

ЗМІСТ

SMART GRID СИСТЕМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ

С.П. Денисюк, В.В. Лисий. Аналіз процесів енергообміну при балансуванні режимів систем енергозабезпечення з розосередженою генерацією..... 7

Д.С. Матушкін, А.В. Босак. Концепція ансамблевої системи прогнозування для задач оптимізації управління Microgrid сонячної енергії..... 23

А.О. Хомяк, В.П. Розен. Аналіз методів зміни обсягів генерації електричної енергії на сонячних електростанціях..... 29

ЛІБЕРАЛІЗОВАНІ РИНКИ ЕНЕРГІЇ

І.В. Блінов, Є.В. Парус, О.Г. Клименко, О.І. Ключко. Спосіб порівняльних оцінок комерційних пропозицій електропостачальників для споживачів без погодинного обліку електричної енергії..... 36

М.О. Довгаль, А.І. Замулко. Аналіз можливостей функціонування ТЕЦ на ринку електричної енергії в умовах запровадження цінових обмежень на ринку..... 43

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

В.І. Скалозубов, В.А. Кондратюк, В.І. Філатов. Критерії та умови міжконтурної термодинамічної нестійкості модернізованої турбінної системи АЕС..... 51

Н.М. Філімоненко, К. В. Філімоненко. Отримання ненасичених вуглеводнів із вугілля..... 57

О.Ю. Черноусенко, Б.О. Марисюк. Верифікація геометричних моделей ротора ЦНТ турбоагрегату К-1000-60/3000 на базі власних та критичних частот..... 62

ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

О.В. Власенко. Визначення в'язкості багатофазного середовища з використанням теорії подібності та теорії регулярного теплового режиму..... 68

Д.Г. Дерев'янюк, С.В. Зайченко, Н.І. Жукова, В.А. Бобер, В.О. Шаленко. Розробка і визначення параметрів сезонних акумуляторів холоду з фазовим перетворенням..... 78

С.В. Бойченко, І.О. Шкільнюк, А.В. Яковлева, С.Ю. Докшина, І.О. Куберський, О.В. Сібілева. Систематизована інформаційна база енергоефективних додатків для авіаційних бензинів..... 85

І.С. Чернищук, Г.І. Черкашина. Інтелектуальна система моніторингу та управління будівлею «Аріант»..... 97

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

В.А. Степаненко, А.І. Замулко. Механізми державного стимулювання розвитку відновлюваної енергетики..... 109

А.В. Торопов, Л.К. Лістовщик, Л.В. Торопова, О.М. Терентьєв. Віртуальна модель системи «асинхронний двигун - пристрій плавного пуску із двома регульованими фазами»..... 119

ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ В ЕНЕРГЕТИЦІ

О.М. Терентьєв, М.В. Кудільчак, Н.І. Жукова, С.В. Кудільчак. Очищення рідини від домішок електромагнітним впливом..... 125

В.В. Серeda, Лю Ян, Т.Л. Подстєвая. Високоєфективний контактний зволожувач для термічної опріснювальної установки..... 131

CONTENTS

SMART GRID SYSTEMS AND TECHNOLOGIES

- S. Denysiuk, V. Lysyi.** Analysis of energy exchange processes when balancing regimes energy supply systems with distributed generation..... 7
- D. Matushkin, A. Bosak.** Concept of an ensemble forecasting system for optimization problems of control of solar microgrid..... 23
- A. Khomiak V. Rozen.** Analysis of methods of changing volumes of electricity generation at solar power plants..... 29

LIBERALIZED ENERGY MARKETS

- I. Blinov, E. Parus, O. Klymenko, O. Kliuzko.** The method of comparative evaluations of commercial offers of electricity suppliers for consumers without hourly electricity metering 36
- M. Dovhal, A. Zamulko.** Analysis of the possibility of chp functioning in the electricity market under the conditions of introduction of price restrictions on the market..... 43

TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

- V. Skalozubov, V. Kondratyk, V. Filatov.** Criteria and conditions of the inter-circuit thermodynamic instability of the npp's modernized turbine system..... 51
- N. Filimonenko, K. Filimonenko.** Obtaining unsaturated hydrocarbons from coal..... 57
- O. Chernousenko, B. Marysiuk.** Verification of geometric models of the lpc rotor of the k-1000-60/3000 turbine unit based on natural and critical frequencies in the ansys software complex..... 62

ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING

- O. Vlasenko.** Determination of the viscosity of a multiphase medium using the theory of similarity and the theory of the regular thermal regime..... 68
- D. Derevyanko, S. Zaichenko, N. Jukova, V. Bober, V. Shalenko.** Development and determination of parameters of seasonal cold accumulators with phase transformation..... 78
- S. Boichenko, I. Shkilniuk, A. Yakovlieva, S. Dokshyna, I. Kuberskyi, O. Sibilieva.** Systematic information base of energy-efficient applications for aviation petrol..... 85
- I. Cherneshchuk, H. Cherkashyna.** Intelligent building monitoring and management system «ariant»..... 97

ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

- V. Stepanenko, A. Zamulko.** Mechanisms of state stimulation for renewable energy development..... 109
- A. Toropov, L. Listovshchyk, L. Toropova, O. Terentiev.** Virtual model of the system "induction motor - softstarter with two controlled phases" 119

ECOLOGICAL PROBLEMS IN ENERGY

- O. Terentiev, M. Kudilchak, N. Zhukova, S. Kudilchak.** Purification of liquids impurities by electromagnetic influence..... 125
- V. Sereda, Y. Liu, T. Podstievaia.** Highly effective direct contact humidifier for thermal desalination system..... 131

SMART GRID СИСТЕМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ

SMART GRID SYSTEMS AND TECHNOLOGIES

УДК 621.316

DOI 10.20535/1813-5420.3.2023.289648

С.П. Денисюк¹, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-6299-3680

В.В. Лисий¹, аспірант, ORCID 0000-0003-3714-7623

¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

АНАЛІЗ ПРОЦЕСІВ ЕНЕРГООБМІНУ ПРИ БАЛАНСУВАННІ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ З РОЗОСЕРЕДЖЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

Показано, що важливою умовою стабільної роботи сучасних системах енергозабезпечення є дотримання балансу між виробництвом та споживанням електричної енергії. Активне збільшення частки відновлюваних джерел енергії змушує застосовувати нові алгоритми балансування попиту та пропозицій, зокрема, за рахунок гнучкості. Це передбачає необхідність впроваджувати нові технологічні рішення та підходи до балансування режимів генерації та споживання (здатність оперативно реагувати на зміни попиту та пропозиції), що, у свою чергу, вимагає детального аналізу процесів обміну енергії в електроенергетичних системах.

Визнано за необхідність поглибленого аналізу балансу складових енергії, оцінки електромагнітної сумісності в електроенергетичних системах, особливо в умовах зростаючого впливу відновлюваних джерел енергії на локальні ринки електроенергії. Аналіз різноманітних факторів впливу технологічних рішень та співпраці різних сторін ринку є ключовими складовими для розробки ефективних стратегій керування та забезпечення стійкості електроенергетичної системи.

Розглянуто особливості аналізу процесів енергообміну в локальних електроенергетичних системах з визначенням обмінних потужностей, які є інтегральними характеристиками впливу різних факторів неякісності електроенергії на обмінні процеси. Запропоновано здійснювати підведення балансу складових електричної енергії на основі обмінних процесів у контрольованих перетинах локальних електроенергетичних системах з використанням складових миттєвої потужності на кожному енергетично незмінному стані. Проаналізовано обмінні процеси в локальних електроенергетичних системах з виділенням різних режимів їх роботи, зокрема, при оцінці рівня електромагнітної сумісності елементів локальних електроенергетичних систем.

Введення обмінних потужностей дозволило розробити показники оцінки рівня електромагнітної сумісності елементів локальної системи. Для оцінки дольового внеску споживачів на погіршення якості електроенергії в точці загального підключення запропоновано алгоритм оцінки взаємного впливу елементів з виділенням внеску елемента у спотворення електроенергії у контрольованому перетині та аналізу величини впливу спотворюючих факторів на електромагнітні процеси в елементі системи.

Сформовано оптимізаційну модель досягнення заданих рівнів балансування (гнучкості) в локальних електроенергетичних системах з акумуляторами енергії.

Ключові слова: системи енергозабезпечення, локальні електроенергетичні системи, відновлювані джерела енергії, розосереджена генерація, балансування режимів, гнучкість, керування попитом, обмінна потужність.

Вступ

На сьогодні розвиток електроенергетики передбачає суттєві трансформаційні зміни [1 – 4]. Важливою умовою стабільної роботи сучасних ринків електричної енергії є дотримання балансу між виробництвом та споживанням електричної енергії [4 – 7]. На ринках, які засновані на монополії та відсутності конкуренції, питання дотримання балансу між попитом та пропозицією вирішувалось наступним чином: виробники електричної енергії підтримували великі резерви генеруючих потужностей, які були дуже неефективні та дорогі, а витрати на ці додаткові резерви оплачувались за рахунок споживачів чи податків. При цьому проблеми з балансом попиту та пропозиції вирішувались шляхом обмеження генерації.

З впровадженням конкурентних ринків електричної енергії при широкому застосування відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) підходи до виробництва та споживання електроенергії

змінились [8 – 10]. У першу чергу учасники ринку та оператор системи передачі (розподілу) вже мають нести спільну відповідальність за баланс виробництва та споживання електричної енергії. Саме тому учасники ринку планують свою діяльність таким чином, щоб балансувати виробництво та попит з найменшими відхиленнями як частоти, так і від визначених профілів генерації та споживання електроенергії [5 – 8].

Слід зазначити, що витрати на диспетчеризацію і резервування зростають пропорційно встановленій потужності електростанції, які виробляють електроенергію з ВДЕ, зокрема, сонячних (СЕС) та вітрових (ВЕС) електростанцій, та на сьогоднішній день у переважній більшості випадків не компенсуються власниками цих електростанцій [11 – 14]. Можливість інтеграції до складу ОЕС України потужностей ВЕС та СЕС в основному обумовлюється можливостями забезпечення виконання вимог адекватності генерації – можливість підтримки постійного балансу між генерацією і споживанням електричної енергії при нормативній її якості при забезпеченні необхідного рівня резервних потужностей. Встановлено, що використання повною мірою вже існуючих ВДЕ та будівництво нових джерел генерації неможливі без засобів балансування енергосистеми [8, 10]. Так, частка генерації ВЕС та СЕС в покритті навантаження електроенергії видна з балансу електроенергії в Україні за 2021 р.: АЕС – 56,0 %; ТЕС – 25,0; ТЕЦ – 4,0; ГЕС – 3,0; ГАЕС – 1,0; СЕС – 6,0; ВЕС – 5,0 %.

Несталість режимів роботи ВДЕ негативно впливає на балансову надійність енергосистеми, а також на стійкість її роботи [6, 7, 11]. Активне збільшення частки ВДЕ, як розосередженої генерації, в енергосистемі, змушує систему приймати нові правила роботи при балансуванні попиту та пропозиції, у першу чергу, за рахунок підвищення гнучкості системи, тобто здатності забезпечувати баланс попиту та пропозиції, підтримувати безперервність у неочікуваних ситуаціях і справлятися з невизначеністю попиту та пропозиції [3, 11].

Історично традиційні електроенергетичні системи були спроектовані з великими централізованими генеруючими станціями, де виробництво відповідало попиту на електроенергію; таким чином баланс був досяжним до певного рівня [5 – 7, 12]. Однак інтеграція генераторів відновлюваної енергії як частини інтелектуальних мереж ускладнила процес через їх невизначеність і переривчастість. Дисбаланс електроенергії, спричинений зростанням попиту та піковим навантаженням, призводить до зростання навантаження на електричну інфраструктуру та постійного зростання цін на енергію та значно впливає на надійність і якість електроенергії [12 – 14]. Пікове навантаження зазвичай обумовлено характеристиками споживання електроенергії кінцевими користувачами. Незважаючи на те, що тривалість пікового навантаження може бути відносно короткою, резервні потужності електростанцій все одно повинні бути в режимі очікування, щоб забезпечити задоволення попиту на електроенергію в будь-який час. Щоб підтримувати економічно ефективний баланс попиту та пропозиції електроенергії, доцільно застосовувати два механізми [14, 16]. Перший механізм заснований на інтеграції систем накопичення енергії, а другий механізм зосереджений на мінімізації пікового навантаження шляхом заохочення кінцевих користувачів змінити свою поведінку у споживанні електроенергії за допомогою стимулюючих переваг. Перший механізм в основному обмежений високими початковими та експлуатаційними витратами. Другий механізм суттєво залежить від можливостей і бажання кінцевих користувачів та передбачає широке застосування механізмів керування попитом (Demand Side Management, DSM) при стратегічному плануванні. При цьому програми DSM повинні бути ретельно розроблені, щоб стимулювати можливості кінцевих користувачів на стороні попиту на електроенергію [16, 17].

Балансування має вирішальне значення для надійної та безперервної роботи електроенергетичної системи та може бути досягнуте за допомогою керування генерацією, керування попитом, правильного планування та ведення режимів [14 – 17]. Нові балансуючі потужності мають використовуватися для швидкого відновлення співвідношення попиту та пропозиції в електроенергетичних енергосистемах, зокрема і в локальних системах.

Проблему з балансуванням можна вирішити шляхом збільшення кількості об'єктів гнучкої генерації або потужностей акумуляції енергії, збільшення пропускної здатності, а також покращення здатності керування попитом [18 – 20]. Концепція гнучкості передбачає здатність енергосистеми підтримувати баланс між виробництвом і навантаженням в умовах невизначеності. Існує ще й адміністративний захід забезпечення гнучкості. Він полягає у тимчасовому обмеженні відпуску електроенергії з ВДЕ, у періоди коли існує загроза безпечної роботі системи або коли локальні лінії електропередачі не здатні пропустити додаткові обсяги електроенергії. Такий підхід називається «обмеженням відпуску».

Відповідно до матеріалів Міжнародного енергетичного агентства гнучкість енергосистеми означає «ступінь, до якої енергосистема може змінити виробництво або споживання електроенергії у відповідь на мінливість, очікувану чи іншу», або як «модифікація моделі генерації та/або споживання у відповідь на зовнішній сигнал (ціновий сигнал або активація) з наданням послуг в енергетичній системі». Отже, гнучкість енергосистеми – це здатність змінювати рівень виробництва (або споживання) електроенергії у відповідь на інструкції або сигнали, такі як, наприклад, коливання потужності ВДЕ [19]. Гнучкість

характеризується двома параметрами:

- 1) час відгуку – за скільки секунд, хвилин або годин;
- 2) тривалість – протягом якого часу динамічні характеристики лишаються стійкими (хвилини, години або дні).

Не викликає сумнівів, що для інтеграції ВДЕ в ОЕС України потрібна гнучкість. Можливі джерела гнучкості: ГЕС/ГАЕС, інтерконектори, накопичувачі, маневрені ТЕС, зокрема, за напрямками:

- генерація: ГЕС, теплова потужність;
- електромережа: перетоки між країнами, концепція Smart Grid;
- регулювання попиту: гнучкість попиту, споживачі регулюють своє навантаження;
- накопичення: технології накопичення (ГАЕС, батареї тощо).

Аналіз показав, що при впровадженні заходів балансування та гнучкості в Україні можна виділити три рівня [8 – 10, 18 – 22]:

- ОЕС України – загальнодержавна енергетична система;
- електроенергетична система на рівні систем передачі – регіональні електроенергетичні системи;
- системи енергозабезпечення на рівні розподілу електроенергії, у тому числі автономні – локальні електроенергетичні системи з ВДЕ (ЛЕС).

На сьогодні вже постало незаперечним твердження, що енергосистеми майбутнього будуть включати ВДЕ як базову енергію плюс гнучка генерація для балансування системи, а аналіз проблем балансування попиту та пропозицій, гнучкості в ЛЕС доцільно здійснювати на основі аналізу обмінних енергетичних процесів.

Метою роботи є вивчення різних аспектів енергообміну, включаючи генерацію, передачу, розподіл та споживання електроенергії. Дослідження спрямоване на визначення фізичних та технічних особливостей цих процесів, а також на аналіз впливу факторів, таких як навантаження, втрати енергії та ефективність системи.

Гнучкість як базовий елемент балансування попиту та пропозицій

Гнучкість електроенергетичних систем зменшує ймовірність знеструмлення, коли попит на електроенергію високий [20 – 22]. Гнучкість мережі є складною динамічною системою, і майже неможливо врахувати всі локальні фактори в глобальному масштабі. Однак підвищена гнучкість мережі має вирішальне значення, якщо ми хочемо отримувати більше 25 % електроенергії зі змінних ВДЕ [21, 22]. Щоб постачання електроенергії стало переважно або повністю відновлюваним, мережа має стати більш гнучкою та адаптованою, ніж сьогодні. Гнучка мережа зможе впоратися з нестабільністю попиту та пропозиції електроенергії та досягти сталого балансу.

Покращення гнучкості електроенергетичних систем доцільно вести за такими напрямками [22].

Постачання. Ми можемо вирівняти піки та спади пропозиції, розширивши використання постійних відновлюваних джерел, таких як геотермальна або атомна енергія. Smart інвертори від сонячних джерел можуть сприяти стабільності мережі через двосторонній зв'язок і виконувати допоміжні функції, пов'язані з регулюванням напруги та частоти. Технологія Vehicle-to-Grid також може допомогти, дозволяючи заряджати електромобілі, щоб за потреби подавати електроенергію в мережу або сповільнювати швидкість заряджання під час пікового попиту.

Зберігання. Кращі батареї, насосна гідросистема, розплавлена сіль – є багато способів, за допомогою яких намагаються покращити механізми накопичення електроенергії в масштабах, які мають допомогти впоратися з падінням пропозиції або піками попиту.

Спосіб передавання. Доцільно об'єднати генеруючі зобов'язання, щоб групи ВЕС або СЕС працювали разом, а не мали індивідуальні стосунки з енергосистемою.

Попит. Інтелектуальні технології можуть допомогти підприємствам і будівлям ефективніше взаємодіяти з електричною мережею та зменшити різкі зміни попиту. Наприклад, із застосуванням Clade Cloud – інтелектуальної системи для підключення теплових насосів до ринків електроенергії та механізми, які дозволяють ефективно використовувати засоби керування опаленням і охолодженням, накопичувачі тепла та власні генератори енергії (у активних споживачів) [22].

Зі зростанням частки електроенергії з ВДЕ збільшуються і коливання обсягів генерації електроенергії з ВДЕ [18, 22]. Цей виклик стоїть перед операторами електроенергетики в усьому світі, серед яких і оператори НЕК «Укренерго». Балансувати такі коливання можливо шляхом додавання маневрених або акумуляуючих потужностей, а також через заходи керування попитом та збільшення пропускної здатності мереж передачі. Проблема з балансуванням можна вирішити шляхом збільшення кількості об'єктів гнучкої генерації або потужностей акумуляування енергії, збільшення пропускної здатності, а також покращення здатності регулювання попиту [18]. Інший адміністративний захід забезпечення гнучкості полягає в тимчасовому обмеженні виробництва електроенергії з ВДЕ, якщо виникає загроза безпечній роботі системи або коли окремі лінії електропередачі не здатні пропускати додаткові обсяги електроенергії. Це називається «обмеженням виробництва».

Позитивні ефекти використання обмеження виробництва як варіанту гнучкої диспетчеризації залежать від розрахунку в динамічному режимі розміру необхідних оперативних резервів, які зазвичай проводяться операторами системи з метою зрівноваження спонтанного дисбалансу в постачанні та попиті на електроенергію або дисбалансу в результаті надзвичайних подій, таких як втрата суттєвих обсягів генерації. Існує дві найважливіші причини, коли оператор системи може обмежити постачання з об'єктів відновлюваною енергетики [18]:

1) щоб зменшити фактичний надлишок постачання, коли обсяг виробництва «вимушеними генераторами» та обсяг виробництва об'єктами ВДЕ перевищує попит;

2) щоб уникнути ризику регіонального перевантаження мережі передачі чи розподілу.

В режимі обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ знижується потреба у оперативних резервах, а відтак знижується частка генерації електроенергії на ТЕС. Тому запровадження режиму обмеження виробництва дозволяє значно зменшити загальний обсяг викидів парникових газів об'єктами генерації. Інтеграція об'єктів відновлюваної енергетики до енергосистеми без передбачення можливості тимчасового обмеження їхнього виробництва стає дуже вартісною. Як приклад у табл. 1 наведено дані щодо обмеження виробництва (частка від загального обсягу виробництва ВЕС та СЕС) та проникнення вітрової і сонячної енергетики (обсяг виробництва електроенергії з ВДЕ/загальний попит) для Китаю та Німеччини в 2017 р. [18].

Важливо відзначити, що деякі заходи забезпечення балансування попиту та пропозицій будуть економічно ефективнішими на ранніх етапах енергетичного переходу, а деякі матимуть сенс лише на останніх етапах [19]. Наприклад, керування попитом зазвичай вважається найбільш економічно ефективним ресурсом у діючій енергетичній системі після модернізації звичайних електростанцій і гнучкості ВДЕ. Масове розгортання нових технологій накопичення енергії буде економічно доцільним і необхідним лише на подальших середньотермінових етапах енергетичного переходу, а технології сезонного зберігання, такі як синтетичний газ, будуть важливими для завершального етапу для систем, що будуть стовідсотково базуватися на ВДЕ.

Таблиця 1 – Обмеження виробництва та частка ВДЕ в електроенергетиці для Китаю та Німеччини

Країна	Загальний обсяг виробництва електроенергії, ТВт·год	Проникнення вітрової енергетики	Проникнення сонячної енергетики	Обмеження виробництва ВЕС	Обмеження виробництва СЕС
Китай	6313	5 %	2 %	12 %	6 %
Німеччина	654	18 %	7 %	5 %	< 1 %

За розрахунками фінської компанії Wärtsilä у 2018 році для України за умов, що «зелені тарифи» діють згідно з РРА (типим договором купівлі-продажу електричної енергії між гарантованим покупцем та суб'єктом господарювання, що виробляє електричну енергію з використанням ВДЕ, Power Purchase Agreement), диспетчеризація здійснюється згідно з принципом маржинального ціноутворення (тобто пріоритетна диспетчеризація більш дешевої енергії, наприклад, атомної), встановлена потужність ВЕС і СЕС на кінець 2020 р. – 7500 МВт, то вже на кінець 2020 р. **обсяг обмежень може бути досягти 30% виробництва ВДЕ [23 – 25].** Плата за обмежену (не вироблену) енергію становитиме €580 млн. на рік (див. рис. 1) [24]. Подальше нарощування встановленої потужності ВДЕ призводитиме до ще більшої частки обмежень і не суттєво впливатиме на приріст «корисного» виробництва.

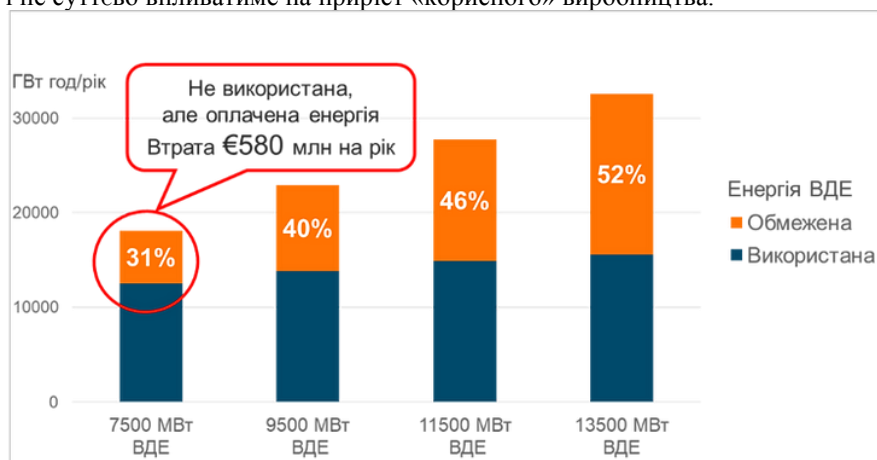


Рисунок 1 – Обмеження енергії ВДЕ залежно від встановленої потужності

Інший негативний наслідок зростання встановленої потужності ВДЕ в ОЕС України – це необхідність закупівлі все більшого обсягу вторинного «гарячого» резерву. За сценарієм «7500 МВт ВДЕ» 18,8 млрд. кВт·год на рік мають надавати вугільні ТЕС, працюючи в неефективному режимі часткового навантаження, що характеризується підвищеними викидами та більшим споживанням палива. Оскільки ринок допоміжних послуг ще не запрацював, оцінити потенційну вартість «гарячого резерву» зараз неможливо.

Крім того, для створення достатніх резервів «на валу» ТЕС необхідно тримати збільшений обсяг працюючих частково навантажених вугільних блоків. Таке вимушене зростання частки теплової генерації може бути реалізовано лише шляхом відключення відповідної кількості атомних блоків. Ця ситуація відома як «зелено-вугільний парадокс»: без додаткових інвестицій у підвищення гнучкості енергосистеми розвиток «чистої» енергетики призводить до зростання «брудної» вугільної генерації та обмеження дешевої атомної [23, 24]. Негативний фінансовий ефект такого сценарію вимірюється кількома сотнями мільйонів євро на рік.

Основні очікувані результати застосування високоманевреної генерації [23]:

– зменшення обмеження ВДЕ більш як утричі – з 6,5 до 1,9 млрд. кВт год на рік (цілком позбутися обмеження в існуючій енергосистемі неможливо);

– зменшення використання «гарячого» резерву ТЕС на 12,5 млрд. кВт год на рік;

– зменшення обсягу вугільної генерації на 4,2 млрд. кВт год на рік;

– загальне скорочення споживання вугілля на 72 544 ТДж на рік (приблизно 3 млн т);

– несуттєве споживання газу газопоршневими станціями «холодного» резерву – 40 млн. м³ на рік на встановлену потужність у 2 ГВт;

– зниження викидів CO₂ на 7 млн. т на рік;

– скорочення експлуатаційних витрат ОЕС України (включно з паливом) на 300 млн. євро на рік.

Гнучкість великих енергосистем буде також визначатися гнучкістю електроенергетичних систем нижчого рівня (підсистем). На гнучкість електроенергетичних систем регіонального та локального рівня вже досить суттєво буде впливати керування енергоспоживанням окремих споживачів, керування попитом мікрорайонів чи промислових вузлів. У свою чергу, гнучкість ЛЕС буде визначатися керованістю розосередженою генерацією (ВДЕ), механізмами керування попитом, застосуванням акумуляторів, реалізацією механізмів гнучкості при прогнозуванні навантаження чи використання методів економічного аналізу.

На регіональному та локальному рівні широке впровадження ВДЕ в електромережі спричинила постановку нових завдань, спрямованих на підвищення ефективності функціонування елементів локального ринку, а саме ВДЕ [8, 10, 26]. Фактори, що погіршують балансову надійність систем енергозабезпечення [26]:

– ускладнення керування режимами електричних мереж;

– поява надлишкової потужності, що зумовлює труднощі з регулюванням частоти;

– виникнення реверсивних перетікань потужності в мережах високої напруги в розподільних мережах;

– необхідність забезпечення стійкості роботи енергосистеми за відключення (або включення) великої кількості ВДЕ;

– поява в структурі електричних мереж ВДЕ, що мають імовірнісний характер генерування потужності;

– складність узгодження графіків генерування ВДЕ та електроспоживання.

Водночас особливістю ЛЕС є потреба в оптимізації складу генеруючих потужностей та їх характеристик, режимів сумісної роботи [27]. Така оптимізація має враховувати особливості споживання енергії, вимоги до надійності забезпечення, наявний потенціал відновлюваних джерел енергії (сонячної, вітрової), вартісні показники. Зокрема, при роботі разом з резервним джерелом енергії на основі двигуна внутрішнього згоряння (ДВЗ) до оцінки надійності додається вимога мінімізації витрат палива при максимальному використанні ВДЕ, а також зниження собівартості енергії. Тут критеріями роботи системи будуть не лише показники надійності (її може забезпечити традиційна генерація), а й економічні та екологічні критерії. Складовими критеріями оптимізації можна визначити [27]:

– мінімум очікуваного небалансу;

– обмеження щодо режиму роботи резервного джерела;

– обмеження з надлишку або дефіциту енергії;

– мінімізація вартості обладнання.

Колівання енергобалансу необхідно компенсувати за рахунок зміни потужності інших, традиційних джерел, для чого необхідна наявність відповідного діапазону регулювання на них, додатково до необхідного для покриття змін навантаження споживачів і забезпечення нормативної якості електроенергії.

Крім того, практики керування попитом на сьогодні здійснюються за трьома напрямками: ресурси та інфраструктура (системи енергорозподілу конструюються з врахуванням контролерів динамічного

навантаження, які виконують роль балансу напруги в мережі; споживачі (побутові, комерційні та промислові); ринки (ринок керування попитом пропонує енергоринку послуги) – також потребує деталізації аналізу процесів енергообміну [5, 6]. Слід враховувати, що наразі ВДЕ, інтегроване з системою накопичення акумуляторів, уже конкурентоспроможне за ціною з деякими традиційними джерелами, і їх впровадження підвищить надійність мережі.

Особливості аналізу процесів енергообміну в ЛЕС

Суть обмінних процесів у перетинах ЛЕС покажемо на прикладі послідовного з'єднання генератора (Г) та навантаження (Н) [28, 29]. Розглянемо процеси, які протікають у контрольованому перетині між генератором та навантаженням. Для системи виділимо інтервали t^+ , t^0 , t^- , на яких для миттєвої потужності $p(t)$ виконуються співвідношення: $p(t) = p^+(t) > 0$, $p(t) = p^-(t) < 0$ та $p(t) = 0$. Будемо враховувати, що на інтервалі t^0 відбуваються перетворення електромагнітної енергії накопичувачів у інші види, але ні самим інтервалом, ні зміною накопиченої енергії на цьому інтервалі нехтувати не можна.

Для оцінки інтенсивності енергетичних процесів використаємо поняття «обмінної енергії» через конкретний перетин системи [28]. При роботі системи з наявності інтервалу t^0 на періоді T призводить до визначення обмінної енергії через виділений перетин двома способами.

При першому з них обмінну енергію через цей перетин визначимо із співвідношення:

$$W_{Об1} = DW^+ = W^+ - W^{(+)} = DW_1^- - W^{(-)} + W^- = W^{(0)} + W^{(-)} - W^-, \quad (1)$$

де W^+ (P^+) – енергія (середня потужність), яка надходить від генератора в навантаження; W^- (P^-) – енергія (середня потужність), яка повертається до генератора від навантаження; $W^{(+)}$ ($P^{(+)}$), $W^{(0)}$ ($P^{(0)}$), $W^{(-)}$ (P^-) – енергія (середня потужність), яка перетворюється в навантаженні в інші види відповідно на інтервалах t^+ , t^0 , t^- ; ΔW_A^+ , ΔW_1^- , ΔW_2^- – зміни енергії, яка накопичена в накопичувачах електромагнітної енергії навантаження, відповідно на інтервалах t^+ , t^0 , t^- .

Тобто обмінна енергія $W_{Об1}$ дорівнює енергії, яка надійшла від генератора до навантаження ЛЕС протягом інтервалу часу t^+ , за винятком енергії, яка перетворюється в інші види в навантаженні за цей же інтервал часу. Крім того, $W_{Об1}$ дорівнює сумі енергій, яка перетворюється в інші види протягом інтервалів t^0 та t^- і повертається до генератора протягом інтервалу t^- .

У другому способі обмінну енергію через контрольований перетин визначимо як енергію, що дорівнює енергії, накопиченій у навантаженні в кінці інтервалу часу t^0 :

$$W_{Об2} = W^+ - W^{(+)} - DW_1^- = W^+ - W^{(+)} - W^{(0)} = DW^+ - DW_1^- = W^{(-)} - W^-, \quad (2)$$

тобто обмінна енергія $W_{Об2}$ дорівнює енергії, яка надходить від генератора до навантаження протягом інтервалу часу t^+ , за винятком енергії, яка перетворюється в інші види протягом інтервалів t^+ та t^- . Крім того, $W_{Об2}$ дорівнює сумі енергій, перетвореної в інші види за інтервал t^- та поверненої генератору за цей же інтервал часу. Використовуючи миттєву потужність накопичення $p_H(t)$ в перетині, співвідношення (1), (2) запишемо у такому вигляді:

$$W_{EX1} = \int_0^{t^+} p^+(t) dt - \int_0^{t^+} p_0(t) dt - \int_0^{t^+} p_n(t) dt; \quad (3)$$

$$W_{EX2} = \int_0^{t^+ + t^0} p^+(t) dt - \int_0^{t^+ + t^0} p_0(t) dt = \int_0^{t^+ + t^0} p_n(t) dt. \quad (4)$$

Обмінні потужності Q_{EX1} та Q_{EX2} визначимо із наступних формул:

$$Q_{EX1} = \left(\int_0^{t^+} p_H(t) dt \right) / T; \quad Q_{EX2} = \left(\int_0^{t^+ + t^0} p_H(t) dt \right) / T. \quad (5)$$

Враховуючи попередні співвідношення (1) – (4), які відповідно відображають баланс складових електроенергії на інтервалах t^+ , t^0 , t^- , то можемо записати рівність

$$P = ((W^{(+)} + \Delta W^+) + (W^{(0)} - \Delta W_1^-) + (W^{(-)} - \Delta W_2^-)) / T. \quad (6)$$

Оскільки на інтервалі t^0 енергія перетворюється в інші види за рахунок енергії, накопиченої в накопичувачах, то активну потужність P запишемо як $P = P^+ + P^-$, де $P^+ = (W^{(+)} + \Delta W^+) / T$; $P^- = (W^{(-)} - \Delta W_2^-) / T$.

Вираз (6) для активної потужності P представимо як

$$P = P^{(+)} + P^{(0)} + P^{(-)} = P^+ + P^-. \quad (7)$$

У відповідності з (6) у співвідношенні (7) не можна виділити складові в доданках P^+ , P^- , які відповідають $P^{(+)}$, $P^{(0)}$, $P^{(-)}$. Величини $P^{(+)}$, $P^{(0)}$, $P^{(-)}$ визначаються, коли в математичній моделі навантаження системи відомі числові значення активних опорів, а також миттєві струми чи напруги на них.

Величини Q_{EX1} та Q_{EX2} є інтегральними характеристиками впливу різних факторів неякості електроенергії на обмінні процеси в системі. Потужності Q_{EX1} та Q_{EX2} визначаються у перетині ЛЕС поза залежністю від характеру протікання енергетичних процесів в окремих елементах в середині виділених еквівалентних підсхем (визначаються на зовнішніх зажимах підсистем) [28]. Коли на початку періоду T , який визначається функцією напруги генератора $u(t)$, виконується умова $p(t) = u(0)i(0) < 0$, то мають місце нерівності $Q_{EX1} > 0$, $Q_{EX2} > 0$. При виконанні умови $p(t) = u(0)i(0) = 0$ значення обмінних потужностей буде від'ємне: $Q_{EX1} < 0$, $Q_{EX2} < 0$.

У табл. 2 наведено співставлення спроможності відображення різних сторін енергетичних процесів у перетинах системи за допомогою реактивних потужностей, що визначені за класичною теорією, та обмінних потужностей []. Наведені дані показують можливі сфери практичного використання обмінної потужності при аналізі енергетичних процесів у ЛЕС, зокрема, реалізації окремих технологій балансування попиту та пропозицій.

Таблиця 2 – Співставна узагальнена характеристика обмінної потужності

Характеристика різних аспектів протікання енергетичного процесу	Реактивна потужність, визначена за класичною теорією	Обмінна потужність
Однозначне відображення обмінних процесів (індикація умови $W^- \neq 0$)	-	+
Накопичення енергії в реактивних елементах (характеристика енергоємності та екстремальних режимів роботи реактивних елементів)	-	+
Наявність взаємокомпенсації реактивних потужностей різних гармонік (можливість існування умови рівності нулю реактивної потужності при $i_p(t) \neq 0$)	+	-
Відображення енергообміну при наявності різнойменних гармонік струму та напруги в перетині системи	-	+
Відображення обмінних процесів між генераторами струму та напруги	-	+
Оцінка обмінних процесів у перехідних режимах	-	+
Співставлення обмінних процесів у різних перетинах системи	-	+
Оцінка взаємного впливу елементів системи, які характеризуються різним гармонічним складом напруги $u(t)$ та струму $i(t)$	-	+
Оцінка стійкості режимів роботи за рахунок введення граничних значень величин характеристик	-	+
Врахування значень кутів струму ψ_k^i та напруги ψ_k^u ($k > 1$) для вищих гармонік	-	+
Індикація наявності реактивної потужності у системи з нелінійним нестационарним опором при відсутності реактивних елементів	+	-
Відображення генерації реактивної потужності в системі	+	-
Виділення гармонічних $p_{\Gamma}(t)$ та міжгармонічних $p_{M\Gamma}(t)$ складових миттєвої потужності $p(t)$	+	-
Однозначне усунення зворотних потоків енергії при компенсації відповідної характеристики	-	+

Розрахунок обмінних потужностей. В залежності від ступеня деталізації аналізу системи можна отримати різні розрахункові співвідношення для обчислення величин $p(t)$, $p_0(t)$, Q_{EX1} та Q_{EX2} [28]. Вибір конкретного розрахункового співвідношення обумовлюється як заданою похибкою обчислення, так і можливістю вимірювання параметрів системи. Розглянемо визначення Q_{EX1} та Q_{EX2} при постійній інтенсивності перетворення електромагнітної енергії в інші види

Справедливими у цьому випадку є тотожності $W^{(+)} = Pt^+$; $W^{(0)} = Pt^0$, із урахуванням яких формули (3), (4) перетворюються до виду:

$$W_{EX1} = W^+ - Pt^+ = P^+(t^- + t^0) - P^-t^+; \quad (8)$$

$$W_{EX2} = W^+ - Pt^+ - Pt^0 = P^+t^- - P^-(t^+ + t^0). \quad (9)$$

Вирази (8), (9) відповідають обмінним потужностям

$$Q_{EX1} = \left(P^+ (t^- + t^0) - P^- t^+ \right) / T; \quad (10)$$

$$Q_{EX2} = \left(P^+ t^- - P^- (t^+ + t^0) \right) / T. \quad (11)$$

Зазначимо, що послідовність чергування інтервалів t_A^+ , t_A^0 , t_A^- на періоді роботи системи бути довільною, кожний із інтервалів може складатися з кількох підінтервалів, не пов'язаних між собою. У цьому випадку визначення активних та обмінних потужностей залишається незмінним, хоча у відповідних формулах необхідно враховувати поділ часових інтервалів та величин W^+ , W^- , $W^{(+)}$, $W^{(0)}$ на складові частини.

Для обмінних енергій виконується співвідношення

$$\Delta W_{EX} = W_{EX1} - W_{EX2} = (W^+ + W^-) t^0 / T = P t^0.$$

Прикладом реактивної потужності, визначеної за допомогою обмінних процесів, є реактивна потужність на основі визначення обмінної потужності Q_{EX} за умови постійної інтенсивності перетворення електроенергії в інші види протягом періоду T :

$$Q_{EX} = \frac{1}{T} \int_0^{t^+} u(t) i_p(t) dt, \quad (12)$$

де $i_p(t) = i(t) - i_a(t)$ – реактивна складова струму; $i_a(t) = u(t)P/U^2$ – активна складова струму; $i(t)$ – повний струм в ланцюзі; P – активна потужність; U – діюче значення напруги. Зазначимо, що величину $Q_{EX,P}$, визначену з урахуванням реактивного струму $i_p(t)$, можемо записати у вигляді

$$Q_{EX,P} = \frac{T}{2T} \int_0^T |u(t) i_p(t)| dt / 2T. \quad (13)$$

Згідно зі співвідношенням (12) та (13) величини Q_{EX} та $Q_{EX,P}$ можна розглядати як інтегральну характеристику при виборі компенсатора, призначеного для компенсації реактивного струму $i_p(t)$.

Величина Q_{EX} також може розглядатися як інтегральна характеристика впливу різних факторів неякісності електроенергії на обмінні процеси в системі змінного та постійного струму, яка обчислюється за наступним виразом:

$$Q_{EX} = \frac{1}{T} \int_0^T |p_{EX}(t)| dt; \quad (14)$$

$$Q_{EX} = \frac{1}{T} \int_0^T |p_H(t)| dt, \quad (15)$$

де $p_H(t) = u(t) \cdot i_p(t)$, причому рівняння (15) дозволяє визначити обмінні потужності для системи постійного струму (для, оскільки у лініях постійного струму енергія споживається на першій гармоніці тому всі вищі гармонійні складові є виключно реактивні, оскільки вони не передають енергію від джерела живлення).

Для прикладу розглянемо макромодель системи (рис. 2), де еквівалентне джерело напруги $e(t)$ характеризує результуючу несинусоїдальну напругу $u(t)$, яка формується всіма джерелами системи в перетині $A-A$, а еквівалентне джерело струму $J(t)$ визначає несинусоїдальний струм $i(t)$, що протікатиме через перетин $A-A$ системи.

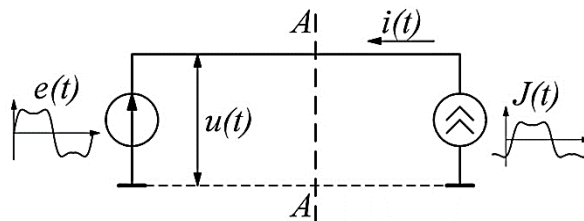


Рисунок 2 – Макромодель системи з виділенням еквівалентних джерела напруги $e(t)$ та струму $J(t)$

Припустимо, що напруга $u(t)$ на періоді T має форму меандра з амплітудою U , а функція струму - $i(t)$ також є меандром з періодом T і амплітудою I , однак ця функція зсунута відносно початку координат на інтервал t_1 . Згідно співвідношення (12) при $i^0 = 0$ формула для визначення обмінної потужності Q_{EX} має вигляд $Q_{EX} = UI \cdot (1 - 4t_1 / T)$.

Баланс складових електричної енергії ЛЕС на основі обмінних процесів. Підведення фізично обгрунтованого балансу електроенергії в ЛЕС є базовою процедурою досягнення оптимальних режимів при балансуванні та має ґрунтуватися на розрахунку енергетичних характеристик і показників та енергетичних функцій як на інтервалі часу, так і на всьому періоді роботи системи [28]. Поширене використання гармонічного аналізу електромагнітних процесів у системі зумовлює також необхідність розробки процедур підведення балансу складових електроенергії на основі спектрів сигналів, що має свої недоліки [28].

Баланс на основі миттєвих процесів – підведення фізично обгрунтованого балансу складових електроенергії базується на використанні миттєвих характеристик на виділених ЕНС, тобто інтервалах часу, коли в ЛЕС через контрольовані перетини напрямки потоків енергії залишаються незмінними (інтервалах сталості структури ЛЕС) [28]. Виведені рівняння (5), (10), (11) балансу складових електроенергії з урахуванням обмінних потужностей Q_{EX1} та Q_{EX2} підтверджують необхідність при формуванні балансу електроенергії в ЛЕС оперувати з процесами на кожному з інтервалів сталості структури.

Для відображення реальних фізичних процесів у системі будемо враховувати напрямки потоків енергії в контрольованих перетинах системи, використовуючи ЕНС системи [28]. Використаємо далі позначення: $n_{ЕНС}$ – число енергетично незмінних станів схеми; $n_{ГГ}$, $n_{ГС}$ – число генераторів; $n_{НГ}$, $n_{НС}$ – число навантажень, які працюють відповідно у режимах генерації (індекс «Г») та споживання (індекс «Н») електроенергії; $W_{ГГ}(W_{ГС})$ та $W_{НГ}(W_{НС})$ – енергія, що генерується (споживається) генераторами та генерується (споживається) навантаженнями.

Баланс складових електроенергії у системі для множини контрольованих перетинів у відповідності до (5) та з врахуванням напрямків потоків енергії визначимо виразом

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^{N_{EIS}} \left[\sum_{j=1}^{n_{GGj}} W_{GG,f1(i,j)} + \sum_{k=1}^{n_{LGj}} W_{LG,f2(i,k)} \right] - \\ & - \left[\sum_{l=1}^{n_{LCj}} W_{LC,f3(i,l)} + \sum_{m=1}^{n_{GLj}} W_{GC,f4(i,m)} \right] \Big| J = 0, \end{aligned} \quad (16)$$

де f_1 – f_4 – функції цілочисельних змінних, які встановлюють зв'язок між порядковим номером генератора чи навантаження, ЕНС системи та індексами j, k, l, m .

Величини $n_{ЕНС}$, $n_{ГГ,j}$, $n_{НГ,j}$, $n_{ГС,j}$, $n_{НС,j}$, складові енергії, вигляд функцій f_1 – f_4 визначаються на основі розрахунків чи вимірювання струмів і напруг в контрольованих перетинах з подальшою ідентифікацією параметрів системи. У співвідношенні (16) всі складові суми по i дорівнюють нулю, тому баланс (20) має місце й для кожного ЕНС системи. Відзначимо, що усереднення (16) на періоді T призводить лише до збалансування режимів ЛЕС за середніми значеннями активної потужності.

Оскільки енергія, що надходить в навантаження, накопичується та перетворюється в інші види, то для кожного ЕНС запишемо

$$W_{LC} = W_{EX,LC} + W_{LC}^{(+)}. \quad (17)$$

Аналогічно для енергії, що повертається в навантаження, є вірною рівність

$$W_{LG} = W_{EX,LG} - W_{LG}^{(-)}. \quad (18)$$

Зв'язок між $W_{Об1,Н}$ та $W_{Об2,Н}$ для одного й того ж навантаження визначається як

$$W_{EX1,L} - W_{EX2,L} = W_L^{(0)}. \quad (19)$$

Співвідношення (17) – (19) дають можливість для кожного ЕНС системи в (16) побудувати рівності, що пов'язують між собою величини $W_{ГГ}$, $W_{ГС}$, W_{EX1} , W_{EX2} , $W^{(+)}$, $W^{(-)}$, $W^{(0)}$.

Визначення обмінних потужностей, складових балансу енергій на конкретних ЕНС передбачає знаходження моментів переходу функції миттєвої потужності $p_j(t)$ j -го контрольованого перетину через нуль.

Алгоритм розрахунку балансу складових електроенергії в системі на основі співвідношень (16) – (19) легко формалізуються та передбачає оперування з матрицями, що обумовлює можливість їх ефективного реалізації за допомогою сучасних програмно-апаратних засобів.

Якщо баланс складових електроенергії розраховується для всіх елементів системи, то наочне представлення результатів підведення балансу складових електроенергії здійснюється за допомогою графів зміни стану $\Gamma_{ЗС}\{V_{С}, H_{ЗС}\}$ та передачі енергії $\Gamma_{ПЕ}\{V_{ПЕ}, H_{ПЕ}\}$. Для подальшого використання результати розрахунку складових балансу зводяться в матриці $B_{C1}(i,j)$ та $B_{C2}(i,j)$ розмірністю відповідно $n_{ЕНС} \cdot n_L$ та $n_{ЕНС} \cdot (n_{ГГ} + n_L)$ [28]. У цих матрицях i -й рядок відповідає складовим балансу для i -го енергетично

незмінного стану, j -й стовпець матриці B_{C1} відповідає j -й електричній лінії (j -й дузі графа $\Gamma_{3C}\{V_{3C}, H_{3C}\}$), j -й стовпець матриці B_{C2} при $j = 1, \dots, n_G - j$ -му генератору та при $j = n_G + 1, \dots, n_G + n_L$ відповідає $(j - n_G)$ -у навантаженню схеми.

Для елементів матриці B_{C1} виконуються умови:

$$1) W_{Ge,i} = \mathbf{e} \prod_{j=1}^{n_L} b_{C1}(i, j) (j/b_{C1}(i, j) > 0) - \text{обсяги енергії, передані на } j=1\text{-му ЕНС в режимі}$$

генерації через всі лінії ЛЕС;

$$2) W_{Ce,i} = \mathbf{e} \prod_{j=1}^{n_L} b_{C1}(i, j) (j/b_{C1}(i, j) < 0) - \text{обсяги енергії, передані на } i\text{-му ЕНС в режимі}$$

споживання через всі лінії ЛЕС;

$$3) W_{A,i} = \mathbf{e} \prod_{j=1}^{n_{EIS}} b_{C1}(i, j) - \text{величина активної енергії, переданої через } j\text{-ту лінію на виділеному}$$

періоді роботи системи.

Для матриці B_{C2} значення $b_{C2}(i, j)$ для i -го ЕНС відповідає величині енергії, що генерується (знак «+») чи споживається (знак «-») j -м елементом системи, причому нульове значення відображає відключення j -го елемента від системи. Для елементів матриці B_{C2} виконуються умови:

$$1) W_{GGe,i} = \mathbf{e} \prod_{j=1}^{n_G} b_{C2}(i, j) (j/b_{C2}(i, j) > 0) - \text{величина енергії, що генерується генератором на } i\text{-му ЕНС;}$$

му ЕНС;

$$2) W_{GCe,i} = \mathbf{e} \prod_{j=1}^{n_G} b_{C2}(i, j) (j/b_{C2}(i, j) < 0) - \text{величина енергії, що споживається генераторами на}$$

i -му ЕНС;

$$3) W_{LGe,i} = \mathbf{e} \prod_{j=n_G+1}^{n_G+n_L} b_{C2}(i, j) (j/b_{C2}(i, j) > 0) - \text{величина енергії, що генерується навантаженнями}$$

на i -му ЕНС;

$$4) W_{LGe,i} = \mathbf{e} \prod_{j=n_G+1}^{n_G+n_L} b_{C2}(i, j) (j/b_{C2}(i, j) < 0) - \text{величина енергії, що споживається}$$

навантаженнями на i -му ЕНС;

$$5) W_{GGe,i} = \mathbf{e} \prod_{j=1}^{n_G} b_{C2}(i, j) (j/i = 1, \dots, n_G) - \text{величина енергії, що генерується } j\text{-м генератором на}$$

періоді T ;

$$6) W_{Ae,i} = \mathbf{e} \prod_{i=1}^{N_{EIS}} b_{C2}(i, j) (j/i = n_G + 1, \dots, n_G + n_G) - \text{величина енергії, що споживається } (j - n_G)\text{-м}$$

навантаженням на періоді T .

Величини $W_{\Gamma\Sigma,i}$, $W_{T\Sigma,i}$, $W_{H\Sigma,i}$, $W_{H\Sigma,i}$ відповідно дорівнюють значенням сум j , m , k , l за співвідношеннями (16). Спільний розгляд співвідношень типу (17) – (19), побудованих для конкретних структур ЛЕС, дозволяє установити розрахункові співвідношення, що відображають не тільки баланс за середніми значеннями активної потужності, але й баланс складових електроенергії, який адекватно відображає обмінні процеси в системі. За наведеними співвідношеннями можна сформулювати відповідну матрицю стану системи.

Аналіз взаємного впливу елементів системи на основі обмінних процесів. Електромагнітнусаумісність (ЕМС) можна розглядати як складову балансування попиту та пропозицій, зокрема, при оцінці рівня балансування [29, 30]. Взаємний вплив елементів системи будемо оцінювати для конкретного розрахованого режиму його роботи. При аналізі взаємного впливу елементів використаємо інтегральну модель на основі розділення сумарного струму на активну та реактивну складові [28]. Аналіз передбачає врахування впливу різних факторів неякісності електроенергії. До факторів неякісності електроенергії при оцінці ЕМС будемо відносити зміни форми сигналів $u(t)$, $i(t)$, що обумовлюють відхилення, провали та зміни напруги, спотворення синусоїдальності кривої напруги та струму, несиметрію напруги та струму, появу імпульсів напруги та тимчасової перенапруги.

Поряд з критеріями ефективності енергетичних процесів, для оцінки взаємного впливу елементів ЛЕС в якості критеріїв можуть також бути вибрані критерії, що відображають відмінність від оптимального режиму, в тому числі відмінність від синусоїдального режиму, рівні реактивної потужності

за першою та вищими гармоніками, складовими втрат, характер протікання обмінних процесів.

Безпосередньо рівень ЕМС в перетині системи оцінимо згідно з показниками Δ_{B1} , Δ_{B2} , Δ_{B3} (по мірі зниження значимості показника), які визначимо із співвідношень:

$$\Delta_{B1} = \int_0^T (u(t) / i(t) - R_{||}) dt / (TR_{||}), \text{ де } R_{||} = U^2 / P; \quad (20)$$

$$\Delta_{B2} = Q_{EX} / P; \quad (21)$$

$$\Delta_{B3} = Q / Q_{EX} - p. \quad (22)$$

Якщо показники Δ_{B1} та Δ_{B2} (співвідношення (20) та (21)) відображають відповідно критерії мінімуму втрат та усереднення зворотних потоків енергії, то показник Δ_{B3} (співвідношення (22)) є інтегральною характеристикою наближення енергетичного процесу до синусоїдального. Міру оцінки взаємного впливу елементів на основі показників Δ_{B1} , Δ_{B2} , Δ_{B3} можна визначити ступенем їх наближення до нуля.

Для оцінки дольового внеску споживачів обмінні процеси у перетині ЛЕС для заданої діючої напруги генератора $u(t)$ розділимо за першою (індекс «1»), однією j -ю вищою (індекс « j »), всіма вищими (індекс « ∞ ») та всіма (індекс « Σ ») гармоніками згідно з наступними виразами:

$$Q_{EX}^{(1)} = \frac{1}{2T} \int_0^{t^*} u(t) I_{m(1)} \sin(\omega t - \psi_1^i) dt; \quad (23)$$

$$Q_{EX}^{(j)} = \frac{1}{2T} \int_0^{t^*} u(t) I_{m(j)} \sin(j\omega t - \psi_j^i) dt; \quad (24)$$

$$Q_{EX}^{(j)} = \frac{1}{2T} \int_0^{t^*} u(t) I_{m(j)} \sin(j\omega t - \psi_j^i) dt; \quad (25)$$

$$Q_{EX}^{(\Sigma)} = \frac{1}{2T} \int_0^{t^*} u(t) \left(\sum_{k=1}^{N_r} I_{m(k)} \sin(\omega t - \psi_k^i) \right) dt. \quad (26)$$

Для оцінки дольового внеску споживачів на погіршення якості електроенергії в точці загального підключення можливі два підходи. Перший базується на оцінці впливу елементів системи оцінюється поза залежністю від попередніх режимів роботи як системи в цілому, так і конкретних його елементів, а кількісні показники взаємного впливу визначаються сумою впливів для кожного з виділених факторів неякості електроенергії з врахуванням критерію мінімуму втрат електроенергії. Загальний вплив у перетині обумовлюється сумою впливів всіх елементів, що підключені до виділеного перетину.

Виділення внеску j -го елемента у спотворення електроенергії у перетині ЛЕС передбачає формування інтегральної моделі оцінки взаємного впливу і розщеплення моделі системи на дві ортогональні складові, які відображають відповідно протікання активного та реактивного струмів. Далі здійснюється розрахунок обмінних потужностей у розщепленій моделі на основі реактивної складової струму згідно зі співвідношеннями (8), (9).

Другий підхід передбачає оцінку зміни величин обмінних потужностей як функцій від окремих змінюваних параметрів, наприклад, згідно з коефіцієнтом впливу (чутливістю) S_j^i зміни обмінної потужності $Q_{EX,i}$ i -го елемента від зміни параметра P_j j -го елемента системи $k_{Q,P} = S_j^i = \Delta_{Q_{EX,i}} / \Delta P_j$.

Виділення внеску j -го елемента у спотворення електроенергії у перетині ЛЕС розглянемо на прикладі використання інтегральної моделі згідно з критерієм мінімуму втрат електроенергії. Алгоритм оцінки взаємного впливу характеризується такою послідовністю кроків:

- 1) проведення аналізу електромагнітних процесів;
- 2) формування інтегральної моделі оцінки взаємного впливу;
- 3) розщеплення моделі системи на дві ортогональні складові;
- 4) розрахунок обмінних процесів у розщепленій моделі на основі реактивної складової струму, наприклад, згідно зі співвідношеннями (23) – (26);
- 5) оцінка впливу j -го елемента схеми із співвідношення:

$$K_{Q_{e,j}} = Q_{EX,j} / Q_{EXS}; \quad (27)$$

$$Q_{EXS} = \mathbf{e} \prod_{j=1}^{n_u} Q_{EX,j}; \quad \mathbf{e} \prod_{j=1}^{n_{eu}} K_{Q_{e,j}} = 1, \quad (28)$$

Співвідношення (27) та (28) дають можливість в наближеному вигляді оцінити внесок j -го елемента у спотворення електроенергії у перетині ЛЕС.

Формування оптимізаційної задачі при реалізації технологій балансування (гнучкості) в ЛЕС

При реалізації технологій балансування (гнучкості) необхідно вирішувати оптимізаційні задачі. Формування такої оптимізаційної задачі (визначення критеріїв) для системи, що містить акумуляторні батареї, наведено нижче.

Традиційний підхід до оцінки правильності конфігурації системи полягає у забезпеченні балансової надійності або заданого графіка генерації / споживання електроенергії. Загалом можна розглядати баланс потужності та баланс енергії, хоча ці фізичні величини пов'язані. Для ЛЕС з акумуляторними батареями на перший план виходять показники забезпечення попиту. При оцінці економічних показників системи потрібно зважати також на оптимальне використання виробленої енергії.

Формування оптимізаційних задач має здійснюватися з врахуванням обмінних процесів в ЛЕС в залежності від ролі та функцій навантажень: вимоги до графіків електрогенерації та електроспоживання (режимів роботи), їх характеристик та показників, як елементів оптимізація. Формування оптимізаційної задачі можливо здійснювати при виконанні однієї або кількох умов:

- власне споживання (автономна робота, DSM);
- кооперативне споживання (локальне), DMS;
- продаж електроенергії в централізовану систему через агрегатор, DSM.

При формулюванні задачі оптимізації необхідно враховувати, що як критерії на початковому етапі оптимізації можуть застосовуватися економічні та технічні складові, а як обмеження – соціальні та екологічні обмеження (наприклад, екологічна прийнятність чи затребуваність).

Виникає задача уточнення складових оптимізаційної задачі, яку, наприклад, доцільно вирішувати з врахуванням потужності Фризе [29].

Сформулюємо можливі варіанти балансу миттєвих потужностей у ЛЕС з виділенням миттєвих потужностей сонячної батареї $p_{CB}(t)$, акумуляторної батареї $p_{AB}(t)$, централізованої мережі $p_M(t)$ та власне навантажень споживача $p_H(t)$

$$p_{CB}(t) + p_M(t) + p_{AB}(t) = p_H(t); \quad (29)$$

$$p_{CB}(t) + p_M(t) - p_{AB}(t) = p_H(t); \quad (30)$$

$$p_{CB}(t) - p_M(t) + p_{AB}(t) = p_H(t); \quad (31)$$

$$p_{CB}(t) - p_M(t) - p_{AB}(t) = p_H(t). \quad (32)$$

Із співвідношень (29) – (32) у подальшому можуть бути отримані баланси потужностей при відборі потужності від одного генератора (33) – (35), а також при роботі групи з двох генераторів (36) – (39):

$$p_{CB}(t) = p_H(t); \quad (33)$$

$$p_M(t) = p_H(t); \quad (34)$$

$$p_{AB}(t) = p_H(t); \quad (35)$$

$$p_{CB}(t) + p_M(t) = p_H(t); \quad (36)$$

$$p_{CB}(t) - p_{AB}(t) = p_H(t); \quad (37)$$

$$p_{CB}(t) + p_{AB}(t) = p_H(t); \quad (38)$$

$$p_{CB}(t) - p_M(t) = p_H(t). \quad (39)$$

У наведених співвідношеннях мають місце наступні умови:

- 1) знак «+» перед $p_M(t)$ означає, що миттєві потужності від централізованої мережі додаються до миттєвих потужностей, що виробляються сонячною батареєю, для забезпечення потреб споживача;
- 2) знак «-» перед $p_M(t)$ означає, що миттєві потужності від централізованої мережі віднімаються від миттєвих потужностей, що виробляються сонячною батареєю, для забезпечення потреб споживача;
- 3) знак «+» перед $p_{AB}(t)$ означає, що миттєві потужності від акумуляторної батареї додаються до миттєвих потужностей, що виробляються сонячною батареєю, для забезпечення потреб споживача;
- 4) знак «-» перед $p_{AB}(t)$ означає, що миттєві потужності від акумуляторної батареї віднімаються від миттєвих потужностей, що виробляються сонячною батареєю, для забезпечення потреб споживача.

Виділивши енергетично незмінні стани на періоді роботи системи T (наприклад, $T = 24$ год) тривалістю t_i кількістю n_{ENS} та помноживши ліві та праві сторони співвідношень (29) – (39) можемо перейти до балансу енергії:

$$\sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{CBi}(t) \pm \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Mi}(t) \pm \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{ABi}(t) = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hi}(t); \quad (40)$$

$$\sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{CBi}(t) = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hi}(t), \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Mi}(t) = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hi}(t), \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{ABi}(t) = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hi}(t); \quad (41)$$

$$\sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{CBi}(t) \pm \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Mi}(t) = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hi}(t); \quad (42)$$

$$\sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{CBi}(t) \pm \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{ABi}(t) = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hi}(t); \quad (43)$$

З врахуванням вартості електроенергії C при її генерації та споживання для виділеної множини тарифів $\{C_1, \dots, C_j, \dots, C_{nT}\}$ з їх кількістю елементів n_T та тарифного плану ми можемо перейти до вартісних показників:

$$\sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{CBj}(t)C_j \pm \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Mj}(t)C_j \pm \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{ABj}(t)C_j = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hj}(t)C_j; \quad (44)$$

$$\sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{CBj}(t)C_j = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hj}(t)C_j, \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Mj}(t)C_j = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hj}(t)C_j, \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{ABj}(t)C_j = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hj}(t)C_j; \quad (45)$$

$$\sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{CBj}(t)C_j \pm \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Mj}(t)C_j = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hj}(t)C_j; \quad (46)$$

$$\sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{CBj}(t)C_j \pm \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{ABj}(t)C_j = \sum_{i=1}^{\eta_{EHC}} W_{Hj}(t)C_j; \quad (47)$$

На основі наведених співвідношень (40) – (43) чи (44) – (47) можна сформулювати наступні оптимізаційні задачі:

- 1) максимальна генерація в мережу (від ВДЕ);
- 2) мінімальне споживання від мережі (без генерації ВДЕ);
- 3) максимальне власне споживання (генерація ВДЕ);
- 4) мінімізація коштів для оплати електроенергії (без ВДЕ чи з ВДЕ);
- 5) максимізація коштів за власну генерацію з врахуванням своїх потреб.

У споживача також можуть також реалізовуватися окремі програми керування попитом (DSM), наприклад, з використанням систем розосередженого керування (DMS), що має знайти своє відображення при формуванні цільової векторної функції оптимізації. Як наслідок, сформовані вище співвідношення мають бути уточнені з введенням у правих частинах співвідношень відповідно у 1-й групі (співвідношення (33) – (39)) – доданка $(-p_{DSM}(t))$, у другій групі (співвідношення (40) – (43)) – $(-\sum W_{DSM}(t))$, у третій групі (співвідношення (44) – (47)) – доданка $(-W_{DSMj}(t)C_{DSMj})$.

Як приклад наведемо узагальнюючі вирази для оцінки неоптимальності процесів:

$$W_1 = W_B - (W_{G,R1} + W_{S1}) \rightarrow \min; \quad (45)$$

$$W_2 = (W_{G,R2} + W_{S2}) - W_B \rightarrow \max; \quad (46)$$

$$C_{\text{плат}} = C_B - (CG_{R1} + C_{S1}) \rightarrow \min; \quad (47)$$

$$C_{\text{дохід}} = (C_{G,R2} + C_{S2}) - C_B \rightarrow \max; \quad (48)$$

Представлені вирази (45) – (48) для оцінки неоптимальності процесів дозволяють підійти до балансування ЛЕС з ВДЕ з системних позицій, враховуючи не тільки склад та режими роботи системи, але й використання різних механізмів керування попитом на електроенергію, необхідність оптимізації бізнес-процесів (формування оптимізаційної тарифної політики заданих рівнів гнучкості) з використанням вимог чи обмежень, які визначаються екологічними факторами.

Висновки

1. Проведений аналіз показав, що у випадку традиційних електроенергетичних систем процес балансування попиту та пропозицій досягається шляхом забезпечення резервів і графіків генерації / навантаження, то у сучасних електроенергетичних системах, де суттєво зростає частка ВДЕ, вимоги до

балансування стають більш жорсткішими, що вимагає покращувати гнучкість електроенергетичних систем.

2. Суттєве зростання частки ВДЕ в системах енергозабезпечення, зокрема, в локальних електроенергетичних системах, обумовлює необхідність приймати нові правила роботи, зокрема, підвищувати рівень гнучкості, тобто здатність забезпечувати баланс попиту та пропозиції, впроваджувати нові технологічні рішення (керування попитом, акумулювання тощо), що потребує у першу чергу деталізації аналізу процесів енергообміну на регіональному та локальному рівнях – систем розподілу електроенергії, де у більшості випадків підключаються ВДЕ та проблема балансування є надзвичайно актуальною.

3. Розглянуто особливості аналізу процесів енергообміну в системах енергозабезпечення та запропоновано для вирішення задач балансування застосовувати обмінну потужність Q_{EX} , яка є інтегральною характеристикою впливу різних факторів неякісності електроенергії на обмінні процеси в системі та визначається у контрольованих перетинах системи. Запропоновано баланс енергії в перетинах ЛЕС визначати на основі оцінки обмінних процесів, а власне обмінну потужність використовувати для аналізу взаємного впливу елементів системи (рівнів ЕМС).

4. Для досягнення заданих рівнів балансування (гнучкості) в ЛЕС на основі аналізу обмінних процесів сформовано оптимізаційну задачу, особливості побудови складових якої розглянуто на прикладі ЛЕС з акумуляторною батареєю.

Список використаної літератури

1. World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway. – <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>
2. Wang, K., Yu, J., Yu, Y., Qian, Y. A survey on energy internet: architecture, approach, and emerging technologies // IEEE Systems Journal. 2018. Vol. 12, № 3. P. 2403–2416.
3. Денисюк С.П., Стржелецьки Р. Формування складових інтелектуальної платформи керування енергетичними системами та мережами // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2019. № 3. С. 7–22.
4. Conor E. Kelly, John A. Ging, Aman Kansal, Michael P. Walsh. Balancing Power Systems with Datacenters Using a Virtual Interconnector // IEEE Power and Energy Technology Systems Journal (Volume: three, Issue: 2, June 2016). P. 51–59.
5. Eddie Proffitt. Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage. – https://powerresponsive.com/wp-content/uploads/2021/04/NG_MEUC-book-2021.pdf
6. <https://www.renewableenergyworld.com/solar/balancing-a-renewable-grid-what-are-the-options/#gref>
7. https://enerhodzherela.com.ua/analitika/Балансування_енергетичної_системи
8. Денисюк С.П. Особливості аналізу режимів роботи енергосистем у районах з альтернативними джерелами електроенергії вітровими електростанціями. / С.П. Денисюк, П.В. Махлін, О.А. Шрам, В.М. Слинко // Технічна електродинаміка. 2022. №1. С. 41–49.
9. Жаркин А.Ф., Денисюк С. П., Попов В. А. Системы электроснабжения с источниками распределенной генерации. Київ: Наукова думка. 2017. 230 с.
10. Кириленко О.В., Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Використання динамічної тарифікації для оптимізації техніко-економічних показників ЛЕС на локальних ринках електроенергії // Технічна електродинаміка. 2022. № 3. С. 37–48.
11. Kaneva M., Popov Z., Stoilov D. Power Balancing in Electric Power System with Considerable Wind Power Penetration // Efficacité énergétique – sources d'énergies renouvelables – protection de l'environnement COFRET'12, Sozopol, Bulgarie, 14 August 2017.
12. <https://ua-energy.org/uk/posts/balansuvannia-enerhosystemy-v-poshukakh-optymalnykh-rishen>
13. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf
14. Cruz I., Plić D.D., Johansson M.T. Using flexible energy system interactions amongst industry, district heating, and the power sector to increase renewable energy penetration // Energy Efficiency. 2023. Published online: 23 June 2023, 16, Article number: 53 (2023). 22 p.
15. Semich Imprama, Secil Varbak Neseb, Bülent Oralb. Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey // Oral Energy Strategy Reviews. Volume 31, September 2020; 100539 Operational Challenges towards Deployment of Renewable Energy.
16. Denysiuk, S., Derevianko, D. The cost-based DSM methods in ЛЕСs with DG sources. Paper presented at the 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology, KhPI Week 2021 – Conference Proceedings, 544–548. doi:10.1109/KhPIWeek53812.2021.957009
17. Denysiuk, S., Zaichenko, S., Opryshko, V., Derevianko, D. Assessment of consumers power consumption optimization based on demand side management. EUREKA, Physics and Engineering, 2021(2), 19-31. doi:10.21303/2461-4262.2021.001689
18. Майснер Ф., Штіве К. Вимушені обмеження виробництва електроенергії з відновлюваних джерел як один з варіантів забезпечення гнучкості. Аналітична записка. - https://www.lowcarbonukraine.com/wp-content/uploads/PP4_09_2019_Curtailment_ukr.pdf
19. [https://energypedia.info/wiki/Flexibility_\(Power_System\)](https://energypedia.info/wiki/Flexibility_(Power_System))
20. <https://drawdown.org/solutions/grid-flexibility>
21. Cochran, J., Miller, M., Zinaman, O., Milligan, M., Arent, D., Palmintier, B., O'Malley, M., Mueller, S., Lannoye, E., Tuohy, A., Kujala, B., Sommer, M., Holttinen, H., Kiviluoma, J., and Soonee, S. K. (2014). *Flexibility in 21st Century Power Systems*. 21st Century Power Partnership. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61721.pdf>

22. Umar Taiwo Salman, Saifullah Shafiq, Fahad S. Al-Ismael, Muhammad Khalid. A Review of Improvements in Power System Flexibility: Implementation, Operation and Economics // *Electronics* 2022, 11(4), 581; <https://doi.org/10.3390/electronics11040581>

23. Гнучкість для енергосистеми майбутнього. Вирішення проблеми українського «зелено-вугільного» парадоксу / <https://www.wartsila.com/docs/default-source/power-plants-documents/downloads/white-papers/europe/wartsila-flexibility-to-future-proof-the-ukrainian-power-system.pdf>

24. Петрик І.М. Проблема ВДЕ – проблема не лише зелених тарифів, а довгострокове вирішення полягає не в їх урізанні / <https://www.finnishenergyhub.com/post/renewable-problem-is-not-in-feed-in-tariffs>

25. <https://ua-energy.org/uk/posts/pikery-ta-balansery-iakykh-tekhnologii-potrebuie-enerhosystema-ukrainy>

26. Лежнюк П.Д., Лисий В.М. Оцінювання впливу факторів, які впливають на енергоефективність ВДЕ під час балансування режимів електроенергетичних систем. – <https://proceedings.vntu.edu.ua/index.php/proc/article/view/17/9>

27. Кузнецов М.П. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії. Київ: Інститут відновлювальної енергетики НАН України. 2022. 142 с.

28. Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Енергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами. Київ: Текст, 2010. 264 с.

29. Денисюк С.П. Аналіз та оптимізація енергопроцесів у розосереджених електроенергетичних системах. Технічна електродинаміка. 2016. № 4. С. 62–64.

30. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Буткевич О.Ф., Рибіна О.Б. Задачі забезпечення електромагнітної сумісності потужного електроенергетичного обладнання. Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». 2010. С. 61–68.

S. Denysiuk¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-6299-3680

V. Lysyi¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0003-3714-7623

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

ANALYSIS OF ENERGY EXCHANGE PROCESSES WHEN BALANCING REGIMES ENERGY SUPPLY SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATION

It is shown that maintaining a balance between the production and consumption of electric energy is an important condition for the stable operation of modern energy supply systems. The active increase in the share of renewable energy sources forces the use of new algorithms for balancing demand and supply, in particular, at the expense of flexibility. This implies the need to implement new technological solutions and approaches to balancing the modes of generation and consumption (the ability to quickly respond to changes in demand and supply), which, in turn, requires a detailed analysis of energy exchange processes in electric power systems.

It is recognized that there is a need for an in-depth analysis of the balance of energy components, and an assessment of electromagnetic compatibility in electric power systems, especially in the conditions of the growing influence of renewable energy sources on local electricity markets. Analysis of various factors influencing technological solutions and cooperation of different market parties are key components for developing effective management strategies and ensuring the stability of the electric power system.

The peculiarities of the analysis of energy exchange processes in local electric power systems with the determination of exchange capacities, which are integral characteristics of the influence of various factors of the non-acidity of electricity on exchange processes, are considered. It is proposed to balance the components of electric energy on the basis of exchange processes in controlled intersections of local electric power systems using the components of instantaneous power at each energetically constant state. The exchange processes in local electric power systems are analyzed with the selection of different modes of their operation, in particular, when assessing the level of electromagnetic compatibility of the elements of the local electric power systems.

The introduction of exchange capacities made it possible to develop indicators for assessing the level of electromagnetic compatibility of the elements of the local system. To estimate the share of consumers' contribution to the deterioration of the quality of electricity at the common connection point, an algorithm for evaluating the mutual influence of elements is proposed, with the allocation of the element's contribution to the distortion of electricity in the controlled intersection and the analysis of the magnitude of the influence of distorting factors on electromagnetic processes in the system element.

An optimization model for achieving the specified levels of balancing (flexibility) in local electric power systems with energy accumulators has been developed.

Keywords: energy supply systems, local electric power systems, renewable energy sources, distributed generation, mode balancing, flexibility, demand management, exchange capacity.

References

1. World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway. – <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>

2. Wang, K., Yu, J., Yu, Y., Qian, Y. A survey on energy internet: architecture, approach, and emerging technologies // *IEEE Systems Journal*. 2018. Vol. 12. № 3.P. 2403–2416.

3. Denysiuk S.P., Strzelecki R. Formation of components of an intelligent platform for managing energy systems and networks // *Energy: economics, technologies, ecology*. 2019. № 3. P. 7–22.
4. Conor E. Kelly, John A. Ging, Aman Kansal, Michael P. Walsh. Balancing Power Systems with Datacenters Using a Virtual Interconnector // *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal* (Volume: three, Issue: 2, June 2016). P. 51–59.
5. Eddie Proffitt. Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage. – https://powerresponsive.com/wp-content/uploads/2021/04/NG_MEUC-book-2021.pdf
6. <https://www.renewableenergyworld.com/solar/balancing-a-renewable-grid-what-are-the-options/#gref>
7. https://enerhodzherela.com.ua/analitika/Балансування_енергетичної_системи
8. Denysiuk S.P. Peculiarities of the analysis of power system operation modes in areas with alternative sources of electricity by wind power plants. / S.P. Denysiuk, P.V. Makhlin, O.A. Shram, V.M. Slynko // *Technical electrodynamics - 2022*, No.1.P. 41–49.
9. Zharkin A.F., Denysiuk S.P., Popov V.A. Power supply systems with distributed generation sources. Kyiv: Scientific opinion. 2017. 230 p.
10. Kyrylenko O.V., Zhuikov V.Ya., Denysiuk S.P. The use of dynamic pricing to optimize technical and economic indicators of LES on local electricity markets // *Technical electrodynamics*. 2022. No. 3. P. 37–48.
11. Kaneva M., Popov Z., Stoilov D. Power Balancing in Electric Power System with Considerable Wind Power Penetration // *Efficacité énergétique – sources d’énergies renouvelables – protection de l’environnement COFRET’12*, Sozopol, Bulgarie, 14 August 2017.
12. <https://ua-energy.org/uk/posts/balansuvannia-enerhosystemy-v-poshukakh-optymalnykh-rishen>
13. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf
14. Cruz I., Ilić D.D., Johansson M.T. Using flexible energy system interactions amongst industry, district heating, and the power sector to increase renewable energy penetration // *Energy Efficiency*. – 2023. – Published online: 23 June 2023, 16, Article number: 53 (2023). – 22 p.
15. Semich Imprama, Secil Varbak Neseb, Bülent Oralb. Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey // *Oral Energy Strategy Reviews*. Volume 31, September 2020; 100539 Operational Challenges towards Deployment of Renewable Energy.
16. Denysiuk S., Derevianko D. The cost-based DSM methods in JIECs with DG sources. Paper presented at the 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology, KhPI Week 2021. Conference Proceedings. P. 544–548. doi:10.1109/KhPIWeek53812.2021.957009
17. Denysiuk S., Zaichenko S., Opryshko V., Derevianko D. Assessment of consumers power consumption optimization based on demand side management. *EUREKA, Physics and Engineering*, 2021(2), 19-31. doi:10.21303/2461-4262.2021.001689
18. Meissner F., Stive K. Enforced restrictions on electricity production from renewable sources as one of the options for ensuring flexibility. Analytical note / https://www.lowcarbonukraine.com/wp-content/uploads/PP4_09_2019_Curtailment_ukr.pdf
19. [https://energypedia.info/wiki/Flexibility_\(Power_System\)](https://energypedia.info/wiki/Flexibility_(Power_System))
20. <https://drawdown.org/solutions/grid-flexibility>
21. Cochran, J., Miller, M., Zinaman, O., Milligan, M., Arent, D., Palmintier, B., O’Malley, M., Mueller, S., Lannoye, E., Tuohy, A., Kujala, B., Sommer, M., Holttinen, H., Kiviluoma, J., and Soonee, S. K. (2014). Flexibility in 21st Century Power Systems. 21st Century Power Partnership. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61721.pdf>
22. Umar Taiwo Salman, Saifullah Shafiq, Fahad S. Al-Ismael, Muhammad Khalid. A Review of Improvements in Power System Flexibility: Implementation, Operation and Economics // *Electronics* 2022, 11(4), 581; <https://doi.org/10.3390/electronics11040581>
23. Flexibility for the energy system of the future. Solving the problem of the Ukrainian «green-coal» paradox / <https://www.wartsila.com/docs/default-source/power-plants-documents/downloads/white-papers/europe/wartsila-flexibility-to-future-proof-the-ukrainian-power-system.pdf>
24. Petryk I.M. The problem of RES is not only a problem of green tariffs, but the long-term solution does not lie in their reduction / <https://www.finnishenergyhub.com/post/renewable-problem-is-not-in-feed-in-tariffs>
25. <https://ua-energy.org/uk/posts/pikery-ta-balansery-iakykh-tekhnohii-potrebuie-enerhosystema-ukrainy>
26. Lezhnyuk P.D., Lysyi V.M. Assessment of the impact of factors that affect the energy efficiency of RES during the balancing of power systems. – <https://proceedings.vntu.edu.ua/index.php/proc/article/view/17/9>
27. Kuznetsov M.P. Features of combined energy systems with renewable energy sources. Kyiv: Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2022. 142 p.
28. Zhuikov V.Ya., Denysiuk S.P. Energy processes in electric circuits with key elements. Kyiv: Text, 2010. 264 p.
29. Denysiuk S.P. Analysis and optimization of energy processes in distributed power systems. *Technical electrodynamics*. 2016. No. 4. P. 62–64.
30. Kyrylenko O.V., Denysiuk S.P., Butkevich O.F., Rybina O.B. Problems of ensuring electromagnetic compatibility of powerful electric power equipment. *Technical electrodynamics*. Subject. issue "Problems of modern electrical engineering". 2010. P. 61–68.

Надійшла: 22.09.2023

Recieved: 22.09.2023

CONCEPT OF AN ENSEMBLE FORECASTING SYSTEM FOR OPTIMIZATION PROBLEMS OF CONTROL OF SOLAR MICROGRID

Accurate probabilistic forecasts of renewable generation are the driving force for optimizing the operation and management of MicroGrid systems. Combining forecasts of different individual models can improve forecast accuracy, but unlike combining point forecasts, for which simple weighted averaging is often a plausible solution, combining probabilistic forecasts is a much more complex task. Today, ensembles of forecasting models are one of the promising directions for problem solving, where forecasting accuracy is more important than the ability to interpret the model. The main idea of ensembles is the training of several basic models and the aggregation of the results of their work. Empirical studies show that combinations of forecasts, on average, are more likely to produce better forecasts than methods that are based on selecting only one forecasting model. When building ensembles, the issue of ensuring diversity of models and effective training of model members of the ensemble becomes especially relevant. The article is devoted to solving the issues of building an ensemble model for forecasting photovoltaic (PV) power, which combines the results of several basic probabilistic models. Using the ensemble method proposed by the authors can improve forecasting accuracy and reduce the time required for training and evaluation of ensemble member models. Directions and prospects of further research are formulated.

Keywords: forecasting system, ensembles of forecasting models, solar power plant, MicroGrid, ensemble architecture

Introduction. Forecasting plays a key role in the planning of any process, as it provides an insight into uncertainty. With the help of simulation, it is possible to assess whether the proposed strategies can achieve the desired goals within predetermined limits. However, determining the best prediction method is not an easy task and depends a lot on the user's goals and the constraints he/she is likely to face. Rather than trying to find a single best prediction method, an alternative approach might be to combine the results of independent predictors and take some average of the predictions.

This method of averaging a number of independent forecasts obtained from different forecasting methods is known as forecast combining, and the result is often called a consensus forecast. If a specific forecast model that yields smaller accuracy errors compared to other individual forecasts cannot be identified, adopting a consensus approach may be beneficial by achieving diversification. In recent decades, combined forecasts have attracted a lot of interest, supported by the publication of a large quantity of research on the accuracy of forecasts. Empirical researches have shown that combining forecasts has made it possible to increase the accuracy of forecasts [1-6].

One of the advantages of using such a forecast is that it can be useful if the situation has a significant degree of uncertainty or risk, and it is difficult to choose the most accurate forecast in advance. Even if one method is determined to be the best, the combination is still worthwhile if the other methods can make some positive contribution to forecast accuracy. Moreover, many factors can influence an independent prediction, and these, together with any additional useful information, can be obtained using a consensus approach.

A MicroGrid is a small-scale electrical network that integrates distributed energy sources and can operate connected to the United Energy Systems (UPS) or autonomously. MicroGrids are equipped with various types of energy generation and storage sources, including solar and wind power plants, diesel generators, batteries, etc. (Fig. 1).

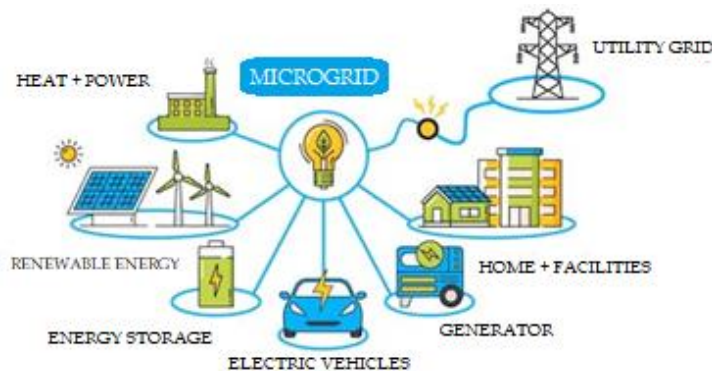


Figure 1 – A typical MicroGrid architecture

The generation of electrical energy by renewable energy sources, and a solar plant in particular, is very unstable, it depends on weather and geographical conditions, season, time, etc. The MicroGrid, in contrast to UPS, is sensitive to various disturbances, it does not have such a property as inertia, which is usually provided by powerful generators of large power plants. Therefore, the effective operation of the MicroGrid is related to accurate grid management. Due to the variety and complexity of the processes that take place in the local power system, an effective tool for managing such a network can be an ensemble (combined) system, the tasks of which can include:

- forecasting of generation and consumption, maximum load;
- management of energy source operating modes;
- problem detection and system management.

For the effective operation of such a control system, it is necessary to choose the right architecture, which depends on a number of parameters (type of input data and system goals).

Purpose of the work. Development of the architecture of the ensemble forecasting system for the tasks of optimizing the management of the Solar MicroGrid and the theoretical justification of the prospects for the implementation of such a forecasting procedure.

Material and research results. In electrical networks, data is most often obtained in the form of time series. They can be used as received or prepared by using data standardization and normalization. Forecasting is one of the main tasks in a MicroGrid.

As a rule, past data for a certain period are used for forecasting. The choice of the duration of this period is a compromise between the complexity of the system, because the longer this period is, the more complex the system is, and the quality of the forecast. In the Solar MicroGrid, the optimal forecast is made for 1-24 hours, and input parameters are taken for the last 3-72 hours, respectively [7].

An important issue is the detection of abnormal situations in MicroGrid. The problem is that when creating a training sample, there is much less data on extraordinary situations than on normal work, and it is impractical to get them specifically. The forecasting system does not necessarily need to know what each abnormal situation looks like, and the task of identifying problems is reduced to finding anomalies in time series. Therefore, the training sample should consist of examples without anomalies. To solve this problem, the models accepted in the forecasting system must process a certain period of time. The use of autoencoders is appropriate for this task. An autoencoder is a model that consists of two parts: an encoder and a decoder. Accordingly, it learns to encode data and reproduce it with the smallest possible error. Since the autoencoder cannot reliably reproduce anomalous data, a noticeable increase in error will immediately be obtained, indicating an anomaly in the data due to an abnormal situation.

The management problem corresponds to the classification problem. And in this case, the state and situations in the solar power system are classified according to which decisions are made. Therefore, the main types of models that can effectively solve this problem are K-Nearest Neighbor (KNN) or Neural Networks (NN) with architectures of Perceptron, Convolutional NN or Deep Machine Learning Network. Often the management problem is that vague categories are being operated on [8-10]. Therefore, the use of Neuro-Fuzzy Systems, such as ANFIS (Adaptive Network Based Fuzzy Inference System), is effective for this task. This method combines a clear interpretation of the raw data corresponding to Fuzzy Logic, and the membership functions are implemented by a Neural Network.

Overview of the Proposed Ensemble Method for Forecasting Solar MicroGrid Power. The predictions of the underlying probabilistic models are combined into a competitive ensemble method, illustrated in Fig. 2. Historical and current PV data and weather data together with calendar variables and the geographic location of the Solar MicroGrid are the inputs to the proposed forecasting system architecture. This data is used by the underlying probabilistic models to construct individual probabilistic power forecasts. Finally, the predicted quantiles returned from the underlying models are fed as inputs to the ensemble model to combine them appropriately. In the forecast pooling step, calendar variables and geographic location may or may not be used, which differentiates the parameter estimation. The output of the combination procedure is a probabilistic photovoltaic power forecast.

Database. The following types of datasets are used:

- meteorological data that can be obtained both from local sensors of weather parameters and from a centralized weather station [11];
- measurement data of electricity generation/consumption [11, 12];
- calendar information, according to which seasonality and time of day are determined;
- the geographical location of Solar MicroGrid.

Meteorological data is data that contains actual light and weather values with a resolution of 10 minutes. Characteristics of meteorological data can be solar radiation, air temperature, precipitation, relative humidity, wind speed, etc [11].

These data must be time-averaged to match the forecast interval. The measured real output power data of the PV system is also used as a data function.

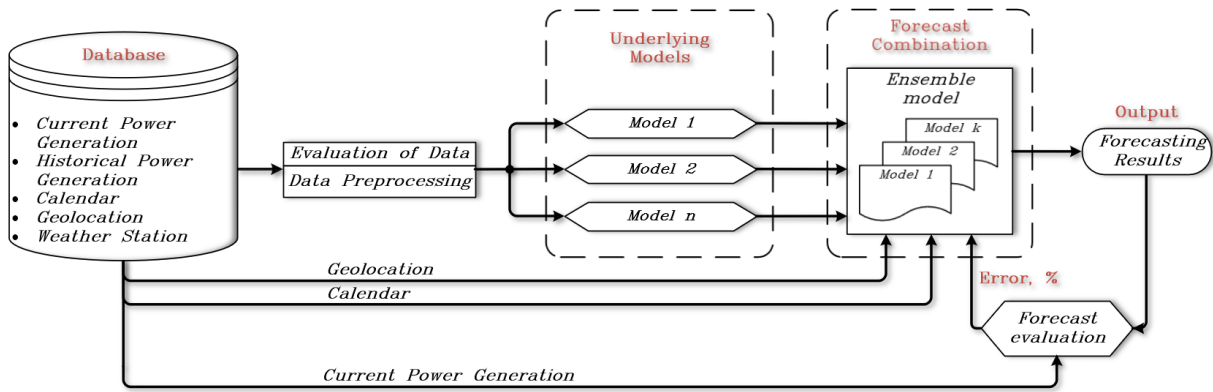


Figure 2 – The concept of the general framework of an ensemble Solar MicroGrid power forecasting system

Evaluation of Data and Data Preprocessing. A correlation matrix is used to estimate the actual value of the influence of each parameter on the output variable and separately on each of the input factors of the model. It is a structured approach to ranking the importance of predictors or input variables in the output. The Pearson Correlation Coefficient (PCC) and *t*-statistics are used to select the appropriate characteristics of the data. The PCC is used to calculate the correlation value. Values are in the range -1 to 1 [11]. Value $r = 1$ indicates a positive correlation, $r = 0$ indicates the absence of correlation, and $r = -1$ indicates a negative correlation. The PCC formula is as follows:

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{(n-1)s_x s_y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (1)$$

where \bar{x} , \bar{y} – the average values for the sample x and y , s_x and s_y – unbiased (adjusted) estimate of the standard deviation for x and y .

Data preprocessing involves normalization, cleaning, recovery, and separation of data. At the stage of data preparation, data are normalized using minimum-maximum normalization. Minimum-maximum normalization is defined as [13]:

$$\bar{x}_n = \frac{x_n - x_{min}}{x_{max} - x_{min}} \quad (2)$$

де \bar{x}_n – normalized data, x_n – output data, x_{max} і x_{min} – maximum and minimum value of x_n accordingly.

After data normalization, data cleaning removes outliers and data reconstruction replaces missing values using linear interpolation. The "good" data is further divided into training and testing sets.

The stages of data preprocessing are shown in Fig. 3.

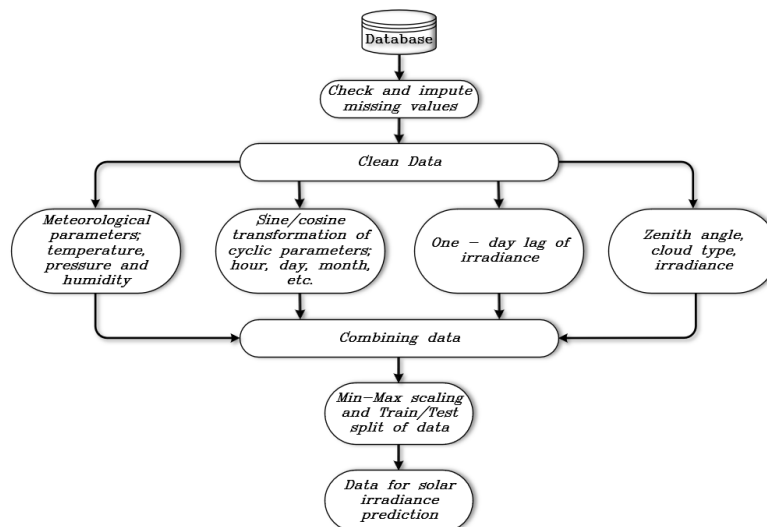


Figure 3 – Preprocessing steps for cleaning and separating data into train test sets

First, the missing values are identified and are replaced with the values from the same time the previous day. If the value for the same time of the previous day is also missing, then the missing data is imputed using the same time value of the last previous day with available data. Then further processing of the clean data is performed in the ways discussed above. The transformations of sines and cosines of cyclic parameters, such as hour of the day, day of the year, month of the year, season of the year, are determined. Binary encoding from the atmosphere model can be used to encode the Cloud Type feature. Meteorological parameters including pressure, temperature and wind speed are separated. One-day time lags of solar irradiance for the last day are organized as separate characteristics for solar irradiance models. These functions are concatenated and then normalized, i.e. the range of each input vector is bounded to (0, 1). The scaled data are then divided into training and test datasets for training and evaluating the proposed model, respectively.

Probabilistic Underlying Models. The selection of basic models is based on an individual assessment of each model, the number of which in the proposed architecture is unlimited. For each model, *Model 1..n*, it is assumed that the same subsequent training data are available at the starting point of the forecast t : N historical and current values $P_{t-(N-1)}, P_{t-(N-2)}, \dots, P_t$ of PV power; N vectors $p_{t-(N-1)}, p_{t-(N-2)}, \dots, p_t$ M predictors, corresponding to each of the N historical PV power values. In particular, the general j -th vector of predictors is

$$p_j = \left\{ p_{1j}, \dots, p_{Mj} \right\} \text{ for } j = t - (N - 1), t - (N - 2), \dots, t.$$

The Ensemble Model for Forecast Combination. The ensemble model is based on the quantile-weighted sum. In [14] proposes and compares eight different strategies:

- the Pure Quantile Weighted Sum (PQWS);
- the Hourly Quantile Weighted Sum (HQWS);
- the Pure Constrained Quantile Weighted Sum (PCQWS);
- the Hourly Constrained Quantile Weighted Sum (HCQWS);
- the Pure Quantile Weighted Sum with Least Absolute Shrinkage and Selection Operator (LASSO) Regularization (PQWSLR);
- the Hourly Quantile Weighted Sum with LASSO Regularization (HQWSLR);
- the Pure Quantile Weighted Sum with Ridge Regularization (PQWSRR);
- the Hourly Quantile Weighted Sum with Ridge Regularization (HQWSRR).

In the "pure" approaches, the weights were estimated without any differentiation in terms of daily duration, while in the "hourly" approaches, weights were estimated using only one-hour observations. In this way, the weights are differentiated by hours of the day to account for the daily periodicity of the PV power scheme.

In [14], the last four approaches were extended, starting with the Least Absolute Shrinkage and Selection Operator (LASSO) quantile regression and quantile Ridge Regression, respectively, which allows adjusting the weights by assigning a penalty associated with the weights.

In the PQWS and HQWS strategies, the weights were estimated without any regularization restrictions or losses. Compared to the constrained or regularized strategies, the PQWS and HQWS strategies return the lowest net sum in the sample because the minimization problem is unconstrained. However, there is no certainty that these weights are the best choice for out-of-sample predictions. This is a common problem for regression applied to prediction, where the preponderance of training data has negative consequences when the model is used to predict unknown data.

Since the ensemble combination of probabilistic individual forecasts is evaluated in terms of relative improvement over the individual forecasts, the use of a specific combination block construction strategy depends on the selected underlying models.

Forecast Evaluation. When operating any predictive model, sooner or later the question of the possibility of correcting its parameters arises. Every year, the growth of electricity consumption and its generation increases, the operating conditions of the electricity market and capacity change, the energy systems themselves develop, as a result, at a certain stage, the forecasting system turns out to be inadequate to the current state. Taking into account the specifics of the electric power industry, namely the dependence of the amount of generation on many different factors (weather conditions; type of day – weekend, working, holiday; type of consumer – industrial and household sector), the problem of retraining the forecasting system is obvious, because sooner or later the model will cease to provide an adequate forecast.

To realize the possibility of retraining, correction of model parameters based on the error of the original forecast is introduced into the forecasting system. The output forecast of the system is compared with the actual value of the Solar Microgrid generation and when the error will exceed a certain set allowable level, the system is retrained on the new data.

As a block of forecast evaluation, standard criteria for determining a qualitative forecast such as mean square error (MSE), root mean square error (RMSE), mean absolute error (MAE), mean absolute percent error (MAPE), coefficient of determination (R2) can be used [12], as well as methods based on the genetic algorithm or fuzzy logic.

Conclusions. To improve the forecasting accuracy in the Solar Microgrid management strategy, this study proposes a concept of a short-term PV power forecasting system that uses an ensemble forecasting method. The ensemble model is built by combining individual forecasting models as basic models and then organizing them into an ensemble combination. The model also provides for adaptation based on a change in the output value, if the forecast becomes of inadequate quality.

Further development of methods of combining forecasts should be carried out within the framework of two approaches: by including new types of individual models in the basic set of the combined model and by improving and developing new methods of combining forecasts.

Prospective directions for improvement of methods of combining forecasts include combining based on technologies of intelligent data analysis, and combining forecasts based on stable statistical estimates.

References

1. P. Mandal, S. T. S. Madhira, A. Ul Haque, J. Meng and R. L. Pineda, "Forecasting power output of solar photovoltaic system using wavelet transform and artificial intelligence techniques", *Proc. Computer Science*, vol. 12, pp. 332 – 337, 2012.
2. Y. Zhengque, C. Yapei, and X. Jiapeng, "Power generation forecasting model for photovoltaic array based on generic algorithm and BP neural network", *IEEE 3rd Int. Conf. on Cloud Computing and Intelligence Systems (CCIS)*, Shenzhen, pp.380-383, Nov, 2014.
3. M. Monfared, M. Fazeli, R. P. Lewis and J. R. Searle, "Fuzzy Predictor With Additive Learning for Very Short-Term PV Power Generation", *IEEE Access*, vol. 7, pp. 91183-91192, 2019.
4. A. K. Pani and N. Nayak, "Photovoltaic Power Forecasting by Evolutionary Algorithm-Based Improved Extreme Learning Machine", *Adv. in El. Contr. and Sign. Syst.*, pp.109-129, 2020.
5. K. S. Sivhugwana and E. Ranganai, "Intelligent techniques, harmonically coupled and SARIMA models in forecasting solar radiation data: A hybridization approach", *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 31, pp. 14-37, 2020.
6. U. B. Tayab, F. Yang, A. S. M. Metwally and J. Lu, "Solar photovoltaic power forecasting for microgrid energy management system using an ensemble forecasting strategy", *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 44, no. 4, pp. 10045-10070, Nov. 2022. doi.org/10.1080/15567036.2022.2143945.
7. V. Sharyfullyn and A. Sharyfullyna, "Neirosetevoe prohnozyrovanye potrebleniya elektroenerhyi promyshlennim predpriatyem", *Vestnyk KHEU*, № 2, 2012. (Rus)
8. A. Kroshylyn, A. Babkyn and S. Kroshylyna, "Osobennosti postroyeniya system podderzhky pryniatyia reshenyi na osnove nechetkoi lohyky", *Nauchno-tekhnycheskye vedomosti SPbHTU*, №2, pp. 58-63, 2010. (Rus)
9. V. Kyryk, "Matematychnyi aparat shtuchnoho intelektu v elektroenerhetychnykh systemakh: pidruchnyk", Igor Sikorsky KPI, Vyd-vo «Politekhnik», 224 p., 2019. (Ukr)
10. I. Kaya, M. Çolak and F. Terzi, "A comprehensive review of fuzzy multi criteria decision making methodologies for energy policy making", *Energy Strategy Reviews*, vol. 24, pp. 207-228, 2019. doi:10.1016/j.esr.2019.03.003.
11. D. Matushkin, A. Bosak and L. Kulakovskiy, "Analysis of factors for forecasting electric power generation by solar power plants", *POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology*, vol. 4, pp. 64-69, 2020. doi:10.20535/1813-5420.4.2020.233597.
12. A. Bosak, D. Matushkin, V. Dubovyk, S. Homon and L. Kulakovskiy, "Determination of the concepts of building a solar power forecasting model", *Scientific Horizons*, vol. 24, no. 10, pp. 9-16, 2021. doi:10.48077/scihor.24(10).2021.9-16.
13. A. A. H. Lateko, H.-T. Yang, C.-M. Huang, "Short-Term PV Power Forecasting Using a Regression- Based Ensemble Method", *Energies*, vol. 15, no. 11, pp. 1-21, 2022. https://doi.org/10.3390/en15114171.
14. A. Bracale, G. Carpinelli and P. De Falco, "Developing and Comparing Different Strategies for Combining Probabilistic Photovoltaic Power Forecasts in an Ensemble Method", *Energies*, vol. 12, pp. 1-16, 2019. doi:10.3390/en12061011.

Д. С. Матушкін¹, аспірант, ORCID 0000-0003-4431-7862

А. В. Босак¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-0545-9980

¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

КОНЦЕПЦІЯ АНСАМБЛЕВОЇ СИСТЕМИ ПРОГНОЗУВАННЯ ДЛЯ ЗАДАЧ ОПТИМІЗАЦІЇ УПРАВЛІННЯ MICROGRID СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Точні ймовірнісні прогнози відновлюваної генерації є рушійною силою для оптимізації експлуатації та управління MicroGrid системами. Комбінація прогнозів, наданих різними індивідуальними моделями, може дозволити підвищити точність прогнозів, однак, на відміну від комбінування точкових прогнозів, для яких просте зважене усереднення часто є вірогідним рішенням, комбінування ймовірнісних прогнозів

є набагато складнішим завданням. Сьогодні ансамблі моделей прогнозування є одним із перспективних напрямів розв'язання задач, де прогностична точність важливіша, ніж можливість інтерпретувати модель. Головна ідея ансамблів полягає в навчанні кількох базових моделей та агрегації результатів їх роботи. Емпіричні дослідження показують, що комбінації прогнозів у середньому частіше дають кращі прогнози, ніж методи, які базуються на виборі лише однієї моделі прогнозування. При побудові ансамблів особливої актуальності набуває питання забезпечення різноманітності моделей та ефективного навчання моделей-членів ансамблю. Стаття присвячена розв'язанню питань побудови ансамблевої моделі для прогнозування фотоелектричної (PV) потужності, яка поєднує результати декількох базових імовірнісних моделей. Використання запропонованого авторами ансамблевого методу може підвищити точність прогнозування та зменшити час, необхідний для тренування й оцінки моделей-членів ансамблю. Сформульовані напрями та перспективи подальших досліджень.

Ключові слова: система прогнозування, ансамблі моделей прогнозування, генерація електричної енергії, сонячна електростанція, MicroGrid, ансамблева архітектура

Список використаної літератури

1. P. Mandal, S. T. S. Madhira, A. Ul Haque, J. Meng and R. L. Pineda “Forecasting power output of solar photovoltaic system using wavelet transform and artificial intelligence techniques”, Proc. Computer Science, vol. 12, pp. 332 – 337, 2012.
2. Y. Zhengque, C. Yapei, and X. Jiapeng “Power generation forecasting model for photovoltaic array based on generic algorithm and BP neural network”, IEEE 3rd Int. Conf. on Cloud Computing and Intelligence Systems (CCIS), Shenzhen, pp.380-383, Nov, 2014.
3. M. Monfared, M. Fazeli, R. P. Lewis and J. R. Searle “Fuzzy Predictor With Additive Learning for Very Short-Term PV Power Generation.” IEEE Access, vol. 7, pp. 91183-91192, 2019.
4. A. K. Pani and N. Nayak, “Photovoltaic Power Forecasting by Evolutionary Algorithm-Based Improved Extreme Learning Machine”, Adv. in El. Contr. and Sign. Syst., pp.109-129, 2020.
5. K. S. Sivhugwana and E. Ranganai, “Intelligent techniques, harmonically coupled and SARIMA models in forecasting solar radiation data: A hybridization approach”, *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 31, pp. 14-37, 2020.
6. U. B. Tayab, F. Yang, A. S. M. Metwally and J. Lu, “Solar photovoltaic power forecasting for microgrid energy management system using an ensemble forecasting strategy”, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 44, no. 4, pp. 10045-10070, Nov. 2022. doi.org/10.1080/15567036.2022.2143945.
7. Шарифуллин В. Ш., Шарифуллина А. В. Нейросетевое прогнозирование потребления электроэнергии промышленным предприятием // Вестник КГЭУ, 2012. № 2 (13). С. 6-11.
8. Крошилин А. В., Бабкин А. В., Крошилина С. В. Особенности построения систем поддержки принятия решений на основе нечёткой логики // Научно-технические ведом. СПбГТУ, 2010. №2. С. 58-63.
9. Кирик В. В. Математичний апарат штучного інтелекту в електроенергетичних системах: підручник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2019. 224 с.
10. I. Kaya, M. Çolak and F. Terzi, “A comprehensive review of fuzzy multi criteria decision making methodologies for energy policy making”, *Energy Strategy Reviews*, vol. 24, pp. 207-228, 2019. doi:10.1016/j.esr.2019.03.003.
11. D. Matushkin, A. Bosak and L. Kulakovskiy, “Analysis of factors for forecasting electric power generation by solar power plants”, *POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology*, vol. 4, pp. 64-69, 2020. doi:10.20535/1813-5420.4.2020.233597.
12. A. Bosak, D. Matushkin, V. Dubovyk, S. Homon and L. Kulakovskiy, “Determination of the concepts of building a solar power forecasting model”, *Scientific Horizons*, vol. 24, no. 10, pp. 9-16, 2021. doi:10.48077/scihor.24(10).2021.9-16.
13. A. A. H. Lateko, H.-T. Yang, C.-M. Huang, “Short-Term PV Power Forecasting Using a Regression-Based Ensemble Method”, *Energies*, vol. 15, no. 11, pp. 1-21, 2022. https://doi.org/10.3390/en15114171.
14. A. Bracale, G. Carpinelli and P. De Falco, “Developing and Comparing Different Strategies for Combining Probabilistic Photovoltaic Power Forecasts in an Ensemble Method”, *Energies*, vol. 12, pp. 1-16, 2019. doi:10.3390/en12061011.

Надійшла: 21.03.2023

Recieved: 21.03.2023

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ЗМІНИ ОБСЯГІВ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ

В статті розглядаються методи зміни графіків генерації електричної енергії на сонячних електростанціях під час роботи під центральним регулятором енергосистеми. Проведено аналізування існуючих методів регулювання, запропоновано новий метод керування генерацією сонячних електростанцій під центральним регулятором енергосистеми.

Проблематика: зростання частки генерації сонячної електроенергії в енергосистемах країн світу призводить до необхідності контролювати та управляти процесом виробництва електричної енергії для підвищення стабільності та стійкості енергосистеми. Значна ціна на компенсацію небалансів в енергосистемі закладається в тарифи, що впливає на кінцевих споживачів електричної енергії.

Мета дослідження: підвищення адекватності результатів розподілу дефіцитних резервів підтримки частоти, резервів відновлення частоти для компенсації небалансів, що виникають під час зміни генерації на сонячних електростанціях. Зменшення вартості компенсації небалансів, що виникають при зміні генерації на сонячних електростанціях. Для вирішення мети необхідно проаналізувати існуючі методи компенсації небалансів енергосистеми, що виникають в наслідок зміни генерації на сонячних електростанціях та запропонувати нове технічне та математичне рішення для розподілу дефіцитних резервів підтримки та відновлення частоти.

Методика реалізації: використано соціально-інженерний підхід прогнозування та моделювання для аналізу процесів, що впливають на метод управління графіком генерації сонячної електростанції.

Результати дослідження: Запропоновано нове математичне та технічне рішення для компенсації небалансу в енергосистемі у разі швидкої зміни графіку генерації електричної енергії на сонячних електростанціях. Вперше вирішена поставлена задача з використанням нового технічного та математичного рішення. Таке технічне та математичне рішення може знайти широке застосування в процесі управління графіком генерації електричної енергії на сонячних електростанціях у багатьох системних операторів різних країн світу, де існує проблема дефіцитних резервів підтримки та відновлення частоти, а кількість сонячної генерації електричної енергії має значну частку в загальній кількості генерації електричної енергії.

Висновки. Проаналізовано існуючі методи компенсації небалансів енергосистеми, що виникають в наслідок зміни генерації на сонячних електростанціях та запропоновано нове технічне та математичне рішення для розподілу дефіцитних резервів підтримки та відновлення частоти. Запропоноване технічне та математичне рішення дозволяє спрогнозувати подію, під час якої відбудеться зміна рівня генерації електричної енергії на сонячних електростанціях, передати інформацію до центрального регулятора енергосистеми, який у свою чергу, дасть команду на зміну графіку генерації електричної енергії завчасно в межах зони нечутливості, що призведе до активації резервів відновлення частоти та дозволить компенсувати наявний небаланс за рахунок більш дешевих резервів та не активувати резерви підтримки частоти. Таке математичне та технічне рішення дозволить значно підвищити стійкість енергосистеми до виникаючих небалансів та здешевить їх компенсацію, що в цілому позитивно впливає на енергетичну безпеку держави.

Ключові слова: інтелектуальні системи, управління сонячними електростанціями, компенсація небалансу енергосистеми, допоміжні послуги, кодекс системи передачі.

Вступ

На теперішній час процес декарбонізації набуває світових масштабів, а отже чиста енергія та заходи з енергозбереження виходять на перший план. Щороку в країнах, що підтримують процес декарбонізації, зростає частка генерації електричної енергії за рахунок відновлювальних джерел енергії. Така тенденція спостерігається за рахунок відмови від теплової генерації на вугіллі та збільшення електростанцій, що генерують електричну енергію на відновлювальних джерелах енергії, у тому числі і сонячних електростанцій.

Окрім позитивних екологічних впливів на довкілля, що дає нам чиста енергетика, частина системних операторів енергосистем різних країн вже стикнулася з ризиками, що несуть в собі відмова від теплової генерації та збільшення кількості чистої енергії.

Для розуміння ризиків варто відзначити, що тепла генерація є однією з наймобільніших після гідроелектростанцій, а отже з відмовою від теплової генерації кількість наявних резервів підтримки частоти (РПЧ) та резервів відновлення частоти зменшується. Резервом підтримки частоти називають резервами активної потужності, наявні для регулювання частоти після виникнення небалансу [1]. Резервом відновлення частоти називають резерви активної потужності, наявні для відновлення частоти системи до номінальної частоти та, для синхронної області, що складається більше ніж з однієї області регулювання, для відновлення балансу потужності до планових обсягів. Регулюванням частоти називають здатність генеруючої одиниці, УЗЕ або системи ПСВН до регулювання своєї вихідної активної потужності у відповідь на вимірне відхилення частоти в енергосистемі від уставки з метою підтримання стабільної частоти в енергосистемі [1].

Окрім зменшення кількості резервів через зменшення кількості одиниць маневреної генерації, існує також проблема з самою генерацією, що базується на відновлювальних джерелах енергії. Сонячна генерація є однією з нестабільних та найменш прогнозованих, через можливі завади, що виникають в процесі генерації сонячної електричної енергії. Серед головних завад для сонячних електростанцій варто відзначити хмари, що затують сонячні промені і не дозволяють утримувати необхідний рівень генерації електричної енергії. З ростом кількості сонячних електростанцій коливання в системі та невідповідність плановому графіку генерації електричної енергії буде негативно впливати на стійкість енергосистеми та буде призводити до ситуацій, коли і без того дефіцитні резерви підтримки та відновлення частоти необхідно активувати для компенсації небалансів, що виникають від нестабільної роботи сонячних електростанцій.

Мета та завдання: підвищення адекватності результатів розподілу дефіцитних резервів підтримки частоти, резервів відновлення частоти для компенсації небалансів, що виникають при зміні генерації на сонячних електростанціях. Зменшення вартості компенсації небалансів, що виникають при зміні генерації на сонячних електростанціях. Для вирішення мети необхідно проаналізувати існуючі методи компенсації небалансів енергосистеми, що виникають в наслідок зміни генерації на сонячних електростанціях та запропонувати нове технічне та математичне рішення для розподілу дефіцитних резервів підтримки та відновлення частоти.

Огляд сучасної літератури та існуючих методів:

Більшість енергосистем країн світу спираються на нормативні документи розроблені спеціально під їх особливості та з врахуванням законів, що діють в країні. Важливим параметром в такій ситуації є наявність ринку електричної енергії та допоміжних послуг. В Україні системний оператор в своїй роботі спирається на кілька ключових документів, а саме: кодекс системи передачі [1], кодекс системи розподілу [2], а також постанова Про затвердження Правил ринку [3]. Після приєднання України до енергооб'єднання ENTSO-E відбувається процес узгодження та приведення у відповідність даних документів до нормативно-правових документів ENTSO-E, а саме: The Synchronous Area Framework (SAFA) та System Operation Guideline (SO GL). ENTSO-E є європейською асоціацією для співробітництва операторів систем передачі електроенергії. Згідно з документами асоціації, ставиться амбіційна задача досягнення повної декарбонізації в енергетиці [4].

Матеріал та результати досліджень:

Змістовне формулювання задачі

Нехай досліджувана енергосистема містить скінчену множину підсистем, що мають спільний однорідний ресурс: електрична енергія, яку генерують електростанції різних типів. В умовах дефіциту резерву підтримки частоти виникає необхідність збалансувати енергосистему, для забезпечення стійкої роботи енергооб'єднання. Тому виникає необхідність розробки нових методів прийняття рішень, які б значно підсилювали можливості у роз'язанні подібних задач.

Аналіз методів компенсації небалансу системними операторами

Проаналізуємо методи компенсації небалансів в країнах Європейського союзу, кошти, що витрачають енергосистеми на компенсацію небалансів, враховуючи особливості ринку електричної енергії країн Євросоюзу.

В наш час усі SCADA- системи налаштовані таким чином, щоб в режимі реального часу керувати та компенсувати виникаючі небаланси в енергосистемі в автоматичному режимі. Якщо відхилення частоти стає більшим за зону нечутливості системи, то система в автоматичному режимі починає активувати резерв підтримки частоти для стабілізації системи і автоматичний резерв відновлення частоти (аРВЧ) для компенсації небалансу.

Проаналізуємо вартість одного МВт резерву підтримки частоти та однієї МВт*год генерації електричної енергії на ринку електричної енергії в Європі. Для цього проаналізуємо дані за 2022 рік по різним країнам Євросоюзу та побудуємо відповідні графіки [5,6].

Для аналізу було обрано наступні країни Євросоюзу: Австрія, Бельгія, Данія, Франція, Німеччина та Нідерланди. Зважаючи на значний розмір вхідних даних для аналізу наведемо незначний фрагмент

таблиці за перші 10 днів 2022 року для Австрії (табл. 1). У результируючих графіках буде використано дані з таблиці за увесь 2022 рік.

Таблиця 1 – Ціна МВт РПЧ та МВт*год генерації за 10 днів 2022 року в Австрії

Країна	Вид	Австрія						
		РПЧ (00-04)	РПЧ (04-08)	РПЧ (08-12)	РПЧ (12-16)	РПЧ (16-20)	РПЧ (20-24)	Серед за день
01.01.2022	Генерація (€/MWh)	84,08						
	РПЧ (€/MW)	188	168	99	96,43	48,4	115,17	119,17
02.01.2022	Генерація (€/MWh)	55,83						
	РПЧ (€/MW)	185	165	118,83	136	99	127,29	138,52
03.01.2022	Генерація (€/MWh)	84,13						
	РПЧ (€/MW)	122,2	137,4	110,67	110	82	93,34	109,27
04.01.2022	Генерація (€/MWh)	154,55						
	РПЧ (€/MW)	89,5	99	52,4	56,67	55,6	55	68,03
05.01.2022	Генерація (€/MWh)	132,3						
	РПЧ (€/MW)	101,6	120,89	53,17	91,41	82	55,2	84,05
06.01.2022	Генерація (€/MWh)	201,62						
	РПЧ (€/MW)	63,52	99,32	40	38	38,4	55,32	55,76
07.01.2022	Генерація (€/MWh)	180,94						
	РПЧ (€/MW)	72,56	86,71	40	40,86	40,6	55,2	55,99
08.01.2022	Генерація (€/MWh)	177,54						
	РПЧ (€/MW)	53,33	89,67	100	48	51,67	93,75	72,74
09.01.2022	Генерація (€/MWh)	172,64						
	РПЧ (€/MW)	100	167,24	166,16	111,94	47	69	110,22
10.01.2022	Генерація (€/MWh)	261,47						
	РПЧ (€/MW)	94,14	125,04	27,2	26	31,68	76,6	63,44

Особливістю ринку електричної енергії в цих європейських країнах є розподіл продажу резервів підтримки частоти проміжками по 4 години. Такий метод дозволяє отримувати справедливую ціну на надання допоміжних послуг з урахуванням різного роду впливів зовнішніх факторів та часу надання даної послуги. Для аналізу та подальших розрахунків знайдемо середню ціну за день на 1 МВт резерву підтримки частоти. Для цього просумуємо між собою вартість одного МВт РПЧ та розділимо на кількість часових діапазонів. Отриманий результат записуємо в спеціально створений для цього стовпчик.

Проаналізуємо вартість генерації 1 МВт*год електричної енергії у відповідних країнах Європи [6]. Для цього зведемо дані в єдину таблицю та наведемо фрагмент цієї таблиці за перший місяць 2022 року (табл. 2).

Побудуємо графік цін на генерацію електричної енергії для обраних країн Європи з використанням вхідних даних з таблиці 2 за весь 2022 рік.

Враховуючи, що ціна на автоматичні резерви відновлення частоти (аРВЧ) значно нижчі, ніж на резерв підтримки частоти та змінюються щодня в залежності від ситуації на ринку електричної енергії [3], можемо зробити висновок, що ідеальним варіантом для зменшення витрат на компенсацію небалансів в мережі буде ситуація, коли значення небалансу буде меншим за значення, при якому відхилення частоти буде більшим за зону нечутливості енергосистеми. У такому випадку система автоматично буде

компенсувати наявний небаланс за рахунок автоматичного резерву відновлення частоти без активації резерву підтримки частоти, що є дуже дорогим у порівнянні з аРВЧ.

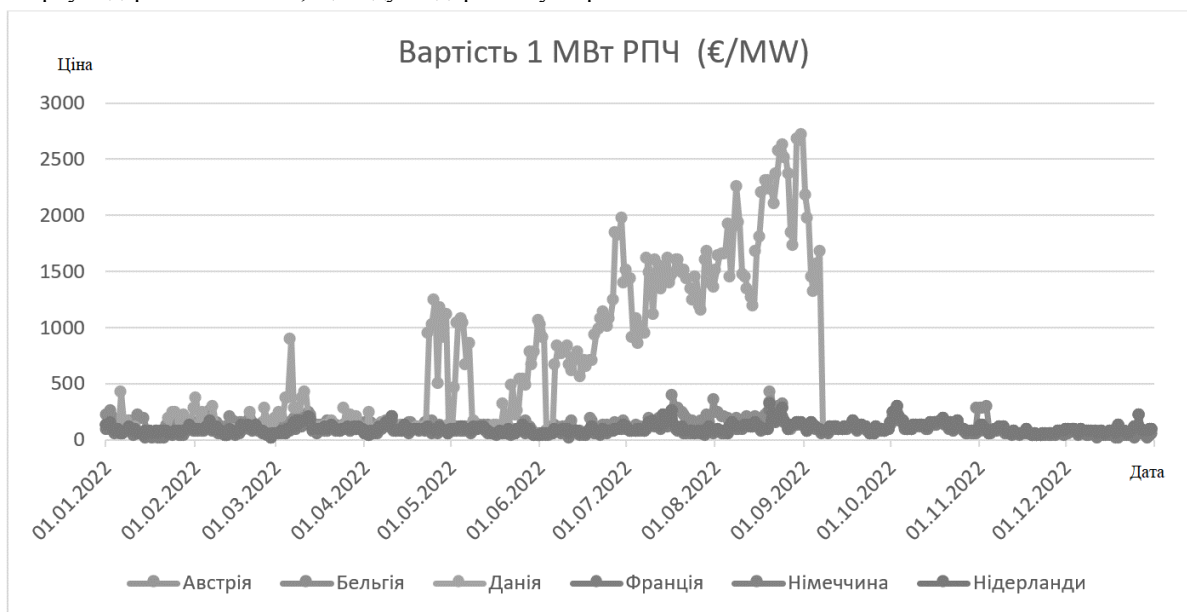


Рисунок 1 – Графік вартості 1 МВт РПЧ в обраних країнах Європи.

Таблиця 2 – Ціна на аукціоні на день наперед для обраних країн Європи.

Ціна на аукціоні на день наперед (EUR/MWh)						
	Австрія	Бельгія	Данія	Франція	Німеччина	Нідерланди
01.01.2022	84,08	85,68	82,41	87,08	82,58	93,51
02.01.2022	55,83	50,62	55,69	49,12	47,35	58,81
03.01.2022	84,13	79,4	78,2	92,12	76,11	98,38
04.01.2022	154,55	156,28	140,98	156,3	153,92	162,67
05.01.2022	132,3	155,75	108,69	185,56	107,87	185,32
06.01.2022	201,62	216,73	188,03	225,77	194,1	222,1
07.01.2022	180,94	185,14	157,72	215,92	167,18	204,28
08.01.2022	177,54	175,36	145,77	176,56	165,9	184,68
09.01.2022	172,64	147,51	131,53	150,28	146,56	153,74
10.01.2022	261,47	261,17	244,5	261,25	261,55	259,11
11.01.2022	254,75	251,96	155,98	253,96	255,41	240,89
12.01.2022	234,34	236,66	129,61	237,2	233,32	229,04
13.01.2022	196,67	216,6	18,54	223,7	180,16	189,65
14.01.2022	199,62	215,89	87,98	233,58	178,76	186
15.01.2022	216,98	217,6	170,22	220,5	216	210
16.01.2022	188,06	202,32	95,26	212,55	133,1	199,89
17.01.2022	184,39	204,71	83,26	261,13	129,31	204,29
18.01.2022	237,56	240,35	162,5	244,83	235,87	223,31
19.01.2022	203,93	195,54	52,47	236,03	172,18	180,53
20.01.2022	179,9	178,31	69,85	228,02	117,7	160,52

Продовження табл. 2

Ціна на аукціоні на день наперед (EUR/MWh)						
	Австрія	Бельгія	Данія	Франція	Німеччина	Нідерланди
21.01.2022	177,04	191,79	132,77	216,69	159,27	168,28
22.01.2022	190,76	192,5	157,5	202,74	175,76	176,82
23.01.2022	194,41	195,22	140,21	196,97	193,7	192,48
24.01.2022	246,19	244,06	130,66	247	245,94	242,93
25.01.2022	296,85	291,16	175,28	295,11	297,29	276,95
26.01.2022	246,75	225,84	104,9	275,45	234,98	222,96
27.01.2022	193,02	200,25	33,39	262,15	120,71	200,08
28.01.2022	205,07	217,75	115,81	250,65	174,35	212,15
29.01.2022	161,19	112,46	70,67	218,9	92,13	159,77
30.01.2022	141,42	186,48	52,68	223,55	55,3	168,39
31.01.2022	205,35	202,44	184,79	213,48	195,2	194,6

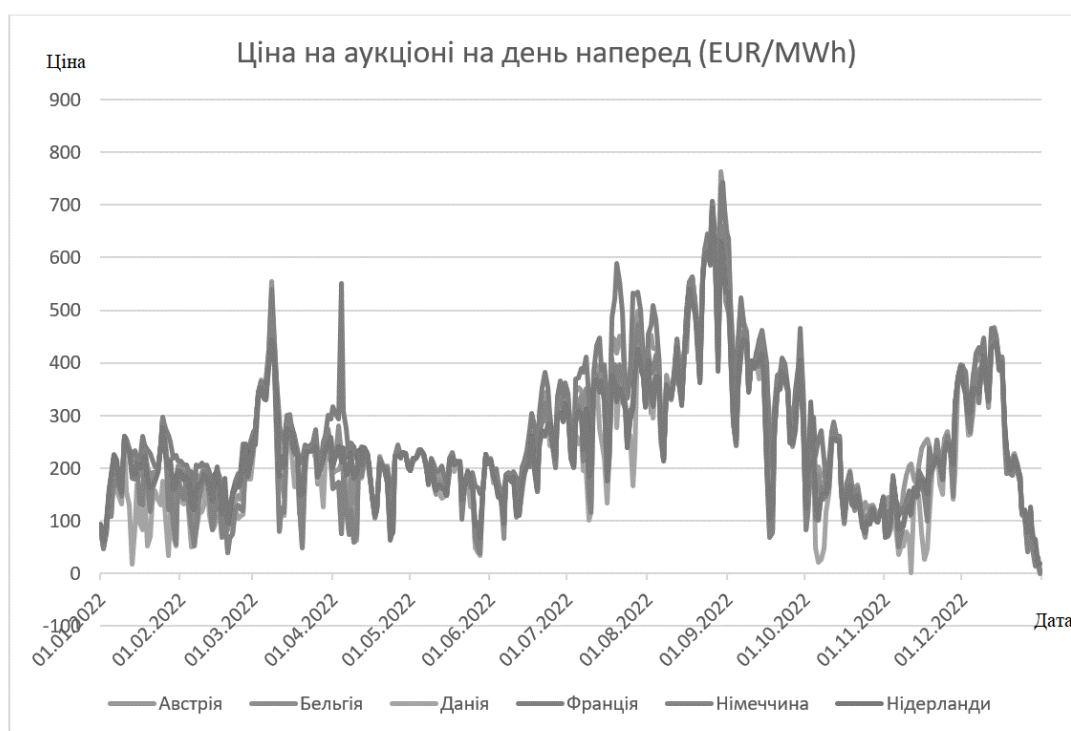


Рисунок 2 – Графік вартості МВт*год генерації на аукціоні на день наперед

Для виконання цієї умови також необхідно розуміти точку у часі, коли відбудеться подія на розвантаження сонячної електростанції. Для отримання цієї інформації в режимі реального часу пропонується створити нейронну мережу, яка буде заснована та навчена за рахунок масиву фотографій з хмарами різних видів та розмірів. Головною задачею нейронної мережі буде аналіз швидкості та напрямку руху хмар відносно сонця та сонячної електростанції та прогнозування у часі моментів, коли хмари будуть перекривати прямі сонячні промені. Отримана інформація буде оброблена та відправлена по каналам внутрішнього зв'язку до диспетчерського пункту центрального регулятора.

Отримавши всі необхідні дані диспетчера мають можливість збільшити діапазон регулювання удвічі відносно зони нечутливості за рахунок ручної команди на розвантаження/завантаження (команда залежить від майбутньої прогнозованої події і протилежна за знаком до події).

Припустимо сонячна електростанція з встановленою потужністю 100 МВт спрогнозувала через погодні умови розвантаження до 20 МВт через 15 хвилин. При цьому в умовній енергосистемі зона нечутливості складає 50 МВт. В такій ситуації, при звичайних умовах, спостерігався б дефіцит потужності

на 80 МВт. Це означає, що були б активовані резерви підтримки частоти на стрибкоподібне відхилення частоти, після чого почалась активація резерву відновлення частоти для компенсації наявного небалансу.

Для здешевлення процесу компенсації небалансу пропонується головному диспетчерському пункту завчасно віддати команду на завантаження 40 МВт. Таким чином в мережі виникне небаланс в межах, менших за зону нечутливості енергосистеми. Для компенсації даного небалансу буде активовано резерв відновлення частоти. В момент відповідної події виникає дефіцит в енергосистемі розміром в 40 МВт. Відповідно значення нового дефіциту також менше за зону нечутливості, тому резерв підтримки частоти активовано не буде. Резерв відновлення частоти почне відпрацьовувати новий небаланс системи.

Нехай на трьох хвилинному інтервалі часу задано значення потужності та частоти. Застосуємо до отриманих даних вказаний метод та за результатами прогнозування побудуємо графік.

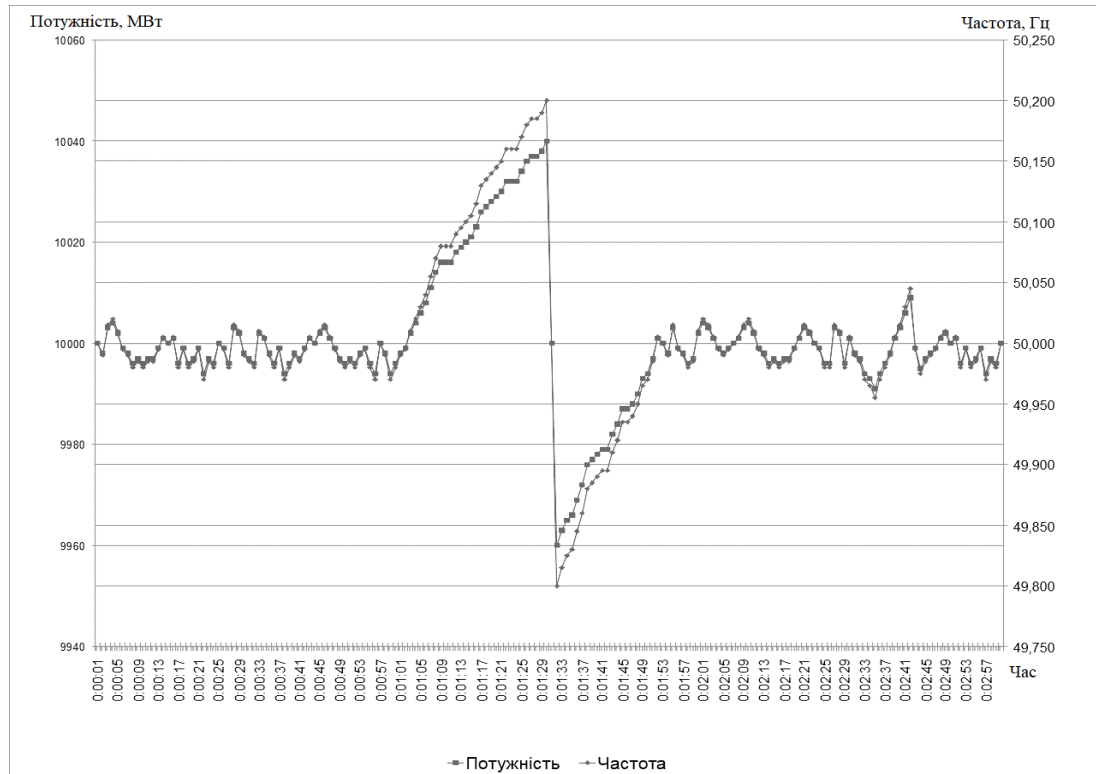


Рисунок 3 – Графік залежності частоти від потужності при активації аРВЧ

Отже, проаналізовано існуючі методи компенсації небалансів енергосистеми, що виникають в наслідок зміни генерації на сонячних електростанціях та запропоновано нове технічне та математичне рішення для розподілу дефіцитних резервів підтримки та відновлення частоти. Запропоноване технічне та математичне рішення дозволяє спрогнозувати подію, під час якої відбудеться зміна рівня генерації електричної енергії на сонячних електростанціях, передати інформацію до центрального регулятора енергосистеми, який у свою чергу, дасть команду на зміну графіку генерації електричної енергії завчасно в межах зони нечутливості, що призведе до активації резервів відновлення частоти та дозволить компенсувати наявний небаланс за рахунок більш дешевих резервів та не активувати резерви підтримки частоти. Таке математичне та технічне рішення дозволить значно підвищити стійкість енергосистеми до виникаючих небалансів та здешевить їх компенсацію, що в цілому позитивно впливає на енергетичну безпеку держави.

Список використаної літератури

1. [Електронний ресурс] Кодекс системи передачі. Версія №1848 від 27.12.2022-<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>
2. [Електронний ресурс] Кодекс системи розподілу. Версія №1575 від 29.11.2022-<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>
3. [Електронний ресурс] Про затвердження Правил ринку. Версія №1592 від 29.11.2022-<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18>
4. [Електронний ресурс] Офіційний сайт ENTSO-E - <https://vision.entsoe.eu/>
5. [Електронний ресурс] Енергетичний ринок Північної Європи -<https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/#/nordic/table>
6. [Електронний ресурс] Ринок допоміжних послуг північної Європи за видами резервів-https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL,SRL,MRL&markets=BALANCING_CAPACITY,BALANCING_ENERGY

A. Khomiak¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0003-0315-0883

V. Rozen¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID: 0000-0002-0440-4251

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

ANALYSIS OF METHODS OF CHANGING VOLUMES OF ELECTRICITY GENERATION AT SOLAR POWER PLANTS

The article examines the methods of changing electricity generation schedules at solar power plants when operating under the central regulator of the power system. An analysis of the existing regulation methods was carried out, and a new method of controlling the generation of solar power plants under the central regulator of the power system was proposed.

Background. *The increase in the share of solar electricity generation in the energy systems of the countries of the world leads to the need to control and manage the process of electricity production to increase the stability and sustainability of the energy system. A significant price for compensation of imbalances in the energy system is included in the tariffs, which affects the end consumers of electricity.*

Objective: *increasing the adequacy of the results of the distribution of deficit frequency containment reserves, frequency restoration reserves to compensate for imbalances that arise when generation is changed at solar power plants. Reducing the cost of compensation for imbalances that occur when changing generation at solar power plants. To solve the goal, it is necessary to analyze the existing methods of compensating power system imbalances that arise as a result of changes in generation at solar power plants and to propose a new technical and mathematical solution for the distribution of deficit reserves of support and frequency restoration.*

Methods: *the social engineering approach of forecasting and modeling was used to analyze the processes affecting the method of controlling the generation schedule of the solar power plant.*

Results. *A new mathematical and technical solution for compensating the imbalance in the power system in the event of a rapid change in the electricity generation schedule at solar power plants is proposed. For the first time, the given task was solved using a new technical and mathematical solution. Such a technical and mathematical solution can be widely used in the management of the electricity generation schedule at solar power plants in many system operators in different countries of the world, where there is a problem of insufficient for frequency containment and restoration reserves, and the amount of solar electricity generation has a significant share in the total amount of electricity generation energy.*

Conclusions. *Existing methods of compensating power system imbalances arising as a result of changes in generation at solar power plants are analyzed and a new technical and mathematical solution for the distribution of deficit reserves of frequency containment reserves and frequency restoration reserves is proposed. The proposed technical and mathematical solution makes it possible to predict an event during which there will be a change in the level of electric energy generation at solar power plants, to transmit information to the central regulator of the energy system, which in turn will give a command to change the schedule of electric energy generation in advance within the insensitivity zone, which will lead to the activation of the frequency restoration reserves and will allow to compensate the existing imbalance at the expense of cheaper reserves and not to activate the frequency containment reserves. Such a mathematical and technical solution will make it possible to significantly increase the stability of the energy system against emerging imbalances and make their compensation cheaper, which in general has a positive effect on the energy security of the state.*

Keywords: *Intelligent systems, solar power plant management, power system imbalance compensation, auxiliary services, transmission system code*

References

1. [Electronic resource] Transmission system code. Version No. 1848 dated 12/27/2022 - <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>
2. [Electronic resource] Distribution system code. Version No.1575 dated November 29, 2022 - <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>
3. [Electronic resource] On the approval of the Market Rules. Version No. 1592 dated 29.11.2022 - <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18>
4. [Electronic resource] ENTSO-E official website <https://vision.entsoe.eu/>
5. [Electronic resource] Energy market of Northern Europe <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/#/nordic/table>
6. [Electronic resource] Northern European auxiliary services market by types of reserves - https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL,SRL,MRL&markets=BALANCING_CAPACITY,BALANCING_ENERGY

Надійшла: 29.01.2023

Received: 29.01.2023

ЛІБЕРАЛІЗОВАНІ РИНКИ ЕНЕРГІЇ

LIBERALIZED ENERGY MARKETS

УДК 621.311:681.3

DOI 10.20535/1813-5420.3.2023.289654

І.В. Блінов¹, д-р техн. наук, ORCID 0000-0001-8010-5301

Є.В. Парус², канд. техн. наук, ORCID 0000-0001-9087-3902

О.Г. Клименко², аспірант, ORCID 0009-0009-7844-1133

О.І. Ключко³, аспірант, ORCID 0009-0000-3313-0547

¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

²Інститут електродинаміки НАН України

³Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України

СПОСІБ ПОРІВНЯЛЬНИХ ОЦІНОК КОМЕРЦІЙНИХ ПРОПОЗИЦІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНИКІВ ДЛЯ СПОЖИВАЧІВ БЕЗ ПОГОДИННОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Стаття висвітлює основні підходи до вибору оптимального варіанта закупівлі електричної енергії для споживачів без засобів погодинного обліку електричної енергії, що закуповують електричну енергію у постачальників по вільним цінам. Досліджені складові вартості електричної енергії для кінцевого споживача та відзначено можливості споживача впливати на значення цих складових. Наведено спосіб порівняльних оцінок для вибору споживачем на роздрібному ринку комерційної пропозиції від постачальників електричної енергії.

Ключові слова: роздрібний ринок електричної енергії, постачальник електричної енергії, ціноутворення, ринок «на добу наперед»

Вступ. Впровадження з 1.07.2019 року роздрібною ринку електричної енергії на виконання вимог [1, 2] надало всім споживачам можливості обирати постачальника електричної енергії, керуючись власними комерційними інтересами. В той час, як побутовим та, в деякій мірі, малим побутовим споживачам електричної енергії економічно доцільно може бути утримувати договір із постачальником універсальних послуг, для інших категорій споживачів виникла додаткова задача вибору оптимальної комерційної пропозиції щодо постачання електричної енергії.

Для споживачів без погодинного обліку [3] електричної енергії фактично існує дві основні задачі вибору оптимальної схеми електропостачання:

– перехід на погодинний облік електричної енергії;

– в межах існуючої схеми обліку електричної енергії за розрахунковий місяць обрати оптимальну комерційну пропозицію від електропостачальників.

Модель оцінки доцільності переходу промислових споживачів до погодинного обліку електричної енергії на роздрібному ринку висвітлено, наприклад, в [4].

Метою публікації є висвітлення способу оцінки та вибору комерційної пропозиції від електропостачальників, що працюють по вільним цінам, для споживача без погодинного обліку електричної енергії.

Слід зауважити, що за результатами тендеру чи безпосередніх переговорів споживач отримує за заявленими умовами (обсяг електроспоживання, графіки платежів, тощо) розраховані значення цін на спожиту електричну енергію за відповідними умовами обраного електропостачальника. Проте, коливання ринкової ціни електричної енергії в ринкових сегментах та коливання обсягів електроспоживання за різних принципів формування цін або тарифів призводитимуть до різних змін вартості електричної енергії для кінцевого споживача. Тому для мінімізації споживачем витрат на закупівлю електричної енергії необхідно дослідити складові тарифоутворення за різними комерційними пропозиціями електропостачальників.

Складові тарифу на електричну енергію для споживача.

На роздрібному ринку електричної енергії України наразі вартість спожитої за розрахунковий місяць електричної енергії майже всі електропостачальники розраховують як:

$$W_{(m)}^{(КП)(Ф)} = W_{P(m)}^{(КП)(Ф)} (V_{сп(m)}^{(зам)}) + W_{ПОСТ}^{(КП)} (V_{сп(m)}^{(Ф)}) + W_{ОСП} (V_{сп(m)}^{(Ф)}) + W_{ОСР} (V_{сп(m)}^{(Ф)}) [€],$$

де:

$V_{сп(m)}^{(зам)}$ – замовлені на розрахунковий місяць m обсяги споживання електроенергії, кВт·год;

$V_{сп(m)}^{(\Phi)}$ – обсяги фактичного споживання електроенергії за розрахунковий місяць m , кВт·год;

$W_{P(m)}^{(KP)(\Phi)}(V_{сп(m)}^{(зам)})$ – сума нарахувань, зумовлена закупівлею на розрахунковий місяць m замовлених споживачем обсягів електричної енергії, ₴;

$W_{ПОСТ}^{PP}(V_{сп(m)}^{(\Phi)})$ – сума платежів за послуги електропостачальника, розрахована для обсягів фактично спожитої в розрахунковий місяць m електричної енергії, ₴;

$W_{ОСП}(V_{сп(m)}^{(\Phi)})$ – сума платежів за послуги Оператора системи передачі, розрахована для обсягів фактично спожитої в розрахунковий місяць m електричної енергії, ₴;

$W_{ОСР}(V_{сп(m)}^{(\Phi)})$ – сума платежів за послуги Оператора системи розподілу, розрахована для обсягів фактично спожитої в розрахунковий місяць m електричної енергії, ₴.

Для порівняння варіантів електропостачання за різними комерційними пропозиціями зручніше приводити суму платежів до обсягів фактично спожитої електроенергії:

$$T_{(m)}^{(KP)(\Phi)} = \frac{W_{(m)}^{(KP)(\Phi)}}{V_{сп(m)}^{(\Phi)}} = C_{P(m)} + T_{ПОСТ}^{PP} + T_{ОСП} + T_{ОСР} [\text{₴}/(\text{кВт} \cdot \text{год})], \quad (1)$$

де:

$T_{(m)}^{(KP)(\Phi)}$ – фактичний тариф на електричну енергію для споживача за розрахунковий місяць m , ₴/(кВт·год);

$C_{P(m)}$ – середньозважене значення ринкової складової ціни на електроенергію, ₴/(кВт·год);

$T_{ПОСТ}^{PP}$ – надбавка до тарифу за послуги постачальника електроенергії, ₴/(кВт·год);

$T_{ОСП}$ – тариф оператора системи передачі, ₴/(кВт·год);

$T_{ОСР}$ – тариф оператора системи розподілу, ₴/(кВт·год).

Як видно, інформаційною складовою у формулі фактичного тарифу на електричну енергію, яка залежить виключно від споживача, є замовлений обсяг електричної енергії на розрахунковий місяць $V_{сп(m)}^{(зам)}$, та обсяг фактично спожитої за цей місяць (розрахунковий період) електричної енергії $V_{сп(m)}^{(\Phi)}$. При цьому формальна постановка задачі для споживача полягає у мінімізації ціни електричної енергії за строк дії договору з електропостачальником (зазвичай стандартний строк дії договору складає один рік нерідко з можливістю подальшої пролонгації його строку дії) шляхом вибору оптимальної комерційної пропозиції (КП) серед запропонованих електропостачальниками, для якої виконується умова:

$$\min \left(\sum_{m=1}^{12} T_{(m)}^{(KP)(\Phi)} \cdot V_{сп(m)}^{(\Phi)} \right). \quad (2)$$

Детальний аналіз комерційної пропозиції вимагає використання ретроспективної інформації за розрахунковий рік дії договору з електропостачання. Оскільки електропостачальники зазвичай не оприлюднюють інформацію щодо фактичних цін та/або тарифів для окремих споживачів, а розрахунки фактичного тарифу за наданим рядом щомісячних значень замовлених і фактично спожитих обсягів електроенергії вимагає комплексних розрахунків тарифів для всієї групи споживачів конкретної системи розподілу, наведена вище формула має переважно теоретичний характер. На практиці при виборі оптимальної комерційної пропозиції окремого електропостачальника можливо лише вимагати розрахунок тарифу для деякого типового значення місячного обсягу електроспоживання, а при порівнянні альтернативних комерційних пропозицій різних електропостачальників додатково зважати на вплив зовнішніх чинників.

Розглянемо детальніше особливості впливу наведених в (1) складових на вартість електричної енергії для споживача без погодинного обліку електроенергії та можливостей зміни значень цих складових.

Ринкова складова вартості електричної енергії.

Формально ринкова складова вартості електричної енергії для споживача визначається за відношенням:

$$C_{P(m)} = \frac{W_{(m)}^{(РДД)} + W_{(m)}^{(РДН)} \pm W_{(m)}^{(ВДР)} + W_{(m)}^{(БР)}}{V_{сп(m)}^{(\Phi)}}, [\text{₴}/(\text{кВт} \cdot \text{год})] \quad (3)$$

де:

$W_{(m)}^{(РДД)}$ – вартість закупленої електропостачальником протягом розрахункового місяця m електричної енергії у сегменті двосторонніх договорів, ₴;

$W_{(m)}^{(РДН)}$ – вартість закупленої електропостачальником протягом розрахункового місяця m електричної енергії у сегменті ринку «на добу наперед», ₴;

$W_{(m)}^{(ВДР)}$ – вартість купівлі/продажу електропостачальником протягом розрахункового місяця m електричної енергії у сегменті внутрішньодобового ринку, € ;

$W_{(m)}^{(БР)}$ – вартість нарахованих погодинних небалансів для групи споживачів без погодинного обліку електричної енергії у конкретній системі розподілу, € .

Як і (2), відношення (3) має суто теоретичне значення відображення принципів формування фактичного тарифу на спожиту електричну енергію та не може використовуватись споживачем при порівнянні комерційних пропозицій електропостачальників. Це зумовлено наступними двома чинниками:

– відсутність у споживача інформації про діяльність електропостачальника в сегментах ринку електричної енергії;

– несумісність даних щодо замовлених та фактично спожитих споживачем за розрахунковий місяць обсягів електричної енергії та результатами погодинних торгів в ринкових сегментах.

Споживачі без погодинного обліку електричної енергії визначають замовлення електричної енергії на розрахунковий місяць та отримують нарахування за обсяг фактично спожитої протягом цього розрахункового місяця електричної енергії. Зазвичай обсяги погодинного електроспоживання невідомі навіть споживачу. Ретроспектива погодинних обсягів електроспоживання для групи споживачів без погодинного обліку електроенергії може бути надана Оператором системи розподілу і зазвичай надається електропостачальнику у формі добових профілів електроспоживання для відповідної систем розподілу. За ретроспективними значеннями таких профілів електропостачальник прогнозує сукупний погодинний попит на електричну енергію (для групи споживачів у заданій системі розподілу), а Адміністратор розрахунків здійснює розрахунок погодинних обсягів та нарахування погодинної вартості небалансів. Сумарна за розрахунковий місяць вартість небалансів розподіляється у групі споживачів без погодинного обліку електроенергії за принципом солідарної відповідальності.

Типовий для окремого виду споживачів добовий профіль погодинних обсягів електроспоживання використовується електропостачальником для закупівлі електричної енергії. При цьому слід зважати, що обсяги електричної енергії для групи споживачів без погодинного обліку електричної енергії електропостачальник закуповує у різних ринкових сегментах. Проте інформація про участь електропостачальника у таких торгах оприлюдненню не підлягає. Тому отримати ретроспективні значення складових вартості електричної енергії у чисельнику (3) вкрай складно, але для задачі порівняння комерційних пропозицій електропостачальників фактично відсутня потреба у такому рівні деталізації.

Розглянемо детальніше формулу розрахунку ринкової складової вартості електроенергії, яку пропонують окремі електропостачальники:

$$C_{P(m)} = C_{(m)}^{(РДН)} \cdot K_{(m)}^{(РДН)}, \quad (4)$$

де:

$C_{(m)}^{(РДН)}$ – середньозважена ціна закупівлі електричної енергії у сегменті ринку «на добу наперед» за розрахунковий місяць m , $\text{€}/(\text{кВт}\cdot\text{год})$;

$K_{(m)}^{(РДН)}$ – коефіцієнт, яким враховуються інші витрати постачальника, пов'язані з участю у торгах на ринку електричної енергії.

Розглянемо детальніше складові (4).

Електропостачальник використовує типові індивідуальні профілі електроспоживання (ШЕС) для визначення погодинних обсягів електричної енергії, які необхідно закупити у ринкових сегментах. На практиці застосовуються два варіанти ціноутворення для споживача:

а) для кожного споживача середньозважена ціна $C_{(m)}^{(РДН)}$ визначається за індивідуальним профілем електроспоживання;

б) електропостачальник встановлює єдине для всіх споживачів значення середньозваженої ціни $C_{(m)}^{(РДН)}$.

Коефіцієнт $K_{(m)}^{(РДН)}$ в (4) враховує додаткові складові ринкової вартості електричної енергії, передусім вартість небалансів. Згідно із концепцією солідарної відповідальності споживачів без погодинного обліку електроенергії за допущені небаланси, для всіх таких споживачів електропостачальник встановлює єдине значення $K_{(m)}^{(РДН)}$.

Переваги та недоліки двох варіантів ціноутворення для (4) визначаються особливостями ШЕС у конкретного споживача електроенергії. Так в умовах використання погодинних ринкових цін у сегменті РДН, вартість електричної енергії для ШЕС розраховується виходячи із зазначених у цьому профілі погодинних обсягів електроенергії. Тому для різних ШЕС формуються різні значення середньозваженої ціни $C_{(m)}^{(РДН)}$. Відповідно для споживачів електроенергії, у яких $C_{(m)}^{(РДН)}$ за власним ШЕС менше за єдине для всіх споживачів $C_{(m)}^{(РДН)}$, вигідніше обирати комерційні пропозиції електропостачальника за

тарифоутворення по індивідуальним ИПЕС. І навпаки, для споживачів електроенергії, у яких $C_{(m)}^{(РДН)}$ за власним ИПЕС більше за єдине для всіх споживачів $C_{(m)}^{(РДН)}$, вигідніше обирати комерційні пропозиції електропостачальника за тарифоутворення по єдиному для всіх значенню ринкової вартості електроенергії.

Аналогічний тренд створює множник $K_{(m)}^{(РДН)}$ в (4) відносно платежів за небаланси. Для ИПЕС зі збільшеним значенням $C_{(m)}^{(РДН)}$ множник $K_{(m)}^{(РДН)}$ збільшує суму додаткових платежів. І навпаки, споживачі, ИПЕС яких формує менше значення $C_{(m)}^{(РДН)}$, матимуть меншу суму додаткових платежів.

Таким чином, для споживачів з великими значеннями $C_{(m)}^{(РДН)}$ по власному ИПЕС більш вигідним будуть комерційні пропозиції із ціноутворенням по (3), де додаткові платежі формуються адитивними складовими і їх значення залежать виключно від ринкових цін та обсягів електроспоживання. Альтернативним вибором для таких споживачів може бути комерційна пропозиція із ціноутворенням по формулі (4) та єдиним для всіх споживачів значенням $C_{(m)}^{(РДН)}$ (якщо таке значення менше з середньозважену ціну, розраховану по ИПЕС споживача).

Теоретично найбільш очевидною складовою вибору споживачем комерційної пропозиції від електропостачальника є порівняння середньозваженої ціни, сформованої для власного ИПЕС, та середньозваженої ціни деякого сумарного ИПЕС для групи споживачів, до якої споживач буде віднесений електропостачальником після укладення договору. Проте, інформація про такий узагальнений ИПЕС, як правило, відсутня чи не підлягає оприлюдненню. Тому, для оцінки економічної доцільності тарифоутворення за індивідуальним ИПЕС споживача, слід порівняти середньозваженої ціни, розрахованої по такому ИПЕС, та середньозваженої ціни, сформованої за узагальненим ИПЕС споживачів без погодинної фіксації обсягів спожитої енергії ОСР, до якого здійснено підключення. Якщо інформацію про такий узагальнений ИПЕС отримати не вдається (на час воєнного стану така інформація не публікується на офіційному сайті НЕК «Укренерго»), в якості еталонного для порівняння можливо використати узагальнений ИПЕС, сформований по погодинним значенням попиту на електричну енергію у сегменті РДН. Проте рівень адекватності узагальненого ИПЕС для попиту на РДН при виконанні оціночних порівнянь суттєво нижчий. Інший альтернативний варіант отримання ретроспективної інформації – використання погодинних обсягів електроспоживання в ОЕС України на розрахункову добу.

Окремо слід виділити особливості вибору електропостачальника для споживачів, ИПЕС яких формує відносно низьке значення середньозваженої ціни $C_{(m)}^{(РДН)}$. Відповідні ИПЕС необхідно отримати у Оператора системи розподілу або відповідного постачальника послуг комерційного обліку. У більшості випадків для таких споживачів економічно вигідніше обирати варіант із ціноутворенням за власним ИПЕС, наприклад, згідно певної формули розрахунку на протигагу тарифу, що передбачає використання тільки загального обсягу споживання за розрахунковий період. В тарифних планах з розрахунками по індивідуальному ИПЕС отримуватиметься однакове значення $C_{(m)}^{(РДН)}$ в усіх постачальників електроенергії. Тоді вибір споживачем комерційних пропозицій від електропостачальників зводиться до порівняння $K_{(m)}^{(РДН)}$ в (4) та $T_{\text{пост}}^{\text{пр}}$ в (1) для кожної комерційної пропозиції.

За значенням фактичного тарифу на електричну енергію $T_{(m)}^{(КП)(Ф)}$ (розраховану електропостачальником за фактично спожиту електроенергію в межах чинного договору щодо електропостачання чи розраховану на вимогу споживача у ході перемовин із електропостачальником) не складно розрахувати значення ринкової складової вартості електроенергії $C_{P(m)}$:

$$C_{P(m)} = T_{(m)}^{(КП)(Ф)} - T_{\text{пост}}^{\text{пр}} - T_{\text{осп}} - T_{\text{оср}}.$$

За умови, що ИПЕС окремого споживача чи групи споживачів без погодинного обліку електроенергії в межах конкретної системи розподілу не змінюється для різних електропостачальників, саме значення $C_{P(m)}$ надає можливість оцінити ефективність діяльності електропостачальника як в частині якості прогнозу електроспоживання (а звідси – і вартості небалансів), так і в частині ефективної діяльності в різних сегментах ринку електричної енергії.

Тариф електропостачальника.

Більшість електропостачальників в Україні тарифікують власні фінансові витрати фіксованою адитивною складовою $T_{\text{пост}}^{\text{пр}}$ в (1). Така форма тарифікації послуг електропостачальника дозволяє достатньо просто порівнювати як різні графіки платежів окремого електропостачальника (порівнюються виключно значення $T_{\text{пост}}^{\text{пр}}$), так і комерційні пропозиції різних електропостачальників (порівнюються виключно значення $C_{P(m)}$ та $T_{\text{пост}}^{\text{пр}}$).

Слід також відзначити, що при тарифоутворенні по (1) сума платежів електропостачальнику залежить виключно від обсягів фактично спожитої електроенергії за розрахунковий місяць.

Тарифи за послуги передачі і розподілу.

Тариф на послуги передачі враховується у тарифі для кінцевого споживача адитивною складовою $T_{\text{ОСП}}$. Таким чином, для споживача вартість послуги передачі прив'язана до обсягів фактично спожитої електроенергії. Значення $T_{\text{ОСП}}$ єдине для всіх споживачів електричної енергії в ОЕС України та публікується на офіційному сайті НКРЕ КП, а також на офіційному сайті НЕК «Укренерго». В задачах порівняння різних комерційних пропозицій рекомендується вилучати цю складову зі значення тарифу по окремій комерційній пропозиції з метою порівняння ринкової складової вартості електроенергії $C_{P(m)}$ у кожного електропостачальника.

Тариф на послуги розподілу враховується у тарифі для кінцевого споживача адитивною складовою $T_{\text{ОСР}}$. Таким чином, для споживача вартість послуги розподілу прив'язана до обсягів фактично спожитої електроенергії. Значення $T_{\text{ОСР}}$ єдине для всіх споживачів електричної енергії в системі розподілу та публікується на офіційному сайті НКРЕ КП, а також на офіційному сайті Оператора системи розподілу.

В Україні існує дві форми платежів за послуги розподілу електричної енергії:

– електропостачальник самостійно сплачує вартість послуги розподілу електроенергії і враховує цей платіж у фактичному тарифі на спожиту електроенергію за розрахунковий місяць;

– споживач сплачує окремо електропостачальнику вартість спожитої електроенергії і окремо Оператору системи розподілу вартість послуги розподілу електроенергії.

Відмінність між цими двома формами договорів полягає у питанні, хто саме сплачує комісію за банківський переказ вартості послуги розподілу. Якщо з Оператором системи розподілу розраховується електропостачальник, то він сплачує банківську комісію з виділених на власну операційну діяльність фінансових ресурсів. Якщо послугу розподілу сплачує безпосередньо споживач, то саме від додатково покриває банківську комісію. Тому, при порівнянні різних комерційних пропозицій, для тих варіантів, де споживач самостійно сплачує послуги розподілу, слід додатково враховувати суму банківської комісії за переказ коштів за платежами послуг розподілу електроенергії.

Графіки платежів за електроенергію.

Окремі електропостачальники стимулюють споживачів обирати варіанти авансових платежів в розрахунках за електроенергію, зменшуючи значення тарифу за фактично спожиту електроенергію. Таке зменшення реалізується додатковими множниками то значення фактичного тарифу, або зменшенням значення тарифу на послуги електропостачальника. В результаті найменше значення фактичного тарифу за електроенергію $T_{(m)}^{(КП)(Ф)}$ в (1) отримується при 100% передоплаті замовленого обсягу електроенергії (у цьому випадку остаточний розрахунок визначає баланс платежів з урахуванням фактичної ринкової вартості електроенергії та фактично спожитого обсягу електроенергії). Найбільше значення фактичного тарифу на електроенергію $T_{(m)}^{(КП)(Ф)}$ в (1) отримується при розрахунках за спожиту електроенергію без авансових платежів.

При виборі графіка платежів за електроенергію зменшення тарифу слід порівнювати із витратами, пов'язаними із додатковими витратами оборотних коштів внаслідок внесення авансових платежів за електроенергію до фактичного завершення розрахункового періоду. Методика розрахунку таких витрат залежить від особливостей фінансової діяльності комерційного підприємства.

Спосіб порівняльних оцінок для вибору споживачем оптимальної комерційної пропозиції від постачальників електричної енергії.

Як зазначалося у попередніх розділах публікації, неможливо отримати у повному обсязі всю інформацію, необхідну для порівняльного розрахунку фактичних тарифів по різних комерційним пропозиціям від електропостачальників. Натомість пропонується здійснювати розрахунок цінних індикаторів, за якими можливо об'єктивно порівняти комерційні пропозиції в частині їх оптимальності щодо запитів споживача. Порядок порівняльного аналізу комерційних пропозицій наступний.

1. Визначення розрахункового періоду M . Для отримання достовірних цінних індикаторів необхідно обирати розрахунковий період не менше, ніж календарний місяць. Найбільш достовірні результати отримуються при виборі розрахункового періоду в календарний рік, проте це призводитиме до необхідності виконання значного обсягу розрахунків. Натомість достатньо обрати кілька календарних місяців, якими охоплюються всі сезони року. При цьому не обов'язково обирати суміжні місяці року. Наприклад, зимовий період може бути представлений Січнем, літній період – Липнем, а період весна/осінь – Жовтнем. За потреби, можливо додатково екстраполювати результати розрахунків по кожному обраному місяцю на умовний календарний рік. Очевидна вимога до обраного розрахункового періоду – наявність у повному обсязі ретроспективної інформації, необхідної для виконання розрахунків. Надалі, для спрощення опису, вважаємо, що для розрахунків обрано період в один календарний місяць m .

2. Підготовка інформації по ІПЕС. В Україні ІПЕС, як правило, подаються групою 24 погодинних коефіцієнтів $K_h^{\text{ІПЕС}}$ таких, що:

$$\sum_{h=1}^{24} K_h^{\text{ПЕС}} = 1.$$

Погодинні коефіцієнти ПЕС визначають погодинну долю добового обсягу електроспоживання. Відповідно, для обсягу фактичного електроспоживання $V_m^{(\Phi)}$ за розрахунковий місяць m погодинні обсяги електроспоживання розраховуються як: $V_h^{\text{ПЕС}} = \frac{V_m^{(\Phi)}}{D_m} K_h^{\text{ПЕС}} \forall h = [1..24]$, (5)

де: D_m – кількість календарних днів у розрахунковому місяці m .

Аналогічно за формулою (5) розраховуються погодинні обсяги електроспоживання по узагальненому ПЕС ОСР $V_h^{\text{ОСР}}$. Якщо для порівняння використовується ретроспективна інформація про попит на електричну енергію у сегменті РДН, то для кожної доби розрахункового місяця попередньо розраховуються значення погодинних коефіцієнтів $K_h^{\text{РДН}}$ як відношення обсягу погодинного попиту до сумарного за добу обсягу попиту. Далі по (5) визначаються погодинні обсяги еталонного варіанту.

3. Розраховуються середньозважені ринкові ціни на електричну енергію. Для власного ПЕС споживача розрахунок здійснюється по формулі:

$$C_{(m)(\text{вл})}^{(\text{РДН})} = \frac{1}{V_m^{(\Phi)}} \cdot \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{h=1}^{24} (C_{d,h}^{(\text{РДН})} \cdot V_h^{\text{ПЕС}}),$$

де: $C_{d,h}^{(\text{РДН})}$ – гранична ціна РДН у годину h доби d .

При розрахунках слід зважати на розмірності обсягів електроенергії. Так на роздрібному ринку електроенергії в Україні обсяги, як правило, подаються розмірністю кВт·год. В той же час на РДН обсяги електроенергії подаються розмірністю МВт·год.

Для узагальненого ПЕС ОСР розрахунок здійснюється аналогічно по формулі:

$$C_{(m)(\text{ОСР})}^{(\text{РДН})} = \frac{1}{V_m^{(\Phi)}} \cdot \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{h=1}^{24} (C_{d,h}^{(\text{РДН})} \cdot V_h^{\text{ОСР}}).$$

4. Порівняння середньозважених цін.

Якщо $C_{(m)(\text{вл})}^{(\text{РДН})} < C_{(m)(\text{ОСР})}^{(\text{РДН})}$, індивідуальний профіль споживача забезпечує меншу ціну електричної енергії у порівнянні з узагальненим профілем для групи споживачів без погодинної фіксації обсягів електроспоживання. Тому споживачу вигідніше обирати варіанти електропостачання з розрахунками по власному ПЕС.

Якщо $C_{(m)(\text{вл})}^{(\text{РДН})} > C_{(m)(\text{ОСР})}^{(\text{РДН})}$, індивідуальний профіль споживача забезпечує більшу ціну електричної енергії у порівнянні з узагальненим профілем для групи споживачів без погодинної фіксації обсягів електроспоживання. Тому споживачу вигідніше обирати варіанти електропостачання з єдиною для всіх споживачів ринковою складовою тарифу на електричну енергію.

5. Для подальшого аналізу формується множина K комерційних пропозицій від електропостачальників із переважним для споживача типом тарифоутворення.

6. Для кожної комерційної пропозиції розраховуються індикативні значення тарифу.

У правилах тарифоутворення для комерційних пропозицій вилучаються тарифи на передачу $T_{\text{ОСП}}$ і розподіл $T_{\text{ОСР}}$, а правила тарифоутворення формалізуються до узагальненого вигляду. Для комерційних пропозицій з розрахунками по власному ПЕС споживача індикативні значення тарифу визначаються по формулі:

$$T_{(m)}^{(k)} = C_{(m)(\text{вл})}^{(\text{РДН})} \cdot K_{(m)}^{(k)} + T_{\text{ПОСТ}}^{\text{ПР}(k)} \forall k \in K,$$

де: $K_{(m)}^{(k)}$ – множник до значення ринкової складової тарифу на електричну енергію у k -ій комерційній пропозиції; $T_{\text{ПОСТ}}^{\text{ПР}(k)}$ – адитивна складова тарифу постачальника у k -ій комерційній пропозиції по (1).

Для комерційних пропозицій з єдиною для всіх споживачів ринковою складовою тарифу на електроенергію індикативні значення тарифу визначаються по формулі:

$$T_{(m)}^{(k)} = C_{(m)(k)}^{(\text{РДН})} + T_{\text{ПОСТ}}^{\text{ПР}(k)} \forall k \in K.$$

Якщо правила тарифоутворення у комерційній пропозиції передбачають додатковий множник $K_{(m)}^{(k)}$ по (4), то $C_{(m)(k)}^{(\text{РДН})}$ розраховується як: $C_{(m)(k)}^{(\text{РДН})} = C_{(m)(k)}^{(\Phi)} \cdot K_{(m)}^{(k)}$,

де: $C_{(m)(k)}^{(\Phi)}$ – визначене електропостачальником для k -ої комерційної пропозиції фактичне значення ринкової складової ціни на розрахунковий місяць m .

7. Оптимальною для споживача вважається k -та комерційна пропозиція із найменшим індикативним значенням тарифу:

$$\exists k: T_{(m)}^{(k)} = \min(T_{(m)}^{(k)}) \forall k \in K.$$

За потреби, при виборі оптимального графіка платежів за спожиту електроенергію додатково порівнюється зменшення суми платежів за послуги електропостачальника $T_{\text{ПОСТ}}^{\text{ПР}(k)}$ із сумою додаткових фінансових витрат, пов'язаних із здійсненням авансових платежів.

Висновки. В статті досліджено складові вартості електричної енергії в частині можливостей споживача обирати оптимальний варіант електропостачання шляхом порівняльного аналізу комерційних пропозицій постачальників електричної енергії на основі індикативних значень цін. Наведено спосіб порівняння комерційних пропозицій від електропостачальників, використання якого дозволяє прийняти обгрунтоване рішення щодо доцільного варіанту закупівлі електричної енергії споживачем, що діє на роздрібному ринку без погодинного обліку електричної енергії.

Список використаної літератури

1. Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII «Про ринок електричної енергії».
2. Постанова НКРЕКП «Про затвердження правил роздрібного ринку електричної енергії» №312 від 14.03.2018.
3. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії» № 311 від 14.03.2018.
4. І. В. Блінов, Є. В. Парус, В. О. Мірошник, П. В. Шиманюк, В. В. Сичова. Модель оцінки доцільності переходу промислових споживачів до погодинного обліку електричної енергії на роздрібному ринку. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. С. 88-97. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2021.242186>
5. Блінов, І. В. Оптовий та роздрібний ринок електричної енергії [Електронний ресурс] : навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра за освітньою програмою «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / І. В. Блінов, Є. В. Парус; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,85 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 291 с.

I. Blinov¹, Dr. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0001-8010-5301

E. Parus², Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0001-9087-3902

O. Klymenko², Ph. D. student, ORCID 0009-0009-7844-1133

O. Kliuzko³, Ph. D student, ORCID 0009-0000-3313-0547

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

²Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine

³G.E. Pukhov Institute for Modelling in Energy Engineering
of the National Academy of Sciences of Ukraine

THE METHOD OF COMPARATIVE EVALUATIONS OF COMMERCIAL OFFERS OF ELECTRICITY SUPPLIERS FOR CONSUMERS WITHOUT HOURLY ELECTRICITY METERING

The article highlights the main approaches to choosing the optimal option for purchasing electricity for consumers without hourly electricity metering, who purchase electricity from suppliers at free prices. The components of the cost of electric energy for the final consumer were investigated and the consumer's ability to influence the value of these components was noted. The method of comparative evaluations for the consumer's choice of the commercial offer from electricity suppliers in retail market is presented.

Keywords: retail electricity market, electricity supplier, pricing, day-ahead market

References

1. On Electricity Market: The Law of Ukraine. No. 2019-VIII of 13.04.2017.
2. NEURC's Resolution “On Approval of Retail Market Rules” No. 312 dd 14. 03.2018
3. NEURC's Resolution “On Approval of the Commercial Electricity Metering Code” No. 311 dd 14.03.2018
4. I. Blinov, E. Parus, V. Miroshnyk, P. Shymaniuk, V. Sychova. Model of evaluation the feasibility of industrial customers to hourly accounting of retail electricity market. *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2021. P. 88-97. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2021.242186>
5. Blinov, I.V. Wholesale and retail electricity market [Electronic resource]: study guide for master's degree holders in the educational program "Systems of providing consumers with electric energy" specialty 141 Electric power, electrical engineering and electromechanics / I.V. Blinov, E.V. Parus; Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute. – Electronic text data (1 file: 4.85 MB). – Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2023. – 291 p.

Надійшла: 25.09.2023

Received: 25.09.2023

АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТЕЙ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТЕЦ НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ ЗАПРОВАДЖЕННЯ ЦІНОВИХ ОБМЕЖЕНЬ НА РИНКУ

В статті розглянуто питання формування стратегії забезпечення конкурентних переваг теплоелектроцентралей в умовах запровадження цінових обмежень на ринках електричної енергії на базі аналізу функціональних можливостей та економічної складової існуючої моделі ринку електроенергії. Також розглянуто фактори впливу на формування собівартості одиниці товарної продукції теплоелектроцентрالی для участі в ринках електричної енергії.

Також у роботі розглядається проблематика пристосування теплових електростанцій до цінових обмежень на ринках електроенергії, яка забезпечує конкурентоспроможність та стабільність виробництва електроенергії. Основні аспекти, що аналізуються в дослідженні, включають SWOT-аналіз ТЕЦ, розгляд регуляторних механізмів, таких як допоміжні послуги регулювання частоти та активної потужності, та стратегії модернізації та екологічної адаптації.

У рамках дослідження розглядаються можливості для нарощування конкурентних переваг ТЕЦ, такі як впровадження новітніх технологій, розвиток ринку відновлюваної енергетики та збільшення потужності. Одночасно, звертається увага на загрози, пов'язані зі зменшенням попиту на електроенергію, змінами на ринку палива та регулятивними обмеженнями щодо викидів шкідливих речовин.

Ключові слова: ринок електроенергії, теплоелектроцентрально, ринок «на добу вперед», ринок двосторонніх договорів, внутрішньодобовий ринок.

Вступ

Переважаюча більшість існуючих ТЕЦ України функціонують впродовж 45–55 років і більше, повністю вичерпали свій проектний термін експлуатації та перевищили період економічно доцільного циклу, встановленого для основного обладнання такого типу. Експлуатація таких ТЕЦ в режимі забезпечення насамперед теплових навантажень (за тепловим графіком споживача теплової енергії) обумовлює неможливість їх ефективного використання для балансування в об'єднаній енергосистемі України (ОЕС).

Однак, під час воєнного стану, в умовах суттєво обмеженого доступу до усіх наявних електричних потужностей, що використовуються для балансування в ОЕС, ТЕЦ можуть бути задіяні для балансування в енергосистемі України. Це може стати базою для можливого нарощування конкурентних переваг ТЕЦ в умовах цінових обмежень на ринках електричної енергії. Крім того, аналіз ситуації в енергетиці України з урахуванням кількості пошкоджень в системі зайвий раз підштовхує до думки, що варто звернути увагу на можливість використання старих ТЕЦ для забезпечення стабільності роботи енергосистеми в надзвичайних ситуаціях. Це може зробити такі ТЕЦ більш привабливими на ринку електроенергії і збільшити їх конкурентоспроможність, незважаючи на їхні слабкі сторони. Однак, такий підхід потребує відповідної підтримки з боку держави, що може бути викликом в умовах цінових обмежень на ринках електричної енергії.

Мета та завдання: дослідити можливості нового ринку електричної енергії для суб'єктів електроенергетики, а саме теплоелектроцентралей та визначити напрями нарощування їх конкурентних переваг в умовах цінових обмежень на ринках електричної енергії.

Матеріал і результати досліджень:

В 2019 році Україна впровадила одну з найскладніших реформ і з 1 липня запровадив новий ринок електричної енергії [2]. Водночас, на імплементацію законодавства було відведено значно менше часу, ніж іншим європейським державам. Тим не менше український енергоринок запровадив за новими правилами, а Україна довела світові здатність реалізувати надскладні завдання у обмежені терміни. Своєчасний старт нового ринку електроенергії дав Україні, зокрема і можливість отримати макрофінансову допомогу від ЄС у розмірі 500 млн. євро.

Сучасна модель ринку електричної енергії розглядається як можливість інтегрування енергетичного ринку України в загальноєвропейський простір. Перешкодами на шляху до запровадження нової моделі ринку електричної енергії були і залишаються незадовільний технічний стан електричних мереж, вразливість інформаційних та комунікаційних систем від кібератак, недостатній рівень розвитку кластеру

цифрової енергетики, залежність від постачальників первинних енергетичних ресурсів, значний рівень заборгованості споживачів на оптовому ринку електричної енергії [1].

Значну увагу можливостей функціонування суб'єктів електроенергетики на різних сегментах ринку присвячені роботи зокрема, Квіта Г.М., Шіковець К.О., Шевченко А.С. [10], Олефір Д.О., Бабіч В.Ю., Блінов І.В. [5], Пономарьов С.В. [11] та інші.

Відзначається, що ТЕЦ є об'єктом критичної інфраструктури, так як забезпечує безперервним постачанням гарячої води та виробництвом електроенергії. Крім того, ТЕЦ є стратегічними об'єктами, оскільки є джерелом електроенергії для в середині міст, тим самим забезпечуючи надійність енерговузла, в яку знаходяться. Основною особливістю ТЕЦ є робота в процесі високоефективної когенерації, що означає, що під час одного технологічного процесу одночасно виробляються тепло та електроенергія.

Як зазначається серед основних проблем (перешкод на ринку електричної енергії) ТЕЦ можна визначити:

-залежність від постачальників первинних енергетичних ресурсів, оскільки зміни в цінах на паливо значно впливають на рентабельність ТЕЦ;

-значний рівень заборгованості споживачів на оптовому ринку електричної енергії, оскільки це призводить до зменшення обігових коштів станцій і, як наслідок, можливостей для модернізації та оновлення обладнання.

Водночас, нова модель ринку електричної енергії може стати можливістю для нарощування конкурентних переваг ТЕЦ. Наприклад, залучення іноземних інвестицій та технологій для модернізації обладнання може сприяти підвищенню ефективності та надійності роботи ТЕЦ, а розвиток нових технологій, які дозволять зменшити викиди шкідливих речовин ТЕЦ, дозволить забезпечити активну співпрацю з іншими гравцями на ринку електроенергії для збільшення обсягу виробництва та розширення ринків збуту.

Розвиток кластеру цифрової енергетики може забезпечити більш ефективне управління в електроенергетиці та зменшення витрат на експлуатацію обладнання. Також, можливість інтегруватися в загальноєвропейський простір може сприяти забезпеченню стабільних умов на ринку електричної енергії та збільшенню обсягів експорту електроенергії. Також, з точки зору перспектив діяльності ТЕЦ доцільно звернути увагу на розвиток альтернативних джерел енергії, які можуть стати ефективним доповненням ТЕЦ та забезпечувати більш надійне та екологічне виробництво електроенергії. Заслугує на особливу увагу можливість використання ТЕЦ для забезпечення резервного або запасного джерела електроенергії для критично важливих об'єктів, таких як лікарні, підприємства харчової та фармацевтичної промисловості тощо.

Крім того, державна підтримка може стати важливим чинником для збереження конкурентоспроможності ТЕЦ в умовах цінових обмежень на ринку електричної енергії. Наприклад, державні програми та фінансові інструменти можуть стимулювати інвестиції в модернізацію та підтримку ТЕЦ, а також забезпечувати стабільність на ринку електричної енергії. Також можуть бути введені різні заходи, які сприятимуть розвитку внутрішнього ринку електроенергії, що зменшить залежність від постачальників первинних енергетичних ресурсів та збільшить конкуренцію на ринку.

Ринок електричної енергії та його сегменти

Ринок електричної енергії (далі РЕЕ) є одним з найбільших за обсягом та складних ринків у світі, оскільки поєднує як технологічні так і організаційні сегменти. Його розмір та складність зумовлені необхідністю постійного забезпечення електричною енергією для виробництва товарів та послуг, а також для задоволення потреб населення.

РЕЕ можна розділити на кілька технологічних сегментів, кожен з яких має свої особливості та принципи функціонування. Основні технологічні сегменти РЕЕ включають виробництво, передачу, розподіл та споживання.

Перший технологічний сегмент РЕЕ - це виробництво. Виробництво електроенергії відбувається на електростанціях, які використовують різноманітні джерела енергії - від вугілля та нафти до сонячної та вітрової енергії. Виробництво електроенергії може бути державним або приватним, залежно від країни та регулювання ринку енергії.

Другий технологічний сегмент РЕЕ - передача. Передача електроенергії здійснюється по електричних мережах, які можуть бути різних рівнів напруги. Зазвичай, державні компанії займаються передачею електроенергії, оскільки це є складним технічним процесом та потребує значних інвестицій.

Третій технологічний сегмент РЕЕ - розподіл. Розподіл електроенергії здійснюється по мережах з низькою напругою, які підключені до будівель та інших споживачів енергії, розподіл може бути здійснений як державними, так і приватними компаніями. Основна мета розподілу електроенергії - забезпечення її безперервного та ефективного постачання споживачам.

Четвертий технологічний сегмент РЕЕ - споживачі. Споживачі електроенергії включають в себе підприємства, промисловість, домогосподарства та інші організації та особи, які використовують електричну енергію для своїх потреб.

У кожному з технологічних сегментів РЕЕ діє власна система регулювання та управління. Державні органи можуть встановлювати тарифи на електроенергію, регулювати умови виробництва та передачі електроенергії, встановлювати стандарти якості енергії та багато іншого.

Держава перестала бути єдиним продавцем та покупцем електроенергії. Виробники електроенергії, електропостачальники, трейдери та великі промислові споживачі працюють на ринкових умовах, де ціна формується не з використанням ручного управління, а шляхом конкуренції за покупця. Торгівля електроенергією, відповідно до прийнятих правил Європейського союзу, відбувається на таких організаційних сегментах нового РЕЕ, як ринок двосторонніх договорів (РДД), ринок «на добу наперед» (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР) та балансуєчий ринок (БР). Усі ці організаційні сегменти РЕЕ окремо, або комбіновано, повинні надавати нові можливості для учасників ринку.

На РДД купівля та продаж електроенергії між двома учасниками ринку проводиться поза організованими сегментами ринку, крім договору постачання електроенергії споживачу [3]. Ціноутворення відбувається на основі двосторонньої домовленості сторін.

На РДН купівля-продаж електроенергії здійснюється на наступну добу за днем проведення торгів [4]. Ціна на цьому сегменті ринку визначається за принципом граничного ціноутворення із забезпеченням мінімізації ціни та максимізації обсягів торгівлі. Жоден учасник не бачить заявлені ціни та обсяги купівлі/продажу електричної енергії іншими учасниками. Така технологія торгів на РДН сприяє розвитку конкуренції.

На ВДР купівля-продаж електроенергії здійснюється безперервно після завершення торгів на ринку РДН та впродовж доби фізичного постачання електроенергії [4]. Цей сегмент ринку дає змогу учасникам ринку скорегувати свої торгівельні позиції та працює за принципом «на кожен товар є свій покупець». Тобто продавці та покупці заявляють обсяги та ціни, за якими бажають продати/купити електроенергію, і чекають свого контрагента.

Балансуєчий ринок — це умовний організаційний сегмент РЕЕ, який призначений для забезпечення балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту і споживання та експорту е/е [3]. Також на цьому ринку відбувається врегулювання системних обмежень в ОЕС України та фінансове врегулювання небалансів.

Фактори та механізми для запровадження цінових обмежень

Запровадження цінових обмежень на ринку електроенергії є однією з ключових проблем, з якими стикаються державні та приватні учасники РЕЕ. Це обумовлено необхідністю балансування вимог економіки, екології та безпеки енергопостачання нації.

Фактори, що впливають на запровадження цінових обмежень на ринку електроенергії, можуть бути різноманітні та залежать від країни та її енергетичної політики. Одним з найважливіших факторів є наявність домінуючої позиції на РЕЕ деяких компаній, які мають можливість зловживати своєю позицією та встановлювати занижені ціни на продукцію. Це може призвести до складнощів у забезпеченні рівноваги між попитом та пропозицією на РЕЕ.

Іншим важливим фактором є залежність від імпорту енергоресурсів, що може призвести до залежності від зовнішніх постачальників та витрат на транспортування енергії. Залежність від імпорту також може призвести до збільшення витрат на енергетичний сектор, що у свою чергу може призвести до збільшення цін на електроенергію.

Одним з механізмів для запровадження цінових обмежень на РЕЕ є встановлення тарифів на енергопостачання. Такий механізм дозволяє державі контролювати ціни на електроенергію та забезпечувати їх на стабільному рівні для споживачів. Встановлення тарифів може бути здійснене шляхом регулювання державою цін на рівні оптового ринку, або шляхом укладання договорів з енергетичними компаніями.

Інший механізм - це роздрібна торгівля електроенергією, що дозволяє споживачам забезпечуватись електроенергією на ринкових умовах. Цей механізм дозволяє споживачам вибирати тарифи та постачальників електроенергії, що відповідають їхнім потребам та бюджету. Для забезпечення стабільних цін на ринку електроенергії у такому випадку необхідно забезпечити достатню конкуренцію серед постачальників електроенергії.

Окрім того, держава може регулювати ціни на електроенергію шляхом встановлення акцизів та податків на енергетичний сектор. Ці податки можуть бути спрямовані на підтримку розвитку альтернативних джерел енергії, що дозволить зменшити залежність від імпорту енергоресурсів та забезпечити більш стабільну цінову політику на ринку електроенергії.

Загалом, запровадження цінових обмежень на ринку електроенергії є складною та многогранною проблемою, що вимагає комплексного підходу та залучення різних механізмів регулювання ринку. Держава повинна забезпечувати баланс між попитом та пропозицією на ринку електроенергії,

забезпечуючи стабільну та доступну енергетичну політику для споживачів, а також підтримувати розвиток енергетичного сектору країни.

Однак, слід зазначити, що запровадження цінових обмежень може мати як позитивні, так і негативні наслідки. З одного боку, це може допомогти забезпечити доступність енергетичних послуг для населення та підприємств, знизити залежність від імпорту та зменшити ризики появи монополій на ринку. З іншого боку, цінові обмеження можуть знизити інвестиційну привабливість енергетичного сектору та призвести до зменшення розміру прибутків енергетичних компаній.

У підсумку, вирішення проблеми цінових обмежень на РЕЕ є важливим завданням для держави та ринкових учасників в енергетичній сфері. Для досягнення стабільної та раціональної цінової політики необхідно застосовувати комплексний підхід та використовувати різноманітні механізми регулювання ринку. Тільки так можна забезпечити доступність та стабільність енергетичного сектору країни та задовольнити вимоги економіки, екології та безпеки енергопостачання нації.

На прикладі оприлюдненої НЕК «Укренерго» ретроспективній інформації про добові графіки виробництва/споживання електричної енергії в ОЕС України (рис.1), у період з 12⁰⁰ до 13⁰⁰ 29.06.2021 сумарна потужність ТЕЦ становила 630 МВт [5]. Під час воєнного стану баланс в системі змінився, де з'явився дефіцит електроенергії, тому постали гострі питання стосовно функціонування ринку електричної енергії за рахунок цінових обмежень.

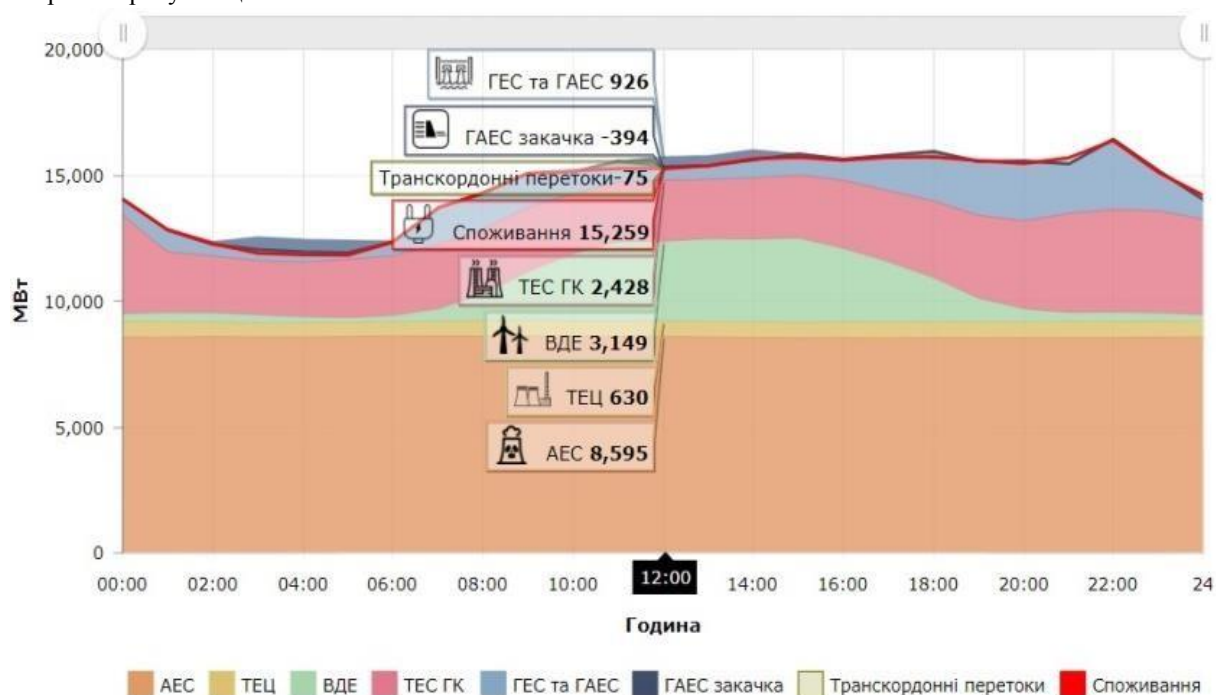


Рисунок 1 – Добовий графік виробництва/споживання електричної енергії в торговій зоні ОЕС України за 29.06.2021 (джерело - сайт НЕК «Укренерго»)

Тенденція останніх років була в нарощування встановленої потужності генеруючих установок, що використовують відновлювані джерела енергії (ВДЕ), але це загострило проблему забезпечення гнучкості ОЕС для стійкого балансування між попитом та пропозицією електричної енергії. Така тенденція розвитку ВДЕ в Україні також сформувала значні виклики традиційній експлуатаційній практиці існуючих електростанцій, зокрема теплоелектроцентралям (ТЕЦ) на природному газі, до яких менше всього було надано уваги.

Тоді ж почало зростання вартості енергоносіїв, особливо газу, коли його ціна була 03.2021 на рівні 7549, 69 грн/тис.куб.м. та 05.2022 на рівні 30 640, 00 грн/тис.куб.м. (рис.2), де видно збільшення ціни на 300%, тим самим збільшення собівартості для вироблення електричної та теплової енергії [6].

Тому для того щоб утримати ціну на газ для постачання природного газу виробникам теплової енергії та бюджетним установам Кабінетом Міністрів України було прийнято постанову №812, де в періоді з 1 вересня 2022 року по 31 березня 2023 року. В цій постанові фіксуються різні обсяги використання газу [7]:

- обсягу, що використовується для потреб виробництва теплової енергії для надання послуг з постачання теплової енергії та постачання гарячої води населенню та/або постачання теплової енергії як товарної продукції для зазначених потреб (далі - обсяг І-фіксований);

•обсягу, що використовується для виробництва теплової енергії для надання послуг з постачання теплової енергії та постачання гарячої води бюджетним установам/організаціям та релігійним організаціям, підприємствам, установам та організаціям, що перебувають в управлінні Державного управління справами, та/або постачання теплової енергії як товарної продукції для зазначених потреб (далі - обсяг III-фіксований);

•обсягу, що використовується для потреб, відмінних від тих, що покриваються за рахунок обсягу I-фіксованого або обсягу III-фіксованого (далі - обсяг II).

Також для підтримання ринків було прийнято рішення ведення обмежень та корегування мінімальної ціни на різних сегментах ринку. В таблиці 1 та таблиці 2 наведено мінімальні та максимальні обмежувачі ціни [8].



Рисунок 2 – Динаміка реалізація газу в розрізі місячних ресурсів [6]

Таблиця 1. Обмеження ціни на РДН/ВДР/БР від 04.2021

Мінімальна заявлена ціна (без ПДВ), грн/МВт·год:			
Період	РДН	ВДР	БР
для годин мінімального навантаження (період з 00:00 до 07:00 та з 23:00 до 24:00):	10,00	100,5 % від ціни РДН, визначеної для кожного розрахункового періоду відповідної доби постачання	0,01
для годин максимального навантаження (період з 07:00 до 23:00):	10,00		
Максимальна заявлена ціна (без ПДВ), грн/МВт·год:			
Період	РДН	ВДР	БР
для годин мінімального навантаження (період з 00:00 до 07:00 та з 23:00 до 24:00):	734,85	734,85	734,85
для годин максимального навантаження (період з 07:00 до 23:00):	2655,99	2655,99	2655,99

Далі розглядається максимальна ціна, це зумовлено тим, що електроенергетична система знаходиться здебільшого в режимі подолання дефіцитів, тим самим основну базову ціну формує залежність від максимального обмеження. В середньому ціна збільшилася на 20%, але цього не достатньо для компенсування собівартості паливу для ТЕЦ. Тому НКРЕКП була прийнята постанова придбання допоміжної послуги для забезпечення регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України [9], а саме забезпечення резервів заміщення (третинне регулювання), де розрахунок обсягів наданої допоміжної послуги резервів заміщення (ДП РЗ) здійснюється на основі опрацювання даних комерційного обліку обладнання (обсягів відпуску), у відношенні якого на аукціон подавались пропозиції, обсягу поданих пропозицій, інформації щодо питомих витрат умовного палива на відпуск електричної енергії, калорійності природного газу, цін постачання природного газу для виробництва електричної енергії, цін використання мазуту для виробництва електричної енергії, на основі середньозваженої ціни на ринку «на добу наперед» за відповідну декаду, середньозваженого значення умовно-постійних витрат виробників, що здійснювали діяльність на ТЕС та ТЕЦ, документу щодо обсягів відбору природного газу, у випадку

надання ДП РЗ з використанням виключно природного газу. Це дає змогу для покрити паливну собівартість при виробленні електричної та теплової енергії, а також бути конкурентним на ринках електричної енергії.

Для збереження конкурентоспроможності ТЕЦ в умовах цінових обмежень на ринках електричної енергії, необхідно є забезпечення постійного аналізу ринкових тенденцій та забезпечення відповідної модернізації та підтримку.

Отже, SWOT-аналіз дозволяє визначити сильні та слабкі сторони ТЕЦ, а також можливості та загрози на їхньому шляху до нарощування конкурентних переваг в умовах цінових обмежень на ринках електричної енергії в таблиці 3.

Таблиця 2. Обмеження ціни на РДН/ВДР/БР від 02.2022

Мінімальна заявлена ціна (без ПДВ), грн/МВт·год:			
Період	РДН	ВДР	БР
для годин мінімального навантаження (період з 00:00 до 07:00 та з 23:00 до 24:00):	1 378,97	110 % від ціни РДН, визначеної для кожного розрахункового періоду відповідної доби постачання	0,01
для годин максимального навантаження (період з 07:00 до 23:00):	2 646,25		
Максимальна заявлена ціна (без ПДВ), грн/МВт·год:			
Період	РДН	ВДР	БР
для годин мінімального навантаження (період з 00:00 до 07:00 та з 23:00 до 24:00):	2000	2000	120 % від ціни РДН, визначеної
для годин максимального навантаження (період з 07:00 до 23:00)	4000	2000	

Таблиця 3. SWOT-аналіз ТЕЦ

<p>-Strengths (Сильні сторони):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪Висока ефективність ТЕЦ, яка дозволяє отримувати великий обсяг електроенергії за низьких витрат. ▪Можливість спалювати різні види палива, що дозволяє зменшити витрати на придбання палива і забезпечити стабільну роботу станції незалежно від ситуації на ринку палива. ▪Висока маневреність агрегатів. ▪Наявні вільні площі території для можливості розміщення об'єктів відновленої енергетики. 	<p>-Weaknesses (Слабкі сторони):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪Високі витрати на будівництво та підтримку ТЕЦ, що зменшує конкурентоспроможність на ринку електроенергії. ▪Високий рівень викидів шкідливих речовин у навколишнє середовище під час роботи ТЕЦ. ▪Залежність від ринкових цін на паливо, що може значно вплинути на рентабельність виробництва електроенергії.
<p>-Opportunities (Можливості):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪Застосування новітніх технологій для зменшення викидів та підвищення ефективності ТЕЦ. ▪Можливість переведення ТЕЦ на паралельну (спільну) роботу з відновлювальними джерела енергії, такі як вітер, сонце або біомасу, що забезпечить екологічність та стабільність виробництва електроенергії ▪Розвиток ринку відновлюваної енергетики та можливість конкурувати з ними, наприклад, за допомогою біомаси або геотермальної енергії. ▪Можливість збільшення потужності ТЕС та підключення до інших ринків електроенергії, що збільшить ринкову конкурентоспроможність. 	<p>-Threats (Загрози):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪Зменшення попиту на електроенергію, вироблену на ТЕЦ, через зростання енергоефективності та розвиток альтернативних джерел енергії. ▪Зміни на ринку палива, такі як зростання цін на нафту або припинення експорту палива з деяких країн, що можуть зменшити рентабельність виробництва електроенергії. ▪Регулювання та обмеження на викиди шкідливих речовин у навколишнє середовище, що може збільшити витрати на підтримку та модернізацію ТЕЦ.

Певною мірою розглянутий SWOT-аналіз може стати основою для побудови оптимізаційної моделі подальшого розвитку ТЕЦ враховуючи, що умови цінових обмежень на ринках електричної енергії вимагають від ТЕЦ знаходити нові напрями для нарощування конкурентних переваг, а також забезпечувати оптимальне поточну функціонування обладнання. Сильні сторони ТЕЦ - це висока ефективність та можливість роботи на різних видах палива, а також можливість переходу на відновлювані джерела енергії. Слабкі сторони ТЕЦ - це високі витрати на будівництво та підтримку, викиди шкідливих речовин та залежність від ринкових цін на паливо. Можливості для нарощування конкурентних переваг - це застосування новітніх технологій, розвиток ринку відновлюваної енергетики та збільшення потужності ТЕЦ. Загрози для ТЕЦ - це зменшення попиту на електроенергію, зміни на ринку палива та регулювання на викиди шкідливих речовин у навколишнє середовище.

Висновки

Теплові електроцентралі України стикаються з рядом викликів, пов'язаних з ціновими обмеженнями на ринках електроенергії та змінами в умовах функціонування ринку електричної енергії, що наочно ілюструється відповідним SWOT-аналізом.

Принциповим питанням розширення можливостей для нарощування конкурентних переваг ТЕЦ слід вважати застосування новітніх технологій, розвиток ринку відновлюваної енергетики та збільшення потужності, а також маневреності ТЕЦ.

З огляду на викладене можна стверджувати, що для ретельного та всебічного аналізу можливостей функціонування ТЕЦ на ринку електричної енергії в умовах запровадження цінових обмежень важливим є оновлення моделей, за якими оцінюють ефективність діяльності ТЕЦ, побудованої на принципах залучення сучасних технологій, як виробництва теплової енергії, так і розвитку альтернативних джерел енергії.

Список використаної літератури.

1. Ларка Л. С., Жабська О. В. Особливості проведення маркетингових досліджень конкурентного середовища підприємства. Вісник Нац. техн. ун-ту "Харк. політехн. ін-т" : зб. наук. пр. Темат. вип. : Технічний прогрес і ефективність виробництва. Харків : НТУ "ХПІ". 2015. № 25 (1134). С. 34 – 38.
2. Про ринок електричної енергії: Закон України від 24.10.2022 р., № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#n1789> (дата звернення 05.11.2022).
3. Постанова «Про затвердження Правил ринку» №307 від 14.03.2018» URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (дата звернення 05.11.2022).
4. Постанова «Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку №308 від 14.03.2018» URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (дата звернення 05.11.2022).
5. Д.О. Олефір, В.Ю.Бабіч, І.В. Блінов Актуальні проблеми забезпечення ОЕС України ресурсами регулювання частоти та потужності // «Енергетика. Екологія. Людина». Зб. наукових праць НН ІЕЕ, КПІ імені Ігоря Сікорського №3– Київ: ІЕЕ, 2021. – С. 39–46.
6. Довгаль М.О. Оцінювання інтегральної ефективності функціонування ТЕЦ в умовах запровадження в енергетичній галузі ринкових відносин // В кн.: Матеріали XIV науково-технічної конференції «Енергетика. Екологія. Людина». Зб. наукових праць НН ІЕЕ, КПІ імені Ігоря Сікорського – Київ: ІЕЕ, 2022. – С. 30–33.
7. Постанова «Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу щодо особливостей постачання природного газу виробникам теплової енергії та бюджетним установам №812 від 19 липня 2022 р.» URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/812-2022-%D0%BF#Text> (дата звернення 05.11.2022).
8. Постанова «Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 25 лютого 2022 року № 332 та визнання такою, що втратила чинність, постанови НКРЕКП (від 08 квітня 2020 року № 766) №413 від 26.04.2022» URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0413874-22#Text> (дата звернення 05.11.2022).
9. Постанова «Про погодження змін до Тимчасового порядку придбання допоміжної послуги для забезпечення регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України, а саме забезпечення резервів заміщення (третинне регулювання) №1506 від 16.11.2022» URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-pogodzhennya-zmin-do-timchasovogo-poryadku-privbannya-dopomizhnoyi-poslugi-dlya-zabezpechennya-regulyvannya-chastoti-ta-aktivnoyi-potuzhnosti-v-oes-ukrayini-same-zabezpechennya-rezervi-6> (дата звернення 16.11.2022).
10. Квіта Г.М., Шіковець К.О., Шевченко А.С. Аналітичне дослідження виробничих процесів ринку теплоенергетики України // Економіка та управління підприємствами Economics & Business Management. Серія «Економічні науки», вісник КНУТД №4 (89), 2015 – С 100-105.
11. С.В. Пономарьов Особливості інституціоналізації українського енергоринку та їх вплив на цінову політику у паливноенергетичному комплексі // «Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит» №107, Харківський національний університет радіоелектроніки, м. Харків, 2013 – С. 33 – 39.

M. Dovhal¹, Ph. D. student, ORCID 0009-0003-3678-7968

A. Zamulko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0001-8018-6332

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

ANALYSIS OF THE POSSIBILITY OF CHP FUNCTIONING IN THE ELECTRICITY MARKET UNDER THE CONDITIONS OF INTRODUCTION OF PRICE RESTRICTIONS ON THE MARKET

In the article, the issue of forming a strategy for ensuring competitive advantages of combined heat and power plants in the context of introducing price constraints in the electricity markets is considered, based on the analysis of functional capabilities and the economic component of the existing electricity market model. The factors influencing the formation of the cost of a unit of commodity production of a combined heat and power plant for participation in the electricity markets are also examined.

The work also discusses the issue of adapting thermal power plants to price constraints in electricity markets, which ensures competitiveness and stability of electricity production. The main aspects analyzed in the study include SWOT analysis of CHP plants, examination of regulatory mechanisms such as ancillary services for frequency and active power regulation, and modernization and environmental adaptation strategies.

Within the framework of the study, possibilities for enhancing the competitive advantages of CHP plants are considered, such as the introduction of the latest technologies, the development of the renewable energy market, and increasing capacity. At the same time, attention is paid to threats related to the decline in demand for electricity, changes in the fuel market, and regulatory constraints on harmful emissions.

Keywords: *electricity market, combined heat and power plant, day-ahead market, bilateral contract market, intraday market.*

References

1. Larka L. S., Zhab'ska O. V. Features of conducting marketing research of the competitive environment of the enterprise. Bulletin of the National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»: Collection of scientific works. Thematic issue: Technical progress and production efficiency. Kharkiv: NTU «KhPI». 2015. No. 25 (1134). P. 34 – 38.
2. On the Electricity Market: Law of Ukraine dated 24.10.2022, No. 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#n1789> (accessed 05.11.2022).
3. Resolution «On Approval of Market Rules» №307 dated 14.03.2018. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (accessed 05.11.2022).
4. Resolution «On Approval of the Rules of the Day-Ahead and Intraday Markets» №308 dated 14.03.2018. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (accessed 05.11.2022).
5. Olefir D.O., Babich V.Yu., Blinov I.V. Actual problems of providing the United Energy System of Ukraine with frequency and power regulation resources // «Energy. Ecology. Human.» Collection of scientific works of NNS IEE, Igor Sikorsky KPI No. 3 – Kyiv: IEE, 2021. – P. 39–46.
6. Dovgal M.O. Evaluation of the integral efficiency of CHP operation in the conditions of introduction of market relations in the energy sector // In the book: Materials of the XIV scientific and technical conference «Energy. Ecology. Human.» Collection of scientific works of NNS IEE, Igor Sikorsky KPI – Kyiv: IEE, 2022. – P. 30–33.
7. Resolution «On Approval of the Regulation on Imposing Special Obligations on Natural Gas Market Entities to Ensure Public Interests in the Functioning of the Natural Gas Market Regarding the Peculiarities of Supplying Natural Gas to Heat Energy Producers and Budgetary Institutions» №812 of July 19, 2022. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/812-2022-%D0%BF#Text> (accessed 05.11.2022).
8. Resolution «On Amendments to the Resolution of the National Energy and Utilities Regulatory Commission dated February 25, 2022 No. 332 and recognition as invalid of the Resolution of the National Energy and Utilities Regulatory Commission (dated April 08, 2020 No. 766) No. 413 of 26.04.2022». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0413874-22#Text> (accessed 05.11.2022).
9. Resolution «On Approval of Amendments to the Temporary Procedure for the Purchase of Ancillary Services for Ensuring Frequency and Active Power Regulation in the United Energy System of Ukraine, Namely Provision of Replacement Reserves (Tertiary Regulation) №1506 of 16.11.2022». URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-pogodzhennya-zmin-dotimchasovogo-poryadku-privbannya-dopomizhnoyi-poslugi-dlya-zabezpechennya-regulyuvannya-chastoti-ta-aktivnoyi-potuzhnosti-v-oes-ukrayini-same-zabezpechennya-rezervi-6> (accessed 16.11.2022).
10. Kvita H.M., Shikovets K.O., Shevchenko A.S. Analytical study of production processes in the Ukrainian heat energy market // Economics & Business Management. Series «Economic Sciences», Bulletin of KNUTD №4 (89), 2015 - P. 100-105.
11. Ponomaryov S.V. Features of institutionalization of the Ukrainian energy market and their impact on pricing policy in the fuel and energy complex // «Energy Saving. Energy. Energy Audit» №107, Kharkiv National University of Radio Electronics, Kharkiv, 2013 – P. 33 – 39.

Надійшла: 25.04.2023

Received: 25.04.2023

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

УДК 621.039.58

DOI 10.20535/1813-5420.3.2023.289659

В.І.Скалозубов¹, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0003-2361-223X

В. А. Кондратюк², канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0001-5035-311X

В.І.Філатов², канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-3046-3546

¹Міжвідомчий центр фундаментальних наукових досліджень в галузі енергетики та екології НАН України, «Одеської політехніки» та Мінекології України

²Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

КРИТЕРІЇ ТА УМОВИ МІЖКОНТУРНОЇ ТЕРМОДИНАМІЧНОЇ НЕСТІЙКОСТІ МОДЕРНІЗОВАНОЇ ТУРБІННОЇ СИСТЕМИ АЕС

Представлений оригінальний метод визначення критеріїв та умов міжконтурної термодинамічної нестабільності в модернізованій системі «паротурбінна установка — система регенерації з абсорбційними тепловими насосами». Розробка виконувалась шляхом проведення термодинамічного аналізу впливу незалежних флуктуаційних відхилень від стану рівноваги як потоку вологої пари на вході в абсорбційні теплові насоси, так і вимірюючого тиску в абсорбційних теплових насосах/змішувальних нагрівачах низького тиску. На основі аналізу отриманих критеріїв та умов встановлено, що основною причиною міжконтурної термодинамічної нестабільності в модернізованій системі «паротурбінна установка — система регенерації з абсорбційними тепловими насосами» є неповнота (інерційність) тепломасообмінні та гідродинамічні процеси при флуктуаційних відхиленнях від рівноважного стану термодинамічних параметрів. Запобігання умов міжконтурної термодинамічної нестабільності в модернізованій системі «паротурбінна установка — система регенерації з абсорбційними тепловими насосами» можна забезпечити шляхом встановлення регуляторів витрати в контурах подачі мокрої пари від циліндра високого тиску турбіни до абсорбційні теплові насоси та абсорбційні теплові насоси в змішувальних нагрівачах низького тиску для підтримки постійного тиску в абсорбційних теплових насосах і змішувальних нагрівачах низького тиску. Також необхідно враховувати, що модернізація системи «паротурбінна установка — система регенерації з абсорбційними тепловими насосами» може вплинути на роботу та умови міжконтурної термодинамічної нестабільності «сусідніх» систем. Визначені засоби запобігання виникнення умов міжконтурної термодинамічної нестабільності в модернізованій системі «паротурбінна установка — система регенерації з абсорбційними тепловими насосами».

Ключові слова: модернізація турбоустановок, термодинамічна нестабільність.

Вступ

Перспективним напрямком підвищення ефективності експлуатації АЕС з ВВЕР є модернізація паротурбінних систем (ПТУ). Встановлено, що модернізація ПТУ із системою регенерації (РС) абсорбційними тепловими насосами (АТН) (система «ПТУ-РС з АТН») дозволяє істотно підвищити ККД ПТУ.

Проте система регенерації з АТН є багатоконтурною системою з різними термодинамічними станами окремих контурів, що за певних умов може призводити до міжконтурної термодинамічної нестабільності (МТН). В умовах нестабільності можуть виникати високо амплітудні коливання термодинамічних параметрів. Це може призвести до порушення нормальних умов роботи ПТУ та призвести до парогенераторних (ПГ), гідро- та теплових «ударів» (ГТУ) в трубопроводному обладнанні та призвести до інших негативних ефектів.

Перспективним напрямком підвищення ефективності експлуатації АЕС з ВВЕР є модернізація паротурбінних систем (ПТУ). Встановлено, що модернізація ПТУ із системою регенерації (РС) абсорбційними тепловими насосами (АТН) дозволяє істотно підвищити ККД ПТУ. Проте система регенерації з АТН є багатоконтурною системою з різними термодинамічними станами окремих контурів,

що за певних умов може призводити до міжконтурної термодинамічної нестабільності (МТН). В умовах нестабільності можуть виникати високо амплітудні коливання термодинамічних параметрів. Це може призвести до порушення нормальних умов роботи ПТУ та призвести до гідро- та теплових «ударів» (ГТУ) в трубопровідному обладнанні та до інших негативних ефектів.

Аналіз літератури. Актуальність роботи.

Причини виникнення різних видів термодинамічної нестабільності (ТН) в теплоенергетичному обладнанні вивчені недостатньо [1]. Наприклад, у роботі [2] проведено аналіз відомих досліджень з моделювання наслідків ТН через гідродинамічну нестійкість. Умови виникнення гідроудару та вібрації в цьому дослідженні не аналізувалися.

У роботі [3] проведено аналіз відомих досліджень з моделювання впливу теплових ударів на корпус ядерного реактора як наслідок імпульсної теплової нестабільності. Умови та наслідки МТН також не аналізувалися в цій роботі.

У роботі [4] наведено експериментальні результати впливу гідроудару на модель корпусу компенсатора тиску реакторних установок. Умови та наслідки МТН не аналізувалися в цій статті.

У роботі [5] змодельовані умови та наслідки гідроудару як наслідок термодинамічної нестабільності в герметичній установці реакторної установки з ВВЕР-1000. Питання моделювання МТН також не аналізувалися в цій роботі.

У роботі [6] змодельовані умови та наслідки ТН у запобіжних клапанах у транс звукових режимах двофазних потоків. Питання умов і наслідків МТН в цій роботі також не аналізувалося.

У роботі [7] розроблено метод моделювання умов і наслідків гідроудару через гідродинамічну нестійкість перехідних режимів насосного обладнання, а в роботі [8] цей метод реалізовано для систем активної безпеки АЕС з ВВЕР-1000. Питання моделювання умов і наслідків МТН в системах безпеки також не аналізувалися в цих роботах.

У роботі [9] проведено аналіз актуальних проблем моделювання, проектування та важких аварій на атомних електростанціях (АЕС). При цьому питання моделювання умов і наслідків ТН типів вібрації (в тому числі МТН) в аварійних умовах також не аналізувалися.

Таким чином, в сучасних умовах відсутні достатньо обґрунтовані методи моделювання умов і наслідків МТН в ПТУ АЕС з ВВЕР. Це зумовлює актуальність представленої роботи.

Мета і завдання роботи.

Основною метою роботи є проведення аналізу умов виникнення МТН в системі «ПТУ-РС з АТН». Це дасть підстави для обґрунтування практичних рекомендацій щодо профілактики умов для виникнення МТН.

Для досягнення мети даного дослідження необхідно вирішити наступні завдання.

1. Розробити методику визначення критеріїв та умов МТН в системі «ПТУ-РС з АТН»
2. Проаналізувати отримані результати та обґрунтувати практичні рекомендації.

Спосіб визначення критеріїв та умов виникнення МТН в системі «ПТУ-РС з АТН»

Система «ПТУ-РС з АТН» складається з таких схем:

- перший контур для вологої пари "циліндр турбіни високого тиску - АТН";
- другий замкнутий контур перегрітої пари і конденсату «АТН — циліндри низького тиску турбіни — АТН»;
- третій замкнутий випарно-конденсатний контур «АТН — конденсаторна система — АТН»;
- четвертий контур вологої пари «АТН — змішувальні підігрівачі низького тиску (ЗПНТ) першого ступеня»;
- п'ятий контур вологої пари «циліндри низького тиску — ЗПНТ»;
- шостий конденсатний контур «Конденсатор ПТУ — ЗПНТ»
- сьомий конденсатний контур «ЗПНТ — поверхневі теплообмінники другого ступеня».

Усі вказані схеми містять системи АТН та/або ЗПНТ.

Рівняння тепломасового балансу для АТН та/або ЗПНТ у встановленому (рівноважному) стані системи «ПТУ-РС з АТН»:

$$G_o = G_A G_o = G_A, \quad (1)$$

$$G_o \cdot i_o + M_A \cdot (P_A \cdot G_o) = Q_{LD}(P_A \cdot G_o) + Q_{CK}(P_A \cdot G_o) + G_A \cdot i_A, \quad (2)$$

$$G_A + G_K + G_{LD} = G_P G_A + G_K + G_{LD} = G_P, \quad (3)$$

$$G_A \cdot i_A + G_K \cdot i_K + G_{LD} \cdot i_{LD} = G_P \cdot i_P G_A \cdot i_A + G_K \cdot i_K + G_{LD} \cdot i_{LD} = G_P \cdot i_P \quad (4)$$

Рівняння руху в четвертому, п'ятому, шостому і сьомому контурах:

$$G_A = F_4 \cdot \sqrt{\xi_4^{-1} \cdot \rho \cdot (P_A - P_P)} G_A = F_4 \cdot \sqrt{\xi_4^{-1} \cdot \rho \cdot (P_A - P_P)}, \quad (5)$$

$$G_{LD} = F_5 \cdot \sqrt{\xi_5^{-1} \cdot \rho \cdot (P_{LD} - P_P)} G_{LD} = F_5 \cdot \sqrt{\xi_5^{-1} \cdot \rho \cdot (P_{LD} - P_P)}, \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{P1}(G_K) &= P_P - P_K + \xi_6 \cdot G_K^2 / (\rho_l \cdot F_6^2) \\ \Delta P_{P1}(G_K) &= P_P - P_K + \xi_6 \cdot G_K^2 / (\rho_l \cdot F_6^2), \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{P2}(G_P) &= P_0 - P_P + \xi_7 \cdot G_P^2 / (\rho_l \cdot F_7^2) \\ \Delta P_{P2}(G_P) &= P_0 - P_P + \xi_7 \cdot G_P^2 / (\rho_l \cdot F_7^2), \end{aligned} \quad (8)$$

де $G_0, G_A, G_K, G_{LD}, G_P, G_0, G_A, G_K, G_{LD}, G_P$ - відповідно масові витрати на першому, четвертому, шостому, п'ятому та сьомому рівнях; $i_0, i_A, i_K, i_{LD}, i_P$ - відповідно питомі ентальпії в першому контурі, АТН, конденсаторі, циліндрах низького тиску, ЗПНТ, сьомому контурі; $P_A, P_P, P_{LD}, P_0, P_A, P_P, P_{LD}, P_0$ - тиск в АТН, ЗПНТ, циліндрах низького тиску, сьомому контурі; $M_A(P_A \cdot G_0), M_A(P_A \cdot G_0)$ - потужність тепловиділень АТН; $Q_{LD}(P_A \cdot G_0), Q_{СК}(P_A \cdot G_0), Q_{LD}(P_A \cdot G_0), Q_{СК}(P_A \cdot G_0)$ - сумарні теплові втрати в циліндрах низького тиску і системі конденсатора; $\xi_4, \xi_5, \xi_6, \xi_7, \xi_4, \xi_5, \xi_6, \xi_7$ - сумарні коефіцієнти безповоротних втрат у четвертому, п'ятому, шостому та сьомому контурах; $F_4, F_5, F_6, F_7, F_4, F_5, F_6, F_7$ - загальна площа потоку в четвертому, п'ятому, шостому і сьомому контурах; $\rho, \rho_l, \rho, \rho_l$ - щільність потоку пари і конденсату; $\Delta P_{P1}, \Delta P_{P2}, \Delta P_{P1}, \Delta P_{P2}$ - напірні (гідрравлічні) характеристики конденсатних насосів.

Умови МТН в системі «ПТУ-РС з АТН» визначаються виникненням незалежних флуктуаційних відхилень від рівноважного стану. $\delta G_0 \ll G_0, \delta P_A \ll P_A, \delta P_P \ll P_P$, і критерії для МТН в

$$\text{АТН і ЗПНТ такі: } K_A = \frac{\delta P_A}{\delta G_0}; K_C = \frac{\delta P_P}{\delta G_0} K_A = \frac{\delta P_A}{\delta G_0}; K_C = \frac{\delta P_P}{\delta G_0}. \quad (9)$$

За умов [1] система «ПТУ-РС з АТН» є термодинамічно стабільною

$$K_A < 0; K_C < 0; K_A < 0; K_C < 0. \quad (10)$$

Система є термодинамічно нестійкою, якщо одна або обидві умови стабільності (10) не виконуються.

Після спрощення та лінеаризації рівнянь (1) — (8) у форматі флуктуаційних відхилень $\delta G_0, \delta P_A, \delta P_P$, ми отримаємо:

$$\delta G_0 \cdot f_{G1} = \delta P_A \cdot f_A \delta G_0 \cdot f_{G1} = \delta P_A \cdot f_A, \quad (11)$$

$$\delta G_0 \cdot f_{G2} = \delta P_P \cdot f_P \delta G_0 \cdot f_{G2} = \delta P_P \cdot f_P, \quad (12)$$

де

$$f_{G1} = i_0 + \frac{\delta M_A}{\delta G_0} - \frac{\delta Q_{LD}}{\delta G_0} - \frac{\delta Q_{СК}}{\delta G_0} - i_A f_{G1} = i_0 + \frac{\delta M_A}{\delta G_0} - \frac{\delta Q_{LD}}{\delta G_0} - \frac{\delta Q_{СК}}{\delta G_0} - i_A,$$

$$f_A = -G_0 \cdot \left(\frac{di_0}{dP_A} - \frac{di_A}{dP_A} \right) - \frac{\partial M_A}{\partial P_A} + \frac{\partial Q_{LD}}{\partial P_A} + \frac{\partial Q_{СК}}{\partial P_A}$$

$$f_A = -G_0 \cdot \left(\frac{di_0}{dP_A} - \frac{di_A}{dP_A} \right) - \frac{\partial M_A}{\partial P_A} + \frac{\partial Q_{LD}}{\partial P_A} + \frac{\partial Q_{СК}}{\partial P_A},$$

$$f_{G2} = i_A + G_0 \cdot \frac{di_A}{dP_A} \cdot K_A f_{G2} = i_A + G_0 \cdot \frac{di_A}{dP_A} \cdot K_A,$$

$$f_P = -i_K \cdot R_6 - i_{LD} \frac{\partial G_{LD}}{\partial P_P} + i_P \frac{\partial G_{LD}}{\partial P_P} + i_P \cdot R_7 + G_P \cdot \frac{di_P}{dP_P}$$

$$f_P = -i_K \cdot R_6 - i_{LD} \frac{\partial G_{LD}}{\partial P_P} + i_P \frac{\partial G_{LD}}{\partial P_P} + i_P \cdot R_7 + G_P \cdot \frac{di_P}{dP_P}$$

$$R_6 = \left(\frac{d\Delta P_{P1}}{dG_k} - \xi_6 \cdot \frac{2 \cdot G_K}{\rho_l \cdot F_6^2} \right)^{-1} R_6 = \left(\frac{d\Delta P_{P1}}{dG_k} - \xi_6 \cdot \frac{2 \cdot G_K}{\rho_l \cdot F_6^2} \right)^{-1}$$

$$R_7 = - \left(\frac{d\Delta P_{P2}}{dG_P} - \xi_7 \cdot \frac{2 \cdot G_P}{\rho_l \cdot F_7^2} \right)^{-1}$$

З урахуванням (10) умови термодинамічної нестійкості системи «ПТУ-РС з АТН»:

$$K_A = \frac{f_{G1}}{f_A} < 0; K_C = \frac{f_{G2}}{f_P} < 0 \quad ; \quad K_A = \frac{f_{G1}}{f_A} < 0; K_C = \frac{f_{G2}}{f_P} < 0 \quad (13)$$

Система «ПТУ-РС з АТН» є термодинамічно нестійкою, якщо не виконується одна або дві умови (13).

Аналіз отриманих критеріїв та умов МТН системи «ПТУ-РС з АТН».

Умови МТН модернізованої системи «ПТУ-РС з АТН» залежать від:

- термодинамічного стану і системи конструктивно-технічних параметрів контурів;
- напірних (гідравлічних) характеристик насосів подачі конденсату;
- повноти (інерційності) процесів міжконтурного тепломасообміну з незалежними флуктуаційними відхиленнями від рівноважного стану потоку вологої пари в АТН і тиску в АТН/ЗПНТ.

В умовах МТН в модельованій системі «ПТУ-РС з АТН» можливі високоамплітудні коливання термодинамічних параметрів, наслідками яких можуть бути — гідроудари в контурах, підвищена вібрація, порушення нормальних умов експлуатації та ін. негативні наслідки.

Основною причиною виникнення МТН в модернізованій системі «ПТУ-РС з АТН» є незавершеність (інерційність) тепломасообмінних і гідродинамічних процесів при флуктуаційних відхиленнях від рівноважного стану термодинамічних параметрів.

Запобігання виникненню умов МТН в модернізованій системі «ПТУ-РС з АТН» можна забезпечити шляхом встановлення регуляторів витрати в контурах подачі мокрої пари від циліндра високого тиску турбіни до АТН та від АТН до ЗПНТ для підтримки постійний тиск в АТН і ЗПНТ.

Обговорення.

На основі термодинамічного аналізу впливу незалежних флуктуаційних відхилень від рівноважного стану витрати вологої пари розроблено оригінальну методику визначення критеріїв та умов виникнення МТН на вході АТН і тиску АТН/ЗПНТ в модернізованій системі «ПТУ-РС з АТН». На відміну від відомих підходів до моделювання термодинамічних процесів (наприклад, [9 – 13] та ін.), термодинамічна модель розробленого методу враховує вплив флуктуаційних відхилень від рівноважного стану термодинамічних параметрів, визначаючи критерії та умови виникнення МТН.

На підставі аналізу отриманих критеріїв та умов встановлено, що основною причиною виникнення МТН в модернізованій системі «ПТУ-РС з АТН» є неповнота (інерційність) тепломасообміну та гідродинаміки, процеси при флуктуаційних відхиленнях від рівноважного стану термодинамічних параметрів.

Отримані результати можуть бути використані при проектуванні та впровадженні модернізованої системи «ПТУ-РС з АТН».

Також необхідно враховувати, що модернізація системи «ПТУ-РС з АТН» може вплинути на продуктивність та умови виникнення МТН в «сусідніх» системах, зокрема, в парогенераторній установці. Таким чином, відбір мокрої пари після циліндра високого тиску турбіни в АТН здійснюється паралельно з паропроводом турбонасосу (ТПН), який живить парогенератори (ПГ). ПГ – це елемент (обладнання) нормальної експлуатації важливе для безпеки атомної електростанції. Отже, надійність роботи ПГ може забезпечити безпеку АЕС.

З'єднання РС з АТН зменшує витрату пари та динамічний тиск у паровому приводі ТПН, а відповідно зменшує (за певних рівних умов) витрату живильної води в об'ємі парогенератора. Крім того, флуктуаційні відхилення термодинамічних параметрів в змодельованій системі «ПТУ-РС з АТН» можуть вплинути на умови виникнення МТН в парогенераторній установці.

Ці питання зумовлюють необхідність подальшого аналізу доцільності модернізації системи «ПТУ-РС з АТН».

Висновки

1. Розроблено оригінальну методику визначення критеріїв та умов міжконтурної термодинамічної нестабільності в модернізованій системі «паротурбінна установка — система регенерації з абсорбційними

тепловими насосами». Метод заснований на термодинамічному аналізі впливу незалежних флуктуаційних відхилень від рівноважного стану потоку вологої пари на вході в абсорбційні теплові насоси та тиску в абсорбційних теплових насосах/змішувальних нагрівачах низького тиску. На відміну від відомих підходів до моделювання термодинамічних процесів, термодинамічна модель розробленого методу враховує вплив флуктуаційних відхилень від рівноважного стану термодинамічних параметрів, що визначають критерії та умови міжконтурної термодинамічної нестабільності.

2. На підставі аналізу отриманих критеріїв та умов виявлено, що основною причиною міжконтурної термодинамічної нестабільності в модернізованій системі «Паротурбінна установка — система регенерації з абсорбційними тепловими насосами» є неповнота (інерційність) тепло масо обмінних і гідродинамічних процесів при флуктуаційних відхиленнях від рівноважного стану термодинамічних параметрів.

3. Запобігання умовам міжконтурної термодинамічної нестабільності в модернізованій системі «Паротурбінна установка — система регенерації з абсорбційними тепловими насосами» можна забезпечити шляхом встановлення регуляторів витрати в контурах подачі вологої пари з циліндра високого тиску. від турбіни до абсорбційних теплових насосів і від абсорбційних теплових насосів до змішувальних нагрівачів низького тиску для підтримки постійного тиску в абсорбційних теплових насосах і змішувальних нагрівачах низького тиску.

4. Також необхідно врахувати, що модернізація «Паротурбінна установка — система регенерації з абсорбційними тепловими насосами» може вплинути на роботу та умови міжконтурної термодинамічної нестабільності «сусідніх» систем, зокрема парогенераторної установки.

5. Зазначені питання зумовлюють необхідність подальшого аналізу обґрунтованості модернізації систем «Паротурбінна установка — система регенерації з абсорбційними тепловими насосами».

Список використаної літератури.

1. Науково-технічні основи заходів підвищення безпеки АЕС з ВВЕР. Інститут проблем безпеки АЕС Національної Академії наук України. Під редакцією академіка О.О. Ключникова, Чорнобиль, 2012, 296 с.
2. Hemmat Safwat, Asif Arutig, Syed Husaini Systematic Methodology for Diagnostics of Water Hammer in LPW Power Plants // Nuclear Engineering and Design. - 1990 - № 122 – P. 365 – 376.
3. Pressurized Thermal Shock in NPP: Good Practices for Assessment Deterministic Evaluation for the Integrity of Reactor Pressure Vessel / IAEA-TECDOC 1627 – 2010.
4. Королев О.В., Іщенко А.П., Іщенко О.П. Исследование гидравлических ударов при заполнении системы компенсации давления в водоводяных энергетических реакторах. Известия Вузов. Энергетика. - № 5 - 2017 - P.459-469.
5. Skalozubov V., Komarov Yu., Pirkovskiy D., Kozlov I. Water Hammer Conditions and consequences in Pressurizers of Nuclear Reactors // Turkish Journal of Physics. - 2019 - № 3 (43) — P.229-235.
6. Скалозубов В.І., Білоус Н.В., Пірковський Д.С., Козлов І.Л., Комаров Ю.А., Чулкін О.А. Гідродинамічні удари в обладнанні ядерних енергоустановок при трансзвукових режимах течії парорідинних потоків // Ядерна та радіаційна безпека. 2019.- № 2 (82) – 33 P. 43-46.
7. Скалозубов В.І., Пірковський Д.С., Комаров Ю.А., Козлов І.Л. Сучасний метод умов надійності критичних гідравлічних ударів // Проблеми атомної науки і техніки. 2017 - № 4 (110) — P.74-79.
8. Скалозубов В.І., Козлов І.Л., Чулкін О.А., Комаров Ю.А., Піонгковський О.І. Аналіз критичних умов надійності при гідродахах в активних системах безпеки ядерних енергоустановок з ВВЕР-1000. Ядерна та радіаційна безпека. № 1(81) (2019). С. 42-45.
9. Шараевський І.Г., Фіалко Н.М., Носовський А.В., Зимин А.Б., Шараевський Г.І. Актуальні проблеми теплофізики проектних та тяжких аварій ядерних енергоблоків. Ядерна та радіаційна безпека №2(70) (2016) С. 32-36.
10. Шараевський І.Г. Проблеми підвищення показників надійності розрахунків критичних теплових потоків у водоохолоджуваних ядерних реакторах на основі комп'ютерних теплогідравлічних кодів. // Ядерна та радіаційна безпека. - № 3 (79) — 2018 — С. 16-22.
11. Accident Management programmers for NPP: Specific Safety Guide. IAEA Safety Standards Series № SSG-54. - Vienna: IAEA. - 2019 – 81 p.
12. Демєнков В.М., Шугайло О. П., Мустафін М.А., Макаренко М.В. Оцінка цілісності обладнання та трубопроводів АС на основі пов'язаних розрахунків в ANSYS і RELAP CODE. Ядерна та радіаційна безпека №3(87) (2020). С. 46-54.
13. Sauvage E., Musoyan G. Nuclear Reactor Severe Accident Analysis: Applications and Management Guidelines // SARnet. - Budapest – Hungary. - 2018 – 38 p.

V. Skalozubov¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0003-2361-223X

V. Kondratyk², Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0001-5035-311X

V. Filatov², Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-3046-3546

¹**Interagency Center for Fundamental Scientific Research in Energy and Ecology Sector of National Academy of Sciences of Ukraine, Odessa Polytechnic and Ministry of Ecology and Natural Resources of Ukraine**

²**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

CRITERIA AND CONDITIONS OF THE INTER-CIRCUIT THERMODYNAMIC INSTABILITY OF THE NPP'S MODERNIZED TURBINE SYSTEM

The original method of determining the criteria and conditions of inter-circuit thermodynamic instability in the modernized system "steam turbine - regeneration system with absorption heat pumps" is presented. This was developed through a thermodynamic analysis of the effect of independent fluctuating deviations from equilibrium in both the wet vapor flow at the absorption heat pump inlet and the measured pressure in the absorption heat pump/low pressure mixing heaters. Unlike known approaches to modeling thermodynamic processes, the thermodynamic model of the developed method takes into account the influence of fluctuating deviations from the equilibrium state of thermodynamic parameters, which determine the criteria and conditions of inter-loop thermodynamic instability. Based on the analysis of the received criteria and conditions, it was established that the main cause of inter-circuit thermodynamic instability in the modernized system "steam turbine unit — a regeneration system with absorption heat pumps" is determined by the incompleteness (inertia) of heat-mass exchange and hydrodynamic processes during fluctuating deviations from the equilibrium state of thermodynamic parameters. Prevention of the conditions for inter-loop thermodynamic instability in the modernized system "steam turbine unit — a regeneration system with absorption heat pumps" can be ensured by installing flow controllers in the wet steam supply circuits from the high-pressure cylinder of the turbine to the absorption heat pumps, and absorption heat pumps in mixing heaters low pressure to maintain a constant pressure in absorption heat pumps and low pressure mixing heaters. It is also necessary to consider that the modernization of the "steam turbine unit — a regeneration system with absorption heat pumps" system can affect the performance and conditions of inter-loop thermodynamic instability of "neighboring" systems. These issues determine the need for further analysis of the validity of the modernization of the "steam turbine unit — a regeneration system with absorption heat pumps" systems.

Key words: modernization of turbo installations, thermodynamic instability

References

1. Scientific and technical basis of increasing the safety and efficiency of nuclear power plants with VVER / Under the general editorship of Academician O.O. Klyuchnikova. - Institute for Safety Problems of Nuclear Power Plants of National Academy of Sciences. - Chernobyl. - 2012 - 296 p.
2. Hemmat Safwat, Asif Arutig, Syed Husaini Systematic Methodology for Diagnostics of Water Hammer in LPW Power Plants // Nuclear Engineering and Design. - 1990 - № 122 – P. 365 – 376.
3. Pressurized Thermal Shock in NPP: Goad Practices for Assessment Deterministic Evaluation for the Integrity of Reactor Pressure Vessel / IAEA-TECDOC 1627 – 2010.
4. Korolev A.V., Ishchenko A.P., Ishchenko O.P. Investigation of hydraulic shocks when filling the pressure compensation system in VVER. *Izvestiya vuzov. Energy*. - No. 5 - 2017 - P.459-469.
5. Skalozubov V., Komarov Yu., Pirkovskiy D., Kozlov I. Water Hammer Conditions and consequences in Pressurizers of Nuclear Reactors // *Turkish Journal of Physics*. - 2019 - № 3 (43) — P.229-235.
6. Skalozubov V., Bilous N., Pirkovskiy D., Kozlov I., Komarov Yu., Chulkin O. Water Hammers in transonic modes of steam-liquid flows in NPP equipment // *Nuclear and Radiation Safety* – 2019.- # 2 (82) – 33 P. 43-46.
7. Skalozubov V., Pirkovskiy D., Komarov Yu., Kozlov I. Modern Method of Conditions for Reliability Critical Hydraulic Impacts // *Problems of Atomic Science and Technology*. 2017. - # 4 (110) — P.74-79.
8. Skalozubov V., Kozlov I., Chulkin O., Komarov Yu., Piontkovskiy O. Analysis of Reliability Impact Conditions of WWER-1000 NPP Active Systems // *Nuclear and Radiation Safety*. - # 1 (81) — 2019 — P.42-45.
9. Sharaevskii, I., Fialko, N., Nosovsky, A., Zimin, L., Sharaevskii, G. Urgent Problems in Thermal Physics of Design-Basis and Severe Accidents at Nuclear Power Plants // *Nuclear and Radiation Safety*. - # 2 (70) — 2016 — C. 32-36.
10. G. Sharaevsky Problems of Reliability Indicators Increase of Critical Heat Flux Calculations in the Water-Cooled Nuclear Reactors Based on the Computer Thermal-Hydraulic Codes // *Nuclear and Radiation Safety*. - # 3 (79) — 2018 — C. 16-22.
11. Accident Management programmers for NPP: Specific Safety Guide. IAEA Safety Standards Series № SSG-54. - Vienna: IAEA. - 2019 – 81 p.
12. V. Diemienkov, O. Shugailo, M. Mustafin, M. Makarenko Assessing Structural Integrity of NPP Equipment and Pipelines by Coupled Calculations in ANSYS and RELAP Codes // *Nuclear and Radiation Safety*. - # 3 (87) — 2020 — C. 46-54.
13. Sauvage E., Musoyan G. Nuclear Reactor Severe Accident Analysis: Applications and Management Guidelines // *SARnet*. - Budapest – Hungary. - 2018 – 38 p.

Надійшла: 11.09.2023

Received: 11.09.2023

OBTAINING UNSATURATED HYDROCARBONS FROM COAL

The article is devoted to the improvement of the technology of obtaining Liquid Motor Fuels from Coal. Unsaturated hydrocarbons are the most important chemical raw material products and are widely used for producing polymers, alcohols and some other organic substances. The paper considers the proposition of technological process of obtaining Synthetic Fuel from Coal with a positive yield effect of the final product with high quality. It is possible to organize the production of Liquid Fuel is made of Coal conversion. The method of Coal conversion into Liquid Motor Fuel is its gasification and hydrogenation but this is not the only way out. The paper proposes the possibility of creating the small plants for the production of synthetic fuels and components of organic synthesis, which can be used of the capacity of metallurgical factories and shops of machine-building enterprises that are vacated areas. In modern society the need is growing to use alternative liquid fuel technologies, for example, by indirect liquefaction of coal. This is especially important for Ukraine during and after hostilities. Ukraine does not have sufficient oil and gas reserves, but it has coal deposits in the coal basin in the west of the country.

An important aspect that is insisted on is the achievement of energy independence. Given the historical traditions and the existing structure of energy deposits in Ukraine, one of the ways to solve this strategic task should be the development of the coal industry. In addition, the environmental component of each of these types of security can be an integrator that integrates them into the national security system. This will help to find their optimal ratio in this system. Moreover, today there is no doubt that any aspect of national security, whether economic, technological or defense, loses its meaning in the event of unfitness of the environment for human life and activity. An influential factor in increasing production of coal for processing in the western part of Ukraine is the maximum extraction of coal reserves and at the same time protection of subsoil.

Keywords: coal conversion, liquefaction of coal, liquid fuel, calcium carbide, electro-thermal furnaces, shaft furnace.

Introduction

The rising of world prices for energy resources amid rising of their consumption to set the task of finding the production of alternative types of Motor Fuels [1]. Such Fuels can be obtained on the basis of Coal conversion. At some countries this kind of research is carried out within the framework of Government Programs in order to ensure the energy security of States [2, 3]. This is especially true for Ukraine which does not have sufficient Oil and Gas reserves. An important task for the next decade is the creation of Production Plants for alternative types of synthetic Motor Fuels, which can be obtained from Coal and brown Coal.

Natural Fuels include Coal and brown Coal. Alternative Fuels include Liquid Fuels which are an alternative to the corresponding Traditional Fuels and which are produced from non-traditional sources and types of energy raw materials.

Alternative types of Liquid Fuels include: combustible liquids obtained during the processing of solid fuels (coal, peat, shale) [4].

Unsaturated hydrocarbons / alkenes are the most important chemical raw material products and are widely used for producing polymers, alcohols and some other organic substances. The Paper considers the capability of producing Synthetic Fuel from Coal with a positive yield effect of high quality output product.

It is possible to organize the production of Liquid Fuel made of Coal conversion. The method of conversion Coal into Liquid Motor Fuel is its gasification and hydrogenation but this is not the only way out.

Just more recently the production of the main products of organic synthesis was based on Acetylene which is produced by the interaction of Calcium Carbide with water.

In modern society there is a growing need to use alternative Liquid Fuel technologies, for instance by indirect liquefaction of coal. This is especially important for Ukraine, which does not have sufficient Oil and Gas reserves, but has big coal deposits in the Lviv-Volyn Coal basin.

The purpose of the Paper

The purpose of the work is to give the possibility of creating small plants for the production of Synthetic Fuel and components of organic synthesis, which can use the capacities of metallurgical plants and workshops of machine-building enterprises that are released.

Indeed, this Work proposes a modification of a forgotten method of producing Motor Fuel proposed in the middle of the last century.

Setting the task

- to improve the technological process of obtaining Liquid Motor Fuel.
- to make this process adapting to carry it out in Electric Furnaces.

Problem statement*Substantiation of expedience of the study*

Well known Fischer-Tropsch Method (F-T) indirect liquefaction of Coal is known. The method consists in it at the Preparatory Stage the coal is a grinding (in Shredder) and then loaded into a Gas Generator (Gasifier), where the Stage of Coal Gasification takes place. The gasification product is sent to the Reactor, where under the action of high pressure, high temperature and catalysts, the Stage of Liquefaction of the finished product. That is, the process includes the Preparatory Stage, a Gasification Stage and a Liquefaction Stage. For instance: from 1000 liters of a mixture of Hydrogen H_2 and Carbon Monoxide CO at a pressure of 2,5 MPa and a temperature of 250 ° C is obtained 208,5 m³ of final products. The weight of 1000 liters of the mixture is 475, 87 kg, so the yield is about 44 %. Almost from the final product is possible to obtain 80 % of Gasoline and Motor Fuel, so a yield is an approximately 31%. It should be noted that the quality of such Gasoline is low; the Octane Number is in the range of 50-60.

A scheme of realization of the technological process by the F-T Method can be presented as at Fig. 1.

The disadvantages of this method include the need to maintain both high pressure and temperature in the reaction zone, low yield of the finished product and its low quality. In addition, there is a very rapid senescence of the catalyst.

The disadvantages of the equipment in which the process F-T is carried out include: the need for high-quality chemical equipment with a large number of thick-walled temperature and corrosion-resistant elements of large volume, fire and explosion hazard of equipment.

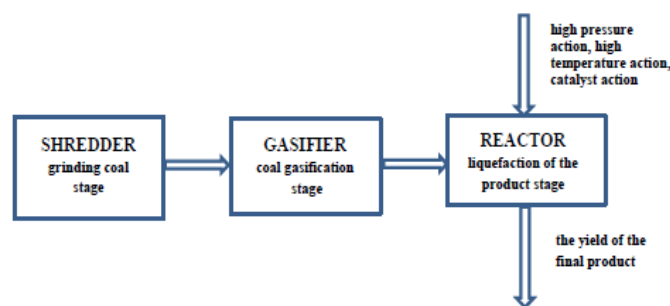


Fig.1. *The scheme of realization of the technological process by Fischer-Tropsch Method*

But more than 50 years a method for producing Calcium Carbide at simple Shaft Blast Furnaces has been known also. The required temperature was achieved by enriching the blast with Oxygen up to 60% in those Furnaces. However at that moment this method was not widespread due to the efficient factor of Blast Furnaces and the cheapness of natural gas (while at that time) as a raw product material for the production of Ethylene (that replaced Acetylene), which was obtained from Calcium Carbide. Using activated Carbon as a catalyst, Benzene-motor Fuel with an Octane Number about 108 [5] and a component of organic synthesis was obtained by reaction from Acetylene.

There is different important aspect that encourages the introduction of Motor Fuels from Coal. This is an environmental safety.

In a wide sense Ukraine's national security is interpreted as the absence of threats to human rights and freedoms, the basic values of a sovereign state. It is a way of self-defense of the people who have reached a certain level of organization in the independent state of Ukraine.

Environmental security is a component of national security that guarantees the protection of vital interests of man, society, the state and the environment from real or potential threats. Such threats can be created due to natural or man-made factors. In addition, the environmental component of each of these types of security can be an integrator that integrates them into the national security system. This will help to find their optimal ratio in this system. Moreover, today there is no doubt that any aspect of national security, whether economic, technological or defense, loses its meaning in the event of unfitness of the environment for human life and activity. Therefore, environmental security should not be seen as one of the components of national security, but as an integrator, able, on the one hand, to consolidate society, and on the other – to ensure its progress [6].

Processing of Coal into Liquid Fuel contributes to the establishment and strengthening of environmental safety, subsoil conservation and environmental protection.

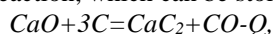
Therefore the implementation of the technological process proposed in this Paper is one of the components of strengthening the environmental security of our country.

Proposed approach to creation of small plants for production of Liquid Fuel*Systematic structure of the technological process of obtaining Motor Fuel*

In the 70s Acetylene was substituted by Ethylene which was almost 2 times cheaper. However already in the early 70s experts began to get wise Acetylene is a strong competitor to Ethylene as a raw material for the synthesis of output products. Specifically it competes with Vinyl Chloride and Vinyl Acetate; both are produced in a relatively simple one-step reaction.

In this case, the requirements of expensive and critical catalysts are reduced, there is no need of high pressure and, therefore, reactors made of thick sheets of Titanium steel with strapping pipe of 50-70 km are not needed. In addition, the price differential has begun to reduce due to better energy consumption in the production of Calcium Carbide in electro-thermal furnaces. Now for the production of a tone of Calcium Carbide, 3000-3400 kW·h of electricity is consumed 0,95 tons of Lime, 0,55 tons of Carbon [7].

The process proceeds according to the reaction, which can be stoichiometrically represented as follows:



where CaO – Unhydrated Lime;

C – Carbon;

CaC_2 – Calcium Carbide;

CO – Carbon Monoxide;

Q – emitted heat.

The degree of Carbon Conversion is more than 98% in this case; it is the best among of the known processes of Carbon Conversion.

The first approximation suggests as follows scheme of indirect liquefaction of Coal through Calcium Carbide (see Fig. 2).

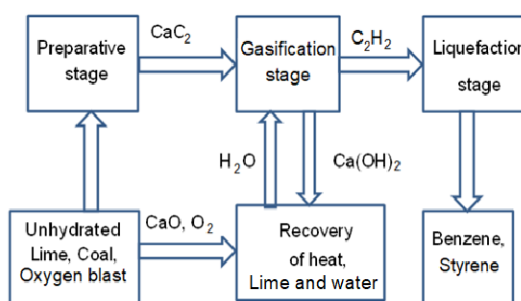


Fig. 2. Scheme of implementation of the method of indirect liquefaction of Coal through Calcium Carbide

Presentation of the process of indirect liquefaction of Coal

The process could be presented in the following sequence descriptively:

1. Unhydrated Lime CaO and Carbon C (coke / anthracite) are fed into the Shaft Furnace by skip lift.
2. CaO and Carbon both react in the Shaft Furnace to form Calcium Carbide (CaC_2) and Carbon Monoxide (CO) at a temperature about $2200^\circ C$, which is reached by enriching the blast air with Oxygen.
3. Molten Calcium Carbide is periodically discharged from the Furnace into the Accumulator Tank, from which Calcium Carbide is fed into the Cooler-crystallizer with pseudo-fluidized bed, in which the counter-flow of the cooling air makes coolness, crystallization, and granulation the Calcium Carbide fluid in the pseudo-fluidized bed. The basic mass of the cooled Calcium Carbide is automatically discharged through the appropriate side port-hole into the Storage-hopper of Carbide. Part of the Calcium Carbide is carried out by the flow of cooling air into the Cyclone of the Cooler-crystallizer in which the separation of hot air and the fine fraction of Carbide is made.
4. The cooled Calcium Carbide is fed to Acetylene Generator by feed like carbide-to-water. Gas yield is 95% approximately. Acetylene C_2H_2 is passed off to polymerization to Benzene / Styrene and Burnt Lime $Ca(OH)_2$ is passed off to Sedimentation Tanks, where residual gases are given out.
5. As needed Burnt Lime is fed into the Dryer from the Silt-settling Tank, and then into the Kiln-Dryer (Dryer with a vibro-liquefied bed) without contact of the heating agency and the $Ca(OH)_2$ substance, where Lime dehydration occurs by hot gases (blast furnace gas and hot air from the Calcium Carbide Crystallizer-cooler).
6. Hydration water gave out in the Kiln during dehydration of Burnt Lime $Ca(OH)_2$ is supplied to the Utilization Steam Turbine for driving auxiliary mechanisms (blowers, pumps, turbo expanders). Steam temperature $600^\circ C$; pressure 3, 5 MPa; turbine efficiency – 0, 34.
7. Liquid air from the Turbo-expander is directed to rectification for the goal of obtain Oxygen to enrich the blast.
8. Water is given out to the Acetylene Generator from the Condenser of the Steam Recovery Turbine and from the Burnt Lime Dryer.
9. Acetylene is polymerized at $550-650^\circ C$ to Benzene on an activated Carbon catalyst. Heating is made out at the expense of the heat of the waste blast furnace gases.
10. Benzene is given out to clarification and cooling. Not reacted Acetylene is given out to polymerization again.

11. Residual gases from the Silt-settling Tank, gas from the Acetylene Generator is given out to the Absorber, where they are washed and absorbed. The Acetylene is given out for polymerization according to the scheme, and other gases with the solution are removed for neutralization.

12. Sulfur gases are neutralized with help of Lime to form Gypsum, Phosphite, respectively to form Calcium Phosphate.

13. Ammonia, which is released during the interaction of Calcium Nitride with water, is given out to the Plant of Nitrogen Oxide Suppression.

14. Burnt Lime from the Kiln and Coal are fed into the Hopper of the shaft Kiln.

15. It is possible to estimate approximately the expenditure of Coal, or rather the organic mass of Coal, per unit of the output product in the process with the utilization of heat of Lime and water.

If an efficiency factor of Shaft Furnace is 0,4, then for the production of 1 kg of CaC_2 are needed:

- CaO – 0,88 kg;
- Carbon – 0,563 kg.

If the fuel is Anthracite, then its theoretical expenditure for the production of 1 kg of CaC_2 will be 0,395 kg as fuel and 0,563 kg as a Carbon source. In general: 0,958 kg.

The energy needed to calcinations 1 kg of CaC_2 is 1,735 MJ, for calcining Burnt Lime and taking into account the efficiency factor of the Tunnel Kiln, it is 2,67 MJ.

Waste blast-furnace gases have a temperature in the range of 1000 -1400 ° C. A heat capacity is more than 1 J/g·deg. Waste gases have energy of at least 10 MJ / kg, since up to 5 kg of blast-furnace gases are released per 1 kg of CaC_2 . This energy is sufficient for drying and Burnt Lime.

In additional hot air from the Cyclone Crystallizer-cooler of the CaC_2 can be directed to the Dryer and to the Kiln. Since 1 kg of CaC_2 at a temperature of 2200° C has energy of at least 2 MJ / kg, the energy of air and blast furnace gas after the Lime dryer and Lime Kiln is sufficient for the polymerization of Acetylene into Benzene at 550-650 ° C.

So in the process of utilization of heat, Lime and water, taking into account that 406 g of Acetylene is released from 1 kg of CaC_2 , 2,36 kg of Anthracite is needed per 1 kg of benzene. With efficiency factor of Shaft Furnace is 0,6, then Anthracite are needed 1,911 kg respectively.

The implementation of this issue is especially important given the coal reserves in the Lviv-Volyn Coal Basin.

Really this work proposes a modification of the forgotten method of the production of Motor Fuel, which was proposed by Academician A. Petrov. In the middle of the last century Academician Petrov stood up for the harmonious and balanced development of Carbochemistry and Petrochemistry [8, 9].

The importance of developing coal minerals in Western Ukraine for energy-saving technologies

Achieving energy independence was perhaps the first to be mentioned among the priorities declared by the leadership of our country for many years.

Given the historical traditions and the existing structure of energy deposits in Ukraine, one of the ways to solve this strategic task would be the development of the coal industry.

However, the events of recent years have significantly complicated both the development of long-term development plans and the current situation in coal mining. The fact is that the lion's share of coal resources, namely 92,4% is in the Donetsk coal basin. The Lviv-Volyn basin accounts for only about 2,5% of total «black gold».

Experts from the Center for Energy Research propose to consider solving the problem of coal production of the required brands in terms of the real situation in Donbass and the possible consequences of the military campaign in the region. At the same time, the situation with coal deposits of grades G (gas) and D (long-flame) is quite good, as they are mainly located in the Western Donbas and Western Ukraine.

Coal in the Lviv-Volyn basin has a high degree of ash content, and therefore needs to be enriched for use in thermal power plants. Before entering the Power Electric Plant, the coal is processed at the Central Concentration Plant. In addition, it should be noted that recently the mines of the Lviv-Volyn basin, despite the amount of coal production, have had problems with sales for the needs of Power Electric Plants.

An important factor in increasing coal production is the maximum extraction of coal reserves and at the same time the protection of subsoil. It is known that losses of coal during mining are still significant and average from 27,6 to 42,6%. To reduce losses, we need to introduce new highly efficient subsoil mining technologies that best ensure the preservation of the earth's surface.

An additional stimulus for the operation and development of Ukraine's mines and a source of hope is the fact that the potential of the Lviv-Volyn coal basin is far from spent.

Summing up the analysis of the situation in the coal mining industry of Western Ukraine, we can notice its difficult economic and technological situation. However, the urgent needs of our energy and industry for coal, the uncertainty of the situation in the Donbass together with significant reserves of the Lviv-Volyn Coal Basin determine the high prospects and feasibility of further development of coal mining in Western Ukraine.

The Lviv-Volyn Basin was not a strong participant in the Ukrainian Coal Market. Production in recent years was only 2% of all-Ukrainian. However, in a short time production from this basin could be doubled. [10].

There are significant prospects for the development of the Lviv-Volyn Basin. The total balance reserves of coal in this basin are more than 1, 5 billion tons. Industrial reserves of existing mines reach almost 100 million tons.

Conclusion. Really this work proposes a modification of the forgotten method of the production of Motor Fuel. The implementation of the technological process proposed in this Paper is one of the components of strengthening the environmental security of our country. There is a different important aspect that encourages the introduction of Motor Fuels from Coal. This is environmental safety.

Many of the technological components in the process scheme presented in this Paper are commercially viable, but several key ones have not yet found commercial use. In this section we offer the possibility of developing key technologies for Coal and converting it to Liquid Fuel.

The processing technologies listed are specific to certain raw materials. Finally, we conclude from a careful evaluation and analysis of issues around Coal conversion that the optimum technology for small processing plants to Liquid Fuels there is a proposed technology.

References

1. R.H. Williams, E.D. Larson, and H. Jin, "Synthetic Fuels in a World with High Oil and Carbon Prices," *Proceedings of the 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (forthcoming)*, Trondheim, Norway, 19-22 June 2006.
2. Höök, M. and Aleklett, K. "A review on coal-to-liquid fuels and its coal consumption," *Int. J. Energy Res.*, 34: pp.848-864, 2010. <https://doi.org/10.1002/er.1596>
3. John Sullivan, "Synthetic fuels could eliminate entire U.S. need for crude oil, create 'new economy'," Nov. 2012.
4. Zakon "Pro al'ternatyvni vydy palyva": stanom na 19.06. 2009 / Verkhovna Rada Ukrainy. – access path: <http://zakon1.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi>
5. Gal'perin N. I., "Osnovnyye protsessy i apparaty khimicheskoy tekhnologii," v 2-kh kn., M.: Khimiya, 1981–812 s.
6. Khylyko M. I. *Ekolohichna bezpeka Ukrainy*. – Kyiv: Kyivskyy natsional'nyy universytet imeni Tarasa Shevchenka, 2017. – 267s.
7. Larson ED, Jin H, Celik FE, "Gasification-based fuels and electricity production from biomass, without and with carbon capture and storage," Princeton, NJ: PEI, Princeton Univ; 77 pp., Oct 2005
8. S. N. Ghosh, "Conversion of Coal into Oil and Chemicals: A Technology for Self-Reliant Growth," *Economic and Political Weekly* Vol. 9, No. 41, pp. 1741-1752, Oct. 1974.
9. Petrov A. D., "Khimiya motornykh topliv," M: Akademiya nauk, 1953. – 513 s.
10. Zakirov M. Prospects for the functioning of the free trade zone between Ukraine and the EU in the assessment of the media // *Ukraine: events, facts, comments*. – 2016. – № 1. – P. 47-51. [Electronic resource] <http://nbuviap.gov.ua/images/ukraine/2016/ukr1.pdf>

Н. М. Філімоненко¹, к.т.н, доцент, ORCID 0000-0003-1867-3812

К. В. Філімоненко¹, к.т.н, доцент, ORCID 0000-0001-9264-4767

¹Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля

ОТРИМАННЯ НЕНАСИЧЕНИХ ВУГЛЕВОДНІВ ІЗ ВУГІЛЛЯ

Стаття присвячена удосконаленню технології одержання ненасичених вуглеводнів із вугілля. В роботі розглянуто пропозицію технологічного процесу отримання синтетичного палива з вугілля з виходом кінцевого продукту високої якості. Метою роботи є створення технологічного процесу отримання рідкого палива в електротермічних печах на невеликих підприємствах, які можуть використовувати потужності металургійних заводів та цехів машинобудівних підприємств. Метод отримання рідкого палива – шляхом вугільної конверсії, непрямого зрідження вугілля. Процес відбувається в електротермічній печі за реакцією, яку зведено до одно-стадійної.

Реалізація запропонованого в роботі технологічного процесу – є однією зі складових зміцнення екологічної безпеки, а також досягнення енергетичної незалежності держави. Технологічні компоненти у схемі процесу, що наданий в цій роботі, є комерційно життєздатними, але кілька ключових з них поки що не знайшли комерційного застосування. У роботі автори пропонують можливість розробки сучасної технології переробки вугілля та перетворення його в рідке паливо. Ця технологія є специфічною для певної сировини і може бути запропонована для впровадження.

Ключові слова: конверсія вугілля, зрідження вугілля, рідке паливо, карбід кальцію, електротермічна піч.

Надійшла: 10.05.2023

Received: 10.05.2023

ВЕРИФІКАЦІЯ ГЕОМЕТРИЧНИХ МОДЕЛЕЙ РОТОРА ЦНТ ТУРБОАГРЕГАТУ К-1000-60/3000 НА БАЗІ ВЛАСНИХ ТА КРИТИЧНИХ ЧАСТОТ

Однією з пріоритетних задач енергетики є забезпечення надійної та безпечної експлуатації паротурбінних агрегатів ТЕС та АЕС. З огляду на складну ситуацію в країні, замінити застаріле обладнання, яке відпрацювало свій проектний ресурс, новим неможливо. Як відомо, коефіцієнти запасу міцності матеріалу, що враховували при проектуванні паротурбінного обладнання, мали дуже наближений характер. На той час були відсутні дані щодо експлуатації енергетичного обладнання, яке б вже напрацювало 200-220 тис. год. в складних експлуатаційних умовах. Наразі ситуація змінилась. В наявності є енергоустановки, які вичерпали, або впритул наближаються до вичерпання свого проектного ресурсу. Проводячи експериментальні дослідження зі зразками металу даного обладнання можна значно уточнити фізико-механічні властивості сталей та їх пошкодження внаслідок експлуатації. Тому проблема подовження ресурсу набуває все актуальнішого значення. Комп'ютерне моделювання значно спростило задачу розрахунку ресурсу обладнання. Проте такий складний об'єкт, як паротурбінна установка потребує значних обчислювальних ресурсів, а розрахунок рівнянь в усіх кінцево-елементних вузлах є досить тривалим в часі. Потрібно шукати шляхи раціоналізації розрахункових математичних моделей. При цьому точність обчислення повинна залишитись на задовільному рівні. В даній роботі створено спрощені геометричні моделі ротору ЦНТ турбоагрегату К-1000-60/3000. Розглянуто варіант заміни робочих лопаток еквівалентними розподіленими масами та тороїдальними кільцями. Проведення верифікації отриманих моделей на основі критичних частот обертання підтвердило можливість заміни робочих лопаток розподіленими масами. Натомість наявність тороїдальних кілець великих радіусів призводить до значного зниження критичних частот в порівнянні з нормованими значеннями.

Ключові слова: залишковий ресурс, ротор, математичне моделювання, власна частота, критична швидкість, К-1000-60/3000.

Вступ

Енергетична галузь забезпечує стабільне функціонування усіх секторів економіки, а від її рівня розвитку залежить економічна безпека та енергетична незалежність держави.

В елементах обладнання електростанцій впродовж їх експлуатації неодмінно виникають напруження. Вони постійно змінюються в часі як за величиною, так і за напрямком своєї дії. Внаслідок тривалого впливу напружень, в матеріалі об'єкту виникають пошкодження різного роду. Тривале накопичення пошкоджень призводить до зародження та розвитку тріщин, що в кінцевому результаті може призвести до аварійної ситуації та спричинити руйнування об'єкту.

Значна частині вітчизняних турбоагрегатів теплових та атомних електростанцій вичерпала свій парковий ресурс експлуатації, або впритул наближається до його вичерпання. Парковий ресурс паротурбінних установок становить 150-220 тис. год [1, 2].

Заміна обладнання енергетичних об'єктів повинна здійснюватися на основі техніко-економічних розрахунків та бути економічно і технічно обґрунтованою. Для цього необхідно провести оцінку залишкового ресурсу основного обладнання електростанцій та на основі цього розробити стратегію технічного оновлення обладнання енергоблоків з метою оптимізації фінансових затрат.

Подовження ресурсу обладнання – це найдешевший спосіб реновації електричних станцій. Застосовуючи комплексні методи, можна значно подовжити термін експлуатації основного обладнання енергоблоків без значних фінансових затрат. При цьому надійність та інші техніко-економічні показники роботи залишаються на задовільному рівні.

Для визначення можливості подальшої експлуатації понад парковий ресурс необхідно провести обґрунтовану оцінку залишкового ресурсу паротурбінного обладнання на основі широкого спектру експериментальних та розрахункових даних щодо пошкодження матеріалу, який напрацював 200-220 тис. год в складних експлуатаційних умовах. Це дозволить значно уточнити коефіцієнти запасу міцності, тим самим перерахувати проектний ресурс обладнання.

Особливу увагу необхідно приділяти роторам парових турбін. Оскільки вони працюють в складних експлуатаційних умовах, а їх поломка може призвести до катастрофічних наслідків [3, 4].

Тому, удосконалення вже існуючих та розробка нових розрахунково-експериментальних методів визначення втомного пошкодження металу роторів турбоустановок і подовження терміну їх експлуатації становить значний науковий та практичний інтерес.

Мета і завдання дослідження

Метою даної роботи є розробка спрощених геометричних моделей ротору циліндру низького тиску турбоустановки К-1000-60/3000 та подальша їх верифікація для визначення пошкодження та залишкового ресурсу турбоагрегату.

Дослідницька робота передбачала наступні завдання:

- створення геометричного аналогу ротора ЦНТ турбоустановки К-1000-60/3000 без робочих лопаток;
- розрахунок геометричних розмірів тороїдальних кілець замість лопаточного апарату та бандажних кілець;
- створення геометричної моделі ротора ЦНТ турбоагрегату К-1000-60/3000 з тороїдальними кільцями замість робочих лопаток і бандажу;
- розрахунки власних та критичних частот обертання створених моделей;
- побудова діаграм Кемпбелла;
- порівняння розрахованих значень критичних та власних частот обертання ротора циліндра низького тиску з аналогічними даними, що наводяться заводом-виготовлювачем даних турбоагрегатів.

Матеріал і результати дослідження

Турбоустановка К-1000-60/3000 представляє собою оновальний п'ятициліндровий агрегат. Він складається з одного двопотокового циліндра високого тиску і чотирьох симетричних двопотокових циліндрів низького тиску. Циліндр високого тиску розташований в середній частині парової турбіни, а циліндри низького тиску – симетрично по обидва боки від ЦВТ. Відлік ЦНТ прийнято здійснювати від регулятора швидкості до електрогенератора.

Турбоустановка обладнана проміжною сепарацією вологи та одноступінчастим проміжним перегрівом пару. Турбіна розрахована для експлуатації в парі з реактором ВВЕР-1000 [5].

Довжина парової турбіни становить 50 м, при цьому загальна довжина турбоустановки – 74 м.

Для запобігання присосів повітря в паровий тракт на етапах набору вакууму і при роботі на низьковитратних режимах експлуатації, а також для перешкодження витоку пари з циліндру при режимах експлуатації близьких до номінальних застосовуються кінцеві ущільнення. Вони розміщуються в місцях виходу ротора з корпусу парового циліндра та представляють собою сегменти, які розміщені в обоймах та виточки гребне-подібної форми на роторі.

Ротори циліндрів низького тиску цільноковані, виконані зі сталі марки Р-2А (30ХНЗМ1ФА) та з'єднані між собою жорсткими муфтами. На хвостовиках кожного ротора виконані шийки опорних підшипників, проточки під лабіринтове ущільнення, гребні датчика відносного розширення.

Ротор ЦНТ двопотоковий, має по п'ять робочих ступенів в кожному потоці. Кореневий діаметр усіх ступенів є однаковим.

Для збільшення довжини робочих лопаток останніх ступенів ЦНТ їх прийнято виконувати з титанового сплаву. Він має густину 450 кг/м^3 , що майже вдвічі менше за густину роторної сталі. При цьому, міцність титанового сплаву майже така, як і міцність сталей, з яких виготовляють лопатки парових турбін. Подовження робочих лопаток турбоагрегатів дозволяє суттєво збільшити площу виходу відпрацьованої пари і тим самим збільшити потужність останнього ступеня та ЦНТ в цілому.

Валопровід турбоагрегату К-1000-60/3000 складається з ротору ЦВТ, чотирьох симетричних роторів ЦНТ та ротору електрогенератора. Математичне моделювання подібних складних об'єктів за допомогою методів кінцевих елементів є складним, потребує значних розрахункових ресурсів та є тривалим. Врахування усіх конструктивних особливостей досліджуваної моделі призводить до суттєвого зростання кількості кінцевих елементів. Тому необхідно максимально спростити геометричну модель, але при цьому точність результатів повинна залишатися на задовільному рівні.

Верифікацію розроблених геометричних моделей ротору ЦНТ виконано на основі порівняння розрахованих в програмному комплексі ANSYS критичних частот обертання ротору із значеннями, що наводяться в документації заводом-виготовлювачем.

Одним із найпоширеніших підходів при моделюванні валопроводів турбоагрегатів є заміна робочих лопаток на відповідних ступенях розподіленими масами, що прикладені до кореневого діаметра. Це дозволяє суттєво зменшити кількість кінцевих елементів і тим самим зменшити час обрахунку математичної моделі.

Створені моделі ротору циліндра низького тиску відображають основні конструктивні особливості даного енергетичного об'єкту. Виконано певні геометричні спрощення конструктивних елементів, які не суттєво впливають на результати моделювання, але при цьому вимагають менших розрахункових ресурсів.

Так форма кінцевих лабіринтових ущільнень була замінена на гладку циліндричну поверхню, радіус якої дорівнює середньому радіусу кожного ступеня ущільнення.

Дослідження власних та критичних частот відбувалося у всьому можливому діапазоні швидкості обертання ротора парової турбіни К-1000-60/3000. Початком досліджуваного діапазону є 0 об/хв., що відповідає пуску агрегату з повністю зупиненого стану.

Максимально можлива частота обертання валопроводу становить 112% від номінальної. При її перевищенні спрацьовує захист від розгону турбоагрегату (від недопустимого зростання швидкості обертання). Неконтрольований розгін турбіни становить значну небезпеку, оскільки при цьому суттєво зростають відцентрові сили. Це може призвести до повного виходу з ладу обладнання, а в найгірших випадках призвести до серйозних пошкоджень турбоагрегату та машинного залу. Тому кінцева точка досліджуваного діапазону становить 3360 об/хв.

Перша геометрична модель ротору відображає основні конфігурації об'єкту (рис. 1). Робочі лопатки не відтворені. Замість них прикладені розподілені маси до кореневого діаметру відповідного ступеня. Циліндричні поверхні, до яких прикладені розподілені маси лопаточного апарату, показані на рисунку нижче та позначені наступним чином: А та В – 6 ступінь, С та D – 7 ступінь, Е та F – 8 ступінь, G та H – 9 ступінь, I та J – 10 ступінь. На геометричній моделі створено дві циліндричні поверхні для відтворення підшипників.

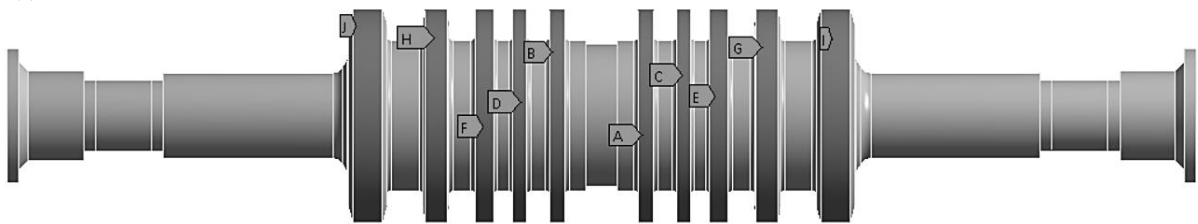


Рис. 1 – Геометрична модель ЦНТ турбіни К-1000-60/3000 з еквівалентними розподіленими масами

При розрахунку власних та критичних частот необхідно враховувати демпфірування. Дана властивість характеризує здатність системи поглинати енергію коливань. Розрізняють декілька типів демпфірування, а саме в'язке, демпфірування тертям та демпфірування в самому матеріалі.

При в'язкому демпфіруванні енергія розсіюється коли система рухається в рідкому, парогазовому, або газовому середовищі. Демпфірування тертям – це розсіювання енергії при ковзанні частин механізму. Загальна енергія системи зменшується через втрати на тертя та виділяється у вигляді тепла і шуму. Демпфірування в матеріалі виникає внаслідок складної молекулярної взаємодії всередині самого матеріалу. Внаслідок цієї взаємодії енергія системи поглинається матеріалом та виділяється у вигляді теплоти.

Численні дослідження підтверджують той факт, що, при збільшенні коефіцієнту демпфірування відбувається зменшення частоти власних коливань досліджуваного об'єкту.

Найважливішим інструментом для визначення критичної швидкості обертання є діаграма Кемпбелла. Для її отримання виконують модальний аналіз ротору. На осі абсцис діаграми відкладають швидкість обертання (n , об/хв), а на осі ординат частоту власних коливань (ν , Гц). Критична швидкість виникає в точці де лінія збудження перетинає будь-яку з ліній мод власних частот. Коли швидкість обертання ротора співпадає з власною частотою коливань, виникає явище резонансу. При цьому, спостерігається значне зростання вібрації об'єкту. Тому, тривала робота обертового обладнання на критичній швидкості обертання не допускається, а при пусках та зупинках її потрібно швидко проходити.

Розраховані власні частоти коливання моделі з розподіленими масами показані на рис. 2. На діаграмі видно дві точки перетину лінії частоти обертання ротора ($R=1$) з лініями власних частот коливання (мода 2 та 3). Вони і є критичними частотами обертання. Моді номер 4, 5 та 6 лежать поза робочим діапазоном обертання турбоагрегату, тому на них можна не звертати уваги.

Результати розрахунку першої моделі занесені в таблицю 1, де має місце дві критичні швидкості в робочому діапазоні турбоагрегату К-1000-60-3000: 2160,3 об/хв. (36 Hz) та 2180 об/хв. (36,33 Hz). В документації парової турбіни [5] вказана критична швидкість обертання 2153 Hz, що на 0,34% менше від розрахованої. Такою мізерною похибкою можна знехтувати.

Відтворення геометрії робочих лопаток та бандажних кріплень спричиняє певну складність при розрахунку методом кінцевих елементів. Виникає необхідність створювати більш дрібну сітку, тим самим кількість кінцевих елементів і час обрахунку задачі зростає в рази. В науковій роботі [6] запропоновано варіант заміни лопаткового апарату тороїдальними кільцями ідентичного радіусу та маси. Створена геометрична модель за такою методикою показана на рис. 3.

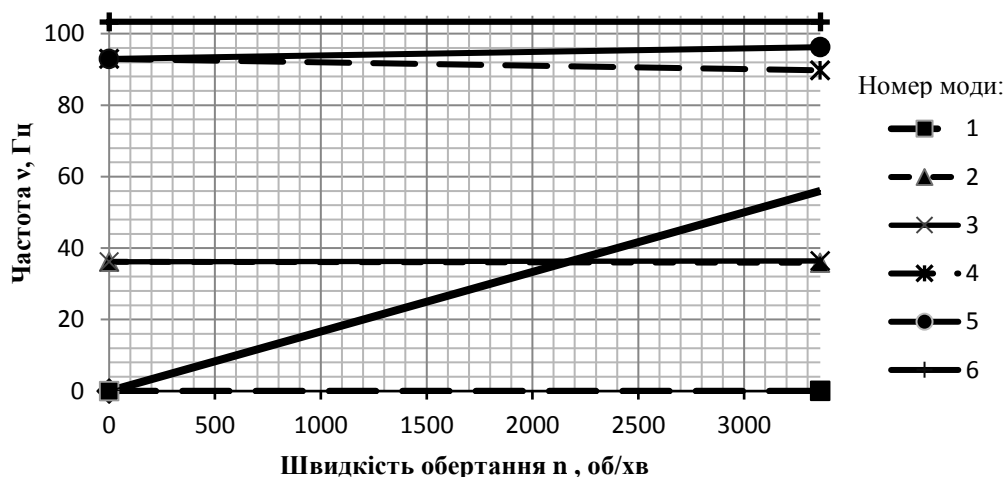


Рис. 2 – Діаграма Кемпбелла для моделі ротора з еквівалентними розподіленими масами замість робочих лопаток та бандажних кріплень

Таблиця 1 – Критична швидкість та власна частота обертання першої моделі

Мода, №	Критична швидкість, об/хв	0, об/хв	3360, об/хв
1	0	1,62E-04 Hz	1,62E-04 Hz
2	2160,3	36,17 Hz	35,91 Hz
3	2180	36,17 Hz	36,42 Hz
4	0	92,92 Hz	89,74 Hz
5	0	92,92 Hz	96,21 Hz
6	0	103,3 Hz	103,3 Hz

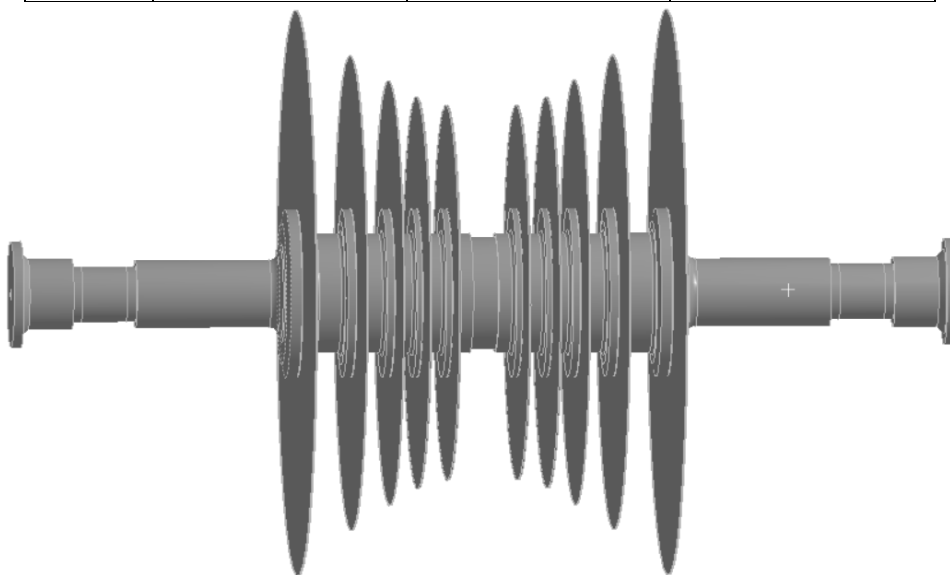


Рис. 3 – Геометрична модель ЦНТ турбіни K-1000-60/3000 з еквівалентними розподіленими масами

Час розрахунку даної моделі, в порівнянні з першою, дещо збільшився, оскільки зросла кількість кінцевих елементів. На діаграмі Кемпбелла видно, що частота власних коливань значно зменшилась. Причиною цього є поява довгих тонкостінних елементів у вигляді торіодальних кілець. Радіус найбільшого кільця становить 2123 мм при кореневому радіусі 900 мм.

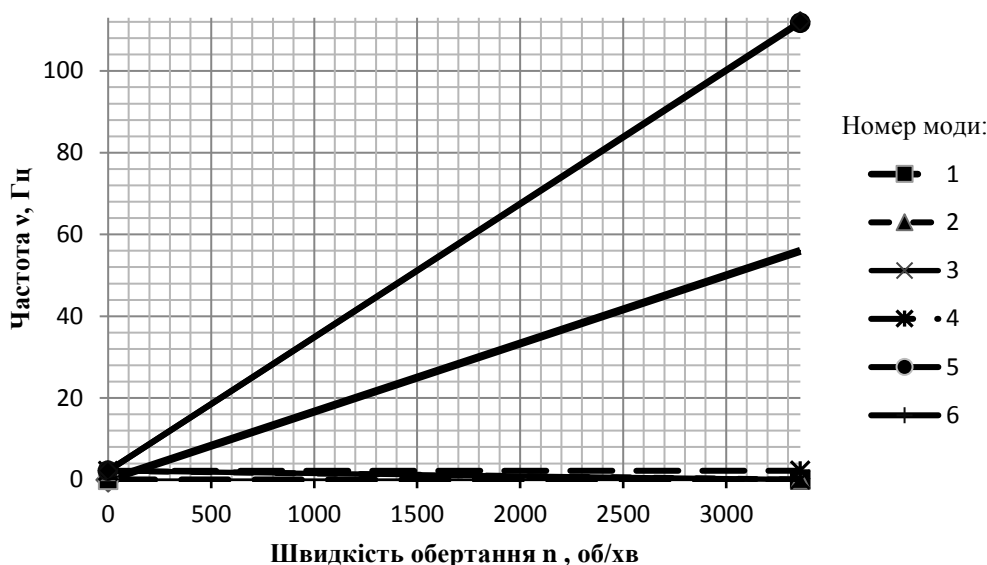


Рис. 4 – Діаграма Кемпбелла для моделі ротора з тороїдальними кільцями замість робочих лопаток та бандажних кріплень

Наявність тороїдальних кілець великого діаметру призвела до суттєвого зниження власних частот. Як видно з діаграми, критичні швидкості обертання створеної моделі не відповідають дійсності. Базові точки для побудови діаграми Кемпбелла занесені в таблицю 2.

Таблиця 2 – Критична швидкість та власна частота обертання другої моделі

Мода, №	Критична швидкість, об/хв	0, об/хв	3360, об/хв
1	0	1,07E-04 Hz	1,07E-04 Hz
2	126,27	2,19 Hz	4,27E-02 Hz
3	126,31	2,19 Hz	4,28E-02 Hz
4	131,22	2,19 Hz	2,21 Hz
5	0	2,19 Hz	111,74 Hz
6	0	2,21 Hz	112,04 Hz

Висновок

1. В роботі виконано розрахунок власних та критичних частот обертання ротора циліндру низького тиску турбоагрегату К-1000-60/3000 для двох варіантів заміни робочих лопаток. Перша модель з еквівалентними розподіленими масами, прикладеними до кореневого діаметру відповідного ступеня, та друга модель з тороїдальними кільцями, ідентичної довжини та маси.

2. Успішну верифікацію, на основі критичних швидкостей обертання, пройшла тільки модель з розподіленими масами. Відхилення розрахованих та нормованих критичних швидкостей обертання становить 0,34%.

3. Тороїдальні кільця великого діаметру в другій моделі призвели до значного зниження частоти власних коливань перших мод. В свою чергу це стало причиною зменшення критичної швидкості в декілька разів.

Список використаної літератури

1. НД МПЕ України. Контроль металу і продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій: СОУ-Н МПЕ 40.17.401:2004. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2005. – 76с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України, Типова інструкція).
2. НД МПЕ України. Визначення розрахункового ресурсу та оцінки живучості роторів та корпусних деталей турбіни: СОУ-Н МПЕ 40.1-21677681-52:2011. Методичні вказівки / М.Г. Шульженко. – Офіц. вид., К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2011. – 27 с.– (Нормативний документ Мінпаливенерго України, Типова інструкція).
3. А.И. Балицкий, М.М. Семерак, В.А. Балицкая, А.В. Субота, Я.Елиаш, О.Б. Вус Аналіз пожежно-водневої безпеки турбогенераторних залів на енергоблоках електростанцій. *Пожежна безпека*. – 2012. – №21. – С. 13-18.
4. Barella S., Bellogini M., Boniardi M., Cincera S. Failure analysis of a steam turbine rotor. *Engineering Failure Analysis*. – 2011. – №6(18). – P. 1511–1519.
5. Турбина паровая К-1000/60-3000. Техническое описание и инструкция по эксплуатации № 1-Э-ТЦ-2. Варш: НАЭК «ЭНЕРГОАТОМ», 2006. 112 с.

6. Черноусенко, О. Ю., Пешко В. А., Марисюк Б. О. Рационалізація підходів числового моделювання геометрично-складного обертового обладнання електричних станцій. *Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал*. – 2019. – № 3 (57). – С. 30-36.

7. Vaclavik J, Chvojan J (2017) Torsion vibrations monitoring of turbine shafts. In: Francesco I (ed) *Procedia Structural Integrity* 5. Elsevier, Amsterdam, pp 1349-1354

8. Черноусенко О. Ю., Риндюк Д. В., Пешко В. А. Оцінка залишкового ресурсу та подовження експлуатації парових турбін великої потужності (частина 3): монографія для науковців та докторів філософії за спеціальністю 144 «Теплоенергетика». Київ: НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського», 2020. – 297 с.

O. Chernousenko¹, Doct. Eng. Sc., Prof., ORCID 0000-0002-1427-8068

B. Marysiuk¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0003-1099-0290

¹**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

VERIFICATION OF GEOMETRIC MODELS OF THE LPC ROTOR OF THE K-1000-60/3000 TURBINE UNIT BASED ON NATURAL AND CRITICAL FREQUENCIES IN THE ANSYS SOFTWARE COMPLEX

One of the priority tasks of the energy industry is to ensure the reliable and safe operation of steam turbine units of thermal power plants and nuclear power plants. Given the difficult situation in the country, it is impossible to replace outdated equipment that has exhausted its design resource with new ones. As is known, the safety factor of the material taken into account during the design of steam turbine equipment was very approximate. At that time, there were no data on the operation of power equipment, which would have already worked for 200-220 thousand hours. in difficult operating conditions. The situation has changed now. There are power installations that have exhausted or are close to exhausting their design resource. By conducting experimental studies with metal samples of this equipment, it is possible to significantly clarify the physical and mechanical properties of steels and their damage due to operation. Therefore, the problem of extending the resource is becoming increasingly important. Computer modeling has greatly simplified the task of calculating the resource of the equipment. However, such a complex object as a steam turbine requires significant computing resources, and the calculation of equations in all finite element nodes is quite time-consuming. It is necessary to look for ways to rationalize calculation mathematical models. At the same time, the accuracy of the calculation should remain at a satisfactory level. In this work, we created simplified geometric models of the rotor of the LPC turbine unit K-1000-60/3000. The option is considered of replacing the working blades with equivalent distributed masses and toroidal rings. Verification of the obtained models based on critical rotation frequencies confirmed the possibility of replacing the working blades with distributed masses. On the other hand, the presence of toroidal rings of large radii leads to a significant reduction of critical frequencies in comparison with normalized values.

Key words: residual resource, rotor, mathematical modeling, natural frequency, critical speed, K-1000-60/3000.

References

1. GRIFRE OEP, SOU-H MPE 40.1.17.401:2004. Control of metal and prolongation of basic elements of boilers, turbines and pipelines of thermal power plants. Typical instruction (in Ukrainian).
2. GRIFRE OEP, SOU-H MPE 40.1-21677681-52:2011 Determination of the calculated resource and assessment of the survivability of rotors and turbine body parts. Typical instruction (in Ukrainian).
3. A. Balitskii, M. Semerak, V. Balitska, A. Subota, J. Eliaz, O. Vus Analysis of fire-hydrogen safety of turbogenerators halls on fpp and npp power units (in Ukrainian). *Fire Safety*. – 2012. – №21. – pp. 13-18.
4. S. Barella, M. Bellogini, M. Boniardi, S. Cincera: Failure analysis of a steam turbine rotor. *Engineering Failure Analysis*. – 2011. – №6(18). – pp. 1511–1519.
5. K-1000/60-3000 steam turbine. Technical description and instruction manual No. 1-E-TC-2. Kuznetsovsk: NAEK "ENERGOATOM" (in Russian), – 2006.
6. O. Chernousenko, V. Peshko, B.Marysiuk: Rationalization of the approaches of numerical simulation of the geometrically complex rotating equipment of electrical stations (in Ukrainian). *Power engineering: economics, technique, ecology*. – 2019. – № 3 (57). – pp. 30–36.
7. Vaclavik J, Chvojan J: Torsion vibrations monitoring of turbine shafts. In: Francesco I (ed) *Procedia Structural Integrity* 5. Elsevier, Amsterdam) . – 2017. – pp. 1349–1354.
8. O. Chernousenko, D. Ryndyuk, V. Peshko, Assessment of residual life and service life extension of large power steam turbines, 3th ed., Kyiv: NTUU "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute" (in Ukrainian), – 2020.

Надійшла: 08.06.2023

Received: 08.06.2023