

Кіянчук Владислав Михайлович, аспірант, Тел.: +380500754798, E-mail: Vladyslav.Kiianchuk@ieee.khpi.edu.ua, ORCID 0000-0002-7765-3910

Махотіло Костянтин Володимирович, канд. техн. наук, старший науковий співробітник, Тел.: +380500297509, E-mail : Kostiantyn.Makhotilo@khpi.edu.ua, ORCID 0000-0001-7081-071X

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», вул. Кирпичова, 2, Харків, Україна, 61002.

УЧАСТЬ ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ НА ЕНЕРГЕТИЧНИХ РИНКАХ ЧЕРЕЗ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ

***Анотація.** В статті розглядається підхід до взаємодії оператора системи передачі зі споживачами – механізм керування попитом, а також його роль та місце на енергетичних ринках. Описано інструменти та досвід реалізації керування попитом. За допомогою натурного експерименту оцінено можливість та ефективність участі споживачів з побутовими накопичувальними бойлерами гарячої води на балансуєчому ринку. Оптимізація участі великої кількості споживачів на енергетичних ринках є складною проблемою, особливо для портфелів із тисячами чи мільйонами гнучких ресурсів. Одним із завдань агрегатора є перетворення функціональних можливостей технологій автоматизації, наприклад, «розумного» будинку споживача в продукти, якими можна було б торгувати на енергетичних ринках. Задача оптимізації полягає в ефективному та своєчасному управлінні великою кількістю гнучких ресурсів. Ключова особливість керування попитом – продаж керованого навантаження нарівні з генеруючими потужностями. Це пояснюється тим, що, з точки зору балансу, в енергосистемі одна не спожита кВт-год дорівнює виробленій кВт-год. В результаті фінансові вигоди від керування попитом на електроенергію споживачів еквівалентні цінам послуги з балансування та наданню резервів потужності від інших учасників ринку. Продаж ресурсу керування попитом може реалізуватись за допомогою інструментів балансуєчого ринку (БР) та ринку допоміжних послуг (РДП), які використовують ОСП, щоб збалансувати енергосистему. Залучення додаткових учасників на РДП та БР має стимулювати конкуренцію та дозволити задовольнити потреби ОСП у допоміжних послугах та послугах з балансування, що позитивно позначиться на надійності енергосистеми та підвищить конкуренцію. Загалом, рівень забезпеченості енергосистеми резервами залежить від великого комплексу факторів, серед яких: різні години доби, погодні умови або торгові стратегії учасників ринку тощо. Оптимальним шляхом залучення побутових споживачів до реагування попитом є використання послуг агрегаторів. Але це не означає просте накопичення певної результуючої потужності споживачів. Кількісно-якісний склад портфелю агрегатора має забезпечувати виконання команд ОСП у повному обсязі, навіть в умовах недоступності частини бойлерів або інших агрегованих одиниць. Для цього необхідно мати певний запас регулюючої потужності, наприклад, інших бойлерів або установок зберігання енергії для можливості їх оперативної заміни (реконфігурації) всередині портфелю. Керування попитом в енергосистемі може ефективно зменшити пікове навантаження системи та відстрочити необхідні капітальні інвестиції в додаткові генеруючі потужності та лінії передачі. Крім того, керування попитом сприяє інтеграції ВДЕ та зменшує витрати на налагодження, пуск або відключення теплових енергоблоків у періоди пікового навантаження. Участь споживачів у керуванні попитом потребує двоспрямованої комунікаційної інфраструктури, розширеного вимірювання, ефективних економічних тарифів та алгоритмів енергоменеджменту. Із зростанням технологій «розумних»*

мереж і автоматизованих систем реагування попитом, системи керування попитом є ключовим елементом, що, як очікується, забезпечить економічно ефективну альтернативу традиційним рішенням з боку генерації, щоб задовольнити зростаючий попит на електроенергію під час пікового навантаження або високих цін. Керування попитом конкурує з допоміжними послугами, що надаються «традиційними» надавачами - електростанціями та застосовуються ОСП для стабілізації параметрів ОЕС, коли енергомережа стикається з непередбаченими ситуаціями, відповідно, розвиток даного сектору є важливою складовою енергетичної безпеки.

Ключові слова: енергетичні ринки, допоміжні послуги, керування попитом, бойлер гарячої води, розумна мережа, агрегатор.

Kiianchuk Vladyslav M., Ph.D student, E-mail: Vladyslav.Kiianchuk@ieee.khpi.edu.ua, ORCID 0000-0002-7765-3910

Makhotilo Kostiantyn V., Ph.D., Senior scientific researcher, E-mail: Kostiantyn.Makhotilo@khpi.edu.ua, ORCID 0000-0001-7081-071X

National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute», 2 Kurpychova str., 61002, Kharkiv, Ukraine.

THE PARTICIPATION OF RESIDENTIAL CONSUMERS IN ENERGY MARKETS THROUGH DEMAND RESPONSE

Abstract. *The article considers the approach to the interaction of the transmission system operator with consumers - the demand management mechanism, as well as its role and place in the energy markets. The tools and experience of implementation of demand management are described. With the help of a natural experiment, the possibility and effectiveness of the participation of consumers with household storage hot water boilers in the balancing market was evaluated. Optimizing the participation of large numbers of consumers in energy markets is a challenging problem, especially for portfolios with thousands or millions of flexible resources. One of the aggregator's tasks is to transform the functionality of automation technologies, such as a consumer's "smart" home, into products that could be traded on energy markets. The task of optimization consists in the effective and timely management of a large number of flexible resources. A key feature of demand management is the sale of managed load on a par with generating capacity. This is explained by the fact that, from the point of view of the balance, in the energy system, one kWh not consumed equals one kWh produced. As a result, the financial benefits of managing consumer electricity demand are equivalent to the prices of balancing services and the provision of capacity reserves from other market participants. The sale of a demand-side management resource can be implemented through balancing market (BM) and ancillary service market (SMS) instruments, which use TSOs to balance the power system. Attracting additional participants in RDP and BR should stimulate competition and allow TSOs to meet their needs for auxiliary and balancing services, which will positively affect the reliability of the energy system and increase competition. In general, the level of provision of the power system with reserves depends on a wide range of factors, including: different hours of the day, weather conditions or trading strategies of market participants, etc. The optimal way to involve household consumers in responding to demand is to use the services of aggregators. But this does not mean the simple accumulation of a certain resulting power of consumers. The quantitative and qualitative composition of the aggregator's portfolio should ensure the execution of OSP commands in full, even in conditions of unavailability of part of the boilers or other aggregated units. For this, it is necessary to have a certain reserve of regulating power, for example, other boilers or energy storage units for the possibility of their prompt replacement (reconfiguration) within the portfolio. Demand management in the power system can effectively reduce the peak load of the system and delay the necessary capital investment in additional*

generating capacity and transmission lines. In addition, demand management facilitates the integration of renewable energy sources and reduces the costs of setting up, starting or shutting down thermal power units during peak load periods. Consumer participation in demand management requires bidirectional communication infrastructure, advanced metering, efficient economic tariffs and energy management algorithms. With the rise of smart grid technologies and automated demand response systems, demand management systems are a key element expected to provide a cost-effective alternative to traditional generation-side solutions to meet increasing demand for electricity during peak load or high prices. Demand management competes with auxiliary services provided by "traditional" providers - power plants and is used by TSOs to stabilize UES parameters when the power grid faces unforeseen situations, accordingly, the development of this sector is an important component of energy security.

Keywords: *energy market, ancillary services, demand response, domestic water heater, smart grid, aggregator.*

Постановка проблеми. Наразі енергосистема трансформується зі звичайної до «розумної», децентралізованої системи, яка передбачає передові комунікаційні та інформаційні мережі та реалізує інтелектуальне керування попитом. Керування попитом багато в чому змінює економічні основи ринку електроенергії, оскільки демонструє потенціал підвищення гнучкості енергосистеми економічно ефективним способом та стирає різницю між споживанням та генерацією [1].

Гнучкість на стороні попиту означає здатність будь-якого активного споживача реагувати на зовнішні сигнали та динамічно регулювати виробництво й споживання енергії залежно від часу. Вона може бути забезпечена інтелектуальними децентралізованими енергетичними ресурсами, включаючи керування попитом, зберігання енергії та розподілену генерацію відновлюваних джерел енергії для підтримки більш надійної та ефективної енергетичної системи. «Розумна» мережа покращує здатність виробників і споживачів електроенергії обмінюватися інформацією з енергосистемою в режимі реального часу, що дозволяє приймати рішення про оптимальні сценарії генерації та споживання електроенергії. Заходи управління попитом – комплекс організаційних, технічних та інших заходів, спрямованих на підвищення ефективності функціонування енергосистеми шляхом керованої тимчасової зміни споживання електричної енергії на договірних засадах [2]. Безпосередньо регулювання активної потужності

шляхом керування попитом – це зміна активної потужності об'єкта енергоспоживання та/або потужності відбору установки зберігання енергії, що доступна для управління оператором системи передачі (ОСП) [3].

Сьогодні можна стверджувати, що розвиток технологій автоматизації дозволяє підвищити маневровість енергосистем за допомогою побутових споживачів через впровадження механізму керування попитом, який полягає в зміні графіка навантаження по команді диспетчера оператора систем передачі або на фоні зміни ринкової кон'юнктури. Інноваційні цифрові платформи пропонують можливість оперативної зміни попиту у періоди піку споживання або надлишку відновлюваної генерації. Нові технології розширюють можливості «традиційних» споживачів до реагування попитом та дозволяють їм перейти від реагування попитом на основі подій до цілодобового реагування попитом. Енергопостачальні компанії можуть допомагати побутовим споживачам автоматично регулювати споживання енергії, під час заходів з керування попитом, за допомогою інтелектуальних пристроїв, у тому числі термостатів, керованих Wi-Fi вимикачів, водонагрівачів і зарядних пристроїв для електромобілів, зберігаючи при цьому комфорт споживача. Ці технології розширюють можливості споживачів і перетворюють їх на активних і гнучких елементів системи та можуть принести фінансову вигоду споживачам, оскільки вони створюють можливість для функціонування агрегаторів, які торгують гнучкістю споживачів на енергетичних ринках. Такий високий рівень готовності всієї технічної інфраструктури до впровадження програм керування попитом, разом із наявними фінансовими перевагами для всіх учасників ринку, робить дане дослідження актуальним.

Оптимізація участі великої кількості споживачів на енергетичних ринках є складною проблемою, особливо для портфелів із тисячами чи мільйонами гнучких ресурсів. Одним із завдань агрегатора є перетворення функціональних можливостей технологій автоматизації, наприклад,

«розумного» будинку споживача в продукти, якими можна було б торгувати на енергетичних ринках. Задача оптимізації полягає в ефективному та своєчасному управлінні великою кількістю гнучких ресурсів.

За допомогою систем енергоменеджменту агрегатори спрямовують свої зусилля на визначення оптимальних періодів для здійснення покупки та продажу електроенергії на енергетичних ринках, використовуючи різниці у ціновій динаміці, що проявляються з плином часу. Агрегатором має бути сформульована задача оптимального централізованого управління, в якій центральний контролер мінімізує відхилення заданого навантаження від поточного рівня навантаження його портфелю шляхом реконфігурації режимів роботи окремо взятих споживачів. У системі управління попитом фінансові вигоди та комфорт споживачів є двома основними цілями, які залежать від ціни на енергетичних ринках та графіків споживання окремих кінцевих споживачів.

Загалом, методи системи управління попитом за допомогою ціни передбачають мінімальну взаємодію з та між споживачами. Алгоритм управління розробляється таким чином, щоб справлятися з великим інтервалом часу роботи електроприладів, і бути здатним обробляти велику кількість керованих приладів з різними характеристиками споживання електроенергії. Крім того, мета системи управління попитом полягає в тому, щоб вихідна крива навантаження була якомога ближчою до цільової кривої навантаження. Параметри керування за цими алгоритмами мають бути підібрані таким чином, щоб оптимальне рішення було знайдено та прийнято за короткий час обробки.

При використанні автоматичного або ручного вимикання побутових приладів можна ефективно зменшити їх вплив на електричну мережу шляхом добровільного скорочення побутового споживання електроенергії. Розумні лічильники та системи управління попитом надають споживачам можливість реагувати не лише на зміну тарифів, а й на команди агрегатора. Для

досягнення зниження витрат і максимізації доходів споживачів їх активність аналізується за допомогою розумних лічильників. Після цього на основі інформації про дії споживачів та поточної ситуації на енергетичних ринках алгоритм визначає, чи буде навантаження увімкнено або вимкнено протягом відповідних часових періодів. Крім того, використовуючи двосторонні потоки інформації та електроенергії між споживачами енергії та постачальником, розумні лічильники можуть контролювати зберігання та використання електроенергії для систем накопичення енергії та побутової техніки.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Вирішенню проблем сталого енергозабезпечення присвячено праці таких науковців, як В. Бараннік, О. Волович, М. Долішній, С. Дорогунцов, С. Єрмілов, М. Земляний, Л. Коженювські, С. Корсунський, С. Кудря, А. Праховник, Д. Ріфкінта, А. Суходоля, А. Шидловський, А. Шевцов, А. Щокін та інші. У їхніх роботах запропоновано напрями структурної перебудови та технологічного переозброєння вітчизняного паливноенергетичного комплексу (ПЕК), переходу енергетики України на шлях сталого розвитку. Механізми управління попитом та споживанням електроенергії, використання диференційованих тарифів досліджували О. Згуровець, Г. Костенко, Н. Мица, Н. Находов, Б. Папков та інші.

Питання розвитку електроенергетики на основі сучасних інформаційно-комунікаційних технологій в своїх працях досліджували такі вітчизняні вчені, як Б. Стогній, О. Кириленко, С. Денисюк, С. Дубовський. У роботах названих авторів доведено, що застосування нових методів управління споживанням електроенергії надає переваги як споживачам, так і енергетичним компаніям, наводяться приклади існуючих технічних можливостей регулювання споживанням з боку споживачів електроенергії.

Незважаючи на значну кількість публікацій, питання щодо участі побутових споживачів на енергетичних ринках через керування попитом потребують подальшого дослідження.

Цілі та задачі. Метою роботи є аналіз поточного стану та визначення ролі й способу залучення побутових споживачів до керування попитом на сучасних енергетичних ринках через програми керування попитом. Для її досягнення необхідно вирішити наступні завдання. Провести теоретичні дослідження системи керування попитом на енергетичних ринках, ідентифікувати наявні проблеми та незакінчені аспекти. Розробити практичні рекомендації щодо технологічної підготовки споживачів з метою забезпечення функцій «розумної» мережі, яка використовується в системі керування попитом для участі енергетичних ринках. Дослідити відомі приклади впровадження програм керування попитом на енергетичних ринках, зокрема серед побутових споживачів. Експериментально оцінити можливість участі побутових споживачів на енергетичних ринках, та надати рекомендації щодо подальших досліджень на практиці.

Виклад основного матеріалу дослідження. Центральним ланцюгом енергетичної системи для споживачів електроенергії є ринок допоміжних послуг та балансуєчий ринок. Балансування навантаження та генерації в режимі реального часу є складним завданням для ОСП, оскільки він стикається з багатьма факторами невизначеності: різка зміна навантаження, відсутність генеруючих потужностей, перевантаження мереж тощо. Електроенергія не може зберігатися економічно вигідним способом, тому в кожен момент часу генерація та споживання електроенергії повинні бути рівними, а частота мережі становити 50 Гц. В свою чергу, надлишок потужності в мережі може призвести до виходу з ладу обладнання, а її нестача може призвести до відключення електропостачання для споживачів.

Ключовою особливістю керування попитом є продаж керованого навантаження на рівні з генеруючими потужностями. Це пояснюється тим, що з точки зору балансу в енергосистемі, одна не спожита кВт-год дорівнює виробленій кВт-год, в результаті фінансові вигоди від керування попитом на електроенергію споживачів еквівалентні цінам послуги з балансування та

наданню резервів потужності від інших учасників ринку. Продаж ресурсу керування попитом може реалізуватись за допомогою інструментів балансуючого ринку (БР) та ринку допоміжних послуг (РДП), які використовують ОСП, щоб збалансувати енергосистему.

ОСП має зобов'язання підтримувати частоту мережі в нормованому діапазоні та можливість залучати для цього цілий ряд інструментів. ОСП використовує ринок допоміжних послуг для встановлення балансу між генерацією та споживанням з метою підтримки стабільної частоти в об'єднаній енергосистемі [2,5]. Керування попитом може використовуватися для усунення короткострокових дисбалансів у мережі, наприклад, для компенсації нестабільної генерації відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) або при піковому збільшенні навантаження в мережі.

РДП являє собою систему відносин, яка виникає під час придбання ОСП допоміжних послуг у постачальників допоміжних послуг [1]. Нормативно правовою базою, що регулює функціонування балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг в Україні є: Закон України «Про ринок електричної енергії» [2], Кодекс системи передачі [3], Порядок перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг, Правила ринку, Порядок моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов'язань з надання допоміжних послуг, Кодекс комерційного обліку, Методика формування цін на допоміжні послуги.

Ринок допоміжних послуг включає три типи послуг з регулювання активної потужності, які можуть надавати споживачі ОСП, а саме: резерв підтримки частоти (РПЧ) (первинне регулювання), резерв відновлення частоти (РВЧ) (вторинне регулювання) та резерв заміщення (РЗ) (третинне регулювання). Ці допоміжні послуги відрізняються за:

- напрямом закупівлі: симетрично на завантаження і розвантаження, лише на завантаження, лише на розвантаження;
- типом активації: автоматична або ручна;

-часом активації повної потужності: РПЧ в період часу між встановленим за допомогою контролера (ЦР) новим обсягом уставки та відповідною активацією або деактивацією аРВЧ (менше ніж за 30 с); РВЧ за період часу між виникненням розрахункового небалансу та відповідним часом повної активації РПЧ (час повної активації рРВЧ це період часу між зміною уставки за оперативною командою ОСП та відповідною активацією або деактивацією рРВЧ, а саме менш ніж за 15 хв); РЗ частково доповнює та, згодом, заміщує вторинне регулювання за допомогою перепланування генерації (60 хвилин);

-часом забезпечення: РПЧ триває мінімум 15 хвилин, РВЧ триває мінімум 1 годину, тривалість РЗ не нормується.

Участь споживачів на РДП чітко регламентується на основі технічних критеріїв. Для участі на РДП, кандидат в постачальники допоміжних послуг спочатку повинен пройти процедуру сертифікації, під час якої перевіряється придатність запропонованого технічного обладнання для надання послуг. В свою чергу, участь на БР не потребує проходження випробувань та отримання свідоцтва відповідності. Споживачі, що надають допоміжні послуги мають забезпечити виконання технічних вимог до регулювання, що встановлені ОСП відповідно до вимог Кодексу системи передачі [3], а саме:

-встановити та забезпечити експлуатацію устаткування СЗП і апаратури, яка реєструє фактичне залучення агрегата до регулювання;

-забезпечити приймання сигналів керування від центрального регулятора (САРЧП);

-забезпечити обмін інформацією з цим центральним регулятором (САРЧП);

-відповідати вимогам, установленим ОСП відповідно до вимог Кодексу системи передачі.

Залучення додаткових учасників на РДП та БР має стимулювати конкуренцію та дозволити задовольнити потреби ОСП у допоміжних

послугах та послугах з балансування, що позитивно позначиться на надійності енергосистеми та підвищить конкуренцію [6]. Загалом, рівень забезпеченості енергосистеми резервами залежить від великого комплексу факторів, серед яких: різні години доби, погодні умови або торгові стратегії учасників ринку тощо.

Споживачі можуть відігравати важливу роль в управлінні енергосистемою через керування попитом регулюючи споживання електроенергії за командою диспетчера або як відповідь на фінансові стимули, наприклад, тарифи на основі часу. Замість вмикання/вимкання традиційного джерела генерації ОСП може використовувати ресурси керування попитом, щоб «вимкнути/зменшити» попит на електроенергію, таким чином усуваючи потребу в додатковій генерації. За допомогою цього механізму великі підприємства та споживачі сприяють стабільності мережі, отримуючи за це компенсацію, фактично – плату за не споживання енергії. Так постачальник допоміжних послуг отримає свою винагороду навіть в тому випадку, коли його послуга не буде активована, як плату за готовність. Якщо його пропозиції на РВЧ або РЗ були активовані на БР, він отримає оплату за надання допоміжної послуги на РДП, а також оплату балансуючої електричної енергії на БР.

Місце побутових споживачів у реагуванні попитом. Питання місця та ролі керування попитом на енергетичних ринках активно досліджується в багатьох аналітичних роботах європейських та світових вчених. Так в роботі [7] розглянуто планування режимів роботи споживачів різними способами, а також їх вплив на ОЕС. За результатами представлено огляд «розумних» мереж та їхнього зв'язку з плануванням в «розумному» будинку. Надано вичерпне визначення задач планування побутового навантаження, їх елементів і критеріїв, включаючи цільові функції, схеми ціноутворення та набори даних. Методи планування в «розумному» будинку класифікуються на точні та метаевристичні алгоритми. Робота показує існування прогалів в

сучасних підходах до задачі планування споживання енергії в «розумному» будинку та їх несприятливий вплив на ефективність розумних будинків.

Дослідження методів оптимізації для планування на стороні попиту в розумних будинках, проведене в огляді [8], показало, що програми реагування попитом довели свою ефективність у пом'якшенні багатьох проблем енергосистеми, таких як висока вартість генерації в години пікового попиту, проблеми з надійністю та перевантаження в системах генерації, передачі та розподілу. Проте, щоб повністю розкрити свій потенціал, програми реагування попитом повинні бути реалізовані в оптимальний спосіб, і тому задача оптимізації реакції попитом є важливим напрямком досліджень.

Огляд схем реагування попитом, заснованих на цільових функціях, включаючи схеми зменшення сукупного енергоспоживання, максимізації суспільного добробуту та мінімізації вартості електроенергії для побутових та комерційних користувачів проведено в праці [10]. Він показав, що сучасні методи оптимального управління попитом побутових користувачів можна поділити на три класи: індивідуальні користувачі проти агрегованих споживачів, детерміновані проти стохастичних і планування на наступний день порівняно з керуванням в реальному часі.

У дослідженні [11] показані можливі шляхи та переваги від запровадження гнучкості зі сторони попиту у ЄС до 2030 року. У звіті наведені загальні засади ринку та вигоди всіх його учасників, спрогнозована структура генерації та попит на електроенергію до 2030 року. Окрім гнучкості зі сторони попиту промислових споживачів велике значення надано можливості застосування технологій двонапрявленої передачі електричної енергії «автомобіль до мережі», а також впровадженню систем керування попитом у побуті.

Економічні механізми технічні методи управління попитом на електричну енергію в ОЕС України наведено в роботі [1]. Описана нестача

маневрових потужностей в ОЕС України та нераціональність регулювання добових графіків електричного навантаження за допомогою великих теплових блоків. Обмеженість ресурсного та інвестиційного потенціалу розвитку маневрових та резервних потужностей робить актуальним дослідження можливостей балансування режимів роботи ОЕС з боку попиту. Визначено, що для ефективного використання економічних механізмів керування попитом необхідна система моніторингу, прогнозування, планування та керування споживанням електроенергії на рівнях розподілу та передачі, що використовує «розумні» мережі в рамках національної технологічної платформи.

В статті [12] запропоновані підходи «знизу вгору», щоб заохотити активну участь малих споживачів для участі на енергетичних ринках. Робота дає визначення належного підходу для допомоги агрегатору в комплексному управлінні малими ресурсами в місцевій громаді, беручи до уваги невизначеність, пов'язану з реагуванням на попит. Мета полягала в мінімізації експлуатаційних витрат для агрегатора за допомогою оптимізації управління всіма ресурсами, такими як, наприклад, невеликі споживачі або розподілена генерація. За результатами дослідження визначено, що 15-хвилинний інтервал між актуалізаціями фактичної відповіді є прийнятним часом для події керування попитом для отримання надійні відповіді та опрацювання стану кожного споживача. Агрегатор, як менеджер об'єднання споживачів повинен враховувати не лише минулу інформацію, але й фактичну реакцію на попередню подію при розрахунку початкової ставки, щоб визначити наявний ресурс для роботи на ринку. Винагорода за участь у програмах керування попитом є важливою: коли винагорода зменшується, споживачі менш охоче приймають участь у балансуванні.

Реагування попитом та його участь на ринку електроенергії були предметом обширних досліджень, особливо в останнє десятиліття, що викликано збільшенням частки генерації ВДЕ у структурі генерації [13]. Крім

того, автори [14] представляють рейтинг різних альтернатив щодо здійсненності послуг управління попитом, тоді як детальний огляд сучасного стану керування попитом можна знайти в [13,15].

Основи та бізнес-механізми агрегаторів реагування попитом представлені в [16], включаючи не лише координацію споживачів, але й розподілених енергетичних ресурсів та технологій зберігання. Коли споживачі беруть участь у реагуванні попитом, загалом існують два можливі підходи, за якими вони можуть змінити споживання електроенергії: шляхом зменшення споживання енергії шляхом зменшення навантаження або шляхом перенесення споживання енергії на інший час або період [17], якщо вони не мають власної генерації, що призводить до третього варіанту.

Цей аналіз літературних джерел показує важливість та пріоритетні напрямки досліджень поведінки споживачів і внеску програм реагування попитом за їх участі. Лібералізація енергетичного сектору, формування конкурентного оптового ринку електроенергії, а також розвиток конкуренції на роздрібному ринку ставлять завдання з підвищення активності споживачів та залучення їх до програм керування попитом. ОСП та регулятор повинні оцінити різні варіанти програм реагування попитом та обрати ті, що матимуть найбільш сприятливий вплив на енергосистему та забезпечуватимуть належні фінансові мотивації для кінцевих споживачів.

Результати аналізу також дозволили визначити предметом цього дослідження методи управління індивідуальними побутовими споживачами, які вирізняються від інших тим, що не мають жорсткого графіка споживання. Ці споживачі мають можливість планувати «накопичення» ресурсу керування попитом на наступний день або реагувати у реальному часі на основі поточних параметрів. Для визначення можливостей участі побутових споживачів на енергетичних ринках обрано метод «знизу вгору», оскільки він дає змогу проаналізувати можливість участі кожного окремо взятого споживача у програмах керування попитом. Як ресурс та технічну базу для

реагування на попит визначено побутові водонагрівачі/бойлери, обладнані компонентами «розумного будинку», такими як «розумні» лічильники та програмовані розетки. Ці інноваційні технології надають побутовим споживачам можливість бути більш гнучкими та обізнаними у керуванні своїм енергоспоживанням.

Натурні експерименти є ключовим інструментом для пошуку оптимальних методів управління попитом. Ці експерименти допомагають зібрати реальні дані, на основі яких можна оцінити ефективність запропонованих стратегій та допомогти побутовим споживачам активніше брати участь на енергетичних ринках. У наступних розділах розглянуто конкретні результати експериментів та визначено можливі шляхи вдосконалення методів управління попитом з метою забезпечення більшої ефективності та максимізації прибутків від роботи на енергетичних ринках.

Аналіз експерименту з оцінки можливостей керування попитом серед побутових споживачів. Попит на електроенергію для населення в більшості європейських країн становить основну частку загального споживання електроенергії в енергосистемі. Впровадження пілотних проектів керування попитом та поширення інтелектуальних вимірювальних технологій показало важливість отримання даних про енергоспоживання протягом доби в режимі реального часу [19]. Такі данні стають все більш актуальними для розв'язання проблем пікового попиту на електроенергію, адже вони необхідні для оптимального управління режимами роботи.

Одним з прикладів масштабної програми з залучення побутових споживачів до регулювання попиту є кампанія, яку почав у 2022 році ОСП Великої Британії National Grid ESO. Він запропонував британським енергопостачальникам запровадити для споживачів знижки за скорочення споживання електроенергії в період вечірнього піку навантаження у холодні зимові дні. Метою було допомогти енергосистемі заощадити до 341 МВт потужності в період між 16:30 та 18:00 [20].

Побутові споживачі з сучасними інтелектуальними лічильниками, які подали заявку на участь в національній програмі гнучкості попиту через свого постачальника, могли отримати знижку, якщо скоротять споживання електроенергії, вимкнувши енергоємні прилади у встановлений час [20]. За правилами програми постачальник порівнює споживання клієнта зі звичайним навантаженням в таку саме годину і платить 3 фунти стерлінгів у вигляді спеціальних балів за кожну неспожиту кіловат-годину. Під час експериментів у грудні 2022 учасники програми в середньому отримали від постачальника Octopus Energy по 2,50 фунтів стерлінгів за зниження свого навантаження на 60%. Найбільш активні клієнти за місяць отримали понад 15 фунтів стерлінгів у балах. Загалом Octopus Energy змогла залучити до програми понад 400 тисяч клієнтів та сумарно дозволила їм зекономити понад 1 млн фунтів стерлінгів за один день. Загальне зменшення споживання енергії в пікові години лише у цього постачальника склало приблизно 250 МВт-год.

Загалом, споживачі мають великий потенціал для участі в програмах керування попитом, оскільки основний пік їх споживання припадає на пік навантаження в енергосистемі [21]. Проте, слід зазначити, що значна кількість учасників програми через свою технічну необізнаність та можливу недостатню поінформованість не отримали бажаного ефекту і як наслідок винагороди. Так деякі споживачі вимикали вдома світло або телевізор, проте залишали у роботі потужні побутові прилади, наприклад бойлер або пральну машину. Це, звісно, не давало відчутного зниження навантаження, і в учасників виникала хибна думка щодо недоцільності й некомфортності участі у програмі керування попитом.

Такі результати експериментів National Grid ESO доводять як потужний потенціал гнучкості попиту побутових споживачів, так і необхідність навчання для учасників програм. Лише технічних засобів у споживача недостатньо, також йому необхідно донести дієві способи

зниження споживання, і це стає викликом для майбутніх агрегаторів на енергетичних ринках.

Дослідна установка на базі побутового бойлера. Головною особливістю побутового споживача порівняно з іншими категоріями споживачів є низька потужність в точці приєднання та мале споживання електричної енергії, а також швидкозмінний характер споживання. З огляду на зазначені особливості, реалізація ефективного керування попитом серед побутових споживачів вимагає впровадження спеціалізованих технічних рішень та інноваційних підходів.

Як було зазначено, загалом є два шляхи для реалізації керування попитом: самостійне керування попитом на основі цінових коливань та диспетчеризоване керування попитом, що здійснюється ОСП. Для практичного визначення можливостей прямого керування попитом відповідно до команд диспетчера в цьому дослідженні був проведений натурний експеримент.

Вихідними умовами та параметрами експерименту є:

- 1) Сім'я з 3 дорослих, що переважно працюють вдома;
- 2) Електричний накопичувальний бойлер гарячої води (водонагрівач) потужністю 1,2 кВт та ємністю 80 літрів;
- 3) Обладнання: «розумний» лічильник, «розумна» розетка та автоматичний реєстратор температури. Усі прилади здатні вимірювати, зберігати та обробляти інформацію з кроком 1 хв.

На першому етапі проведення експерименту було зібрано дані щодо фактичного споживання бойлером потужності з мережі, на основі чого було побудовано базовий добовий профіль споживання. Наявність базового профілю споживання дає змогу оцінити можливості щодо керування попитом, а також потрібна для оцінки якості виконання команд диспетчера.

Добовий профіль навантаження дослідного бойлера заснований на реальному споживанні гарячої води сім'єю з трьох осіб. Він відповідає

підтриманню температуру води у бойлері на рівні 48 ° С, що є стандартною температурою в більшості житлових будинків.

На рис. 1, 2 наведено базові добові профілі навантаження бойлера у робочій та вихідний день, відповідно. Вони побудовані за результатами щохвилинних вимірювань споживання.

Основними факторами впливу на базове споживання електроенергії бойлера є:

-ємність бойлера; електрична потужність бойлера; клас енергоефективності та ізоляція бойлера; вхідна та задана температура води; тип дня: робочій або вихідний.

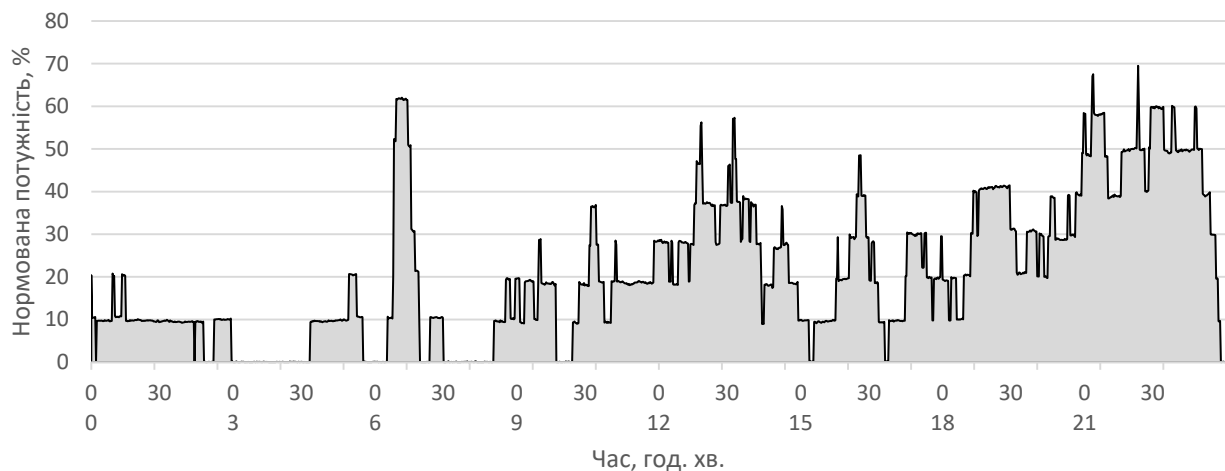


Рис. 1 - Базове споживання потужності з мережі бойлером у робочі дні

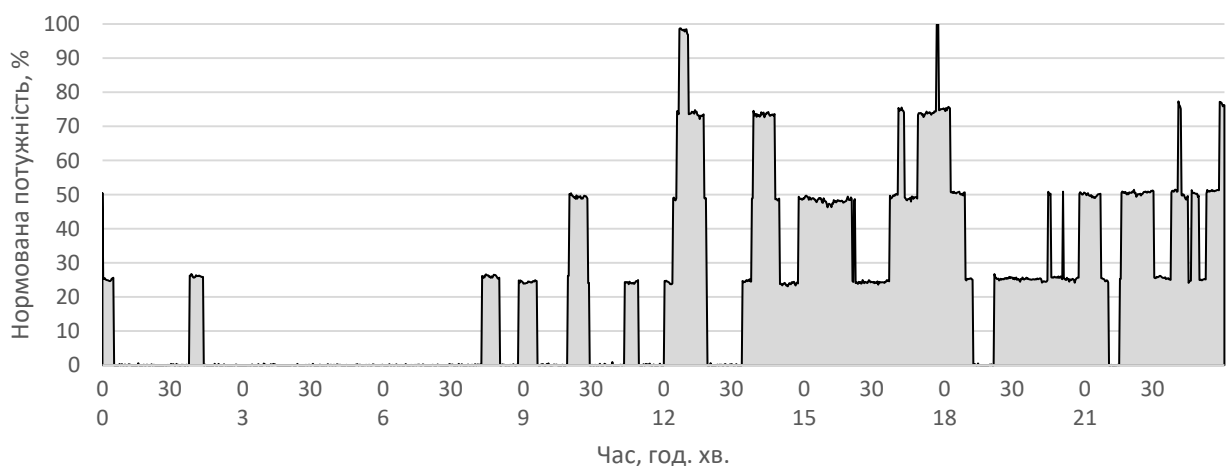


Рис. 2 - Базове споживання потужності з мережі бойлером у вихідні дні

З аналізу наведених графіків видно, що навантаження бойлера у робочі та вихідні дні суттєво відрізняється. Це пов'язано зі зміною розкладу дня. Так робочий день характеризується значним ранішнім піком о 6:30 та значним споживанням з 21:00 до 22:00, в свою чергу у вихідний день найбільше споживання спостерігається о 12:00 та о 18:00.

На другому етапі експерименту було проаналізовано дані ОСП щодо результатів роботи балансуючого ринку України за 2021 рік. На рис. 3, 4 наведено усереднені результати роботи балансуючого ринку на завантаження та розвантаження в частині обсягів активацій та фактичних цін.

Аналіз фактичних даних за 2021 рік, коли енергосистема ще не зазнала руйнувань та працювала в плановому режимі, дозволяє отримати оцінки величини ринку та можливостей входу на нього за допомогою побутових електричних бойлерів. Як видно, потреба у балансуючій електричній енергії на завантаження була відносно сталою та коливалась в різні години доби в діапазоні від 460 до 672 МВт. В свою чергу потреба у балансуючій електричній енергії на розвантаження суттєво коливалась протягом доби в діапазоні від 472 до 1046 МВт.

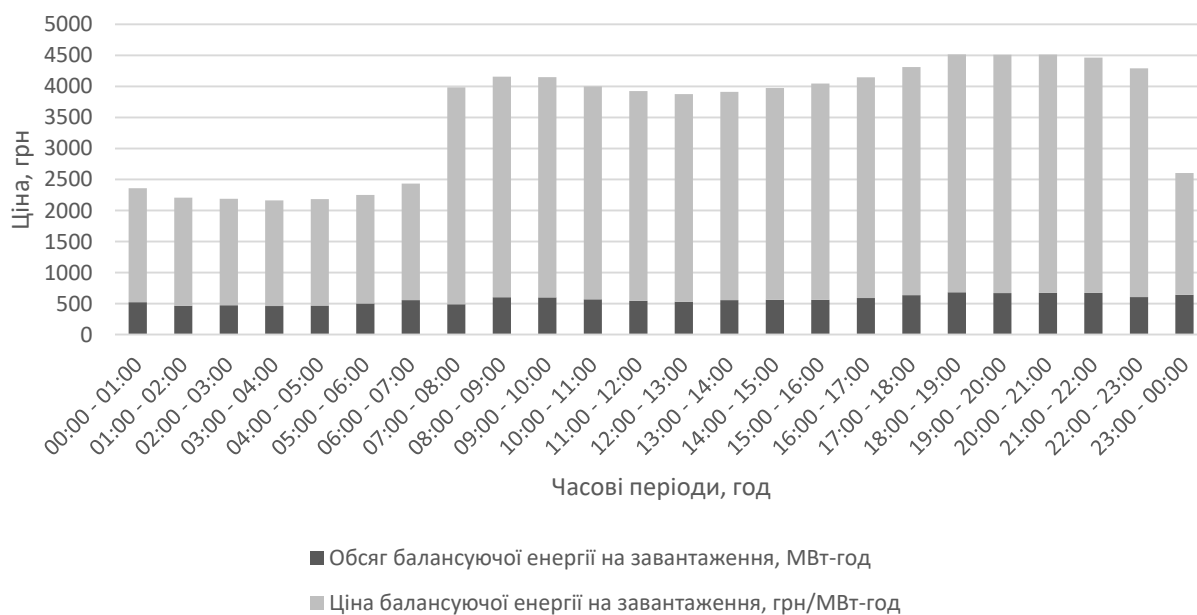


Рис. 3 - Результати роботи балансуючого ринку у 2021 році на завантаження



Рис. 4 - Результати роботи балансуючого ринку у 2021 році на розвантаження

Також слід зауважити, що ціни наведені на рисунку склалися відповідно до цінових обмежень 2021 року. Станом на жовтень 2023 року на балансуючому ринку встановлено верхнє цінове обмеження 125% від ціни, що складалася на ринку на добу наперед, тобто: для періодів з 00:00 до 07:00 та з 23:00 до 24:00 – до 3750 грн/МВт·год; для періоду з 07:00 до 19:00 - до 7000 грн/МВт·год; для періоду з 19:00 до 23:00 – до 9000 грн/МВт·год. Саме в періоди найвищої ціни та обсягів активацій найбільш доцільно залучати споживачів для роботи на БР та РДП, що сприятиме оптимізації споживання електроенергії в ОЕС. Їх участь у регулюванні споживання під час пікових навантажень дозволить знизити навантаження на енергосистему, що особливо важливо в умовах дефіциту генеруючих потужностей. Більш гнучке керування споживанням допоможе збалансувати попит та генерацію енергії, зменшити витрати для споживачів та підвищити стабільність енергетичної системи в ці пікові періоди.

На третьому етапі дослідження на основі зібраних даних було проведено порівняння доцільності обрання різних часових проміжків для участі на балансуючому ринку.

Визначення оптимальних часових проміжків для керування попитом є ключовим елементом у визначенні ресурсу керування та має враховувати: обмеженість ресурсу керування попитом, потребу ОСП в балансуєчій електричній енергії та найкращу ціну для отримання учасником найбільшого прибутку. Також слід враховувати фактори, які впливають на зручність для споживачів, наприклад, програми керування попитом повинні враховувати режими користування приладами та намагатися не впливати на звичайний розпорядок дня споживачів. Відповідно до чинних правил ринку постачальники послуг з балансування та постачальники допоміжних послуг подають пропозиції БР та РДП на конкретні години та обсяги з визначеним напрямком зміни потужності: завантаження або розвантаження.

За результатами порівняння було визначено два продукти (періоди та напрямки зміни потужності) для надання послуги з балансування на БР, а саме.

1) Продукт БР_p_13 – що означає готовність увімкнути бойлер (й фактично почати споживати електроенергію) по команді диспетчера ОСП з 12:00 до 13:00;

2) Продукт БР_z_23 – що означає готовність вимкнути бойлер по команді диспетчера ОСП з 22:00 до 23:00.

На рис. 5, 6 наведені змінені графіки споживання потужності бойлером у випадку надання цих послуг.

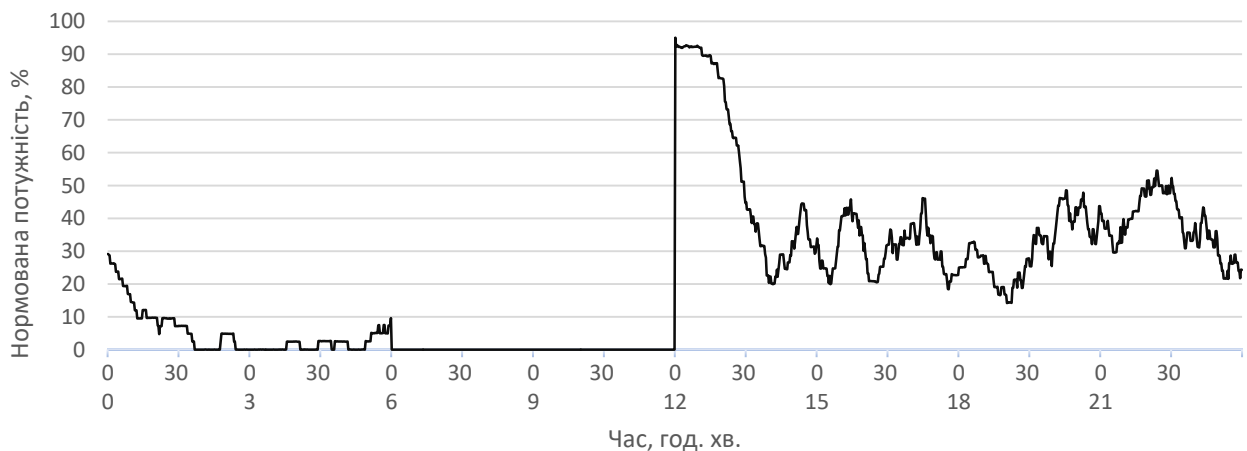


Рис. 5 – Споживання потужності з мережі при перенесенні навантаження з ранішнього піку на обідні профіцитні години (Продукт БР_p_13)

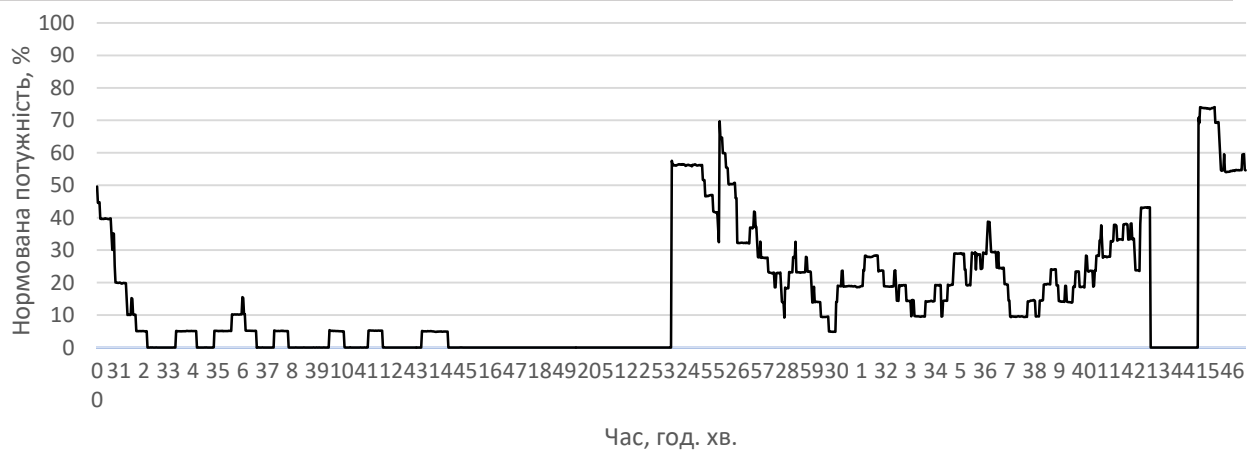


Рис. 6 – Споживання потужності з мережі при перенесенні навантаження з 22-ї на 23-тю години (Продукт БР_з_23)

Практична реалізація продукту БР_р_13 шляхом перенесення навантаження з ранішнього піку на обідні години передбачала планове відключення бойлера з 6:00 до 11:59 з метою його примусового «розрядження». Таким чином стало можливим отримати ресурс бойлера на розвантаження, а саме можливість бути ввімкненим за командою диспетчера та споживати потужність з мережі протягом визначеної години. Завдяки такому переносу повністю зрізається ранішній пік та завантажуються енергосистема у профіциті дені години.

Цей перенос практично не має впливу на комфорт споживачів та одночасно надає можливість придбати електричну енергію за ціною БР, аж до 0,01 грн/МВт·год. В результаті, споживач отримує значну вигоду, оскільки може придбати балансуєчу електричну енергію за ціною, що є набагато нижчою аніж ринкова.

В свою чергу, реалізація продукту БР_з_23 шляхом перенесення навантаження з 22-ї години на 23-тю годину полягає у можливості за командою диспетчера обмежити споживання електричної енергії у визначений період. Ця стратегія дозволяє ефективно перерозподілити частину навантаження з пікових годин на позапікові. У результаті споживач має можливість продавати балансуєчу електричну енергію (тобто її

неespoживання) за високою ціною БР, до 9000 грн/МВт·год. З огляду на вірогідний ризик нестачі попередньо нагрітої води, цей продукт може бути менш комфортним для споживачів ніж виконання команди на розвантаження вдень, оскільки вимагає від них пристосувати свій графік використання бойлера до вимог програми керування попитом.

Заходи з перенесення навантаження під час експерименту реалізовувались за допомогою «розумної» розетки з можливістю дистанційного керування через Інтернет та програмування довільного розкладу підключення/відключення бойлера до мережі. Моніторинг виконання команд здійснювався за допомогою «розумного» лічильника, який щохвилини збирав дані щодо споживаної потужності. Реєстратор температури щохвилини збирав дані про температуру води у бойлері, щоб оцінити вплив команд диспетчера на комфорт споживачів та здійснити додатковий моніторинг надання послуги.

Результати експериментальної реалізації продукту БР_p_13 показали достатньо високу повторюваність графіка споживання при перенесенні навантаження з ранішнього піку на обідні години, при цьому команди диспетчера виконувались чітко та якісно. Разом з тим, експерименти з продуктом БР_з_23 показали, що вечірні години менш прогнозовані в плані споживання та залежать від багатьох факторів. Проте в цілому досліді підтвердили можливість перенесення навантаження також і в період вечірнього піку.

Цілком зрозуміло, що впровадження серед побутових споживачів системи керування попитом на базі бойлерів стикається зі певними викликами. Однією з ключових проблем є відсутність чітко визначеного або точно передбачуваного графіка споживання. Для агрегатора це ускладнює моделювання стратегій участі на енергетичних ринках, управління такими споживачами та моніторинг виконання ними команд. Досвід впровадження схожих програм в Європі показує, що для ефективної роботи агрегатора

обов'язковою є наявність розумного лічильника у споживача. Цей лічильник має збирати та зберігати історичні дані про споживання протягом певного періоду (від кількох тижнів до кількох місяців) для створення базових профілів споживання. Спираючись на ці профілі, агрегатор може аналізувати фактичне споживання енергії учасниками програм керування попитом та порівнювати його з командами від диспетчера, щоб визначити факт та якість виконання команд. Крім того, агрегатор повинен постійно розраховувати «коефіцієнт доступності» ресурсу керування попитом для забезпечення гарантованого надання послуг з балансування ОСП. Це особливо важливо в ситуаціях, коли певна кількість бойлерів не може або їх власники відмовляються виконати команду диспетчера. В такому разі має бути можливість передати цю команду іншому бойлеру з портфеля агрегатора.

Агрегування ресурсу керування попитом серед побутових споживачів.

Моменти часу у які кінцеві побутові споживачі вмикають світло, опалення та інші побутові прилади, і в які вони їх вимикають, визначають їх індивідуальний профіль споживання електроенергії. Сума окремих профілів мешканців мікрорайону чи району формує споживання електроенергії певною ділянкою розподільчої мережі. Коли велика кількість кінцевих споживачів одночасно використовує електроенергію, у мережі виникає пікове навантаження, що може призвести до аварійних режимів її роботи. І разом з тим, одночасна участь цих самих споживачів у програмі реагування попитом здатна надати значну допомогу мережі.

Оптимальним шляхом залучення побутових споживачів до реагування попитом є використання послуг агрегаторів. Але це не означає просте накопичення певної результуючої потужності споживачів. Кількісно-якісний склад портфелю агрегатора має забезпечувати виконання команд ОСП у повному обсязі, навіть в умовах недоступності частини бойлерів або інших агрегованих одиниць. Для цього необхідно мати певний запас регулюючої

потужності, наприклад, інших бойлерів або установок зберігання енергії для можливості їх оперативної заміни (реконфігурації) всередині портфелю.

Можна оцінити, що для малих (пілотних) програм агрегування бойлерів необхідне щонайменше 1,5–2 кратне резервування потужності бойлерів. Тобто для подачі пропозиції в 1 МВт слід агрегувати 1,5–2 МВт бойлерів, які мають бути здатні в визначений час виконати команду. При збільшенні загального обсягу портфеля та покращенні якості виконання команд окремими учасниками агрегованої групи необхідний коефіцієнт резервування буде зменшуватися.

Наступним важливим кроком є інтеграція бойлерів у автоматизовані системи керування попитом, наприклад, інформаційні системи які можуть централізовано змінювати режими роботи задіяних бойлерів за командою агрегатора.

Крім укладання споживачем угоди з агрегатором про участь у реагування попитом важливо, щоб використовувані ним «розумні» лічильники, були здатні вимірювати, зберігати та у реальному часі передавати агрегатору дані про споживання електроенергії з високою частотою. Поширені зараз бюджетні рішення для «розумних будинків» пропонують збір даних лише про годинне споживання електроенергії. Це замало для детального аналізу навантаження та його зміни, який потребує хвилинних значень. Проте відповідні моделі лічильників також існують, а їх вартість не відрізняється суттєво від типових елементів «розумного будинку». Це дозволяє збирати докладні дані про використання бойлерів або інших потужних електроприладів усіма типовими категоріями споживачів. Завдяки цьому інформаційному базису, агрегатор може розробити адаптивні алгоритми керування для «розумних» розеток і автоматизувати реагування навантаження споживачів

Загалом, усі технічні рішення та алгоритми керування з боку агрегатора мають забезпечити споживачу досягнення балансу між

комфортом, ефективним використанням електроенергії та доходом від участі у програмі керування попитом при обов'язковому виконанні її умов. Так, технічна реалізація керування попитом вимагає використання різноманітних інноваційних підходів та врахування специфічних характеристик побутових споживачів, проте вона дозволить досягти оптимального використання електроенергії та підвищити енергоефективність в електроенергетичній системі.

Висновки. Керування попитом в енергосистемі може ефективно зменшити пікове навантаження системи та відстрочити необхідні капітальні інвестиції в додаткові генеруючі потужності та лінії передачі. Крім того, керування попитом сприяє інтеграції ВДЕ та зменшує витрати на налагодження, пуск або відключення теплових енергоблоків у періоди пікового навантаження. Швидкий розвиток інтегрованих енергетичних систем реагування попитом може розмити межі між різними типами енергетичних ресурсів, підвищити економічну ефективність, безпеку та гнучкість енергетичної системи.

Участь споживачів у керуванні попитом потребує двоспрямованої комунікаційної інфраструктури, розширеного вимірювання, ефективних економічних тарифів та алгоритмів енергоменеджменту. Із зростанням технологій «розумних» мереж і автоматизованих систем реагування попитом, системи керування попитом є ключовим елементом, що, як очікується, забезпечить економічно ефективну альтернативу традиційним рішенням з боку генерації, щоб задовольнити зростаючий попит на електроенергію під час пікового навантаження або високих цін. Таким чином, важливо визначити майбутні можливості та виклики для розкриття потенціалу економічної ефективності всієї енергетичної системи. Керування попитом конкурує з допоміжними послугами, що надаються «традиційними» надавачами - електростанціями та застосовуються ОСП для стабілізації параметрів ОЕС, коли енергомережа стикається з непередбаченими

ситуаціями, відповідно, розвиток даного сектору є важливою складовою енергетичної безпеки.

Проведений аналіз показав, що для підтримки широкого залучення побутових споживачів до керування попитом головними напрямками розвитку «розумних» мереж є:

- проекти модернізації промислових, службових або житлових будівель, які повинні передбачати якомога більшу кількість «розумних» пристроїв та інструментів оптимізації, щоб реагувати на сигнали «розумної» мережі та сприяти до підвищення енергоефективності:

- інформаційно-комунікаційні канали та спеціальні платформи для надання споживачам комерційних пропозицій послуг на основі їх способу життя, наприклад, графіку роботи, складу сім'ї або хобі, та заохочення до участі в програмах керування попитом;

- технології штучного інтелекту для прогнозування навантаження і підтримки стабільності енергетичної мережі;

Незважаючи на те, що для енергетичного ринку характерний великий сукупний потенціал керування попитом, в даний час лише невеликі одиничні споживачі включаються в системи керування попитом. Відсутність точної інформації, фінансових стимулів і передбачуваних небезпек є ключовими перешкодами для впровадження системи керування попитом. Тому подальші дослідження у цьому напрямі повинні бути зосереджені на оцінці системи керування попитом серед конкретних споживачів та їх сегментів, а також включати в себе практичну складову.

Проведений практичний експеримент щодо визначення можливостей керування попитом демонструє, що залучення побутових споживачів до програм керування попитом за допомогою електричних накопичувальних бойлерів може бути ефективним засобом для участі на енергетичних ринках з метою надання послуг з балансування ОСП або наданні допоміжних послуг. Отримані результати можуть бути екстрапольовані на енергосистему в

цілому та дати загальний висновок щодо перспектив впровадження програм керування. Успіх програм керування попитом у сфері електричних накопичувальних бойлерів значною мірою покладається на технологічну підготовку споживачів та налагодження ефективної системної координації між агрегатором на кінцевим споживачем. Загальний висновок з експерименту підтверджує наявний значний потенціал участі побутових споживачів у програмах керування попитом. Було показано практичну реалізацію продуктів балансуючого ринку на розвантаження та завантаження.

Застосування широко доступних рішень технології «розумного будинку» для автоматизації керування попитом споживачів, що не мають доступу до спеціалізованих смарт-бойлерів, є однією з головних особливостей цього дослідження. Саме вона має сприяти розширенню участі побутових споживачів у програмах оптимізації споживання без суттєвих початкових витрат. Важливим напрямком подальшого дослідження є розробка та впровадження алгоритмів оптимізації роботи побутових приладів, які мають враховувати не лише поточний стан енергетичної мережі, але й індивідуальні потреби споживачів.

БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК:

1. Лір В. Економічні механізми управління попитом на ринку електроенергії. *Економіст*. 2015. №2. С. 9 -13.
2. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII : станом на 26 січ. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 28.07.2023).
3. Про затвердження Кодексу системи передачі : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2018 р. № 309 : станом на 1 січ. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 28.07.2023).
4. Ela E., O'Malley M. Scheduling and Pricing for Expected Ramp Capability in Real-Time Power Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. Vol. 31, no. 3. P. 1681–1691. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2015.2461535> (date of access: 29.07.2023).
5. Денисюк С. П., Опришко В. П. Аналіз можливостей оптимізації добового графіку споживання електричної енергії. *Bulletin of the Kyiv National University of*

Technologies and Design. Technical Science Series. 2019. Т. 128, № 6. С. 20–28. URL: <https://doi.org/10.30857/1813-6796.2018.6.2> (дата звернення: 28.07.2023).

6. Allocation of demand response resources: toward an effective contribution to power system voltage stability / J. Aghaei et al. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 10, no. 16. P. 4169–4177. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0680> (date of access: 28.07.2023).

7. Optimization methods for power scheduling problems in smart home: Survey / S. N. Makhadmeh et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 115. P. 109362. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109362> (date of access: 28.07.2023).

8. Jordehi A. R. Optimisation of demand response in electric power systems, a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 103. P. 308–319. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.054> (date of access: 28.07.2023).

9. Vardakas J. S., Zorba N., Verikoukis C. V. A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*. 2015. Vol. 17, no. 1. P. 152–178. URL: <https://doi.org/10.1109/comst.2014.2341586> (date of access: 28.07.2023).

10. Barbato A., Capone A. Optimization Models and Methods for Demand-Side Management of Residential Users: A Survey. *Energies*. 2014. Vol. 7, no. 9. P. 5787–5824. URL: <https://doi.org/10.3390/en7095787> (date of access: 28.07.2023).

11. Demand-side flexibility: quantification of benefits in the EU. European Commission. URL: <https://smarten.eu/demand-side-flexibility-quantification-of-benefits-in-the-eu/>

12. Silva C., Faria P., Vale Z. Rating the Participation in Demand Response Programs for a More Accurate Aggregated Schedule of Consumers after Enrolment Period. *Electronics*. 2020. Vol. 9, no. 2. P. 349. URL: <https://doi.org/10.3390/electronics9020349> (date of access: 28.07.2023).

13. A Survey on Demand Response in Smart Grids: Mathematical Models and Approaches / R. Deng et al. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2015. Vol. 11, no. 3. P. 570–582. URL: <https://doi.org/10.1109/tii.2015.2414719> (date of access: 28.07.2023).

14. Customer behavior based demand response model / P. T. Baboli et al. *2012 IEEE Power & Energy Society General Meeting. New Energy Horizons - Opportunities and Challenges*, San Diego, CA, 22–26 July 2012. 2012. URL: <https://doi.org/10.1109/pesgm.2012.6345101> (date of access: 28.07.2023).

15. A novel economic model for price-based demand response / S. Mohajeryami et al. *Electric Power Systems Research*. 2016. Vol. 135. P. 1–9. URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.03.026> (date of access: 28.07.2023).

16. Mechanism Design for Demand Response Programs / D. Muthirayan et al. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2020. Vol. 11, no. 1. P. 61–73. URL: <https://doi.org/10.1109/tsg.2019.2917396> (date of access: 28.07.2023).

17. Siano P. Demand response and smart grids—A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. P. 461–478. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022> (date of access: 28.07.2023).

18. Milligan M. Sources of grid reliability services. *The Electricity Journal*. 2018. Vol. 31, no. 9. P. 1–7. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.10.002> (date of access: 28.07.2023).

19. Li T., Dong M. Real-Time Residential-Side Joint Energy Storage Management and Load Scheduling With Renewable Integration. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018.

Vol. 9, no. 1. P. 283–298. URL: <https://doi.org/10.1109/tsg.2016.2550500> (date of access: 28.07.2023).

20. Demand Flexibility Service, National Grid ES. National Grid. URL: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/demand-flexibility>

21. Aghaei J., Alizadeh M.-I. Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013. Vol. 18. P. 64–72. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.019> (date of access: 28.07.2023).

REFERENCES:

1. Lir, V. (2015). Economic mechanisms of demand management in the electricity market. *Economist*, 2, 9 – 13.

2. Pro rynek elektrychnoi enerhii : Zakon Ukrainy vid 13.04.2017 r. № 2019-VIII : stanom na 26 sich. 2024 r. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (data zvernennia: 28.07.2023).

3. Pro zatverdzhennia Kodeksu systemy peredachi : Postanova Nats. komis., shcho zdiisniue derzh. rehuliuвання u sferakh enerhetyky ta komun. posluh vid 14.03.2018 r. № 309 : stanom na 1 sich. 2024 r. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (data zvernennia: 28.07.2023).

4. Ela, E., & O'Malley, M. (2016). Scheduling and Pricing for Expected Ramp Capability in Real-Time Power Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(3), 1681–1691. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2015.2461535>

5. Denysiuk, S. P., & Opryshko, V. P. (2019). Analiz mozhlyvostei optymizatsii dobovoho hrafiku spozhyvannia elektrychnoi enerhii. *Bulletin of the Kyiv National University of Technologies and Design. Technical Science Series*, 128(6), 20–28. <https://doi.org/10.30857/1813-6796.2018.6.2>.

6. Aghaei, J., Alizadeh, M. I., Abdollahi, A., & Barani, M. (2016). Allocation of demand response resources: toward an effective contribution to power system voltage stability. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(16), 4169–4177. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0680>.

7. Makhadmeh, S. N., Khader, A. T., Al-Betar, M. A., Naim, S., Abasi, A. K., & Alyasseri, Z. A. A. (2019). Optimization methods for power scheduling problems in smart home: Survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 115, 109362. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109362>.

8. Jordehi, A. R. (2019). Optimisation of demand response in electric power systems, a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 103, 308–319. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.054>.

9. Vardakas, J. S., Zorba, N., & Verikoukis, C. V. (2015). A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, 17(1), 152–178. <https://doi.org/10.1109/comst.2014.2341586>.

10. Barbato, A., & Capone, A. (2014). Optimization Models and Methods for Demand-Side Management of Residential Users: A Survey. *Energies*, 7(9), 5787–5824. <https://doi.org/10.3390/en7095787>.

11. Demand-side flexibility: quantification of benefits in the EU // European Commission. Available at: <https://smarten.eu/demand-side-flexibility-quantification-of-benefits-in-the-eu/>. (in English).
12. Silva, C., Faria, P., & Vale, Z. (2020). Rating the Participation in Demand Response Programs for a More Accurate Aggregated Schedule of Consumers after Enrolment Period. *Electronics*, 9(2), 349. <https://doi.org/10.3390/electronics9020349>.
13. Deng, R., Yang, Z., Chow, M.-Y., & Chen, J. (2015). A Survey on Demand Response in Smart Grids: Mathematical Models and Approaches. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 11(3), 570–582. <https://doi.org/10.1109/tii.2015.2414719>
14. Baboli, P. T., Eghbal, M., Moghaddam, M. P., & Aalami, H. (2012). Customer behavior based demand response model. *У 2012 IEEE Power & Energy Society General Meeting. New Energy Horizons - Opportunities and Challenges*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/pesgm.2012.6345101>
15. Mohajeryami, S., Moghaddam, I. N., Doostan, M., Vatani, B., & Schwarz, P. (2016). A novel economic model for price-based demand response. *Electric Power Systems Research*, 135, 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.03.026>
16. Muthirayan, D., Kalathil, D., Poolla, K., & Varaiya, P. (2020). Mechanism Design for Demand Response Programs. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(1), 61–73. <https://doi.org/10.1109/tsg.2019.2917396>
17. Siano, P. (2014). Demand response and smart grids—A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 461–478. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>
18. Milligan, M. (2018). Sources of grid reliability services. *The Electricity Journal*, 31(9), 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.10.002>
19. Li, T., & Dong, M. (2018). Real-Time Residential-Side Joint Energy Storage Management and Load Scheduling With Renewable Integration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(1), 283–298. <https://doi.org/10.1109/tsg.2016.2550500>.
20. Demand Flexibility Service, National Grid ES // National Grid – Available at: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/demand-flexibility>
21. Aghaei, J., & Alizadeh, M.-I. (2013). Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 64–72. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.019>.

Надійшла до редакції 15.08.2023р.