

**ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИЧНОГО ТА ІНСТРУМЕНТАЛЬНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ
УПРАВЛІННЯ ПОПИТОМ В ЛІБЕРАЛІЗОВАНИХ РИНКАХ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ****О.В. Коцар^{1*}**, канд.техн.наук, **Ю.О. Расько^{2**}**¹ НТУ України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського»,
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна.E-mail: kovpers@ukr.net² ТЗОВ «Учебно-науково-виробничий комплекс-ЕТУ»,
вул. Героїв УПА, 73, Львів, 79041, Україна.E-mail: iurii.rasko@gmail.com

Глобальна декарбонізація і повсюдне застосування альтернативних та відновлюваних джерел енергії має на меті скорочення використання викопного палива та зменшення шкідливого впливу на довкілля в рамках парадигми сталого розвитку. Разом з тим, масове інтегрування до електричної мережі некерованих генерувальних установок на базі ВДЕ за відсутності достатньої кількості накопичувачів електричної енергії необхідної ємності в умовах непередбачуваності та нестабільності виробітку може призводити до неспроможності забезпечити надійне покриття електричного навантаження споживачів, що вимагає застосування альтернативних шляхів балансування ЕЕС. За таких умов узгодження попиту і пропозицій на електричну потужність (електроенергію) має здійснюватися виключно через управління попитом в реальному часі (в режимі, близькому до реального часу). Саме тому вдосконалення методичного та інструментального забезпечення завдань управління попитом сьогодні є однією з найвагоміших складових результативності «зеленого» переходу. Задля досягнення поставленої мети в роботі проаналізовано існуючі методи управління попитом за допомогою споживачів-регуляторів, виконано аналіз вимог національних НД в частині управління попитом та надання послуг в лібералізованому ринку електричної енергії України, розроблено і описано вдосконалений метод та модернізований інструментарій управління попитом за ідеальною нормою, а також запропоновано надійне бюджетне технічне рішення формування інформаційного забезпечення завдань управління попитом споживачів на роздрібному ринку електричної енергії, що разом із динамічним ціноутворенням і запровадженням тарифів реального часу сприятиме забезпеченню економічних режимів функціонування ЕЕС та якісного електропостачання споживачів. Бібл. 14, рис. 4, табл. 2.

Ключові слова: АСКОЕ, режим електроспоживання, ринок електричної енергії, споживачі-регулятори, управління попитом.

Вступ. Починаючи від моменту масового використання електричної енергії однією з ключових проблем електроенергетики є задоволення потреб споживачів не лише (і навіть не стільки) в кількості електричної енергії (кВт·год), скільки в електричній потужності (кВт), яка використовується струмоприймачами. А оскільки переважна більшість струмоприймачів використовують електричну потужність нерівномірно впродовж доби (тижня, місяця, сезону, року), і враховуючи той факт, що електрична енергія може вироблятися лише під час її споживання, то задоволення потреб споживачів в електричній потужності має здійснюватися адаптивно, відповідно до режимів електроспоживання. Тривалий час це завдання розв'язувалося екстенсивним шляхом за рахунок розбудови керованих генерувальних потужностей та регулювання виробітку відповідно до поточного навантаження електроенергетичної системи (ЕЕС). Але цей шлях виявився надто дорогим і вкрай не екологічним в першу чергу через те, що змінне навантаження споживачів покривається маневреними блоками переважно теплових електричних станцій, витратами палива, шкідливими викидами, собівартість виробітку електричної енергії на яких значно вище за аналогічні показники базових енергоблоків. Більш ефективний і до того ж набагато екологічніший шлях узгодження попиту та пропозиції на електричну потужність (електроенергію) полягає в управлінні енерговикористанням [1].

Сьогодні на тлі широкого інтегрування до електричної мережі розосереджених в загальному випадку некерованих генерувальних установок на базі альтернативних та відновлюваних джерел

енергії (ВДЕ), поступового виведення з експлуатації керованих генерувальних потужностей на викопному паливі, а також виходу на ринок електричної енергії активних споживачів – просюмерів (prosumers), здатних не лише споживати, а й виробляти та постачати електричну енергію до електромережі загального користування, питання управління попитом набули ще більшої актуальності і принципово нового змісту. Адже узгодження попиту із пропозиціями виробників електричної енергії на базі ВДЕ за відсутності в достатній кількості потужних промислових систем накопичення електричної енергії (СНЕ) може здійснюватися виключно шляхом управління попитом разом із впровадженням динамічного ціноутворення і тарифів реального часу. Зокрема, автори [2] зазначають, що управління попитом є важливим компонентом Smart Grid і за певних умов дає змогу подолати проблеми, зумовлені інтегруванням до розумної мережі розосереджених генерувальних установок на базі ВДЕ.

Зусилля на міжнародних ринках, наприклад, PJM, NYISO, CAISO, New England ISO, UK, сприяли зростанню участі в них сторони попиту, особливо тих програм, які народжуються в рамках парадигми інтелектуальних мереж. Управління попитом, зокрема, реагування з боку попиту (demand response, DR) дає змогу впоратися з ризиками, пов'язаними із зростанням попиту, і задовольнити потреби в надійності активного та динамічного енергетичного ринку. Для цього необхідний перехід до активного та динамічного DR відповідно до критеріїв надійності, заснованих на парадигмі інтелектуальної мережі [3]. Зокрема, деякі регіональні оператори системи передачі США дозволяють пропонувати на оптових ринках електроенергії DR як конкурента пропозиціям виробників електричної енергії. Комунальні компанії часто виступають агрегаторами в таких програмах. Наприклад, Техаська рада з надійності електроенергії (ERCOT) пропонує DR на ринках електричної енергії та резервних ресурсів, а також розгортає комунальні програми та інші ресурси управління попитом у надзвичайних ситуаціях. У ERCOT близько 3,7% пікового попиту було зменшено завдяки DR-програмам, які було реалізовано комунальними підприємствами в 2017 році. Очікується, що управління попитом відіграватиме ключову роль у стабільності мережі ERCOT та запобіганні вимкнень електроенергії [4].

«Від Техасу до Тайваню було доведено, що реагування з боку попиту є економічно ефективним способом управління попитом у години пік і діє як резервний випадок, щоб уникнути руйнівних вимкнень електроенергії» [5]. Але такий підхід вимагає, зокрема, відповідного методичного та інструментального забезпечення.

Мета і завдання досліджень. Метою досліджень є вдосконалення методичного та інструментального забезпечення управління попитом в реальному часі (в режимі, близькому до реального часу) в умовах функціонування лібералізованого ринку електричної енергії, що має забезпечити найбільш економічні режими роботи ЕЕС в рамках розв'язання завдань якісного електропостачання споживачів на тлі широкого інтегрування до електричної мережі розосереджених некерованих генерувальних установок на базі ВДЕ. Задля досягнення означеної мети автори задалися завданням проаналізувати існуючі методи управління попитом та вибрати найбільш ефективний для управління попитом в реальному часі (в режимі, близькому до реального часу), проаналізувати умови, зокрема нормативне забезпечення завдань управління попитом в лібералізованому ринку електричної енергії України, вдосконалити вибраний метод для забезпечення можливості досягнення цільового значення управління в умовах запровадження обмежень, вдосконалити інструментальне забезпечення управління, впровадити вдосконалене методичне та інструментальне забезпечення, масштабувавши його для різних об'єктів, і дослідити результати управління попитом.

Матеріал досліджень. Слід згадати, що необхідність і доцільність управління використанням електричної енергії була обґрунтована ще в 30-ті роки минулого століття у працях Кукель-Краєвського [6]. З того часу за рахунок управління енерговикористанням проблему узгодження попиту та пропозиції на електричну потужність (електроенергію) намагалися розв'язувати в два способи: економічне стимулювання споживачів до рівномірного використання електричної потужності в часі (в умовах превалювання базових генерувальних потужностей, в Об'єднаній електроенергетичній системі (ОЕС) України цей показник сягав 80%) та примусове обмеження попиту в години максимальних навантажень ЕЕС, зокрема, через доведення споживачам лімітів і застосування графіків обмеження потужності (ГОП), графіків обмеження електричної енергії (ГОЕ), графіків аварійного вимкнення споживачів (ГАВ), спеціальних графіків аварійних вимкнень (СГАВ), графіків погодинного вимкнення електроенергії (ГПВ) і т.і. Примусове обмеження електричного навантаження споживачів застосовується не лише з метою впливу на режими електроспоживання, а в першу чергу задля безаварійної роботи ЕЕС та надійного забезпечення споживачів електроенергією

нормованої якості. Стимулювання споживачів до рівномірного використання електричної потужності в часі (а оскільки не всі споживачі спроможні забезпечити рівномірне використання електричної потужності, йдеться також про залучення споживачів до вирівнювання графіку електричного навантаження енергосистеми в цілому [7]) є актуальним в умовах превалювання в ЕЕС (зокрема, в ОЕС України) базових генерувальних установок на викопному паливі і реалізується через застосування диференційованих за часом тарифів.

Управління попитом традиційно здійснюється шляхом регулювання навантаження за допомогою споживачів-регуляторів [8]. Класичними методами управління споживачами-регуляторами є управління за миттєвою нормою, управління за плаваючою середньою (метод «плаваючого вікна»), управління за ідеальною нормою, управління за ідеальною нормою з прогнозуванням (метод попереджувальних оцінок) [8]. Перші два методи передбачають управління у функції неузгодженості електричної потужності. Два інших методи передбачають управління у функції неузгодженості електроспоживання. Зважаючи на те, що дизайном ринку електричної енергії в Україні не передбачено ринок електричної потужності, найбільш ефективним є управління попитом за ідеальною нормою або за попереджувальними оцінками, оскільки метою управління за цими методами є усунення неузгодженості електроспоживання (кількості електричної енергії) [9]. Але зазначені методи повинні бути модернізовані та адаптовані до завдань лібералізованого ринку електричної енергії України. Зокрема, має бути скориговано методологію управління, цілі та обмеження, виходячи з наступних міркувань [1, 9].

По-перше, примусове обмеження потужності споживачів в лібералізованих ринках електричної енергії є виключною мірою, спрямованою на запобігання виникненню та розвитку аварійних ситуацій. Зазвичай стимулювання споживачів до використання наперед узгоджених рівнів електроспоживання в лібералізованих ринках здійснюється через механізми ринкового ціноутворення, коли усі відхилення від планових (заявлених) режимів електроспоживання оплачуються за ринковими цінами, що склалися на моменти таких відхилень. До того ж споживач може не лише уникнути сплати за такі відхилення, а й отримати додаткові вигоди (бенефіти) за результатами управління попитом, якщо йдеться, наприклад, про використання надлишків електричної енергії на ринку, або, навпаки, відмову від використання наперед узгоджених рівнів електроспоживання на запит оператора системи передачі (ОСП) або сторони, відповідальної за баланс (СВБ), або незалежного агрегатора. Тому обмеження в зазначених методах в нормальних режимах роботи ЕЕС має бути встановлено виходячи не з лімітів (заявлених значень) потужності, а з наперед узгоджених (заявлених) на РДД та РДН і скоригованих на ВДР планових рівнів електроспоживання.

По-друге, цільове застосування класичних методів управління споживачами-регуляторами має на меті попередження перевищення встановленого ліміту потужності (або заявленої потужності) в періоди максимальних навантажень ЕЕС. Оскільки наслідком перевищення є накладання на споживача штрафних санкцій незалежно від того, призвело таке перевищення до виникнення аварійної ситуації чи ні, недовикористання ліміту (заявленого значення) потужності становить для споживача менший ризик у порівнянні з перевищенням такої потужності. Наслідком недовикористання ліміту потужності (заявленої потужності) може бути упущена вигода, зумовлена невідпуском продукції, ненаданням послуг і т.і. В умовах функціонування лібералізованого ринку електричної енергії економічні втрати від не виконання планових узгоджених (заявлених) рівнів електроспоживання може бути зумовлено відхиленнями в обидва боки. Ця обставина вимагає вдосконалення класичних методів управління попитом через управління споживачами-регуляторами шляхом змінення (коригування) цільової функції та обмежень.

По-третє, в умовах децентралізованої електроенергетики і виходу на ринок великої кількості виробників електричної енергії з ВДЕ та активних, переважно, індивідуальних побутових споживачів малої потужності інструментарій управління попитом має бути розвинено і доповнено в частині комплексного управління процесами виробітку, відпуску, постачання та споживання електричної енергії. Адже масове інтегрування до електричної мережі розосереджених некерованих генерувальних установок на базі ВДЕ за відсутності достатньої кількості СНЕ необхідної ємності в умовах непередбачуваності та нестабільності виробітку на тлі виводу з експлуатації керованих генерувальних потужностей на викопному паливі може призводити до неспроможності забезпечити надійне покриття електричного навантаження споживачів, що вимагає застосування альтернативних шляхів балансування ЕЕС, зокрема, узгодження попиту і пропозицій через управління попитом в реальному часі або режимі, близькому до реального часу. Але розосереджені ресурси як з боку пропозиції (генерація), так і з боку попиту (навантаження), а також СНЕ в рамках розв'язання завдань управління має бути агреговано (об'єднано) відповідно у віртуальні електростанції, пули

навантаження та розосереджені акумулятори великої ємності – лише в агрегованому вигляді такі ресурси представляють інтерес для надання послуг балансування і допоміжних послуг. Такий підхід потребує створення універсального повнофункціонального інструментарію, придатного для управління як керованими генерувальними установками, так і некерованими віртуальними електростанціями, розосередженими СНЕ, а також агрегованим навантаженням в умовах функціонування лібералізованих ринків електричної енергії.

Розвиток методології [1] управління попитом в умовах функціонування лібералізованих ринків електричної енергії розпочнемо з вдосконалення методичного забезпечення управління агрегованим навантаженням споживачів, які здійснюють свою діяльність на ринку електричної енергії. Метою управління за ідеальною нормою відповідно до регламенту функціонування лібералізованого ринку є виконання такими споживачами заявленого на РДН і скоригованого (за необхідністю) на ВДР планового рівня електроспоживання в кожному i -му розрахунковому періоді наступної доби постачання Д. Зазначимо, що обсяги електроенергії, які було законтраковано в сегменті ринку двосторонніх договорів (РДД) окремо не розглядаються, оскільки уточнення обсягів використання законтракованої на РДД електричної енергії для кожного розрахункового періоду доби постачання Д здійснюється до 10:00 доби Д-1, яка передує добі постачання Д, до моменту «відкриття воріт» РДН [10]. Оскільки споживач має можливість за потреби, додатково до законтракованих на РДД, закупити необхідні йому обсяги електричної енергії на РДН (або закупити на РДН усю необхідну йому електричну енергію) для кожного розрахункового періоду доби постачання Д, фактично заявлений на РДН рівень електроспоживання для i -го розрахункового періоду доби постачання Д можна визначити як: $W_i^{РДН} = W_i^{РДД} + W_i'^{РДН}$, де $W_i^{РДД}$ – обсяг законтракованої на РДД електричної енергії, заявленої для використання в i -му розрахунковому періоді доби постачання Д; $W_i'^{РДН}$ – обсяг електричної енергії, закуплений безпосередньо на РДН для використання в i -му розрахунковому періоді доби постачання Д. Відповідно до регламенту ринку учасник може скоригувати планові обсяги електричної енергії для кожного розрахункового періоду доби постачання Д за результатами торгів на ВДР не пізніше, ніж за 60 хвилин до початку i -го розрахункового періоду [11]. Тоді остаточний плановий рівень електроспоживання для i -го розрахункового періоду доби постачання Д визначимо як

$$W_i^{план} = W_i^{РДД} + W_i'^{РДН} + W_i^{ВДР}, \quad (1)$$

де $W_i^{ВДР}$ – скориговані за результатами торгів на ВДР додаткові обсяги електричної енергії для використання в i -му розрахунковому періоді доби постачання Д (алгебраїчна величина).

Хоча регламентами лібералізованих ринків електричної енергії не передбачено обмеження потужності або електроспоживання, оператор системи для попередження порушення сталої роботи ОЕС України має право у виняткових випадках, визначених Кодексом систем розподілу (КСР), запроваджувати заходи з регулювання з метою вимушеного зменшення величини споживання електричної енергії та потужності (аварійне розвантаження). Зокрема, з метою запобігання порушенням режиму роботи ОЕС України або її окремих частин внаслідок дефіциту потужності та електроенергії, зниження частоти, порушення режиму допустимих перетоків і перевантаження мережних елементів, порушення допустимих режимів роботи гідроелектростанцій України, зниження напруги в контрольних точках енергосистеми до аварійного рівня застосовуються ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, а в критичних ситуаціях – автоматичне частотне розвантаження (АЧР) та спеціальна автоматика вимкнення навантаження (САВН) [12]. З метою запобігання порушенням режиму роботи ОЕС України внаслідок дефіциту електричної потужності в період дії тимчасових надзвичайних заходів на ринку електричної енергії застосовують ГПВ [14]. Тут треба зауважити, що існує певна регуляторна невизначеність: оскільки [12, 13] набули чинності задовго до впровадження лібералізованого ринку електричної енергії України і прийняття [10, 11], і залишаються чинними, незрозуміло, чи може положення [12, 13] бути застосовано до споживачів, які провадять свою діяльність на оптовому ринку електричної енергії. Менше з тим, у випадку застосування обмежень мету управління за ідеальною нормою для моменту часу завершення i -го розрахункового періоду доби постачання Д можна представити наступним чином:

$$\begin{cases} W_i \rightarrow W_i^{план}; \\ W_i \leq W_i^{обм}, \end{cases} \quad (2)$$

де $W_i^{обм}$ – доведена споживачу допустима величина електроспоживання в i -му розрахунковому періоді доби постачання D відповідно до застосованих обмежень [12, 13]. Вираз (2) варто трактувати наступним чином: метою управління є досягнення планового рівня електроспоживання з врахуванням застосованих обмежень, при цьому завдання виконання доведених обмежень превалює (має вищий пріоритет) над завданням досягнення планового рівня електроспоживання.

Для реалізації управління за ідеальною нормою встановлюють довірчий інтервал d_w . Необхідність встановлення довірчого інтервалу зумовлена, зокрема, але не виключно, дискретністю потужності споживачів-регуляторів, які застосовуються для регулювання навантаження, недосконалістю процесу управління та часовими затримками реалізації керувальних впливів, похибками вимірювань тощо. Упродовж періоду управління T довірчий інтервал d_w відіграє роль орієнтира, що дозволяє встановити «коридор управління», обмежений лініями скидання та відновлення навантаження. Утримання поточного електроспоживання W_i в «коридорі управління» дає змогу підвищити рівень надійності управління, втім, вихід W_i за межі «коридору управління» на періоді контролю до його завершення (настання моменту часу T) не призводить до порушення застосованих обмежень. На момент часу T , що відповідає моменту завершення періоду контролю, довірчий інтервал визначає границі похибки управління з прийнятою довірчою ймовірністю. Виходячи з таких міркувань розглядають наступні випадки управління попитом за ідеальною нормою в умовах застосування обмежень (рис. 1):

– доведені обмеження дають змогу досягти планового рівня електроспоживання з урахуванням довірчого інтервалу управління. Метою управління в i -му розрахунковому періоді є плановий рівень електроспоживання $W_i^{план}$. Ідеальна норма в момент часу T періоду контролю $W_i^{IH}(T) = W_i^{план}$. Якщо ідеальна норма виходить з 0: $W_i^{IH}(0) = 0$, то можемо записати: $W_i^{IH}(t) = W_i^{план}(t)$, де $0 \leq t \leq T$. Результат управління в момент часу T визначиться, як: $W_i = W_i^{план} \pm d_w$;

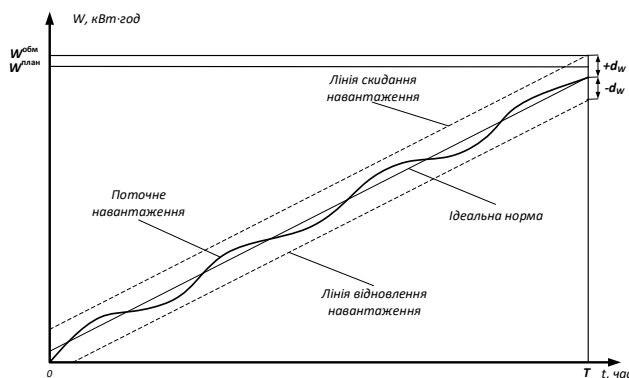


Рис. 1

– доведені обмеження дають змогу досягти планового рівня електроспоживання без урахування довірчого інтервалу управління. Метою управління в i -му розрахунковому періоді є значення $W_i^{обм} - d_w$. Ідеальна норма в момент часу T періоду контролю $W_i^{IH}(T) = W_i^{обм} - d_w$. Якщо $W_i^{IH}(0) = 0$, то $W_i^{IH}(t) = W_i^{обм}(t) - d_w$, де $0 \leq t \leq T$. Результат управління в момент часу T визначиться, як $W_i = (W_i^{обм} - d_w) \pm d_w$;

– доведені обмеження не дають змогу досягти планового рівня електроспоживання.

Метою управління в i -му розрахунковому

періоді є значення $W_i^{обм} - d_w$. Ідеальна норма в момент часу T періоду контролю $W_i^{IH}(T) = W_i^{обм} - d_w$. Якщо $W_i^{IH}(0) = 0$, то $W_i^{IH}(t) = W_i^{обм}(t) - d_w$, де $0 \leq t \leq T$. Результат управління в момент часу T визначиться, як $W_i = (W_i^{обм} - d_w) \pm d_w$.

У загальному випадку з врахуванням ймовірності застосування обмежень електроспоживання результат управління на кінець періоду контролю T можна подати у вигляді

$$\begin{cases} W_i = W_i^{план} \pm d_w & \text{якщо } (W_i^{план} + d_w) \leq W_i^{обм}; \\ W_i = (W_i^{обм} - d_w) \pm d_w & \text{якщо } (W_i^{план} + d_w) > W_i^{обм}. \end{cases} \quad (3)$$

Управління попитом за (3) реалізується споживачем, до якого застосовано обмеження. Зауважимо, що відповідно до [10] споживач звільняється від оплати за невикористані внаслідок застосування обмежень обсяги вже закупленої для i -го розрахункового періоду доби постачання електричної енергії D .

Усі учасники ринку, крім споживачів, які закупають електричну енергію у електропостачальників на роздрібному ринку, несуть відповідальність за власні небаланси електричної енергії, для чого кожен учасник ринку зобов'язаний стати СВБ або передати свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ шляхом входження до її балансувальної групи (БГ) на

підставі укладення/приєднання до відповідного договору [п. 1.5.1, 10]. СББ та учасники ринку, які увійшли до БГ такої СББ, зобов'язані повідомляти власні погодинні графіки електричної енергії ОСП та СББ і виконувати їх [п. 1.5.6, 10]. Виходячи зі складу БГ, а також технічних характеристик споживачів-регуляторів, які в ній задіяно, має бути встановлено сумарний плановий рівень електроспоживання усіх учасників БГ в i -му розрахунковому періоді доби постачання D $W_i^{план}$, доведена БГ допустима величина електроспоживання в i -му розрахунковому періоді доби постачання D відповідно до застосованих обмежень $W_i^{ОБМ}$, а також визначено довірчий інтервал D_w для БГ.

Величина D_w пов'язана із довірчими інтервалами D_{w_j} кожного учасника БГ: $D_w = \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{БГ}} d_{w_j}^2}$, де $N_{БГ}$ – кількість учасників ринку, які входять до складу БГ. Цільова функція управління агрегованим навантаженням БГ відповідно до застосованих обмежень набуває вигляду

$$\begin{cases} W_i^{БГ} = W_i^{ПЛАН} \pm D_w & \text{якщо } (W_i^{ПЛАН} + D_w) \leq W_i^{ОБМ}; \\ W_i^{БГ} = (W_i^{ОБМ} - D_w) \pm D_w & \text{якщо } (W_i^{ПЛАН} + D_w) > W_i^{ОБМ}. \end{cases} \quad (4)$$

Учасники ринку, зокрема споживачі, які провадять свою діяльність на ринку електричної енергії, також можуть виконувати й інші ролі, зокрема, роль постачальника послуг з балансування (ППБ) на БР. Балансувальний ринок за основу свого функціонування приймає зобов'язання одиниці надання послуг балансування відповідно до графіків відпуску/відбору, поданих одразу після закриття ВДР [п. 4.1.1, 10]. Інтервал одиниці реального часу (ОРЧ) для БР складає 15 хв [п. 4.1.3, 10]. Продуктами на БР є надання балансувальної енергії за результатами виконання диспетчерських команд на пряму або заплановану активацію пропозиції ППБ на розвантаження/завантаження. Мінімальний обсяг активації на БР складає 1 МВт, дискретність активації складає 1 МВт, мінімальний час поставки прямої активації складає 1 хв, запланованої – 15 хв. [п. 4.1.5, 10].

Після отримання диспетчерської команди на активацію пропозиції з метою її підтвердження ППБ має визначити значення коригування навантаження $P_i^{крп}$ з врахуванням обсягів завантаження/розвантаження. Результат управління диспетчеризованим навантаженням ППБ можна записати як

$$\begin{cases} W_i = (W_i^{ПЛАН} + W_i^{крп} - d_w) \pm d_w & \text{для команди на розвантаження;} \\ W_i = (W_i^{ПЛАН} + W_i^{крп} + d_w) \pm d_w & \text{для команди на звантаження,} \end{cases} \quad (5)$$

де $W_i^{крп} = P_i^{крп} \cdot t$ – значення коригування електроспоживання ППБ, кВт·год (алгебраїчна величина); t – час активації послуги за командою ОСП, год. Якщо ППБ є БГ, для неї визначається значення коригування навантаження. Відповідно, результат управління диспетчеризованим навантаженням для ППБ – БГ запишемо як

$$\begin{cases} W_i^{БГ} = (W_i^{ПЛАН} + W_i^{крп} - D_w) \pm D_w & \text{для команди на розвантаження;} \\ W_i^{БГ} = (W_i^{ПЛАН} + W_i^{крп} + D_w) \pm D_w & \text{для команди на звантаження,} \end{cases} \quad (6)$$

де $W_i^{крп} = P_i^{крп} \cdot t$ – значення коригування електроспоживання ППБ БГ, кВт·год (алгебраїчна величина); t – час активації послуги за командою ОСП, год.

Учасники ринку, зокрема споживачі, також можуть на економічних засадах надавати допоміжні послуги (ДП) у сегменті ринку допоміжних послуг (РДП), якщо їхні можливості щодо надання ДП підтверджено у встановленому порядку. Зокрема, відповідно до Правил ринку [п. 3.1.3, 10] у роботі РДП мають право брати участь учасники ринку, які зареєстровані як постачальники допоміжних послуг (ПДП) і на праві власності або інших законних підставах володіють, здійснюють розпорядження або користування одиницями надання ДП, що споживають електричну енергію, пройшли перевірку, провели випробування електроустановки відповідно до вимог КСП, внесені до Реєстру ПДП, та загальна регулююча потужність яких у точці приєднання більша за 1 МВт. ДП надаються як на обов'язкових, так і на добровільних засадах. Користувачі системи передачі або системи розподілу, які є споживачами електроенергії, надають ДП ОСП на добровільних засадах [п. 3.1.5, 10].

Таким чином можна стверджувати, що запровадження в Україні повномасштабного лібералізованого ринку електричної енергії відкрило для споживачів електричної енергії широкі можливості щодо ефективного енерговикористання для різноманітних потреб, отримуючи при цьому максимальну економію під час розрахунків за електроенергію за умови активного керування

власними режимами електроспоживання. Запропонований в [1] комплексний підхід на основі вдосконалених методів управління та розроблена методологія керування режимами електро-споживання з метою оптимального використання електроенергетичних ресурсів, які закуповуються і постачаються споживачем в лібералізованому ринку та виробляються власними генерувальними установками на базі ВДЕ, відкриває споживачам альтернативні шляхи енергозабезпечення за ринковими цінами, які формуються залежно від кон'юнктури ринку і в загальному випадку складаються з цін на певний асортимент товарів і послуг, що продаються і купуються на ринку. Але для реалізації цього потужного потенціалу споживачі потребують продуктивного інструментарію управління попитом.

Таким інструментарієм є автоматизована інформаційна система керування енерговикористанням (AIC KE) *ETU Power Monitor*, описана в [14], де було детально висвітлено досвід управління виробітком та відпуском електричної енергії керованими генерувальними установками на вкопному паливі на прикладі теплоелектроцентралі. Виходячи з (2), метою управління попитом споживача інструментарієм *ETU Power Monitor* для випадку, коли $P_i^{крп}$ не визначено (не задано), є повне усунення невідповідності ($\Delta W_i \rightarrow 0$) між поточним електроспоживанням і плановим значенням з врахуванням довірчого інтервалу управління та встановлених обмежень [8]

$$\begin{cases} \Delta W_i = \sum_{j=1}^n (P_j \Delta t_j) - (P_i^{план} \sum_{j=1}^n \Delta t_j) & \text{якщо } (W_i^{план} + d_w) \leq W_i^{обм}; \\ \Delta W_i = \sum_{j=1}^n (P_j \Delta t_j) - (P_i^{обм} \sum_{j=1}^n \Delta t_j - d_w) & \text{якщо } (W_i^{план} + d_w) > W_i^{обм}, \end{cases} \quad (7)$$

де P_j – навантаження, усереднене за інтервал контролю Δt_j . У разі додаткового запровадження у будь-який спосіб коригувань цільова функція управління навантаженням за рахунок заміщення величин P_j , $P_i^{план}$, $P_i^{обм}$, $P_i^{крп}$ і d_w на відповідно $P_j^{БГ}$, $P_i^{ПЛАН}$, $P_i^{ОБМ}$, $P_i^{КРП}$ і D_w , набуде вигляду

$$\begin{cases} \Delta W_i = \sum_{j=1}^n (P_j \Delta t_j) - ((P_i^{ПЛАН} + P_i^{КРП}) \sum_{j=1}^n \Delta t_j) & \text{якщо } (W_i^{ПЛАН} + d_w) \leq W_i^{ОБМ}; \\ \Delta W_i = \sum_{j=1}^n (P_j \Delta t_j) - (P_i^{ОБМ} \sum_{j=1}^n \Delta t_j - d_w) & \text{якщо } (W_i^{ПЛАН} + d_w) > W_i^{ОБМ}. \end{cases} \quad (8)$$

Результати управління навантаженням на прикладі підприємства хімічної промисловості наведено в табл. 1 і проілюстровано на рис. 2.

Таблиця 1

j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14-20			d_w
P	6692	6678	6664	6696	6692	6720	6608	6748	6692	6776	6748	6972	6692	...	6690	6800	200

Дві горизонтальні прямі на рис. 2 позначають, відповідно, планове значення електроспоживання $W_i^{план} = 6690 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ (нижня пряма) та доведене підприємству обмеження $W_i^{обм} = 6800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ (верхня пряма) в i -тому (поточному) розрахунковому періоді. Діагональною

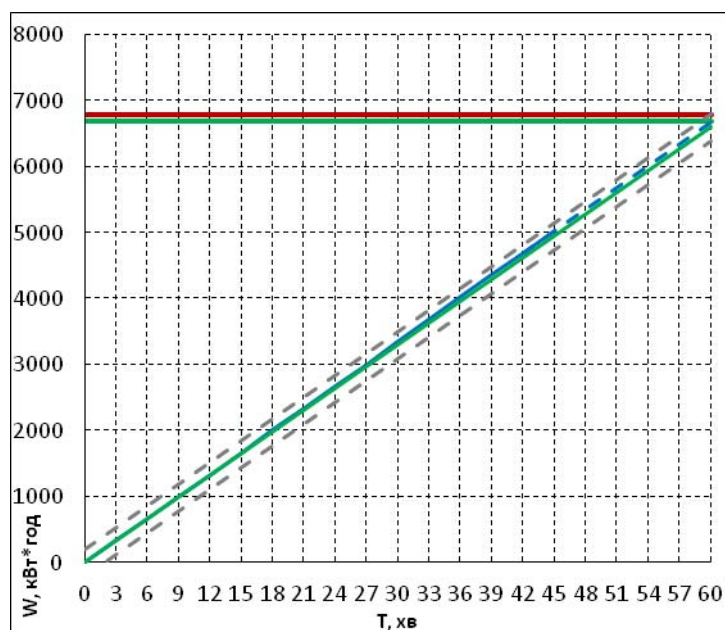


Рис. 2

безперервною прямою, яка виходить з «0» і проведена в точку $W_i^{обм} - d_w = 6800 - 200 = 6600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, позначено лінію «ідеальної норми», а паралельними їй пунктирними лініями, відповідно, лінією скидання (верхня) і лінією відновлення навантаження (нижня), позначено коридор управління $\pm d_w$. Безперервна крива всередині коридору управління вздовж лінії «ідеальної норми» виходить з «0» і відтворює електроспоживання підприємства до 45-ї хвилини поточного розрахункового періоду, тобто до поточного моменту управління, після чого переходить в пунктирну пряму прогнозу електро-споживання на кінець поточного розрахункового періоду. За даними табл. 1 видно, що на 36-й хвилині ($j=12$)

поточного інтервалу управління навантаження підприємства перевищило обмеження (заштриховане значення). Однак це не завадило підприємству, зменшивши навантаження, втриматися в коридорі управління і врешті решт досягти цільового значення управління без перевищення обмеження.

Разом з тим варто зауважити, що часто-густо з необхідністю обмеження потужності (електроспоживання) стикаються споживачі, які закупають електричну енергію на роздрібному ринку у електропостачальників і не володіють багатофункціональними засобами управління енерговикористанням. Єдиним «підручним» інструментарієм таких споживачів є локальне устаткування збирання та оброблення даних (ЛУЗОД), яке охоплює лише точки комерційного обліку електроенергії і в загальному випадку може складатися просто з комунікаційного модулю (КМ), який забезпечує дистанційний доступ до смарт лічильників, або містити більш розвинений комплекс технічних засобів на базі пристрою збирання та передавання даних (ПЗПД). ТОВ «УНВК-ЕТУ» розробило для таких споживачів бюджетне і разом з тим цілком надійне технічне рішення контролю власного навантаження з використанням технологій мобільного Інтернет, наприклад, для випадку застосування ГОП. Зазвичай, обмеження потужності застосовуються до окремих приєднань споживача, які в загальному випадку не охоплено комерційним обліком.

Технології мобільного Інтернет надають можливість організації бездротової комунікаційної мережі з високою пропускну здатністю. Використання дротового зв'язку на великих відстанях, а особливо на відкритому просторі несе ризики як-то пошкодження ліній зв'язку, крадіжки кабелю, незручність або неможливість безпечного прокладання кабелів, агресивний вплив навколишнього середовища, гризунів тощо. Використання бездротового зв'язку дозволяє розміщувати ПЗПД в спеціалізованих приміщеннях в робочих умовах застосування, що забезпечує його тривалу працездатність та відмовостійкість ЛУЗОД в цілому.

Залежно від встановлених вимог щодо контролю поточних параметрів режимів електроспоживання (ППРЕ) процес збирання первинних даних обліку можна організувати в два способи: через контрольоване або неконтрольоване з'єднання. Під контрольованим з'єднанням розуміється можливість ПЗПД самостійно визначати час та частоту опитування смарт лічильників. Під неконтрольованим з'єднанням розуміється, що ПЗПД опитує смарт лічильники за командою готовності, що надходить від віддалених КМ. До КМ може бути приєднано декілька смарт лічильників або КМ сам може бути складовою смарт лічильника.

Для організації неконтрольованого з'єднання КМ працюють в режимі клієнта, а ПЗПД – в режимі сервера (безперервна стрілка на рис. 3). КМ за завданнями розкладом або періодичністю ініціює з'єднання з ПЗПД. Після встановлення з'єднання ПЗПД здійснює зчитування даних обліку з первинних баз даних (ПБД) смарт лічильників і на їхній підставі формує ППРЕ для оператора. Після завершення опитування смарт лічильників ПЗПД розриває з'єднання з КМ і останній переходить у режим «сну» до наступного з'єднання за визначеним розкладом.

Задля організації контрольованого з'єднання КМ працюють в режимі сервера, а ПЗПД – в режимі клієнта (пунктирна стрілка на рис. 3). КМ постійно знаходиться в онлайн очікуванні з'єднання. ПЗПД ініціює запит на з'єднання. Після встановлення контрольованого з'єднання з КМ ПЗПД зчитує дані обліку з ПБД смарт лічильників і на їхній підставі даних формує ППРЕ. Після завершення опитування ПЗПД розриває з'єднання з КМ і останній перемикається в режим очікування.

В свою чергу, контрольоване з'єднання з використанням технологій мобільного Інтернет може бути організовано в два способи – з використанням публічної або приватної IP-мережі. Під публічними IP-адресами розуміються загальнодоступні в Інтернет адреси. Приватні IP-адреси доступні лише в межах приватної IP-мережі і не доступні в Інтернет. В табл. 2 наведено характеристики використання публічних та приватних IP-адрес.

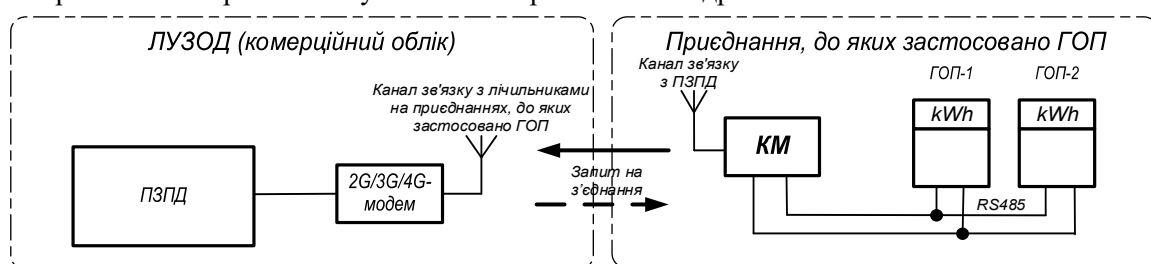


Рис. 3

Організація неконтрольованого з'єднання з використанням технологій мобільного Інтернет є простішою, але може потребувати більш інтелектуальних КМ. Для організації обміну даними між ПЗПД та КМ ПЗПД повинен мати публічну статичну IP-адресу. КМ можуть мати динамічні IP-адреси – зазвичай це окремий пул IP-адрес, які не є публічно доступними. Перевагами такого способу організації мобільної мережі є недоступність КМ для вхідних з'єднань, менші витрати на утримання мобільного Інтернет, не потрібно замовляти додаткові послуги у оператора мобільного зв'язку. Недоліком є доступність ПЗПД в Інтернет та можливість кібератаки безпосередньо на ПЗПД.

Процес зчитування первинних даних обліку з ПБД смарт лічильника зазвичай не передбачає передавання великих обсягів даних, тому будь-яка з технологій 2G/3G/4G придатна для використання. Обмеженням на застосування певної технології можуть бути наступні чинники: якість покриття мобільного оператора, доступність КМ, які підтримують необхідні технології, застарілість технології та, можливо, припинення її підтримки оператором мобільного зв'язку в майбутньому.

Таблиця 2

Публічні IP-адреси	Приватні IP-адреси
Переваги	
Немає вхідних з'єднань з ПЗПД, використовуються лише вихідні з'єднання	
Можливість обмеження вихідних з'єднань виключно для визначених IP-адрес	
Можлива велика кількість одночасних сеансів зв'язку з розосередженими КМ	
	Обмежений доступ, оскільки КМ доступні виключно у приватній IP-мережі мобільного оператора
	За умови надання доступу до приватної IP-мережі через VPN-канал оператора мобільного зв'язку опитувальну потужність ПЗПД може бути суттєво збільшено
Недоліки	
Витрати на використання додаткових послуг мобільного оператора, зокрема, на статичні IP-адреси	
КМ загальнодоступні в Інтернет, що несе ризик атак на смарт лічильники	Якщо ПЗПД отримує доступ до приватної IP-мережі через КМ, то кількість одночасних сеансів зв'язку може бути обмеженою можливостями такого КМ
	Окремі витрати на VPN-канал мобільного оператора для доступу до приватної IP-мережі за умови його використання
	Залежність від VPN-каналу, наданого оператором мобільного зв'язку за умови його використання
Ризики	
Ризики підміни КМ (IP-адреси) або зламу протоколів обміну даними	
	Ризики неконтрольованого доступу до приватної IP-мережі через SIM-карту або її клон

Впроваджене, зокрема, на деревообробному комбінаті (ДОК) технічне рішення передбачає об'єднання смарт лічильників технічного обліку електроенергії на приєднаннях центральної розподільної підстанції (ЦРП) комбінату, до яких застосовано ГОП, спільною шиною RS-485 з виходом у зовнішню мережу через КМ на базі 2G/3G/4G-модему (рис. 4).

ПЗПД має публічну статичну IP-адресу. КМ працює в режимі 2G і що 10 хвилин безумовно виходить в Інтернет для комунікації з ПЗПД. Після встановлення ТСП/IP з'єднання виконується ідентифікація КМ за допомогою спеціалізованих сервісів. За умови успішного завершення процесу ідентифікації ПЗПД здійснює зчитування первинних даних обліку з ПБД смарт лічильників на приєднання, до яких застосовано ГОП, формування ППРЕ і надання сформованих значень корпоративною комп'ютерною мережею до відділу головного енергетика комбінату для аналізу та реалізації керувальних впливів. Після зчитування ПЗПД надсилає команду щодо завершення сеансу

зв'язку, і КМ переходить в режим очікування на наступні 10 хвилин. ПЗПД зчитує з ПБД смарт лічильників такі параметри: профілі навантаження, миттєві значення потужності, сили електричного струму, напруги та частоти, сервісні дані. Сеанс опитування групи смарт лічильників триває 60 секунд. З метою ефективного енерговикористання та забезпечення кібербезпеки віддалений КП безумовно розірве з'єднання через встановлений час, якщо від ПЗПД не надійде команда на розрив з'єднання після завершення чергового сеансу зчитування первинних даних обліку.

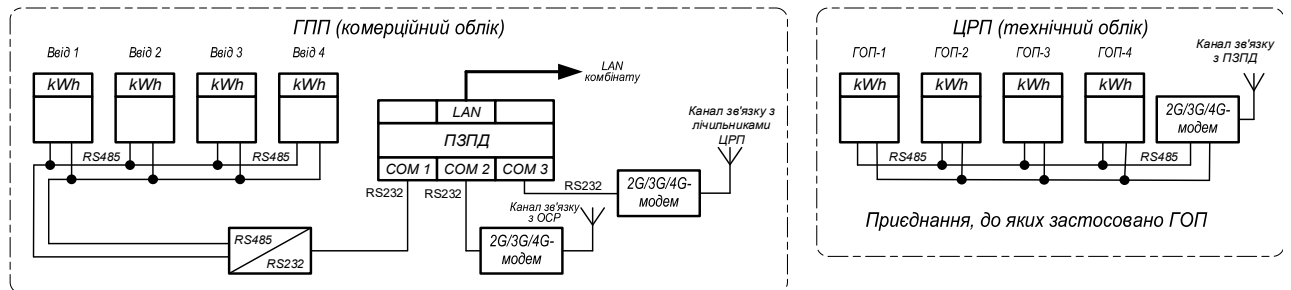


Рис. 4

Таким чином, в рамках виконаних досліджень та практичної імплементації вдосконаленого методичного та інструментального забезпечення управління попитом у суб'єктів лібералізованого ринку електричної енергії України авторами:

- проаналізовано існуючі методи управління попитом;
- виконано аналіз вимог чинних регуляторних документів щодо управління попитом та надання послуг з балансування в лібералізованому ринку електричної енергії України;
- обґрунтовано і доведено необхідність управління попитом в реальному часі (в режимі, близькому до реального часу) з метою забезпечення економічних режимів функціонування ЕЕС в рамках розв'язання завдань якісного електропостачання споживачів в умовах масового інтегрування до електричної мережі розосереджених некерованих генерувальних установок на базі ВДЕ;
- вдосконалено і реалізовано адаптований метод управління попитом за ідеальною нормою, який відрізняється врахуванням цільових значень і обмежень за результатами торгів в сегментах ринку «на добу наперед» (РДН) та внутрішньодобового ринку (ВДР) лібералізованого ринку електричної енергії України;
- за результатами виконаних досліджень модернізовано інструментарій управління попитом на базі АСКОЕ за адаптованим методом ідеальної норми з врахуванням цільових значень і обмежень за результатами торгів на РДН і ВДР та формування інформаційного забезпечення надання послуг з балансування через управління генерувальними установками, віртуальними електростанціями, СНЕ та агрегованим навантаженням в лібералізованому ринку електричної енергії України;
- запропоновано шляхи підвищення ефективності управління попитом в реальному часі (в режимі, близькому до реального часу) через розширення функціональних можливостей базової АСКОЕ і переходу від автоматизованих до автоматичних систем контролю, обліку та управління енерговикористанням.

Висновки.

Узгодження попиту із пропозиціями в лібералізованому ринку електричної енергії в умовах широкого впровадження генерувальних установок на базі ВДЕ за відсутності в достатній кількості потужних промислових СНЕ здійснюється виключно шляхом управління попитом в реальному часі (режимі, близькому до реального часу). Аналіз вимог національних нормативних документів в частині виконання узгоджених режимів електроспоживання доводить, що споживачі потребують вдосконалення методів та ефективного інструментарію управління попитом, адаптованих під нагальні завдання, починаючи від керування попитом під час застосування ГОП/ГОЕ до окремих приєднань на роздрібному ринку до постачання послуг балансування і допоміжних послуг шляхом управління агрегованим навантаженням в лібералізованому ринку електричної енергії України. Управління попитом за вдосконалим методом ідеальної норми в реальному часі (в режимі, близькому до реального часу) модернізованим інструментарієм АІС КЕ, який адаптовано під нагальні завдання з врахуванням цільових значень і обмежень за результатами торгів на РДН і ВДР та формуванням інформаційного забезпечення постачання послуг з балансування та допоміжних послуг

через управління генерувальними установками, віртуальними електростанціями, СНЕ та агрегованим навантаженням в лібералізованому ринку електричної енергії України, відповідає критеріям вартості та ефективності в кожному випадку застосування. Розроблення надійного бюджетного технічного рішення контролю ППРЕ в автоматичному режимі в умовах запровадження ГОП/ГОЕ з використанням технологій мобільного Інтернету дає змогу широко долучати до управління попитом споживачів роздрібного ринку електричної енергії України. В цілому це сприятиме забезпеченню економічних режимів функціонування ЕЕС в рамках розв'язання завдань якісного електропостачання споживачів на тлі широкого інтегрування до електричної мережі розосереджених некерованих генерувальних установок на базі ВДЕ.

1. Праховник А.В., Коцар О.В. Методологія керування режимами електроспоживання в умовах енергоринку. Свідectво про реєстрацію авторського права на твір № 29784 від 05.08.2009 р. 16 с.
2. Subbhasis Panda, Sarthak Mohanty, Pravat Kumar Rout, Binod Kumar Sahu, Shubhranshu Mohan Parida, Hossam Kotb, Aymen Flah, Marcos Tostado-Véliz, Bdereddin Abdul Samad, Mokhtar Shouran. An Insight into the Integration of Distributed Energy Resources and Energy Storage Systems with Smart Distribution Networks Using Demand-Side Management. *Appl. Sci.* 2022. No 12. 8914. DOI: <https://doi.org/10.3390/app12178914>.
3. Martinez V.J., Rudnick H. Design of Demand Response programs in emerging countries. In Proceedings of the 2012 IEEE International Conference on *Power System Technology* (POWERCON 2012). Auckland, New Zealand, 30 October – 2 November 2012. Pp. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PowerCon.2012.6401387>.
4. EIA. Demand-Side Management Programs Save Energy and Reduce Peak Demand-Today in Energy-U.S. Energy Information Administration (EIA). 2019. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38872> (дата звернення 11.07.2022).
5. Arenawire. What Is Demand Response? Renewable Energy Agency. 2017. URL: <https://arena.gov.au/blog/what-is-demand-response/> (дата звернення 11.07.2022).
6. Кукель-Краевский С.А. Техничко-економические основы планирования потребителей-регуляторов нагрузки. *Известия АН СССР*. 1936. Т. 3.
7. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
8. Праховник А.В., Розен В.П., Дегтярев В.В. Энергосберегающие режимы электроснабжения горнодобывающих предприятий. М.: Недра, 1985. 232 с.
9. Коцар О.В. Керування режимами електроспоживання кінцевих споживачів в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів та балансууючого ринку. *Праці ІЕД НАНУ. Спеціальний випуск*. 2011. С. 121-130.
10. Правила ринку. Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18/> (дата звернення 07.08.2022).
11. Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 308. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#top/> (дата звернення 07.08.2022).
12. Інструкція про складання і застосування графіків обмеження та аварійного відключення споживачів, а також протиаварійних систем зниження електроспоживання. Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України 23.11.2006 р. № 456 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0151-07#top/> (дата звернення 07.08.2022).
13. Інструкція про складання і застосування графіків погодинного відключення електроенергії. Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України 15.10.2015 р. № 654 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0153-16#top/> (дата звернення 07.08.2022).
14. Коцар О.В., Расько Ю.О. Формування інформаційного забезпечення завдань керування виробітком та відпуском електроенергії теплоенергоцентраллю в умовах функціонування лібералізованого ринку електричної енергії. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 2 С. 67-76. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.02.067>.

IMPROVEMENT OF METHODOICAL AND INSTRUMENTAL SUPPORT FOR DEMAND SIDE MANAGEMENT IN THE LIBERALIZED ELECTRICITY MARKETS

O.V. Kotsar¹, I.O. Rasko²

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»,
Peremohy Ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine. E-mail: kovpers@ukr.net

²Educational-Scientific-Production Complex-ETU” Ltd.,
Heroiv UPA str., 73, build. 10, Lviv, 79041, Ukraine.

E-mail: iurii.rasko@gmail.com

Global decarbonisation and widespread use of alternative and renewable energy sources aims to shortage the fossil fuel using and reduce the harmful impact on the environment within the framework of the sustainable development paradigm. At the same time, wide integration into the power network of unmanaged generating units based on renewable energy sources in the absence of a sufficient number of electric energy storage units of the required capacity in conditions of unpredictability and instability of production may lead to the inability to provide reliable coverage of the consumers power load, which requires the use of alternative ways of balancing the power system. Under such conditions, the coordination of electric power (electricity) demand and supply for should be carried out exclusively by demand-side management in real time or near real time. That is why the improvement of methodological and instrumental provision of demand-side management tasks today is one of the most important components of the effectiveness of the "green" transition. To achieve the goal, the article analyzed the existing DSM-methods, performed an analysis of the requirements of national regulatory documents for DSM and service provision in the liberalized electricity market of Ukraine, described an improved ideal norm method and a modernized toolkit for demand-side management, as well as a reliable budgetary technical solution for the formation of information support for DSM in the retail electricity market is proposed, which together with dynamic pricing and the introduction of real-time tariffs will contribute to ensuring economic regimes of operation of the IPS and high-quality power supply to consumers. References 14, figures 4, tables 2.

Key words: smart metering system, power consumption mode, electricity market, consumers-load regulator, demand-side management.

1. Prakhovnyk A.V., Kotsar O.V. Methodology of managing electricity consumption modes in the conditions of the energy market. Certificate of copyright registration for the paper No. 29784 dated August 5, 2009, 16 p. (Ukr)
2. Subhasis Panda, Sarthak Mohanty, Pravat Kumar Rout, Binod Kumar Sahu, Shubhranshu Mohan Parida, Hossam Kotb, Aymen Flah, Marcos Tostado-Véliz, Bdereddin Abdul Samad, Mokhtar Shouran. An Insight into the Integration of Distributed Energy Resources and Energy Storage Systems with Smart Distribution Networks Using Demand-Side Management. *Appl. Sci.* 2022. No 12. 8914. DOI: <https://doi.org/10.3390/app12178914>.
3. Martinez V.J., Rudnick H. Design of Demand Response programs in emerging countries. In Proceedings of the 2012 IEEE International Conference on *Power System Technology* (POWERCON 2012). Auckland, New Zealand, 30 October – 2 November 2012. Pp. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PowerCon.2012.6401387>.
4. EIA. Demand-Side Management Programs Save Energy and Reduce Peak Demand-Today in Energy-U.S. Energy Information Administration (EIA). 2019. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38872> (accessed at 11.07.2022).
5. Arenawire. What Is Demand Response? Renewable Energy Agency. 2017. URL: <https://arena.gov.au/blog/what-is-demand-response/> (accessed at 11.07.2022).
6. Kukel-Kraevsky S.A. The technical and economic basis of planning consumers-load regulators. *Bulletin of the Academy of Sciences of the USSR*. 1936. Vol. 3. (Rus)
7. Intelligent electrical networks: elements and modes. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2016. 400 p. (Ukr)
8. Prakhovnyk A.V., Rozen V.P., Dehtiariv V.V. The Energy-Saving Modes of Power Supply for Mining Enterprises. Moskva: Nedra, 1985. 232 p. (Rus)
9. Kotsar O.V. The final consumers power consumption management in the conditions of bilateral contracts market and balancing market implementation in the Ukraine. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy. Special issue*. 2011. Pp. 121-130.
10. The Market Rules. Resolution of the NEURC No 307 dated 14.03.2018. 162 p. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18/> (accessed at 07.08.2022). (Ukr)
11. The Day-aHead and Intraday Market Rules. Resolution of the NEURC No 308 dated 14.03.2018. 162 p. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18%23top#top/> (accessed at 07.08.2022). (Ukr)
12. The Instructions for Aggregation and Applying the Schedules of Restriction and Emergency Disconnection of the Consumers, as well as Anti-Emergency Systems for the Power Consumption Reducing. Order of the Ministry of Energy and Coal Industry of the Ukraine on November 23, 2006. No 456. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0151-07#top/> (accessed at 07.08.2022). (Ukr)
13. The Instructions for Aggregation and Applying the Hourly Power Outage Schedules. Order of the Ministry of Energy and Coal Industry of the Ukraine on October 15, 2015. No 654. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0153-16#top/> (accessed at 07.08.2022). (Ukr)
14. Kotsar O.V., Rasko Y.O. Formation of the informational supporting for management of power generation and delivery on the cogeneration power plant in the liberalized electricity market. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2021. No 2. Pp. 67-76. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.02.067>. (Ukr)

Надійшла 08.08.2022

Остаточний варіант 13.02.2023