

УДК 621.311:681.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.021>

ОЦІНКА ВАРТОСТІ ПОСЛУГ ДОБОВОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ НЕМАНЕВРЕНИМИ НАКОПИЧУВАЧАМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Є.В. Парус^{1*}, канд. техн. наук, І.В. Блінов^{1**}, докт. техн. наук, А.О. Костіков^{2***}, чл.-кор. НАН України

1 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

2 – Інститут проблем машинобудування НАН України,
вул. Пожарського, 2/10, м. Харків, Україна, 61046

e-mail: paruseugene@gmail.com, blinovigor81@gmail.com, kostikov@ipmach.kharkov.ua

Публікація присвячена основам розрахунку економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги компенсації профіциту генерації електричної енергії атомними електростанціями з малими модульними реакторами в нічні години доби. Розглянуто основні складові математичної моделі розрахунку тарифу послуги накопичення профіциту генерації електричної енергії. Наведено імітаційну модель функціонування системи накопичення електричної енергії. Розроблено математичну модель розрахунку мінімального тарифу послуги компенсації профіциту генерації електричної енергії атомними електростанціями з малими модульними реакторами в нічні години доби за допомогою систем накопичення електричної енергії. Бібл. 13, рис. 3.

Ключові слова: атомна електростанція, малий модульний реактор, система накопичення електроенергії.

Вступ. Сьогодні важливою проблемою об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України є нестача маневрових і резервних генеруючих потужностей [1], що обумовлено зростанням частки ВДЕ в загальному балансі ОЕС України [2] і створенням через ВДЕ додаткових значних небалансів електричної енергії [3, 4]. Це визначає актуальність створення додаткових маневрених та резервних потужностей, які забезпечать сталу роботу ОЕС України [5] шляхом вирішення проблеми нестачі маневрених та резервних енергоблоків.

Ця проблема вирішується зокрема і впровадженням нових технологій розподіленої генерації. Одну з ключових ролей у забезпеченні функціонування ОЕС України відіграє атомна енергетика, що забезпечує переважну частину покриття базового навантаження в добовому циклі споживання електричної енергії. За існуючих сьогодні обставин функціонування вітчизняної енергетики в умовах бойових дій в Україні спеціалісти не лише продовжують розглядати і використовувати атомну енергію як одне з ефективних низьковуглецевих джерел виробництва електричної енергії, але й не відмовляються від планів її розвитку під час повоєнного відновлення й будівництва нових атомних енергоблоків. Це обумовлює впровадження нових технологій розподіленої генерації, зокрема за рахунок маневрених енергетичних установок (МЕУ) на базі малих модульних реакторів (ММР).

Як і великоблокові АЕС, станції з ММР мають обмежені можливості регулювання рівня завантаження. Відповідно добове завантаження станцій з ММР слід вважати незмінним протягом розрахункової доби. В ОЕС України традиційна проблема використання АЕС полягає у профіциті електроенергії в години нічного мінімуму електроспоживання, і будівництво нових атомних станцій із ММР лише посилить цю проблему. Короткий час (до 30 хвилин) пуску/зупинки блоків із ММР надає Оператору системи передачі деякі можливості балансування режиму ОЕС України, проте такі дії призводять до зменшення часу використання енергоблоків та знижують економічну ефективність атомної енергетики загалом. Один зі способів вирішення проблеми профіциту атомної енергетики в години мінімального електроспоживання – впровадження додатково з АЕС систем накопичення електричної енергії (СНЕ) [6-8].

Наразі в науковій та технічній літературі публікується велика кількість досліджень структури й функцій СНЕ в різних режимах, зокрема й у поєднанні з ММР на АЕС [9]. Проте останні роки все більше дослідників наголошують на функціях СНЕ як окремому виді по-



слуг, купівля/продаж яких повинна здійснюватися в окремому ринковому сегменті [10]. Дійсно, різниця цін у сегменті ринку «на добу наперед» не дає змогу здійснювати беззбиткову діяльність СНЕ за традиційною схемою купівлі/продажу електричної енергії [11]. У сегменті балансуючого ринку відзначаються деякі перспективи економічної діяльності, проте так само беззбитковість застосування СНЕ для балансування режимів енергосистем залишається проблематичною [12]. З іншого боку, подальше впровадження систем накопичення електроенергії в енергосистемах стимулюватиме зменшення різниці граничних цін, що унеможливило для СНЕ перспективи купівлі/продажу електричної енергії в організованих ринкових сегментах навіть в умовах здешевлення технологій накопичення електричної енергії. Тому оцінку економічного ефекту від використання СНЕ в енергосистемах слід також здійснювати як розрахунок вартості послуги регулювання режимів.

Мета статті полягає в побудові математичної моделі оцінки вартості послуги балансування добового графіка відпуску електричної енергії від АЕС із ММР.

Вимоги до технологій накопичення профіциту електроенергії в нічні години доби. Значний відкладений попит на системи накопичення електричної енергії для розв'язання різних задач підтримки операційної безпеки режимів електроенергетичних систем стимулює розвиток різних технологій зберігання енергії [13]. Для розв'язання задачі накопичення профіциту електричної енергії від АЕС із ММР у нічні години доби достатньо застосовувати технології неманеврених режимів заряду/розряду СНЕ. Такі технології зокрема реалізують гідроакumuлюючі електростанції та системи електролізу води для отримання водню, технологічне устаткування яких у режимі накопичення електричної енергії працює зі сталим навантаженням кілька годин поспіль. Відпуск накопиченої енергії в денні години доби також не потребує маневрових властивостей від СНЕ. Перспективи застосування технологій електролізу води в СНЕ доповнюються можливостями безпосереднього продажу енергоносія (водню чи аміаку). Сталий режим роботи СНЕ в режимах заряду та розряду принципово дає змогу здійснювати купівлю/продаж електричної енергії в сегменті ринку «на добу наперед». Проте жорсткі регуляторні обмеження ринку «на добу наперед» України призводять до різниці цін у нічні та денні години доби, недостатньої для компенсації витрат на експлуатацію накопичувачів електричної енергії. Для забезпечення рентабельності функціонування СНЕ доцільно визначити задачу компенсації профіциту генерації електричної енергії від АЕС із ММР як окремий вид послуги регулювання режиму, або послугу заміщення резервів. Для Оператора системи передачі вирішення проблеми профіциту генерації в нічні години доби як послуги надає перевагу можливості визначення часу активації диспетчерською службою процесу відпуску накопиченої в СНЕ електричної енергії, виходячи з оперативних потреб балансування режиму ОЕС України.

Розрахункова модель задачі оцінки економічного ефекту від використання СНЕ

Розрахункова модель оцінки вартості послуги добового регулювання обсягів відпуску електричної енергії від станцій із ММР формується за принципом співставлення витрат, пов'язаних із експлуатацією СНЕ, та вигоди від надання послуги регулювання. Основні

складові такої розрахункової моделі відображені на рис. 1.

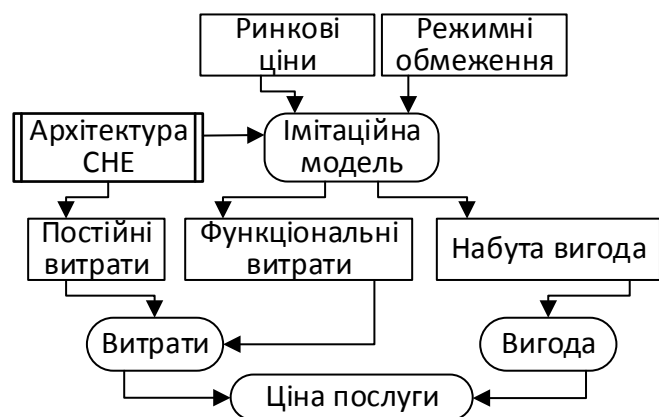


Рис. 1

Пов'язані з експлуатацією СНЕ витрати мають постійну та функціональну (змінну) складові. Постійна складова витрат визначається інвестиціями в закупівлю та монтаж СНЕ, а також витратами на обслуговування системи. Функціональна складова витрат у розрахунковій моделі пов'язується з витратами, які здійснюються в процесі використання СНЕ для розв'язання задач управління режимами ОЕС України. Нарешті, набута вигода визначається економічним ефектом за резуль-

татами розв'язання задач балансування режиму ОЕС України за допомогою СНЕ. Під архітектурою СНЕ розуміються передусім такі технічні характеристики: встановлена ємність накопичувача електричної енергії та технологічні обмеження струмів заряду й розряду.

Будь-яка задача використання СНЕ спрямована на зміну режиму ОЕС України. Тому розрахункова модель економічного ефекту від експлуатації СНЕ використовує результати моделювання різних режимів ОЕС України, подані системою режимних обмежень у місці підключення СНЕ. Функціональні витрати та набута вигода пов'язуються з економічними результатами експлуатації СНЕ і розраховуються з використанням ринкових цін та тарифів на електричну енергію чи послуги Оператору системи передачі.

Нарешті, імітаційна модель СНЕ наводить математичний опис розв'язання конкретних задач регулювання режимів ОЕС України й пов'язує між собою економічні, технологічні та режимні характеристики.

Формалізація розрахунку тарифів на послугу балансування ОЕС України.

У задачах вибору оптимальної структури СНЕ цільова функція визначає оптимальне рішення, за якого формується максимальна різниця між сукупною вигодою $Pref_{\Sigma}$, отримуваною від використання СНЕ, та витратами $Cost_{\Sigma}$, пов'язаними з цією системою:

$$Pref_{\Sigma} - Cost_{\Sigma} \rightarrow \max. \quad (1)$$

До витрат відносять постійну складову (інвестиції у СНЕ та витрати на обслуговування) та змінну складову, пов'язану з наданням послуги накопичення електричної енергії (зокрема, вартість накопичуваної електричної енергії та витрати технологічних процесів). Вигода від експлуатації СНЕ пов'язується з відпуском накопиченої електричної енергії за більш високою ціною. Окупність СНЕ можлива за відношення:

$$Pref_{\Sigma} > Cost_{\Sigma}. \quad (2)$$

Умова (2) вимагає різниці вартості накопичуваної та відпущеної електричної енергії, достатньої для покриття постійних та змінних витрат, що неможливо для існуючих технологій накопичення електричної енергії. Тому для беззбиткової експлуатації СНЕ необхідно реалізувати додатковий платіж, пов'язаний із наданням послуги накопичення електричної енергії:

$$B_{\text{посл}} = Cost_{\Sigma} - Pref_{\Sigma} \rightarrow \min. \quad (3)$$

Для інвестора в СНЕ (3) визначає вибір такої конфігурації системи накопичення електричної енергії, за якої мінімізується потреба в компенсаційному платежі, що підвищує конкурентоспроможність системи порівняно з іншими СНЕ в ОЕС України. Для Оператора системи передачі (3) визначає мінімізацію витрат на балансування режимів ОЕС України.

Постійна складова витрат на експлуатацію СНЕ. У процедурах пошуку оптимального рішення значення постійної складової витрат рівномірно розподіляється на весь строк експлуатації СНЕ. Крім того, постійні витрати також ураховують планований рівень рентабельності інвестицій у закупівлю й монтаж системи R :

$$Cost_{\text{const}}^{(\text{CHE})} (W_{\text{nom}}^{(\text{CHE})}) = \left(1 + \frac{R}{100}\right) \cdot (Cost_{\text{purch}}^{(\text{CHE})} (W_{\text{nom}}^{(\text{CHE})}) + Cost_{\text{mont}}^{(\text{CHE})} (W_{\text{nom}}^{(\text{CHE})}) + Cost_{\text{maint}}^{(\text{CHE})} (W_{\text{nom}}^{(\text{CHE})})), \quad (4)$$

де $Cost_{\text{purch}}^{(\text{CHE})}$, $Cost_{\text{mont}}^{(\text{CHE})}$, $Cost_{\text{maint}}^{(\text{CHE})}$ – відповідно витрати на закупівлю, монтаж та обслуговування устаткування СНЕ; $W_{\text{nom}}^{(\text{CHE})}$ – встановлена ємність накопичувача електричної енергії в СНЕ.

Подання (4) залежностями від встановленої потужності накопичувачів дає змогу дослідити варіанти реалізації СНЕ та визначити найбільш оптимальний варіант такої структури. Але для практичної оцінки економічного ефекту від експлуатації СНЕ необхідно виконати приведення постійної складової витрат до одиниці послуги накопичення, наданої Оператору системи передачі. Для виконання такого приведення необхідно формалізувати режим роботи СНЕ в процесі надання послуги накопичення електричної енергії.

Імітація функцій СНЕ під час накопичення профіциту електроенергії в нічні години доби. Для вирішення проблеми профіциту атомної генерації в нічні години доби СНЕ

має здійснювати в ці години накопичення електричної енергії та реалізовувати накопичений заряд у години піку електроспоживання (рис. 2).

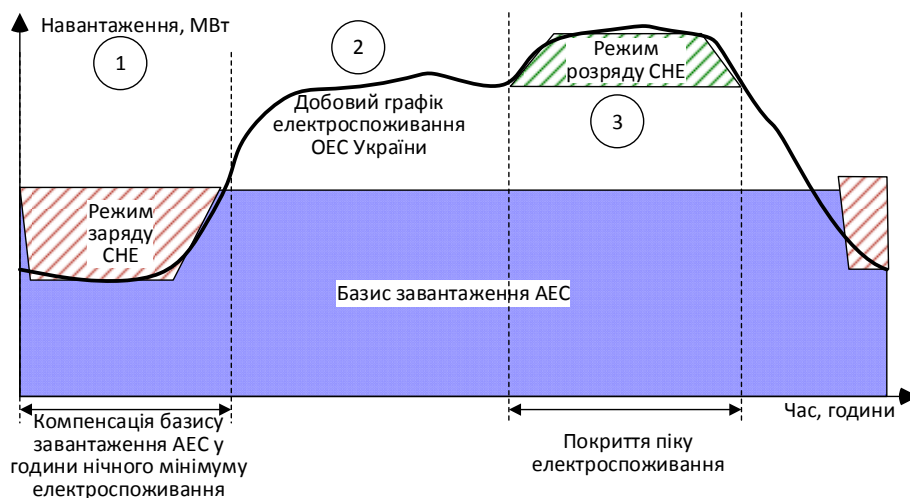


Рис. 2

Наведений графік функціонування СНЕ протягом розрахункової доби має три основні режими: 1) режим накопичення електричної енергії в нічний період (з 23:00 до 7:00); 2) стан очікування в денний період доби; 3) режим розряду в період вечірнього піку електроспоживання за командою активації послуги від Оператора системи передачі.

Час активації та завершення режиму розряду СНЕ визначає ОСП, виходячи з особливостей режиму ОЕС України та технологічних можливостей підтримки потужності розряду СНЕ.

Відображений на рис. 2 добовий графік функціонування СНЕ використовується для вибору оптимальної ємності накопичувачів електричної енергії, за яких максимізується (1) чи мінімізується (3). Альтернатива використанню СНЕ для накопичення профіциту електричної енергії від АЕС із ММР полягає в зниженні сумарного базису завантаження АЕС в ОЕС України та покриття електроспоживання в денні години доби вугільними ТЕС (рис. 3).

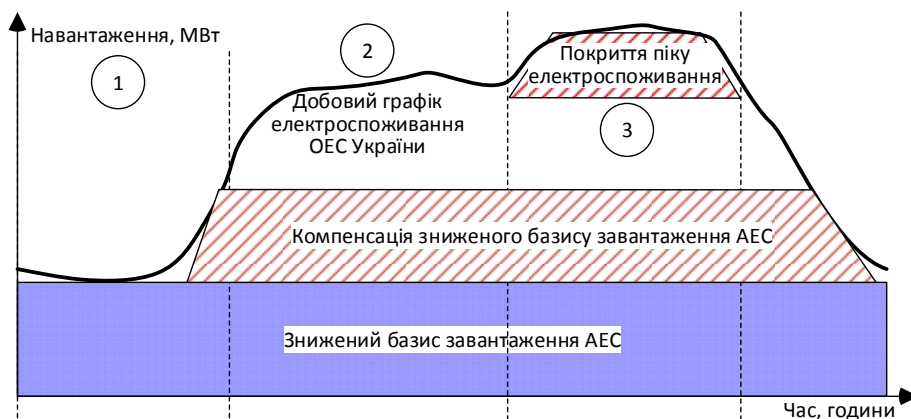


Рис. 3

Порівняльний аналіз наведених на рис. 2 і 3 варіантів компенсації профіциту генерації АЕС у нічні години доби дає змогу оцінити потенціал економічної вигоди ОЕС України від застосування СНЕ та визначити межу тарифікації послуги компенсації профіциту АЕС у нічні години доби.

Економічний баланс циклу заряд/розряд СНЕ. Для наведеного на рис. 2 графіка роботи СНЕ реалізація одного циклу заряд/розряд супроводжується витратами на закупівлю накопичуваної в режимі заряду електричної енергії. У режимі розряду СНЕ здійснює відпуск

електричної енергії, що формує прибуткову складову економічного балансу СНЕ. Економічний баланс витрат та вигоди за один цикл заряд/розряд СНЕ оцінюється як

$$Bal_{(c)}^{(CHE)} = W_{(dis)}^{(CHE)} \cdot C_{sell}^{(Mk)} - W_{(ch)}^{(CHE)} \cdot C_{buy}^{(Mk)},$$

де $W_{(ch)}^{(CHE)}$, $W_{(dis)}^{(CHE)}$ – обсяги електричної енергії в режимах відповідно заряду та розряду СНЕ;

$C_{buy}^{(Mk)}$, $C_{sell}^{(Mk)}$ – ринкові ціни відповідно купівлі та продажу електричної енергії.

Функціонування СНЕ в усіх трьох режимах (рис. 2) супроводжується технологічними витратами електричної енергії на власні потреби. Обсяг таких витрат виробники системи накопичення нормують коефіцієнтом ефективності:

$$K_{ef}^{(CHE)} = \frac{W_{(dis)}^{(CHE)}}{W_{(ch)}^{(CHE)}}$$

Тоді економічний баланс циклу заряд/розряд СНЕ як функція відпущеної електричної енергії набуває виду:

$$Bal_{(c)}^{(CHE)} = \frac{W_{(dis)}^{(CHE)}}{K_{ef}^{(ESS)}} \cdot C_{sell}^{(Mk)} - W_{(dis)}^{(CHE)} \cdot C_{buy}^{(Mk)}.$$

Для СНЕ, встановленої з метою добового балансування відпуску електричної енергії на АЕС із ММР, режим заряду фактично реалізує накопичення згенерованої на станції електроенергії. Тому в практичних розрахунках ціна закупівлі електроенергії прирівнюється собівартості відпуску електроенергії на АЕС із ММР. Водночас ціна продажу електричної енергії має відповідати тарифу послуги накопичення профіциту генерації електроенергії від АЕС у нічні години доби:

$$Bal_{(c)}^{(CHE)} = \frac{W_{(dis)}^{(CHE)}}{K_{ef}^{(ESS)}} \cdot T_{serv}^{(CHE)} - W_{(dis)}^{(CHE)} \cdot C_{cb}^{(AEC)}, \quad (5)$$

де $C_{cb}^{(AEC)}$ – собівартість відпуску електроенергії на АЕС із ММР; $T_{serv}^{(CHE)}$ – тариф послуги накопичення профіциту АЕС у нічні години доби.

Оцінка тарифу послуги компенсації профіциту АЕС у нічні години доби. Для оцінки тарифу послуги компенсації профіциту АЕС у нічні години доби за допомогою СНЕ складові (3) приводяться до одиниці відпущеної в режимі розряду СНЕ електричної енергії за один цикл заряд/розряд. Тоді (3) з урахуванням (5) набуває вигляду:

$$Cost_{(c)}^{(CHE)} + Bal_{(c)}^{(CHE)} \rightarrow \min,$$

де $Cost_{(c)}^{(CHE)}$ – приведена до відпущеного в режимі розряду СНЕ постійна складова витрат.

Постійна складова витрат (4), приведена до одного циклу заряд/розряд СНЕ, розраховується як

$$Cost_{(c)}^{(CHE)} = \frac{Cost_{const}^{(CHE)}}{N_{cycles}^{(CHE)}} = \frac{Cost_{const}^{(CHE)}}{t_{(експл)}^{(CHE)} \cdot D_{(он)}^{(CHE)} \cdot N_{(cpd)}^{(CHE)}}, \quad (6)$$

де $N_{cycles}^{(CHE)}$ – кількість циклів заряд/розряд протягом усього строку експлуатації СНЕ; $t_{(експл)}^{(CHE)}$ – нормована виробником кількість років експлуатації СНЕ; $D_{(он)}^{(CHE)}$ – нормована кількість днів роботи СНЕ протягом року; $N_{(cpd)}^{(CHE)}$ – кількість циклів заряд/розряд СНЕ протягом доби, для послуги накопичення профіциту АЕС $N_{(cpd)}^{(CHE)} = 1$.

Розглянемо граничний випадок, коли тариф послуги накопичення профіциту електроенергії від АЕС із ММР у нічні години доби покриває постійну та змінну складові витрат СНЕ:

$$Cost_{(c)}^{(CHE)} = Bal_{(c)}^{(CHE)}.$$

Тоді, враховуючи (5) і (6):

$$\frac{W_{(dis)}^{(CHE)}}{K_{ef}^{(ESS)}} \cdot T_{serv}^{(CHE)} - W_{(dis)}^{(CHE)} \cdot C_{cb}^{(AEC)} = \frac{Cost_{const}^{(CHE)}}{t_{(експл)}^{(CHE)} \cdot D_{(он)}^{(CHE)} \cdot N_{(cpd)}^{(CHE)}}.$$

Мінімальне значення тарифу послуги накопичення профіциту генерації електроенергії від АЕС із ММР, яке компенсує всі витрати, пов'язані з роботою СНЕ, становитиме

$$T_{\text{serv}}^{(\text{CHE})} = K_{\text{ef}}^{(\text{ESS})} \left(\frac{\text{Cost}_{\text{const}}^{(\text{CHE})}}{W_{(\text{dis})}^{(\text{CHE})} \cdot t_{(\text{експл})}^{(\text{CHE})} \cdot D_{(\text{оп})}^{(\text{CHE})} \cdot N_{(\text{срп})}^{(\text{CHE})}} + C_{\text{св}}^{(\text{AEC})} \right).$$

Висновки. Запропонована в публікації математична модель дає змогу оцінити мінімальний рівень тарифу послуги балансування за допомогою СНЕ добового графіка відпуску електричної енергії від АЕС із ММР. Використання математичної моделі на початкових етапах проєктування дає змогу порівняти перспективи вибору різних технологій накопичення електричної енергії для встановлення на АЕС із ММР. Крім того, оцінка тарифу послуги балансування за допомогою СНЕ добового графіка відпуску електричної енергії від АЕС із ММР дає змогу розробити ефективну регуляторну політику стимулювання впровадження СНЕ в ОЕС України.

Фінансується за держбюджетною темою П-25-23 «Удосконалення та розробка основного обладнання турбоагрегатів енергоблоків АЕС, у тому числі з використанням технологій малих модульних реакторів та акумулювання енергії, з метою забезпечення енергетичної безпеки та стійкого розвитку економіки України у воєнний та повоєнний періоди», яка виконується в рамках бюджетної програми «Підтримка розвитку пріоритетних напрямів наукових досліджень» (КПКВК 6541230) на 2023–2024 роки за пріоритетним напрямом «Технології тепло-, електро- та атомної енергетики для забезпечення енергетичної безпеки України».

1. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2020 році. НЕК Укренерго. 2020. 122 с.
2. Басок Б.І., Буткевич О.Ф., Дубовський С.В. Техніко-економічні аспекти оцінювання перспектив декарбонізації об'єднаної енергосистеми України. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 5. С. 55–62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055>.
3. Blinov I., Miroshnyk V., Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. IEEE, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>
4. Сичова В. Прогнозування добових графіків сумарних небалансів електричної енергії в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 59–63. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.059>
5. Кириленко О.В., Павловський В.В., Блінов І.В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5. С. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>
6. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Трач І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 4. С. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
7. Парус Є.В., Блінов І.В., Олефір Д.О. Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 60. С. 28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>
8. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchanskyy V., Shkaruplyo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. *IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 2021. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>.
9. Саух С.Є., Борисенко А.В. Математична модель локальної мережі з АЕС на малих модульних реакторах. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2022. № 2(94). Pp. 44–52. DOI: [https://doi.org/10.32918/nrs.2022.2\(94\).05](https://doi.org/10.32918/nrs.2022.2(94).05)
10. Anuj Banswar, Naveen Kumar Sharma, Yog Raj Sood, Rajnish Shrivastava, Market-based participation of energy storage scheme to support renewable energy sources for the procurement of energy and spinning reserve. *Renewable Energy*. 2019. Vol. 135. Pp. 326–344. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.009>
11. Asmae Berrada, Khalid Loudiyi, Izeddine Zorkani, Valuation of energy storage in energy and regulation markets. *Energy*. 2016. Vol. 115. Part 1. Pp. 1109–1118. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.093>
12. Parus Y., Blinov I. and Olefir D. Simulation Model for Assessing the Feasibility of Using the Energy Storage System for Regulation of Modes of Electric Networks. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. Pp. 26–30. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969247>
13. Md Mustafizur Rahman, Abayomi Olufemi Oni, Eskinder Gemechu, Amit Kumar, Assessment of energy storage technologies. *Energy Conversion and Management*. 2020. Vol. 223. 113295. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>

ESTIMATION OF THE COST OF DAY-TIME REGULATION OF ELECTRICITY CONSUMPTION SERVICES BY NON-MANEUVERABLE ELECTRIC ENERGY STORAGE STORES

E.V. Parus¹, I.V. Blinov¹, A.O. Kostikov²

1 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteyskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

2 – Pidhornyi Institute of Mechanical Engineering Problems of NAS of Ukraine, Pozhars'koho St., 2/10, Kharkiv, 61046, Ukraine

e-mail: paruseugene@gmail.com, blinovigor81@gmail.com, kostikov@ipmach.kharkov.ua

The publication is devoted to the basics of calculating the economic effect of providing electric energy storage systems with the service of compensating the surplus of electric energy generation by nuclear power plants with small modular reactors at night. The main components of the mathematical model for calculating the service tariff for the accumulation of a surplus of electric energy generation are considered. A simulation model of the operation of the electric energy storage system is given. A mathematical model was developed for calculating the minimum tariff for the service of compensation for the surplus of electric energy generation by nuclear power plants with small modular reactors at night with the help of electric energy storage systems. Bibl. 13, fig. 3.

Keywords: nuclear power plant, small modular reactor, electricity storage system.

1. Report on the assessment of the adequacy (sufficiency) of generating capacities to cover the projected demand for electric energy and ensure the necessary reserve in 2020. NPC Ukrenergo. 2020. 122 p. (Ukr)
2. Basok B.I., Butkevych O.F., Dubovskiy S.V. Technical and economic aspects of decarbonisation prospects assessing of the interconnected power system of Ukraine. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2021. No 5. Pp. 55–62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055> (Ukr)
3. Blinov I., Miroshnyk V., Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. IEEE. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>
4. Sychova V. Prediction of daily schedules of overall imbalances of electric energy in IPS of Ukraine. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 4. Pp. 59–63. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.059> (Ukr)
5. Kyrylenko O.V., Pavlovsky V.V., Blinov I.V. Scientific and technical support for organizing the work of the IPS of Ukraine in synchronous mode with the Continental European power system ENTSO-E. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 5. Pp. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059> (Ukr)
6. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V., Trach I.V. Evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2021. No 4. Pp. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044> (Ukr)
7. Parus E., Blinov I., Olefir D. Assessment of the economic effect of energy storage system providing the balancing services in the IPS of Ukraine. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2021. No 60. Pp. 28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028> (Ukr)
8. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchanskyy V., Shkaruplyo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. *IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 202. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>
9. Saukh S. & Borysenko A. Mathematical Model of a Local Grid with Small Modular Reactor NPPs. *Yaderna ta radiatsiina bezpeka*. 2022. No 2(94). Pp. 44–52. DOI: [https://doi.org/10.32918/nrs.2022.2\(94\).05](https://doi.org/10.32918/nrs.2022.2(94).05)
10. Anuj Banswar, Naveen Kumar Sharma, Yog Raj Sood, Rajnish Shrivastava, Market-based participation of energy storage scheme to support renewable energy sources for the procurement of energy and spinning reserve. *Renewable Energy*. 2019. Vol. 135. Pp. 326–344. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.009>
11. Asmae Berrada, Khalid Loudiyi, Izeddine Zorkani, Valuation of energy storage in energy and regulation markets. *Energy*. 2016. Vol. 115. Part 1. Pp. 1109–1118. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.093>
12. Parus Y., Blinov I., Olefir D. Simulation Model for Assessing the Feasibility of Using the Energy Storage System for Regulation of Modes of Electric Networks. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. Pp. 26–30. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969247>
13. Md Mustafizur Rahman, Abayomi Olufemi Oni, Eskinder Gemechu, Amit Kumar, Assessment of energy storage technologies. *Energy Conversion and Management*. 2020. Vol. 223. 113295. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>

Надійшла: 30.05.2023

Прийнята: 15.06.2023

Submitted: 30.05.2023

Accepted: 15.06.2023