коефіцієнт готовності $K_{\varepsilon} \rightarrow 1$, а цього можна домогтися при середньому часі відновлення працездатності $\tau_{\varepsilon} \rightarrow 0$, тоді ймовірність визначення аварійних ознак $P(\tau) \rightarrow 1$. Це можливо, коли відхилення характеристик технологічних параметрів, які впливають на відмову технологічного устаткування, будуть визначатися в режимі реального часу в інформаційно-керуючих системах ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанції [35].

Таким чином, зроблено висновок, що визначення відхилення характеристик параметрів технологічного процесу в режимі реального часу буде залежати від точності визначення достовірності інформації за допомогою апаратно-програмних засобів інформаційно-керуючих систем ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанції.

Тому, розглядаючи коефіцієнт готовності енергоблоку, як імовірність того, що технологічне устаткування енергоблоку або його елементи, виявляться працездатними в довільний момент часу, то його можна представити, в якості прикладу, як сукупність, що полягає з коефіцієнта готовності котла (K_{ε}^{KY}), коефіцієнта готовності турбіни (K_{ε}^T), коефіцієнта готовності електрогенератора (K_{ε}^{EG}) й коефіцієнта готовності трансформатора (K_{ε}^{TP}), тобто можна визначити як добуток коефіцієнтів готовності кожного з названих елементів (1.36) :

$$K_{\varepsilon}^B = K_{\varepsilon}^{KY} \cdot K_{\varepsilon}^T \cdot K_{\varepsilon}^{EG} \cdot K_{\varepsilon}^{TP} \quad (1.36)$$

Із виразу (1.36) робиться висновок, що надійність і безпека функціонування технологічного устаткування енергоблоку залежить від виявлення динаміки зміни характеристик параметрів технологічного процесу в передаварійній ситуації в режимі реального часу на кожному елементі (котел, турбіна, електрогенератор, трансформатор) енергоблоку електростанції.

Як відомо, до програмно-технічного комплексу (ПТК) АСУ ТП ЕБ ЕС пред'являються досить високі вимоги щодо вірогідності інформації, що вводить від датчиків контролю об'єктів (ЕБ ЕС), а саме:

- діагностування наявності напруги живлення і справності всіх пристроїв, що входять в канал проходження інформації: датчика, з'єднувальних ліній, аналого-цифрового перетворювача, модулів вводу / виводу і т.п. ;
- перевірка параметрів сигналу в межах допустимого діапазону відхилень $\pm 1.5\%$ (від хв. до макс. значення) для різних режимів функціонування ТО ЕБ ЕС;
- перевірка параметрів сигналу в межах допустимого діапазону відхилень за технологічними кордонів, які можуть залежати від поточного стані ТО ЕБ ЕС;
- перевірка того, що швидкість зміни значення сигналу знаходиться в допустимих межах, визначених з урахуванням поточного стану об'єкта управління;
- перевірка наявності (відсутності) початкового значення електричного сигналу величиною 4 мА (для датчиків сигналу 4...20 мА);
- перевірка відповідності сигналу його значенням, з урахуванням інших параметрів.

При виконанні вищевказаних умов і вимог, різниця значень сигналів порівнюється з допустимим значенням розбіжності між сигналами, а в разі досягнення, обидва сигналу оголошуються недостовірними, але інформація про значення кожного з них зберігається (де зберігається). Якщо, не виконується одна з умов, зазначених вище, сигнал оголошується недостовірним і проводиться запам'ятовування його останнього представницького значення [3].

Для перевірки достовірності троїрованих сигналів, крім операцій з кожним із сигналів вимірювань, виробляються додаткові перетворення, що дозволяють виявити недостовірний сигнал, який відкидається, а подальший до відновлення відповідає дубльованим вимірам. Недостовірна інформація повинна відтворюватись і викликати дію попереджувальної сигналізації, а керуючі впливи, пов'язані з даною інформацією, повинні блокуватися [41].

Контроль достовірності дискретної інформації забезпечується в основному порівнянням альтернативних сигналів: "включений" – "відключений". В окремих випадках достовірність сигналу визначається спеціальними алгоритмами порівняння параметрів [42].

Виявлення недостовірної інформації повинно викликати формування попереджувального сигналу. Керуючі впливи, пов'язані з даною інформацією, повинні блокуватися. Контроль достовірності, як правило, повинен проводитися з циклом введення аналогових сигналів. Для кожного з дубльованих або троїрованих каналів повинні передбачатися процедури виявлення недостовірних значень. Недостовірність фіксується індивідуально по кожному каналу, кваліфікується як подія і реєструється функцією "Реєстрація подій" (РП).

У разі недостовірності по всіх каналах (одному, двом або трьом) одного параметра повинен бути сформований узагальнений ознака недостовірності параметра, який кваліфікується як подія і реєструється функцією РП [43].

На основі достовірних значень одного параметра, отриманих за двома або трьома каналами, в кожному циклі опитування формується поточний результуюче значення параметра. Це результуюче значення має обчислюватися відповідно до технічного завдання на ПТК АСУ ТП [44].

Контроль відхилення достовірних сигналів за технологічні уставки, як правило, повинен виконуватися з циклом їх введення, або з періодом запуску програми перевірки на достовірність. Для кожного сигналу повинна передбачатися можливість завдання чотирьох і більше технологічних уставок (на підвищення або пониження в будь-якій комбінації). Значення аналогових

параметрів, для яких існують технологічні уставки, повинні контролюватися на вихід за встановлені межі і повернення до норми. Повинні формуватися ознаки виходу за уставку і повернення до норми з виключенням "брязкоту" за рахунок введення зони повернення, яка задається при розробці системи і її налаштування. Ознаки відхилення за уставку фіксуються, кваліфікуються як події і реєструються функцією РП. Корекція значень параметрів для окремих сигналів, що перераховуються в завданні на конкретний ПТК АСУ ТП, виконується розрахунковим шляхом з циклом їх введення в ПТК.

Аналіз застосовуваних апаратно – технічних засобів ПТК АСУ ТП ЕБ ЕС, показує, що процес встановлення відхилення технологічних параметрів від встановлених значень (уставок) відбувається відповідно до алгоритмів, які побудовані на статичних, простих моделях, де не враховуються випадкові зміни параметрів і перехідні процеси в режимі реального часу (життєві цикли протікання конкретних параметрів технологічного процесу) і не відбивається вплив на технологічний процес значень вхідних впливів не тільки в даний, але і в минулий моменти часу, тобто коли всі процеси в об'єкті управління (ЕБ ЕС) або їх частину, повинні описуватися випадковими функціями часу.

Для вирішення цієї проблеми, тобто визначення достовірності або недостовірності інформації, отриманої після обробки в ПТК АСУ ТП ЕБ ЕС і на підставі якої формуються керуючі командні сигнали, необхідно використовувати складний математичний апарат теорії ймовірності та математичної статистики, що в реальних умовах дуже важко і дорого, а іноді просто неможливо (н-р: при вивченні поведінки системи в аварійних ситуаціях). Досвід показує, що такі дослідження, зі змінами ХП ТП, можна проводити на стадії розробки і випробувань, або ж в період після капітального ремонту та регламенту ТО ЕБ [8].

Технічна реалізація по виявленню відхилення технологічних параметрів від встановлених значень, проводиться в уніфікованому комплексі технічних засобів (УКТЗ), структурно - функціональна схема роботи АСУ ТП ПТК (рис. 1.1.).

Сигнали, що надходять з датчиків первинних джерел інформації (ПДІ) про функціональний стан технологічного обладнання ТО ЕБ ЕС, надходять на підсистему АЗ ПЗ АСУ ТП ЕБ ЕС на входи блоків аналогово - дискретних перетворювачів (АДП), розташованих в базових шафах УКТС і далі в блоці перетворення сигналів (БПС) аналоговий сигнал перетворюється в дискретний і передається у вигляді цифрового коду в блок логічний (БЛ), де здійснюється порівняння сигналу, з уставкой з пам'яті даних (ПД), що відповідає заданому значенню пара метра (рис. 1.2.).

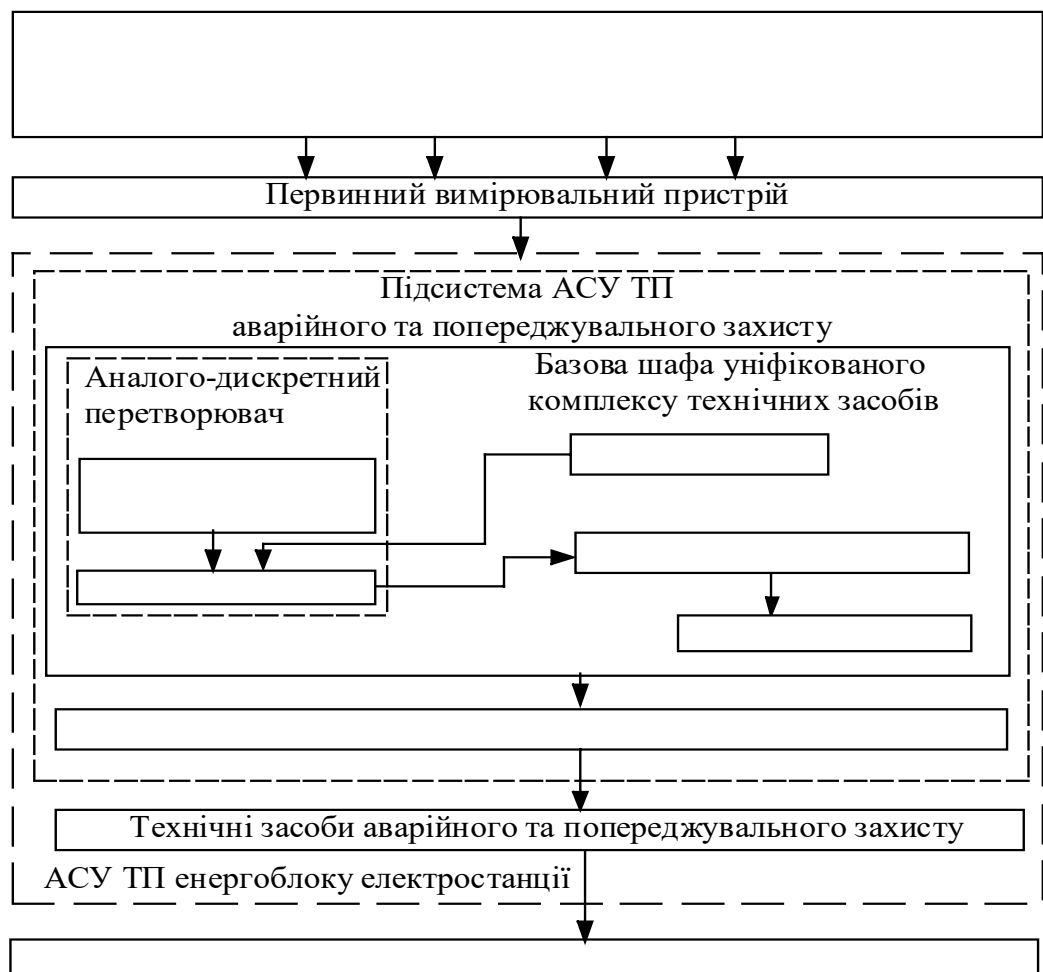


Рисунок 1.1. – Структурно – функціональна схема роботи АСУ ТП ПТК

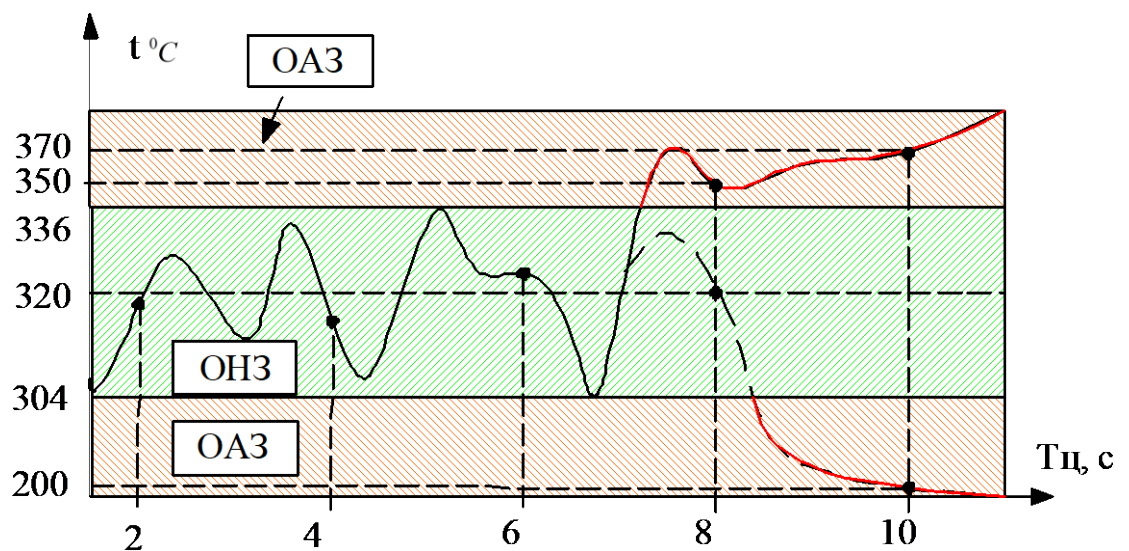


Рисунок 1.2 – Графік зміни температури теплоносія першого контуру реактору ВВЕР-1000 енергоблоку АЕС

При відхиленні значення параметра від заданого значення (уставки) на виході АДП формується дискретний сигнал, відповідний значенням логічної «1». Сигнали від кожного з АДП надходять на входи блоку формування команд (БФК), в якому здійснюється їх обробка за мажоритарним принципом «2 з 4». У разі формування на виходах будь-яких двох з чотирьох АДП сигналів, що відповідають рівню логічної «1», на виході БФК з'являється сигнал логічної «1», який надходить в блоки реле вихідних (БРВ), де формуються дискретні сигнали, для передачі в шафу формування сигналів (ШФС) команд управління (КУ) на схеми захистів і сигналізації [9].

Таким чином, функціонування технічних засобів уніфікованого комплексу технічних засобів дозволяє визначати відхилення характеристик параметрів технологічного процесу ХП ТП тільки по заздалегідь встановленим значенням (уставками, н-р: температура теплоносія першого контуру 320°C ; уставка $\min = 304^{\circ}\text{C}$, уставка $\max = 336^{\circ}\text{C}$) величин ХП ТП в строго певні моменти часу (н-р: 2с , 4с , 6с , 8с ... $nT + 2\text{с}$), як показано на рисунку 1.2.

При такому підході, описаному вище, не представляється можливим відстежити значні відхилення ХП ТП в інші моменти часу зміни ХП ТП, що може привести до недостовірної оцінки інформації про відхилення ХП ТП,

тому що не контролюватиметься динаміка зміни ХП ТП при досягненні значних відхилень ХП ТП від норми, що спричинить за собою збільшення помилкових спрацьовувань по недостовірної інформації, а, отже, вплине на число відмов функціонування ТО ЕБ ЕС, а, як наслідок, призведе до зниження надійності функціонування технологічного обладнання ЕБ ЕС [10].

Одним з основних завдань автоматизованих інформаційно-керуючих систем ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанцій (ТЕС і АЕС) є забезпечення надійності роботи електроенергетичного обладнання енерголоків ТЕС і АЕС при одночасному виявленні відхилення величин характеристик технологічних параметрів, що дозволяє виявляти їхні аварійні ознаки в нештатних режимах функціонування в режимі реального часу.

Розглянутий нижче як приклад критерій оптимального управління інформаційно-керуючої системи ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанції в нормальному режимі функціонування, описуваний виразом (1.8), показує, що для визначення відхилення характеристик технологічних параметрів (Δx_i), обираються тільки усереднені значення перевищення величини параметра ($\bar{x}_{ус\ перев}$) щодо допустимого значення відхилення ($x_{i\ доп}$) за інтервал часу $\Delta t = t_{\gamma 2} - t_{\gamma 1}$, який фіксується тільки початковим та кінцевим моментом часу, що в цілому призводить до неточності в розрахунках, а, отже, впливає на надійність роботи технологічного устаткування [35].

$$\eta_{пуску} = \frac{A}{\tau} \prod_{i=1}^{i=k} \left[1 + \alpha_i \left(x_{i\ доп} - \frac{\sum_{\gamma=1}^{\gamma=r} \int_{t_{\gamma 2}}^{t_{\gamma 1}} x_i dt}{\sum_{\gamma=1}^{\gamma=r} (t_{\gamma 2} - t_{\gamma 1})} \right) \left(\frac{1 + \operatorname{sig} n(x_{i\ max} - x_{i\ доп})}{2} \right) \right] \quad (1.37)$$

де A – коефіцієнт пропорційності;

τ – час пуску;

α_i – коефіцієнт, що враховує зменшення $\eta_{\text{пуску}}$ при підвищенні допустимого граничного значення i -го параметра прогріву;

$x_{i \text{ доп}}$ – допустиме відхилення параметра;

$x_{i \text{ max}}$ – максимальне відхилення параметра за період пуску;

$t_{\gamma 1}$ і $t_{\gamma 2}$ – моменти початку й кінця перевищення параметром допустимого значення $x_{i \text{ доп}}$;

r – число цих перевищень при пуску.

Виходячи із вищепроведеного аналізу показників надійності, основними вимогами до надійності функціонування інформаційно-керуючої системи ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанції на сьогодні є:

- інформаційно-керуючі системи ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанції повинні створюватися як відновлювані й ремонтпридатні системи, розраховані на тривале функціонування [35];

- при експлуатації інформаційно-керуючих систем ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанції повинні бути використані наступні способи підвищення надійності: наявність апаратної, інформаційної, функціональної й алгоритмічної надлишковості; застосування відмовостійких структур; діагностика технічних засобів і програмного забезпечення; захист від видачі неправильних команд і використання недостовірної інформації; передача й обробка інформації в цифровій формі, використання спеціальних кодів для захисту інформації в процесі обміну і при необхідності контроль доставки інформації; контроль інформації на вході, використання надлишковості "два із двох", "два із трьох" у найбільш відповідальних випадках [36].

Тому зроблено висновок, що проблема підвищення надійності функціонування інформаційно-керуючих систем ПТК АСУ ТП енергоблоку електростанції є актуальною.

1.6 Постановка задач дослідження

Аналіз існуючих методик по розрахунку техніко-економічної ефективності показав, що основні недоліки виникають через відсутність оперативного обліку і контролю зміни характеристик технологічних параметрів технологічного обладнання енергоблоку при його функціонуванні в позаштатному режимі.

Тому в роботі необхідно вирішити наступні науково-технічні задачі:

- розробити варіант структурної схеми АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних ситуаціях;
- розробити інформаційно-алгоритмічну схему АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних режимах;
- розробити схему інформаційних потоків для додаткового техніко-економічного модуля при сполученні з АСУТП енергоблоку Зміївської ТЕС в позаштатному режимі функціонування;
- розробити методику для розрахунку техніко-економічного ефекту на основі єдиної інтегрованої економіко-математичної моделі як протягом року, так і в режимі реального часу при експлуатації АСУТП енергоблоку електростанції в позаштатних ситуаціях.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

1. Аналіз існуючих методик по розрахунку техніко-економічної ефективності при роботі енергоблоку показав, що вони не враховують показники про зміну і відхиленні характеристик технологічних параметрів технологічного обладнання в нештатних режимах функціонування в режимі реального часу.

2. При розрахунках техніко-економічної ефективності, в існуючих методиках відсутня єдина інтегрована математична модель на основі врахування інформації про помилкові спрацьовування і відмови технологічного обладнання енергоблоку, що може привести до останову енергоблоку і його подальшого повторного пуску.

РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРИ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ В ПОЗАШТАТНИХ РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ

2.1 Обґрунтування структури АСУТП енергоблоку в штатних і позаштатних режимах функціонування

При розробці структури АСУТП енергоблоку характерною особливістю є контроль параметрів технологічного процесу в режимі реального часу з урахуванням критерію оптимальності управління [1].

До теперішнього часу найбільшого поширення набули структури АСУТП енергоблоком в штатному режимі, де основна обробка інформації здійснюється в центральному керуючому пристрої (ЦКП) (рис.2.1).



Рисунок 2.1 – Варіант структурної схеми АСУТП енергоблоку з повністю централізованою системою обробки інформації в штатному режимі функціонування

При такому підході, знижується швидкодія обробки даних про зміну технологічних параметрів, що впливає на оперативність формування керуючих сигналів на виконавчі механізми, регулюючі та запірні органи [2].

Тому в роботі запропоновано структуру АСУТП, де частково інформація обробляється в ЦКП, а частково з датчиків контролю передається

безпосередньо на логічні та аналогові автомати, пристрої технологічного захисту (рис. 2.2) [3].

При такій системі управління центральний пристрій виконано у вигляді керуючої обчислювальної машини, яка дозволяє змінювати завдання локальних регуляторів, координувати роботу логічних автоматів, контролювати хід виконання операцій управління [4].

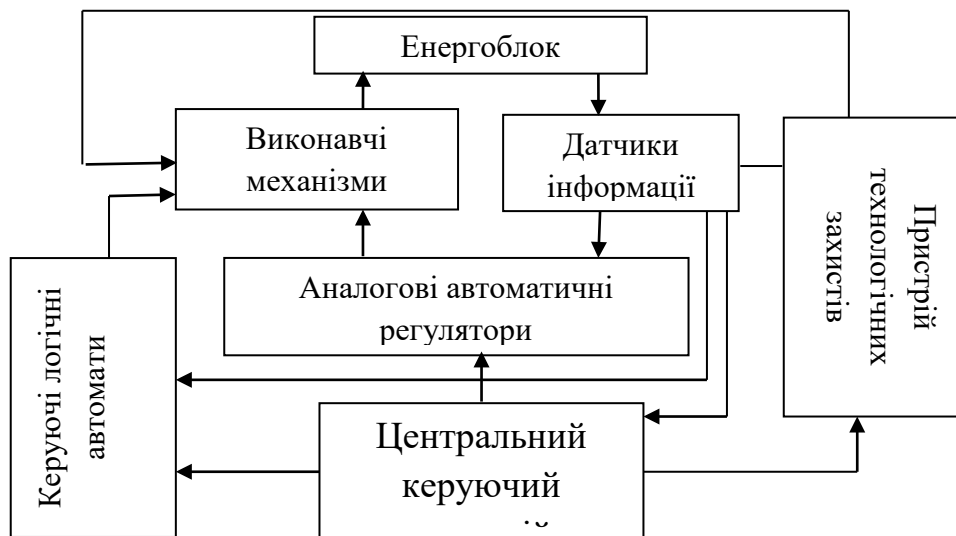


Рисунок 2.2 – Варіант структурної схеми АСУТП енергоблоку з частково децентралізованою системою обробки інформації в штатному режимі функціонування

Необхідно зауважити, що основною проблемою забезпечення нормальної експлуатації енергоблоку ТЕС і АЕС є контроль інформації на достовірність при переході енергоблоку в нештатний аварійний режим функціонування. Сучасні атомні і теплові електростанції, характеризуються великим обсягом дискретного управління, особливо в нестационарних позаштатних режимах (несанкціонований останов і наступний повторний пуск енергоблока) [5].

Несанкціонований останов і наступний повторний пуск енергоблока може проводитися через помилкові спрацьовування блокування і захисти. Тому

в структурних схемах АСУТП для штатних режимів необхідно додатково включати структурні елементи у вигляді окремих модулів для перевірки інформації на ступінь достовірності. Також, необхідно контролювати відхилення параметрів технологічного процесу від норми в нестационарних позаштатних режимах [6].

У зв'язку з цим, було запропоновано виконувати завдання автоматизованого управління енергоблоком в нештатних режимах на основі штатної схеми АСУТП з використанням додаткового модульного блоку режиму позаштатних ситуацій (МБ РПШС) (рис. 2.3). Даний модуль МБ РПШС дозволить забезпечити ефективне управління енергоблоком на основі удосконалення програмно-технічних засобів і математичних моделей для випадкових експлуатаційних збурень, що реалізуються в режимі реального часу [7].

Таким чином, варіант структурної схеми АСУТП енергоблоку при його функціонуванні в позаштатних аварійних режимах, з урахуванням модульного блоку РПШС, може мати вигляд, представлений на рис. 2.3.

У пропонованому варіанті структурної схеми АСУТП обґрунтованість і достовірність отриманих інформаційних сигналів управління повинна відповідати алгоритму управління технологічним процесом в режимі реального часу [8].

Така структура АСУТП при роботі енергоблоку в позаштатних аварійних режимах функціонування електроенергетичного обладнання дозволяє на всіх рівнях управління враховувати наступні фактори:

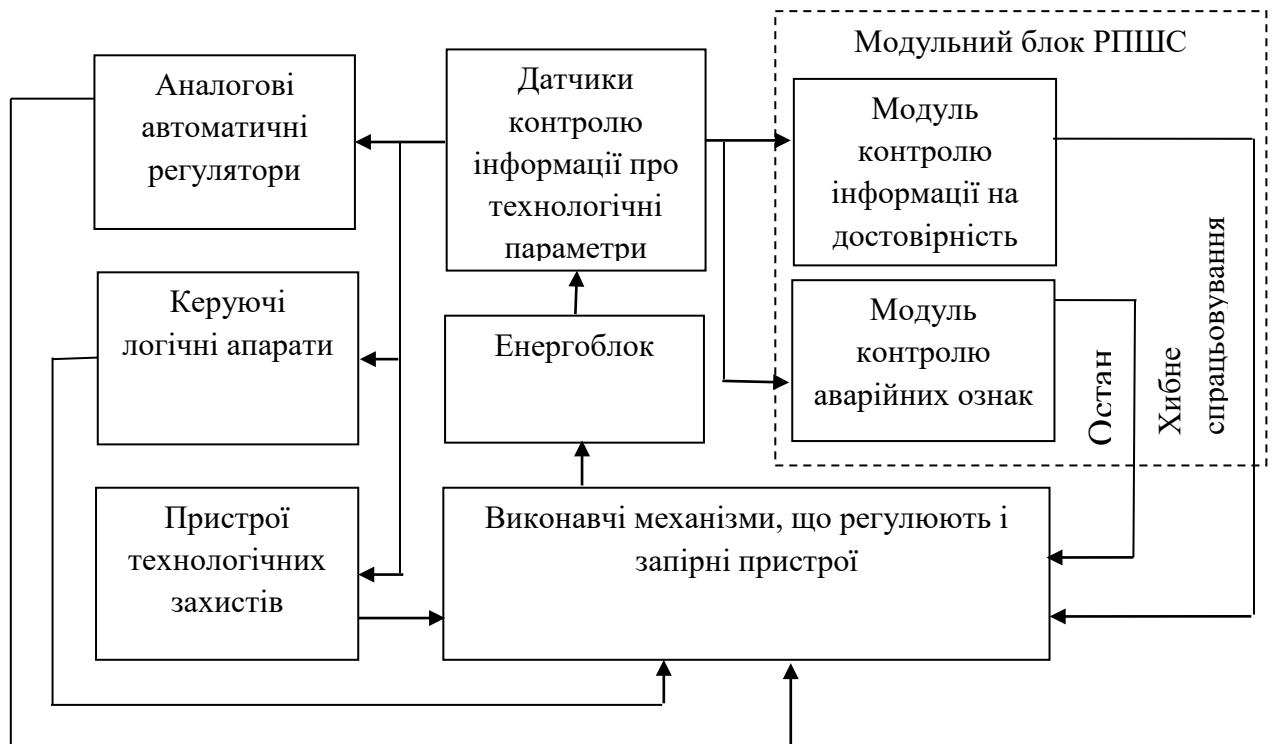


Рисунок 2.3 – Варіант структурної схеми АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних ситуаціях

1. Стабілізацію процесів по заданим режимним значенням технологічними параметрами і забезпечити безпеку роботи технологічного обладнання за допомогою автоматичних регуляторів, контрольно-вимірювальних приладів, автоматичних захистів.

2. Проведення режимної корекції системи управління (зміна налаштувань регуляторів, перемикання при нестационарних режимах або при зміні виду палива) відповідно до режимних карт, технічних інструкцій по експлуатації.

3. Адаптація алгоритмів при зміні властивостей об'єкта (оптимізувати параметри алгоритмів корекції) на основі режимних карт та інструкцій.

4. Визначення показників техніко-економічної ефективності і якості протікання технологічного процесу, їх аналіз, прийняття рішень, складання звітності [9].

Для реалізації перерахованих вище факторів і рішення задач управління в позаштатних аварійних режимах, пропонується варіант побудови інформаційно-алгоритмічної схеми для структури АСУТП енергоблоком (рис. 2.4) [10].

Необхідно розглянути особливості роботи інформаційно-алгоритмічної схеми АСУТП при функціонуванні електроенергетичного обладнання для позаштатних режимів роботи енергоблоку [11].

При зборі дискретної інформації і первинній обробці вимірювальної інформації, для контролю за достовірністю інформації про параметри технологічного процесу, цифрові дані додатково спрямовуються в модуль контролю інформації на достовірність (МКІД) (рис. 2.3).

У модулі МКІД формується керуючий сигнал «Помилкове спрацьовування» для уточнення динамічних і імовірнісних характеристик або «Зупинка енергоблоку» на виявлення умов переходу під час пуску і на виконавчі пристрої технічного захисту енергоблоку [12].

При виявленні аварійних подій з допомогою аварійних реєстраторів для аналізу і прийняття рішень додатково цифрові дані направляються в модуль контролю аварійних ознак (МКАО).

У модулі МКАО в результаті обробки цифрового коду формується і видається керуючий сигнал на зміну режиму функціонування електроенергетичного обладнання, тобто перекладу енергоблоку в нештатний режим функціонування [13].

Таким чином, наукове обґрунтування структури АСУТП енергоблоку в штатних і позаштатних ситуаціях дозволяє зробити висновок про можливість таких структур, виявляти помилкові спрацьовування обладнання та недостовірну інформацію про технологічні параметри [14].



Рисунок 2.4 – Інформаційно-алгоритмічна схема АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних режимах

2.2 Підходи удосконалення методики розрахунку техніко-економічного ефекту для автоматизованого управління енергоблоку

Складовою підвищення надійності і економічності роботи енергоблоку електростанції є [15]:

- точніше позичена технологічних параметрів в нормі, від яких залежить надійність роботи обладнання енергоблоку;
- зменшення термічних напружень при пусках;
- розвинена система діагностики обладнання;
- забезпечення високої надійності оператора, яка визначається удосконаленням організації його взаємодії з технікою з урахуванням психофізичних можливостей людини;
- скорочення відхилень технологічних параметрів, від яких залежить коефіцієнта корисної дії (ККД) енергоблоку;
- підвищення середнього рівня технологічних параметрів, від яких залежить ККД енергоблоку;
- оптимізація технологічних режимів;
- оперативна реакція персоналу на відхилення від норми економічних показників;
- скорочення втрат тепла при пуску.

При цьому економічними вимогами до технічних засобів є:

- мінімальні капітальні вкладення на створення комплексу технічних засобів (КТС);
- мінімальні виробничі площі для розміщення КТС;
- мінімальні витрати на допоміжне обладнання.

При створенні АСУТП електроенергетичних об'єктів використовують принцип економічного характеру, який визначає вибір математичних методів і моделей, склад використовуваної інформації, необхідні технічні комплекси і програмні засоби [16].

Забезпечення техніко-економічної ефективності застосування МПМ

ПТК АСУ ТП запропоновано досягати вирішенням наступних завдань [17]:

1. Економічністю інформації за рахунок мінімальної вартості при її обробці, зберіганні, передачі і скорочення обсягу даних, а також вибором найкращих форм представлення команд, операцій і кодів.

2. Організацією оперативного управління технологічним процесом за рахунок своєчасного вибору і прийняття варіантів оптимальних рішень.

3. Зменшенням числа відмов і помилкових спрацьовувань при своєчасному виявленні інформації з низькою вірогідністю.

4. Зниженням витрат на дорогу обчислювальну техніку, шляхом впровадження модульного принципу вирішення завдань і функцій АСУТП енергоблоку ТЕС і АЕС в режимі реального часу.

5. Скороченням оперативного персоналу за рахунок забезпечення виконання функцій управління сучасними високоефективними технічними засобами, які мають високу швидкість виконання операцій і видачі команд управління.

6. Зниженням кількості передаварійних і аварійних ситуацій за рахунок оперативного контролю і впливу на відхилення технологічних параметрів технологічного процесу енергоблоку від норми [18].

2.3 Вибір критеріїв оцінки техніко-економічного ефекту в нештатних режимах роботи енергоблоку

Як відомо [1-4], на сьогоднішній день, розрахунки та обґрунтування техніко-економічної ефективності систем автоматизації з управління технологічними процесами на енергоблоках проводяться на основі «Типовий методики визначення економічної ефективності капітальних вкладень».

У даній методиці [5], в якості основних показників ефективності застосування систем автоматизації приймаються поточні експлуатаційні і одноразові капітальні витрати на створення і впровадження АСУТП.

Аналіз методик розрахунку техніко-економічного ефекту автоматизованого управління, проведений на основі робіт [1-4, 14] показують, що найбільш доцільним є обчислення річного економічного ефекту E_{aef} в залежності від річної економії. В якості додаткових умов враховуються експлуатаційні та економічні витрати на технічні та апаратно-програмні засоби АСУ відповідно до виразу (2.1):

$$E_{aef} = \Delta U - E_n \cdot \Delta Q, \text{ UAH} \quad (2.1)$$

де ΔU – річна економія експлуатаційних витрат АСУ ТП ТЕС і АЕС;

E_n – нормативний коефіцієнт техніко-економічної ефективності (для електроенергетики $E_n=0,15$);

ΔQ – додаткові експлуатаційні економічні витрати на технічні та апаратно-програмні засоби АСУТП ТЕС і АЕС.

Відзначимо, що в існуючих методиках з розрахунку економічного ефекту складові річної економії ΔU ґрунтуються на статистичних даних за рік і не враховують поточні зміни в нештатних режимах роботи енергоблоку [19].

Крім того, дана методика не дозволяє враховувати характеристики

параметрів з низьким ступенем достовірності, яка істотно впливає на число відмов технологічного обладнання в позаштатних режимах. Внаслідок цього, вихід з ладу технологічного обладнання енергоблоку може привести до значних економічних втрат, наприклад добовий простий енергоблоку ТЕС в еквіваленті оцінюється 250 ... 300 тис. Дол. США, а його повторний пуск до 150 тис. Дол. США [12].

Таким чином, для вдосконалення методики розрахунку економічного ефекту необхідно вибрати критерії оцінки, які будуть враховувати ступінь достовірності інформації в режимі реального часу. При цьому, техніко-економічна ефективність впровадження мікропроцесорних модулів для оцінки інформації з низькою вірогідністю повинна ґрунтуватися на порівнянні з вихідним рівнем автоматизації технологічного процесу [20].

Тому, необхідно вибрати і запропонувати критерії для розрахунку економії ΔU_{rtm} , в режимі реального часу, для позаштатних режимів функціонування енергоблоку, особливо при зупинці і зниженні навантаження енергоблоку через помилкових спрацьовувань.

Для розрахунку економічного ефекту запропоновано враховувати наступні складові економії ΔU_{rtm} в режимі реального часу:

- економія через зміни витрати енергії на власні потреби енергоблоку при його остановах і повторному пуску;
- економія через зміни експлуатаційного ККД енергоблоку при виявленні аварійних ознаках про відхилення технологічних параметрів.

Розглянемо, який вплив виявляється на економію ΔU_{rtm} в режимі реального часу через зміни витрати енергії на власні потреби енергоблоку ΔU_{ON} при його остановах і повторному пуску.

Як відомо [4], витрата енергії на власні потреби енергоблоку залежить від енергії, витраченої на виробництво електроенергії ΔW_{PG} , і пуску енергоблоку W_{PUS} , та визначається виразом (2.2):

$$\Delta W_{ON} = W_{PG} + W_{PUS}, \quad (2.2)$$

де W_{PG} – енергія, витрачена на виробництво електроенергії;

W_{PUS} – енергія, витрачена на пуск енергоблока.

Витрата електроенергії W_{PG} на власні потреби (ВП), що відносяться на виробництво електроенергії, тис. кВт · год визначається виразом (2.3):

$$W_{PG} = (E_b^{ON} + E_{pg}^{ON}) \cdot K_{pg} + E_t^{ON}, \quad (2.3)$$

де E_b^{ON} – витрата електроенергії на ВП котла, тис. кВт·год;

E_{pg}^{ON} – витрата електроенергії на ВП блоку при прийомі перетікання тепла, віднесений на виробництво електроенергії, тис. кВт·год;

K_{pg} – частка електричних ВП котла, віднесена на виробництво електроенергії;

E_t^{ON} – витрата електроенергії на ВП турбоагрегату, тис. кВт·год.

Після зупинки енергоблоку відбувається його повторний пуск, при якому кількість витраченої електроенергії на пуск енергоблока буде визначатися виразами (2.4), (2.5):

$$W_{PUS} = E_{PP}^{ON} + (N_{wt} + N_{st} + N_{bi} - N_{pp} - N_{fg} - N_{tfg}) \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (2.4)$$

$$E_{PP}^{ON} = [l_{wt} \cdot N_{tw} + l_f \cdot N_{tf} + l_{sf} \cdot (N_{ft} + N_{bp}) \cdot \tau_0] + E_{him} \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (2.5)$$

де E_{PP}^{ON} – витрата електроенергії загальностанційного ВП, що відносяться до енергоблоку;

N_{wt} – потужність робочого трансформатора ВП енергоблоку, кВт;

N_{st} – потужність резервного трансформатора ВП енергоблоку, кВт;

N_{bi} – потужність кожного резервного введення харчування на кожну секцію 6 кВ ВП енергоблоку, кВт;

N_{pp} – потужність кожного трансформатора (механізму) ВП, підключеного до секцій живлення ВП даного енергоблоку;

N_{fg} – потужність повітродувки і насосів сіркоочистки димових газів, кВт;

N_{tfg} – потужність електродвигуна димососа азотоочистки димових газів, кВт;

l_{wt} – частка загальностанційного ВП, пов'язаних з водопідготовкою, яка відноситься до даного енергоблоку;

N_{tw} – потужність трансформаторів хімоводоочищення, кВт;

l_f – частка загальностанційного ВП, пов'язаних з мазутним господарством, яка відноситься до даного енергоблоку;

N_{tf} – потужність трансформаторів мазутного господарства, кВт;

l_{sf} – частка загальностанційного ВП, пов'язаних з твердим паливом, що відносяться до даного енергоблоку;

N_{ft} – потужність трансформаторів подачі палива, кВт;

N_{bp} – потужність кожного багерних насосів;

E_{him} – витрата електроенергії на інші механізми теплофікаційної установки визначається виразом.

Отже, виходячи з вищевикладеного, витрата ЕЕ на власні потреби енергоблоку залежить від ЕЕ, витраченої на повторний пуск енергоблоку після зупинки, т. е. залежить від числа відмов енергоблоку через помилкових спрацьовувань. Зважаючи на це, економію через зміни витрати електроенергії на ВП ΔU_{ON} енергоблоку при його зупинці, яка залежить від кількості повторних пусків при відмовах енергоблоку через помилкових спрацьовувань, запропоновано визначати виразом (2.6):

$$\Delta U_{ON} = \Delta n \cdot (W_{PG} - W_{PUS}) \cdot S_{EL}, \quad (2.6)$$

де: $\Delta n = n(t_2) - n(t_1)$ – кількість прогнозованих відмов енергоблоку,

зафіксованих відповідно по закінченню часу t_1 і t_2 , які призводять до останову енергоблоку;

$S_{EL} = b_{el} \cdot z_f$ – середня паливна складова собівартості корисної відпущеної електроенергії енергоблоком;

b_{el} – питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії;

z_f – ціна палива на виробництво електроенергії.

Як впливає з роботи [19], кількість відмов енергоблоку визначається параметром потоку відмов $\Delta n \cong P(t)$.

В роботі [19] досліджувалася залежність потоку відмов $P(t)$ від кількості помилкових спрацьовувань N_{FA} і було отримано вираз (2.7):

$$P(t) = \frac{N_{FA}(T_c + \Delta T) - N_{FA} \left[T_c - \left(\frac{\ln \Delta d_{fi}}{(\ln^2 2) |\Delta I_{\Sigma is}|} - \Delta T \right) \right]}{(T_c + \Delta T) - \left[T_c - \left(\frac{\ln \Delta d_{fi}}{(\ln^2 2) |\Delta I_{\Sigma is}|} - \Delta T \right) \right]}, \quad (2.7)$$

де N_{FA} – число помилкових спрацьовувань;

T_c – час циклу;

$\Delta T = t_2 - t_1$ – приріст часу, коли фіксуються помилкові спрацьовування по закінченню t_1 та t_2 ;

$\Delta I_{\Sigma is}$ – приріст кількості інформації, що характеризує ступінь достовірності;

Δd_{fi} – зміна інформаційної фрактальної розмірності.

Тоді, підставляючи формулу (2.7) в (2.6), і з огляду на середню паливну складову S_{EL} , отримуємо вираз (2.8):

$$\Delta U_{ON} = (W_{PG} - W_{PUS}) \cdot b_{el} \cdot z_f \cdot \left[\frac{N_{FA}(T_c + \Delta T) - N_{FA} \left[T_c - \left(\frac{\ln \Delta d_{fi}}{(\ln^2 2) |\Delta I_{\Sigma is}|} - \Delta T \right) \right]}{(T_c + \Delta T) - \left[T_c - \left(\frac{\ln \Delta d_{fi}}{(\ln^2 2) |\Delta I_{\Sigma is}|} - \Delta T \right) \right]} \right]. \quad (2.8)$$

З виразу (2.8) видно, що економія через зміни витрати електроенергії на власні потреби залежить від зменшення витрат електроенергії, витраченої на повторний пуск енергоблоку після його зупинки. Це досягається зниженням кількості несанкціонованих відмов енергоблоку при виявленні і обліку помилкових спрацьовувань виконавчих механізмів блокувань і захистів технологічного обладнання енергоблоку. Розглянемо економію через зміни експлуатаційного ККД енергоблоку, яка згідно [9] визначається виразом (2.9):

$$\Delta U_{\eta} = S_{af} \cdot W_{ra} \cdot \eta_E, \quad (2.9)$$

де $S_{af} = b_e \cdot z_{fc}$ – середня паливна складова собівартості полезноотпущенной електроенергії;

b_e – питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії;

z_{fc} – паливна складова;

$W_{ra} = h_y \cdot f \cdot N_{nom}$ – відпущений кількість електроенергії енергоблоком за рік;

h_y – число годин використання встановленої потужності;

f – коефіцієнт використання встановленої потужності;

N_{av}/N_{nom} ; N_{nom} – номінальне навантаження енергоблоку;

η_E – ККД енергоблоку при нормальному режимі функціонування без відхилення параметрів від норми.

Як відомо [1], при нормальному режимі функціонування енергоблоку ККД енергоблоку описується виразами (2.10), (2.11):

$$\eta_E = \frac{A}{\tau} \prod_{i=1}^{i=k} \left[1 + \alpha_i (x_{iad} - x_{ax}) \left(\frac{1 + \text{sign}(x_{i\max} - x_{iad})}{2} \right) \right], \quad (2.10)$$

$$x_{ax} = \frac{\sum_{\gamma=1}^r \int_{t_{\gamma 2}}^{t_{\gamma 1}} x_i dt}{\sum_{\gamma=1}^r (t_{\gamma 2} - t_{\gamma 1})}, \quad (2.11)$$

де A – коефіцієнт пропорційності;

τ – час пуску;

α_i – коефіцієнт, який враховує зменшення при збільшенні допустимого граничного значення i -го параметра пр го параметра прогріву огрева;

x_{iad} – допустиме відхилення параметра;

x_{ax} – усереднене значення перевищення параметра за час його відхилення від x_{iad} ;

x_{imax} – максимальне відхилення параметра за період пуску;

t_{y1} и t_{y2} – моменти початку і кінця перевищення параметром допустимого значення x_{iad} ;

r – число перевищень при пуску.

З виразів (2.10), (2.11) видно, що для визначення відхилення параметрів від норми Δx_i вибираються тільки усереднені значення перевищення величини параметра x_{ax} , щодо допустимого значення відхилення x_{iad} за інтервал часу $\Delta t = t_{y2} - t_{y1}$. Це фіксується тільки початковим і кінцевим моментом часу, що в цілому призводить до неточності в розрахунках ККД енергоблоку [21].

Тому, для x_{ax} в натуральному вираженні (2.11) необхідно враховувати час повернення τ_f характеристик технологічних параметрів до нормованих значень, тобто враховувати аварійні ознаки (2.12):

$$x_{axf} = \frac{\sum_{\gamma=1}^r \int_{t_{\gamma 2}}^{t_{\gamma 1}} x_i dt}{\sum_{\gamma=1}^r (t_{\gamma 2} + \tau_f) - t_{\gamma 1}}, \quad (2.12)$$

де τ_f – час повернення характеристик технологічних параметрів до нормованих ($\tau_f \leq t_{y1}$) або аварійним значенням ($\tau_f > t_{y1}$). Тому, з огляду на час повернення параметрів до нормованих значень з виразу (2.12), отримуємо значення ККД енергоблоку з урахуванням аварійних ознак, тобто відхилення технологічних параметрів від норми (2.13).

$$\eta_{cr} = \frac{A}{\tau} \prod_{i=1}^{i=k} \left[1 + \alpha_i \left(x_{iad} - \frac{\sum_{\gamma=1}^r \int_{t_{\gamma 2}}^{t_{\gamma 1}} x_i dt}{\sum_{\gamma=1}^r (t_{\gamma 2} + \tau_f) - t_{\gamma 1}} \right) \left(\frac{1 + \text{sign}(x_{i \max} - x_{iad})}{2} \right) \right], \quad (2.13)$$

Звідки відносна зміна ККД енергоблоку з урахуванням аварійних ознак, тобто відхилення параметрів від норми, набуде вигляду (2.14):

$$\frac{\Delta \eta_E}{\eta_E} = \frac{\eta_E - \eta_{cr}}{\eta_E}. \quad (2.14)$$

Тоді, вираз (2.9) з урахуванням (2.13) і (2.14) набуде вигляду (2.15):

$$\Delta U_{\eta} = S_{af} \cdot W_{ra} \cdot \frac{\eta_E - \eta_{cr}}{\eta_E}. \quad (2.15)$$

Отримуємо, що економія через зміни експлуатаційного ККД енергоблоку ΔU_{η} , залежить від обліку тривалості відновлення ($\tau_f \leq t_{y1}$) або не відновлення ($\tau_f > t_{y1}$) характеристик технологічних параметрів при їх відхиленні від нормованих значень. Таким чином, економія в режимі реального часу ΔU_{rtm} в нештатних режимах функціонування технологічного обладнання енергоблоку буде визначатися виразом (2.16).

$$\Delta U_{rtm} = \Delta U_{ON} + \Delta U_{\eta}. \quad (2.16)$$

Тоді економічний ефект E_{rtm} , в режимі реального часу, що враховує як помилкові спрацьовування при низького ступеня достовірності інформації, так і аварійні ознаки при відхиленні технологічних параметрів від норми, буде визначатися виразом (2.17):

$$E_{rtm} = (\Delta U_{ON} + \Delta U_{\eta}) - E_n \cdot \Delta Q_{mod}, \quad (2.17)$$

де ΔU_{ON} – економія через зміни витрати енергії на власні потреби енергоблоку;

ΔU_{η} – економія через зміни експлуатаційного ККД блоку;

E_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності (для електроенергетики;

$\Delta Q_{mod} = Q_c + Q_i + Q_u + Q_l$ – виробничі витрати на розробку, монтаж модулів і модернізацію АСУТП;

Q_c – витрати на обчислювальні операції;

Q_i – витрати на монаж модулів;

Q_u – витрати на модернізацію модулів;

Q_l – витрати на розробку і виробництво модулів.

З виразу (2.17) випливає, що техніко-економічний ефект в нештатних режимах роботи енергоблоку залежить від ступеня достовірності інформації $\Delta I_{\Sigma is}$ і наявності аварійних ознак η_{cr} про технологічні параметри в режимі реального часу. Підставляючи значення параметрів в вирази (2.1) і (2.17), отримуємо вираз для розрахунку сумарного економічного ефекту, відповідно до виразу (2.18):

$$\Sigma E_{aef} = E_{aef} + E_{rtm} = \left(\Delta U + \left[(W_{PG} - W_{PUS}) \cdot b_{el} \cdot z_f \cdot P(t) + S_{af} \cdot W_{ra} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{cr}}{\eta_E} \right) \right] \right) - E_n \cdot (\Delta Q + \Delta Q_{mod}). \quad (2.18)$$

Таким чином, отримуємо єдину інтегровану математичну модель для розрахунку економічного ефекту ΣE_{aef} як протягом року, так і в режимі реального часу при експлуатації АСУТП енергоблоку електростанції в нештатних режимах функціонування.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

Для удосконалення методики для розрахунку техніко-економічної ефективності були розроблені:

- варіант структурної схеми АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних ситуаціях;
- інформаційно-алгоритмічна схема АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних режимах;
- схема інформаційних потоків для додаткового техніко-економічного модуля при сполученні з АСУТП енергоблоку Зміївської ТЕС в позаштатному режимі функціонування;
- методика для розрахунку техніко-економічної ефективності на основі єдиної інтегрованої економіко-математичної моделі як протягом року, так і в режимі реального часу при експлуатації АСУТП енергоблоку електростанції в позаштатних ситуаціях.

РОЗДІЛ 3. ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ДЛЯ ПОЗАШТАТНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГОБЛОКА

3.1 Впровадження додаткового модуля в АСУТП для розрахунку техніко-економічної ефективності при роботі енергоблоку в нештатних режимах функціонування

Для розрахунку техніко-економічної ефективності, в режимі реального часу, при нештатних режимах роботи енергоблоку, запропоновано впровадити модульний блок РПШС, пов'язаний з модулем виявлення помилкових спрацьовувань (МПС) і модулем аварійних ознак (МАО) [21].

Дано практичні рекомендації щодо впровадження техніко-економічного модуля в АСУТП енергоблоку № 8 Зміївської ТЕС (Україна), як показано на рис. 3.1 [22]. Для практичної реалізації методики розрахунку техніко-економічного ефекту при впровадженні економічного модуля сполученого з модулями МАО та МПС в АСУТП енергоблоку Зміївської ТЕС була запропонована схема інформаційних потоків (рис. 3.1).

Зі схеми (рис. 3.1) видно, що модульний блок РПШС використовує для розрахунку, як статистичні дані, отримані з пам'яті даних, так і поточні дані про технологічні параметри безпосередньо з енергоблоку. Крім цього, поточні дані обробляються в арифметико-логічному пристрої, потім перевіряються на ступінь достовірності в модулі МПС і надходять в модульний блок РПШС. Також, при розрахунку техніко-економічної ефективності враховуються інформаційні сигнали з аварійними ознаками, які виявляються в модулі МАО, в разі відхилення параметрів технологічних параметрів від норми. Результати розрахунку економічного ефекту оперативний персонал може викликати на табло автоматизованого робочого місця оператора (АРМо), в режимі реального часу [23].

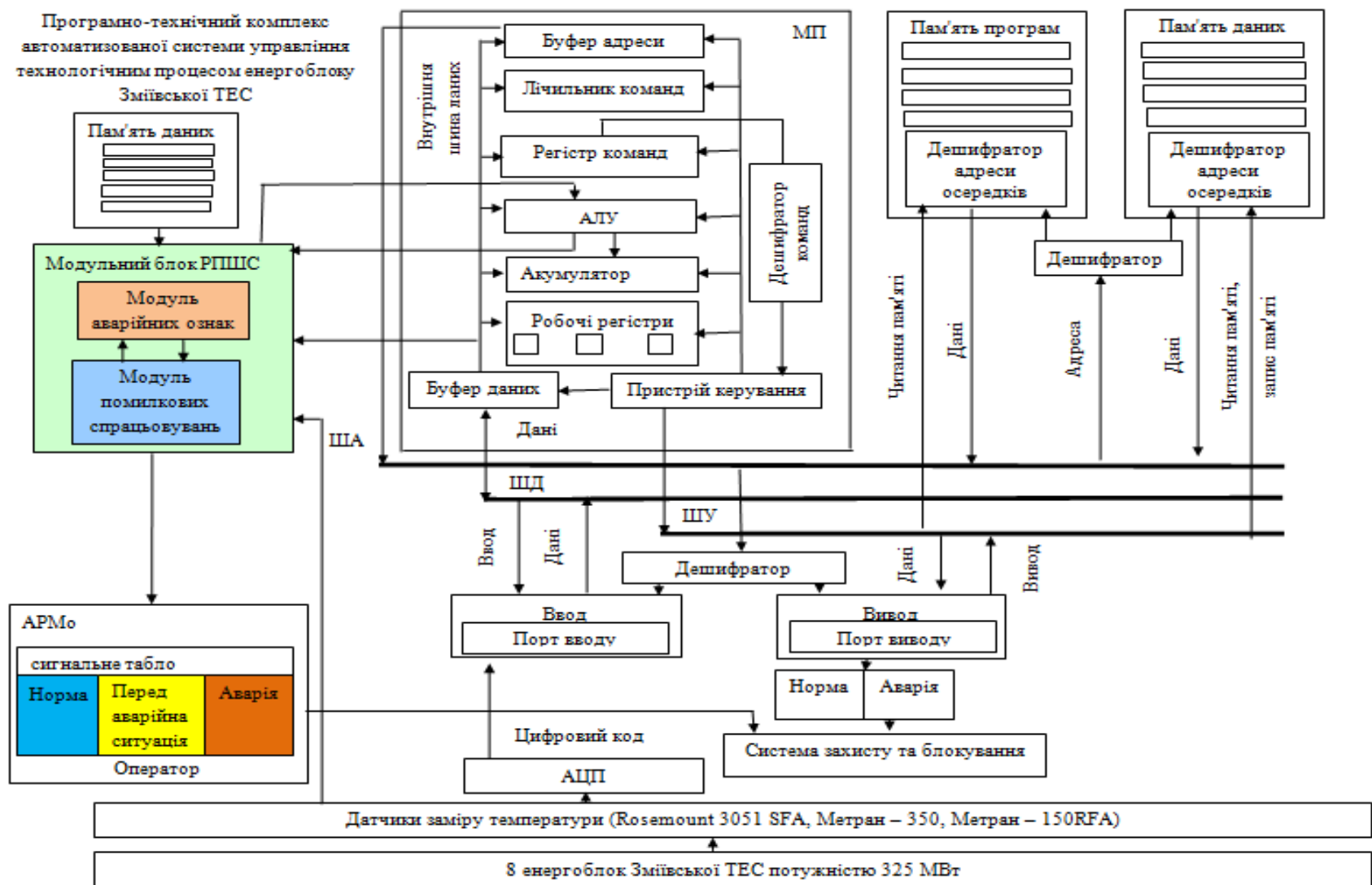


Рисунок 3.1. – Варіант схеми інформаційних потоків для економічного модуля сполученого з модулями МПС і МАО для розрахунку економічного ефекту АСУТП енергоблоку Зміївської ТЕС

3.2 Аналіз результатів чисельного експерименту при застосуванні розробленої методики розрахунку техніко-економічної ефективності в позаштатних режимах функціонування

Для проведення чисельного експерименту по обчисленню техніко-економічного ефекту від впровадження техніко-економічного модуля сполученого з модулями МПС і MAO була застосована система автоматизованого проектування Mathcad [24].

В якості вихідних даних приймалися такі кількісні показники енергоблоку № 8 Зміївської ТЕС: витрата палива, вироблення електроенергії, витрата електроенергії на власні потреби, ККД енергоблоку, допоміжні матеріали.

В результаті обчислень за формулами (2.2) - (2.18) отримані наступні результати основних складових техніко-економічної ефективності:

- економія за рахунок збереження надійності роботи електроенергетичного обладнання енергоблоку при зниженні завантаження склала $10 \div 17\%$;
- економія за рахунок збереження надійності роботи електроенергетичного обладнання енергоблоку при зупинці енергоблоку склала $18 \div 25\%$;
- економія за рахунок зменшення аварійного недоотпуск електроенергії споживачам склала $7 \div 10 \%$;
- економія за рахунок зменшення ремонтного простою склала до 8% .

Проведений чисельний експеримент при впровадженні техніко-економічного модуля сполученого з модулями МПС і МАП для енергоблоку ТЕС показав, що якість виявлення параметрів з аварійними ознаками поліпшується в середньому на 24% . З огляду на це, річна економія умовного палива на одному енергоблоці може скласти 200 тонн у. т., що еквівалентно ≈ 800000 у. о. на рік при сумарному середньому річному ефекті близько 1 млн

у. о [25].

Як показали розрахунки, доцільно впровадити модулі МПС і МАО в кількості 240 комплектів на енергоблоці № 8 Зміївської ТЕС [26].

Загальна техніко-економічна ефективність на всіх енергоблоках Зміївської ТЕС від впровадження спеціальних програмних модулів АСУ ТП з урахуванням витрат на дослідження та впровадження, склала 5,2 у. е. на 1,0 у. о. витрат [27].

Також необхідно відзначити, що техніко-економічний ефект від впровадження модуля аварійних ознак в інформаційно-керуючу систему «Комплекс Титан-2» ПТК АСУ ТП енергоблока № 8 Зміївської ТЕС з урахуванням додаткових витрат складає близько 35 у.о.

Таким чином, сума витрат на впровадження модулів виявлення аварійних ознак для одного енергоблоку електростанції становить 8,5 тис. у.о. Через відмову електрообладнання через помилкові спрацьовування, електростанція зазнає втрат близько 30 тис. у.о. в рік (табл. 3.1) [28].

Таблиця 3.1. – Дані залежності техніко-економічної ефективності в умовних одиницях від кількості помилкових спрацьовувань на енергоблоці

Місяць	Кількість помилкових спрацьовувань	Втрати через помилкових спрацьовувань (тис. у.о)	Економічний ефект (тис.у.о)	у. т. (тонн газа)
1	2	3	4	5
1	1	2,4	7,5	25,1
2	1	2,6	7,3	24,9
3	1	2,3	7,8	25,2
4	1	2,8	7,4	25,1
5	1	2,5	7,5	24,9
6	1	2,4	7,7	25,2
7	1	2,4	7,2	24,7

8	1	2,6	7,3	25,1
9	1	2,5	7,1	25,2
10	1	2,7	7,8	25,1
11	1	2,4	7,6	24,9
12	1	2,5	7,7	25,2
Σ за рік	12	30,1 тис.у.о.	89,9 тис. у.о	300,6 тонн у.т.

З таблиці 3.1 видно, що при умовному виникненні помилкових спрацьовувань і відмов енергоблоку (один раз на місяць), при штатному ПТК АСУ ТП, фінансові втрати складуть ≈ 30 тис. у. о [29].

При впровадженні техніко-економічного модуля для інформаційно-алгоритмічної схеми АСУТП, що враховує помилкові спрацьовування для позаштатних режимів функціонування, середньорічний економічний ефект складе ≈ 90 тис. У. о., при економії ≈ 300 тонн у. т.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3:

1. Для розрахунку техніко-економічної ефективності, в режимі реального часу, при нештатних режимах роботи енергоблоку, впроваджений модульний блок режиму позаштатних ситуацій (РПШС), пов'язаний з модулем виявлення помилкових спрацьовувань (МПС) і модулем аварійних ознак (МАО).

2. Розроблена схема інформаційних потоків для практичного застосування техніко-економічного модуля сполученого з модулями МПС і МАО для розрахунку техніко-економічної ефективності для АСУТП енергоблоку Зміївської.

3. Проведемо чисельний експеримент по обчисленню техніко-економічної ефективності від впровадження економічного модуля сполученого з модулями МПС і МАО за допомогою системи автоматизованого проектування Mathcad.

4. Втілення техніко-економічного модуля для інформаційно-алгоритмічної схеми АСУТП, дозволяє враховувати помилкові спрацьовування і відмови технологічного обладнання енергоблоку для позаштатних режимів функціонування.

ВИСНОВКИ

В роботі показано, для оцінки залежності потоку відмов від кількості помилкових спрацьовувань технологічного обладнання і в цілому енергоблоку, необхідно враховувати:

- число помилкових спрацьовувань технологічного обладнання при відхиленні технологічних параметрів в режимі реального часу;
- час життєвого циклу технологічних параметрів;
- інтервал часу, протягом якого фіксуються помилкові спрацьовування;
- зміна кількості інформації в інформаційному просторі технологічного процесу, що характеризує ступінь достовірності даних про технологічні параметри;
- зміна ступеня заповнення інформаційного простору технологічного процесу недостовірними даними про технологічні параметри.

При оцінці достовірності інформації при зміні характеристик технологічних параметрів, як показують попередні дослідження, застосовується система «2» з «3», коли при порівнянні цифрового коду по двох каналах інформація вважається достовірною. Даний підхід не враховує інформацію, що надійшла по третьому каналу, яка може бути достовірною, що може привести до помилкового спрацьовування технологічного обладнання енергоблоку. В роботі запропоновано проводити контроль достовірності інформації про зміну характеристик технологічних параметрів у вигляді поканального порівняння за допомогою модуля виявлення помилкових спрацьовувань. При цьому обов'язково враховується зміна обсягу інформаційного простору технологічного процесу, за рахунок формування фрактально-кластерних структур, протягом часу утворення області ненормованих значень характеристик від 0 до 2 секунд. Як кількісних характеристик структури заповнення обсягу інформаційного простору технологічного процесу використовують довжину розрядної кодограми по

кожному інформаційному каналу. Таким чином, результатом функціонування модуля виявлення помилкових спрацьовувань є виявлення цифрового коду, невідповідного нормі технологічного параметра, в режимі реального часу, в чому і є відмінністю від системи «2» з «3».

Показано, що економічний ефект, в режимі реального часу, на відміну від середньорічного, залежить від кількості помилкових спрацьовувань при низького ступеня достовірності інформації, і від аварійних ознак про технологічні параметри. При цьому необхідно обчислювати наступні показники:

- економію через зміни витрати енергії на власні потреби енергоблоку і зміни експлуатаційного ККД блоку;
- нормативний коефіцієнт економічної ефективності (для електроенергетики);
- виробничі витрати: на розробку, монтаж модулів і модернізацію АСУТП, на обчислювальні операції, на монтаж модулів, на модернізацію модулів, на розробку і виробництво модулів.

Таким чином, для обчислення економічного ефекту, в нештатних режимах роботи енергоблоку, застосовується економічний модуль, заснований на єдиної інтегрованої економіко-математичної моделі, як протягом року, так і в режимі реального часу.

Отримані результати використані для удосконалення інформаційно-алгоритмічної схеми АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних режимах, а саме впроваджені модулі контролю інформації на достовірність і контролю аварійних ознак.

Крім того, вдосконалений АСУТП енергоблоку в позаштатному режимі функціонування, на прикладі Зміївської ТЕС, дозволяє оперативному персоналу, викликати результати розрахунку економічного ефекту на табло армо, в режимі реального часу.

Пропонований модульний блок РПШС, зв'язаний з модулями МПС і

МАО, доцільно застосовувати для модернізації застарілих програмно-технічних комплексів типових АСУ ТП енергоблоків на діючих ТЕС і АЕС України.

Як недолік дослідження можна відзначити відсутність інформаційних зв'язків пропонуваніх модулів, з автоматизованою системою управління підприємством на ТЕС і АЕС.

Корисність дослідження для підвищення надійності та ефективності застосування АСУ ТП енергоблока полягає в подальшому інтегруванні моделей управління та економічних моделей на вищому, середньому і нижньому рівнях в єдину інтегровану економіко-управлінську модель всієї електростанції.

Дослідження є логічним продовженням теоретичних досліджень, проведених авторами в роботах [19-21], де викладені проблеми виявлення технологічних параметрів з відхиленнями від норми, на основі виявлення аварійних ознак із застосуванням апарату фрактально-кластерної теорії.

1. Удосконалено інформаційно-алгоритмічна схема АСУТП, яка дозволяє управляти електроенергетичним обладнанням, шляхом впровадження модульного блоку режиму нештаного функціонування, для видачі керуючих сигнали на зміну режиму роботи енергоблоку.

2. Розроблено інтегрована економіко-математична модель, яка на відміну від відомих застосовуваних моделей дозволяє розрахувати економічний ефект з урахуванням:

- зміни надійності технологічного обладнання енергоблоку, за рахунок своєчасного оперативного виявлення помилкових спрацьовувань за допомогою модуля помилкових спрацьовувань з ймовірністю рівної 0,986;

- зміни надійності технологічного обладнання, за рахунок виявлення недостовірної інформації за допомогою модуля виявлення аварійних ознак з ймовірністю рівної 0,974.

3. Для розрахунку економічного ефекту при експлуатації АСУ ТП, на основі розробленої єдиної економіко-математичної моделі, запропонований

модульний блок РНШС, зв'язаний з модулями МЛС і МАП, який враховує всі як статичні, так і оперативні економічні складові. Середньорічний економічний ефект від впровадження економічного модуля сполученого з МПС і МАО на енергоблоці Зміївської ТЕС, як показав чисельний експеримент, складає ≈ 90 тис. у. о., при економії 300 тонн у. т.

4. Експериментальні дослідження показали, що з впровадженням економічного модуля сполученого з модулями МПС і МАО значно зросла економічна ефективність при експлуатації типової АСУ ТП. З урахуванням витрат на дослідження і впровадження даних модулів для 8 блоку Зміївської ТЕС, склала 3.1 у. о. на 1.0 в. е. витрат.

Сумарний річний економічний ефект, на етапі впровадження економічного модуля сполученого з модулями МЛС і МАП, за вирахуванням експлуатаційних витрат, зріс на 17% за рахунок:

- економії зміни надійності роботи технологічного обладнання з-за зупинки енергоблоку (10%);
- зменшення шкоди від недоотпуску електроенергії споживачам, тобто зниження навантаження (4%);
- зменшення ремонтного простою (3%).

5. Проведений чисельний експеримент при впровадженні модулів МПС і МАО для енергоблоку 800 МВт ТЕС показав, що якість виявлення технологічних параметрів з аварійними ознаками поліпшується в середньому на 24 %.

З огляду на це, річна економія умовного палива на одному енергоблоці може скласти 200 тонн у. т., що еквівалентно ≈ 800000 у. о. на рік при сумарному середньому річному ефекті близько 1 млн у. о.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Stoppato A., Mirandola A., Meneghetti G., Casto E. On the operation strategy of steam power plants working at variable load: Technical and economic issues // *Energy*. 2017. V 37. P. 228-236.
2. Duy D., Vasseur D. A practical methodology for modeling and estimation of common cause failure parameters in multi-unit nuclear PSA model // *Reliability Engineering & System Safety*. 2018. V 170. P. 159-174.
3. Tondel I., Foros J., Kilskar S., Hokstad P., Jaatun M. Interdependencies and reliability in the combined ICT and power system: An overview of current research // *Applied Computing and Informatics*. 2018. V 14. P. 17-27.
4. Alobaid F., Mertens N., Starkloff R., Lanz T., Heinze C., Eppe B. Progress in dynamic simulation of thermal power plants // *Progress in Energy and Combustion Science*. 2017. V. 59. P. 79-162.
5. Wahlstrom B. Systemic thinking in support of safety management in nuclear power plants // *Safety Science*. 2018. V. 109. P. 201-218.
6. Бірюков, Д. С., Бурлаков, В. М. (2012). Влияние современных кибер-угроз на эффективность систем физической защиты критически важных объектов и инфраструктуры. Адаптивні системи автоматичного управління, (21), 9-17.
7. Борова, А. М. (2014). Аналіз оптимального динамічного управління процесом розробки керуючих програм. Комплексне забезпечення якості технологічних процесів та систем (КЗЯТПС-2014): тези доповідей IV Міжнародної науково-практичної конференції, Чернігів, 19–21 травня, 247-248.
8. Тимченко, А. А., Савченко, Є. А., Савченко, М. Ю. Системний аналіз життєвого циклу комплексу технічних засобів атомних електростанцій. Друкується за Рішенням виконавчого комітету Славутицької міської ради Київської області від 24.01. 2019 № 22 «Про проведення IV

Міжнародної конференції INUDECO 19»., 240.

9. Hulak, H., Skiter, I., Hulak, Y. (2021). Методологічні засади створення та функціонування центру кібербезпеки інформаційної інфраструктури об'єктів ядерної енергетики. Електронне фахове наукове видання «Кібербезпека: освіта, наука, техніка», 4(12), 172-186.

10. Яцишин, А. В., Яцишин, А. В., Куцан, Ю. Г., Гурєєв, В. О. (2020). Віртуальний науково-навчальний центр для підготовки оперативно-диспетчерського персоналу в енергетиці України. Інформаційні технології і засоби навчання, 5(79), 90-108.

11. Черната, Г. С. (2021). Напрями підвищення ефективності використання персоналу підприємства ВП «Хмельницька АЕС».

12. Книш, Н. О. (2020). Удосконалення роботи системи автоматизації деаератора турбінного відділення атомного енергоблоку в умовах ВП «Запорізька АЕС».

13. Batiuk, S. G. (2022). Simulation modeling and digital twinning of energy cyber-physical systems (cyber-energy systems). Publishing House “Baltija Publishing”.

14. Pranuza, Y. Capacity to build artificial intelligence systems for nuclear energy security and sustainability: Experience of Belarus. In: IFIP International Workshop on Artificial Intelligence for Knowledge Management. Cham: Springer International Publishing, 2021. p. 128-140.

15. Popov, O., Iatsyshyn, A., Sokolov, D., Dement, M., Neklonskyi, I., & Yelizarov, A. (2021). Application of virtual and augmented reality at nuclear power plants. In Systems, decision and control in energy II (pp. 243-260). Cham: Springer International Publishing.

16. Hashemian, H. M. (2011). Nuclear power plant instrumentation and control. Nuclear Power–Control, Reliability and Human Factors, InTech, 49-66.

17. Vataman, V., Petik, T., Beglov, K. (2022). Mathematical model and method for automated power control of a nuclear power plant. Elektronnoe Modelirovanie, 44(4).

18. Schmitt, K. (2012). Automations influence on nuclear power plants: a look at three accidents and how automation played a role. *Work*, 41(Supplement 1), 4545-4551.
19. Skjerve, A. B. M., Skraaning Jr, G. (2004). The quality of human-automation cooperation in human-system interface for nuclear power plants. *International journal of human-computer studies*, 61(5), 649-677.
20. Kitamura, M., Fujita, Y., Yoshikawa, H. (2005). Review of international standards related to the design for control rooms on nuclear power plants. *Journal of nuclear science and technology*, 42(4), 406-417.
21. Alberti, A. L., Agarwal, V., Gutowska, I., Palmer, C. J., Oliveira, C. R. (2023). Automation levels for nuclear reactor operations: A revised perspective. *Progress in Nuclear Energy*, 157, 104559.
22. Pihlanko, P., Sierla, S., Thramboulidis, K., & Viitasalo, M. (2013, September). An industrial evaluation of SysML: The case of a nuclear automation modernization project. In *2013 IEEE 18th Conference on Emerging Technologies & Factory Automation (ETFA)* (pp. 1-8).
23. Denisova, L. G., Khrennikov, N. N. (2014). Automatic chemical monitoring in the composition of functions performed by the unit level control system in the new projects of nuclear power plant units. *Thermal Engineering*, 61(8), 566-570.
24. Aizatulin, A. I. (2007). Development of software for simulating and designing algorithms for automatic systems for controlling technological processes on the basis of data on the technological systems. *Atomic Energy*, 102(5), 350-352.
25. Nagatani, K., Kiribayashi, S., Okada, Y., Otake, K., Yoshida, K., Tadokoro, S., Kawatsuma, S. (2013). Emergency response to the nuclear accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plants using mobile rescue robots. *Journal of Field Robotics*, 30(1), 44-63.,
26. Ramezani, I., Moshkbar-Bakhshayesh, K., Vosoughi, N., Ghofrani, M. B. (2022). Applications of Soft Computing in nuclear power plants: A review. *Progress in Nuclear Energy*, 149, 104253.

27. Ватаман, В. В., Петік, Т. В., Беглов, К. В. (2023). Analysis of models of an automatic power control system for a pressurized water reactor in dynamic mode with a change in the static control program. Праці Одеського політехнічного університету, (1 (67)), 60-72.

28. Qing, T., Liu, Z., Tang, Y., Hu, H., Zhang, L., Chen, S. (2021). Effects of Automation for Emergency Operating Procedures on Human Performance in a Nuclear Power Plant. Health physics, 121(3), 261-270.

29. Цисельська, Т. О., Ковтун, А. В. (2015). An automated boron management system for WWER-1000 nuclear reactors. Праці Одеського політехнічного університету, (1 (45)), 51-57.

30. Korobkin, V. V., Povarov, V. P. (2017). New generation refueling machine information and control system. Nuclear Energy and Technology, 3(4), 302-306.