

МОДЕЛЬ ПЛАНУВАННЯ РОБОТИ АКТИВНОГО СПОЖИВАЧА
НА РОЗДРІБНОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇІ.В. Блінов^{1*}, член-кор. НАН України, Є.В. Парус^{1**}, канд. техн. наук,В.О. Артемчук^{2***}, докт. техн. наук¹ Інститут електродинаміки НАН України,пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна. E-mail: blinovihor@gmail.com; paruseugene@gmail.com.² Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України,вул. Генерала Наумова, 15, Київ, 03164, Україна. E-mail: volodymyr.artemchuk@pimee.ua.

Роботу присвячено опису математичної моделі розв'язання задачі планування графіків купівлі та продажу електричної енергії активним споживачем. Основна ціль оптимізації – максимізація вигоди як різниці між надходженнями від продажу електроенергії та витратами на її закупівлю. Наведено цільову функцію та систему рівнянь балансів електроенергії. Формалізовано моделі контролю напрямків потоків енергії в окремих вузлах локальної електроенергетичної системи активного споживача. Деталізовано математичну модель контролю рівня заповнення накопичувача установки зберігання енергії як основного засобу балансування потоків енергії в мікромережі. Досліджено особливості формування оптимальних графіків купівлі/продажу електроенергії, а також графіків регулювання режимів установки зберігання енергії в умовах різних обсягів відпуску електроенергії від джерела нерегульованої генерації. Бібл. 19, рис. 3.

Ключові слова: активний споживач, планування режимів, відновлювані джерела, установка зберігання енергії.

Вступ. Сьогодні важливим напрямом розвитку електроенергетики України є формування нових ринкових відносин, що відбуваються в умовах широкого впровадження технологій розподіленої генерації [1] та технологій “розумних мереж” [2], зокрема мікромереж, застосування яких дає змогу підвищити ефективність використання енергетичних ресурсів та роботу споживачів на ринку електричної енергії. Новим типом учасника ринку електричної енергії України, зокрема роздрібного ринку електричної енергії, є «активний споживач», який може здійснювати продаж електропостачальнику надлишків виробленої електричної енергії генеруючими установками, зокрема за механізмом самовиробництва без необхідності отримання ліцензії, що є новою моделлю взаємовідносин в сфері електроенергетики [3]. Відповідно запровадження механізму самовиробництва дає можливість забезпечувати виробленою електричною енергією власні електроустановки, а також здійснювати продаж її надлишків електропостачальнику.

За підсумками календарного місяця приватні домогосподарства та малі непобутові споживачі здійснюють продаж відпущеної електричної енергії за механізмом самовиробництва постачальнику універсальних послуг за ціною, що склалася на ринку «на добу наперед» у розрахунковому періоді (годині), або іншому електропостачальнику за вільними цінами, інші споживачі – електропостачальнику за вільними цінами, з якими у них укладені договори купівлі-продажу електричної енергії за механізмом самовиробництва. Для споживачів електричної енергії, що працюють на роздрібному ринку

© Блінов І.В., Парус Є.В., Артемчук В.О., 2026

ORCID: * <https://orcid.org/0000-0001-8010-5301>; ** <https://orcid.org/0000-0001-9087-3902>;*** <https://orcid.org/0000-0001-8819-4564>

© Видавець ВД «Академперіодика» НАН України, 2026

Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.uk>

електричної енергії з електропостачальником за вільними цінами, задача планування купівлі та продажу електричної енергії за механізмом самовиробництва набуває особливої актуальності в сучасних умовах, оскільки її вирішення дає змогу підвищити економічну ефективність їхньої роботи за рахунок оптимізації добових графіків купівлі та продажу електричної енергії.

Дозволена до відпуску в мережу електрична потужність активного споживача за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого непобутового споживача) визначається відповідно до Кодексу системи розподілу [4].

Аналіз публікацій показує, що значної уваги у розвитку роботи споживачів електричної енергії набувають задачі забезпечення ефективної роботи мікромереж та впровадження технологій «розумних мереж». Наприклад, в [5] наведений огляд та класифікація локальних енергосистем згідно положень концепції Smart Grid («розумних мереж»). Публікація також розвиває основи керування енергетичними процесами в електричних мережах та підходи до організації локальних платформ торгівлі електроенергією. В [6] досліджено комплекс проблем інтеграції джерел розосередженої генерації у локальні системи енергопостачання згідно із концепцією Smart Grid. Запропоновано моделі вибору й узгодження режимів роботи активного споживача та вибору режимів роботи системи електропостачання із активним споживачем та розосередженою генерацією. Представлено моделі систем керування устаткуванням активного споживача. В [7] зосереджено увагу на задачах керування попитом у системах розподілу та локальних електроенергетичних системах з розподіленою генерацією за технологіями Smart Grid. Проблеми розробки бізнес-моделей функціонування активних споживачів розглянуті в [8]. Проблеми розробки бізнес-моделей функціонування активних споживачів розглянуті в [9].

При цьому у наукових публікаціях недостатньо уваги приділяється формалізації методів і моделей комплексного планування стратегії участі активного споживача у торгівлі електричною енергією, якими враховуються як технологічні можливості, так і економічні інтереси активного споживача.

Метою роботи є опис розроблених математичних моделей задля розв'язання задач планування оптимальних за економічними критеріями графіків купівлі й продажу активним споживачем електричної енергії із врахуванням наявних обсягів енергетичних ресурсів.

Концептуальні основи побудови математичної моделі.

Математична модель призначена для використання в задачах планування режимів активного споживача. Основною ціллю планування є формування оптимальних за економічними критеріями добових графіків купівлі/продажу електроенергії, а також графіки заряджання/розряджання накопичувача УЗЕ (установка зберігання енергії), якими реалізуються оптимальні баланси електроенергії у локальній електро-енергетичній системі активного споживача.

Припускається, що інші завдання планування режимів локальної електроенергетичної системи активного споживача розв'язуються окремо і, за потреби, результати вирішення таких завдань враховуються у вхідних даних. Наприклад, завдання утримання резервів енергії задля забезпечення ізольованого режиму роботи [10] вирішується окремою задачею оптимізації. Обсяги енергії, зарезервовані на потреби живлення навантаження в умовах відсутності централізованого електропостачання, враховуються обсягами робочої ємності УЗЕ, виділеними для регулювання режимів з метою реалізації планових графіків купівлі/продажу електроенергії.

Математична модель враховує такий мінімальний набір енергетичного устаткування активного споживача: СЕС (сонячна електростанція) та УЗЕ, що є основним засобом балансування енергії в локальній електроенергетичній системі активного споживача. Припускається, що СЕС і УЗЕ підключені до інвертора, яким реалізуються функції моніторингу та контролю. Припускається, що обсяги енергії, відпущеної у систему розподілу та отриманої із неї, фіксуються сертифікованим лічильником як точкою комерційного обліку активного споживача.

Припускається, що втрати електроенергії враховані у сумарних значеннях обсягів власного електроспоживання. Виключення становлять втрати електроенергії в УЗЕ, які виникають за протікання струмів його заряджання та розряджання. Обсяги таких втрат енергії помітно впливають на відношення між обсягами накопичуваної та відпущеної енергії. Тому втрати електроенергії в УЗЕ, які виникають за протікання струмів заряджання та розряджання, враховуються у рівняннях балансів накопиченої в УЗЕ енергії. В цих рівняннях у локальній електроенергетичній системі активного споживача обсяги накопиченої в УЗЕ і відпущеної з УЗЕ енергії відповідають показникам моніторингу режимів [11] у вузлі підключення УЗЕ до інвертора.

В математичній моделі задача планування розв'язується із врахуванням погодинних цін у сегменті РДН (ринок «на добу наперед») як основного індикатора ринкової вартості електроенергії. Тому задача планування виконується для побудови оптимальних добових графіків купівлі/продажу електроенергії (економічна диспетчеризація на добу наперед згідно із класифікацією в [12]). При цьому добові графіки купівлі/продажу електроенергії сегментуються по окремим розрахунковим періодам, означеним в [13] як інтервали часу в 60 хвилин. За потреби більш точного врахування особливостей технологічних процесів у мікромережі застосовуються більш короткі інтервали часу.

В [14] наведені різні варіанти обліку електроенергії та ціноутворення для активного споживача. Крім того, електропостачальники мають право встановлювати власні умови обліку та розрахунків вартості електроенергії для активних споживачів у комерційних угодах. Дослідження різних форм участі активного споживача на ринку електроенергії виходить за межі тематики публікації. Тому у наведених математичних моделях прийнято визначення, що ціни купівлі та продажу електроенергії на кожен розрахунковий період є вхідними даними, розрахованими заздалегідь [15] згідно із чинним статусом та укладеними договорами споживача.

Слід зауважити, що Кодекс комерційного обліку [16] визначає фіксацію потоків енергії у формі обсягу та напрямку потоку: від'ємні значення для експорту електроенергії у систему розподілу та додатні значення для імпорту електроенергії із системи розподілу. Тому графік експорту/імпорту енергії достатньо подавати однією змінною, додатне чи від'ємне значення якої визначатиме відповідно імпорт чи експорт енергії. Така форма забезпечує зведення балансів енергії в області комерційного обліку [16]. Проте представлена у публікації математична модель призначена для розв'язання задачі економічної диспетчеризації, а саме: максимізації вигоди активного споживача як різниці між вартістю проданої та купленої електроенергії. При цьому [14] визначає різні правила ціноутворення для обсягів окремо купівлі і окремо продажу енергії. Тому для розв'язання задачі математичної оптимізації більш зручно використовувати окремо змінну обсягу продажу електроенергії із відповідною ціною продажу та окремо змінну обсягу купівлі електроенергії із відповідною ціною купівлі. За результатами оптимізації не складно, за потреби, подати обсяги купівлі і продажу єдиним агрегованим графіком фізичних потоків, де купівля відображається додатними значеннями потоку енергії, а продаж – від'ємними. Так само для УЗЕ заряджання і розряджання – принципово різні технологічні процеси із різними обмеженнями потоків, коефіцієнтами втрат енергії та структурами вартості окремо для накопичення і окремо для відпуску електроенергії. Тому задля розв'язання задачі математичної оптимізації також більш зручно використовувати окремо змінні обсягу заряджання та розряджання електроенергії.

В описі математичної моделі використано наступну відповідність термінології:

- *імпорт електроенергії* визначає потоки енергії із системи розподілу у мережу активного споживача із обсягом, який дорівнює обсягу *купівлі електроенергії* на роздрібному ринку;
- *експорт електроенергії* визначає потоки енергії із мережі активного споживача у систему розподілу із обсягом, який дорівнює обсягу *продажу електроенергії* на роздрібному ринку.

Цільова функція. В задачах планування комерційної діяльності як основна ціль визначається максимізація отримуваної вигоди. Для активного споживача максимізація вигоди досягається за рахунок збільшення (максимізації) чисельного значення різниці між фінансовими надходженнями від продажу електроенергії та платежами за куплену електроенергію

$$Max(GF_{\text{prof}}) = \sum_{h=1}^{24} (-C_h^{\text{куп}} \cdot V_{\text{куп},h}^{\text{AC}} + C_h^{\text{прод}} \cdot V_{\text{прод},h}^{\text{AC}} + C_h^{\text{прод}} \cdot V_{\text{R},h}^{\text{CEC}}), \quad (1)$$

де $C_h^{\text{куп}}$, $C_h^{\text{прод}}$ – ціни відповідно купівлі та продажу електроенергії у електропостачальника в розрахунковий період h , (€/(кВт·год)); $V_{\text{куп},h}^{\text{AC}}$, $V_{\text{прод},h}^{\text{AC}}$ – змінні оптимізації, обсяги відповідно купленої та проданої електроенергії в розрахунковий період h , (кВт·год); $V_{\text{R},h}^{\text{CEC}}$ – змінна оптимізації, обсяги обмеження нерегульованої генерації СЕС в розрахунковий період h , (кВт·год).

Графіки купівлі/продажу електроенергії відповідають графікам потоків електроенергії у точці комерційного обліку активного споживача. Якщо в задачах планування потік електроенергії у точці комерційного обліку подається однією змінною, то напрямок потоку визначається знаком, наприклад, – додатними значеннями обсягів для експорту електроенергії у систему розподілу (реалізація

проданої електроенергії) та від'ємними значеннями обсягів для імпорту електроенергії із системи розподілу (споживання купленої електроенергії). Проте, у загальному випадку ціни купівлі та продажу електроенергії на окремий розрахунковий період мають не однакові значення. Тому розрахунки вартості електроенергії в (1) зручно формалізувати двома змінними оптимізації: окремо для обсягів купівлі та продажу електроенергії. Тоді для кожного напрямку потоку електроенергії через точку комерційного обліку (імпорт чи експорт) у цільовій функції (1) приводиться окремо відповідне значення ціни електроенергії (купівля чи продаж).

Використання змінних оптимізації окремо для купівлі (імпорт) і продажу (експорт) електроенергії вимагає формалізації обмежень, якими із множини розв'язків вилучаються режими із ненульовими значенням обсягів імпорту та експорту електроенергії одночасно, що фізично неможливо реалізувати. Формальне визначення обмеження напрямків потоку електроенергії у точці комерційного обліку

$$(V_{\text{куп},h}^{\text{AC}} = 0 \wedge V_{\text{прод},h}^{\text{AC}} = 0) \vee (V_{\text{куп},h}^{\text{AC}} > 0 \wedge V_{\text{прод},h}^{\text{AC}} = 0) \vee (V_{\text{куп},h}^{\text{AC}} = 0 \wedge V_{\text{прод},h}^{\text{AC}} > 0): \forall h = [1..24]. \quad (2)$$

В [17] для реалізації умови (2) запропоновано обмежувати область розв'язків задачі планування використанням у цільовій функції штрафів, які фіктивно завищують витрати для ненульових значень обсягів купівлі та продажу електроенергії одночасно

$$PF^{\text{AC}} = R_{\text{pf}}^{\text{AC}} \cdot \sum_{h=1}^{24} (V_{\text{куп},h}^{\text{AC}} - V_{\text{прод},h}^{\text{AC}})^2, \quad (3)$$

де $R_{\text{pf}}^{\text{AC}}$ – коефіцієнт штрафів за ненульові обсяги купівлі та продажу електроенергії одночасно.

Штрафна функція (3) достатньо просто реалізується у цільовій функції (1) без потреби у змінах математичних моделей технологічних процесів в енергетичному устаткуванні активного споживача. Проте для використання (3) в (1) необхідно емпірично підбирати коефіцієнт штрафів, узгоджений з доступними обсягами енергоресурсів та ринковими цінами. Задача підбору штрафних коефіцієнтів ускладнюється, якщо до (1) додається кілька штрафних функцій для відсікання недопустимих режимів різного енергетичного устаткування (наприклад, контроль напрямку потоків енергії у точці комерційного обліку активного споживача, контроль напрямку потоків енергії у вузлі приєднання УЗЕ до інвертора, а також відсікання некомпенсованого профіциту генерації СЕС).

Слід також зважати, що штрафна функція (3) зменшує вірогідність, але не усуває повністю можливість отримання технічно недопустимих розв'язків, наприклад, розв'язків із ненульовими значеннями обсягів імпорту та експорту енергії одночасно в умовах значного профіциту генерації СЕС. Тому, задля вирішення проблеми контролю напрямків потоків енергії розроблено моделі імітації режимів, в яких потоки енергії здійснюються у заданих напрямках.

Моделі контролю потоків енергії у заданих напрямках. Модель призначена для контролю напрямку потоків енергії у приєднанні до окремого вузла у схемі електричних з'єднань активного споживача. Принципи формування та основні складові моделі контролю потоків енергії у заданих напрямках відображені на рис. 1.

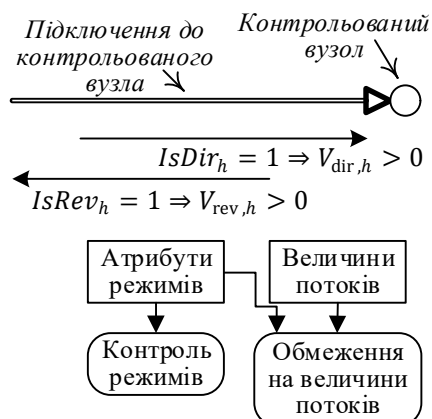


Рис. 1. Контроль потоку енергії

Задля приєднання до контрольованого вузла бінарні атрибути означають наступні режими напрямку потоків енергії: «прямий» (напрямок до контрольованого вузла) та «реверсивний» (напрямок від контрольованого вузла). Окремо виділяється режим «очікування» з нульовим значенням потоків енергії. Модель визначає допустимість існування лише одного режиму протягом розрахункового періоду

$$IsDir_h + IsRev_h \leq 1: \forall h = [1..24],$$

де $IsDir_h$, $IsRev_h$ – змінні оптимізації, бінарні атрибути відповідно прямого та реверсивного напрямків потоку енергії у розрахунковий період h .

Для прямого та реверсивного напрямків потоку енергії визначаються відповідні змінні із величинами таких потоків. Модель задає наступні правила для значень потоків енергії:

$$\left(V_{\text{dir},h} = \begin{cases} 0 : IsDir_h = 0 \\ > 0 : IsDir_h = 1 \end{cases} \right) \wedge \left(V_{\text{rev},h} = \begin{cases} 0 : IsRev_h = 0 \\ > 0 : IsRev_h = 1 \end{cases} \right) : \forall h = [1..24].$$

За нульового значення бінарного атрибуту прямого напрямку потоку енергії змінна, якою визначається величина потоку енергії у цьому напрямку, має дорівнювати нулю. Якщо бінарне значення атрибуту прямого напрямку потоку енергії дорівнює одиниці, то змінна, якою визначається величина потоку енергії у цьому напрямку, має бути більшою нуля. Зазначені правила реалізуються системою обмежень

$$\begin{cases} V_{\text{dir},h} - IsDir_h \cdot V_{\text{dir},\text{max}} \leq 0 \\ IsDir_h \cdot V_{\text{dir},\text{min}} - V_{\text{dir},h} \leq 0 \end{cases} : \forall h = [1..24],$$

де $V_{\text{dir},h}$ – змінна оптимізації, обсяг електроенергії у прямому напрямку за розрахунковий період h , (кВт·год); $V_{\text{dir},\text{max}}$ – максимальне значення обсягу електроенергії у прямому напрямку за розрахунковий період h , (кВт·год); $V_{\text{dir},\text{min}}$ – мінімальне значення обсягу електроенергії у прямому напрямку за розрахунковий період h , (кВт·год).

Обмеження мінімального значення обсягу для потоку електроенергії у прямому напрямку впроваджено з метою відсікання неінтуїтивних ситуацій нульових значень обсягу електроенергії за активованого атрибуту прямого потоку

$$(IsDir_h = 1 \wedge V_{\text{dir},h} = 0) \rightarrow \emptyset : \forall h = [1..24].$$

Таким чином, мінімальне значення обсягу для потоку електроенергії у прямому напрямку визначає поріг чисельних значень, вище якого значення потоку слід вважати ненульовим.

Аналогічно формується система обмежень для контролю зворотного напрямку потоку енергії

$$\begin{cases} V_{\text{rev},h} - IsRev_h \cdot V_{\text{rev},\text{max}} \leq 0 \\ IsRev_h \cdot V_{\text{rev},\text{min}} - V_{\text{rev},h} \leq 0 \end{cases} : \forall h = [1..24],$$

$$(IsRev_h = 1 \wedge V_{\text{rev},h} = 0) \rightarrow \emptyset$$

де $V_{\text{rev},h}$ – змінна оптимізації, обсяг електроенергії у зворотному напрямку за розрахунковий період h , (кВт·год); $V_{\text{rev},\text{max}}$ – максимальне значення обсягу електроенергії у зворотному напрямку за розрахунковий період h , (кВт·год); $V_{\text{rev},\text{min}}$ – мінімальне значення обсягу електроенергії у зворотному напрямку за розрахунковий період h , (кВт·год).

В задачі планування графіків купівлі/продажу електроенергії активним споживачем контроль напрямку потоку енергії реалізований для двох приєднань: приєднання системи електропостачання активного споживача до точки комерційного обліку електроенергії у системі розподілу та приєднання УЗЕ до інвертора.

Задля приєднання системи електропостачання активного споживача до точки комерційного обліку електроенергії напрямки потоку енергії інтерпретуються термінами купівлі (напрямок потоку електроенергії із системи розподілу до системи електропостачання активного споживача) і продажу (напрямок потоку електроенергії із системи електропостачання активного споживача до системи розподілу)

$$\begin{cases} IsBuy_h^{\text{AC}} + IsSale_h^{\text{AC}} \leq 1 \\ V_{\text{куп},h}^{\text{AC}} - IsBuy_h^{\text{AC}} \cdot V_{\text{куп},\text{max}}^{\text{AC}} \leq 0 \\ IsBuy_h^{\text{AC}} \cdot V_{\text{куп},\text{min}}^{\text{AC}} - V_{\text{куп},h}^{\text{AC}} \leq 0 \\ V_{\text{прод},h}^{\text{AC}} - IsSale_h^{\text{AC}} \cdot V_{\text{прод},\text{max}}^{\text{AC}} \leq 0 \\ IsSale_h^{\text{AC}} \cdot V_{\text{прод},\text{min}}^{\text{AC}} - V_{\text{прод},h}^{\text{AC}} \leq 0 \end{cases} \begin{cases} (IsBuy_h^{\text{AC}} = 0 \wedge V_{\text{куп},h}^{\text{AC}} > 0) \rightarrow \emptyset \\ (IsBuy_h^{\text{AC}} = 1 \wedge V_{\text{куп},h}^{\text{AC}} = 0) \rightarrow \emptyset \\ (IsSale_h^{\text{AC}} = 0 \wedge V_{\text{прод},h}^{\text{AC}} > 0) \rightarrow \emptyset \\ (IsSale_h^{\text{AC}} = 1 \wedge V_{\text{прод},h}^{\text{AC}} = 0) \rightarrow \emptyset \end{cases} : \forall h = [1..24], \quad (4)$$

де $IsBuy_h^{AC}$, $IsSale_h^{AC}$ – змінні оптимізації, бінарні атрибути відповідно купівлі та продажу електроенергії у розрахунковий період h ; $V_{куп,h}^{AC}$, $V_{прод,h}^{AC}$ – змінні оптимізації, обсяги відповідно купівлі та продажу електроенергії за розрахунковий період h , (кВт·год); $V_{куп,max}^{AC}$, $V_{прод,max}^{AC}$ – максимальні значення обсягів відповідно купівлі та продажу електроенергії за розрахунковий період h , (кВт·год); $V_{куп,min}^{AC}$, $V_{прод,min}^{AC}$ – мінімальні значення обсягів відповідно купівлі та продажу електроенергії за розрахунковий період h , (кВт·год).

Задля приєднання УЗЕ до інвертора напрямки потоку енергії інтерпретуються термінами заряджання (напрямок потоку електроенергії від інвертора до УЗЕ) і розряджання (напрямок потоку електроенергії від УЗЕ до інвертора)

$$\left\{ \begin{array}{l} IsCh_h^{УЗЕ} + IsDch_h^{УЗЕ} \leq 1 \\ V_{зар,h}^{УЗЕ} - IsCh_h^{УЗЕ} \cdot V_{зар,max}^{УЗЕ} \leq 0 \\ IsCh_h^{УЗЕ} \cdot V_{зар,min}^{УЗЕ} - V_{зар,h}^{УЗЕ} \leq 0 \\ V_{роз,h}^{УЗЕ} - IsDch_h^{УЗЕ} \cdot V_{роз,max}^{УЗЕ} \leq 0 \\ IsDch_h^{УЗЕ} \cdot V_{роз,min}^{УЗЕ} - V_{роз,h}^{УЗЕ} \leq 0 \end{array} \right. \left[\begin{array}{l} (IsCh_h^{УЗЕ} = 0 \wedge V_{зар,h}^{УЗЕ} > 0) \rightarrow \emptyset \\ (IsCh_h^{УЗЕ} = 1 \wedge V_{зар,h}^{УЗЕ} = 0) \rightarrow \emptyset \\ (IsDch_h^{УЗЕ} = 0 \wedge V_{роз,h}^{УЗЕ} > 0) \rightarrow \emptyset \\ (IsDch_h^{УЗЕ} = 1 \wedge V_{роз,h}^{УЗЕ} = 0) \rightarrow \emptyset \end{array} \right] : \forall h = [1..24], \quad (5)$$

де $IsCh_h^{УЗЕ}$, $IsDch_h^{УЗЕ}$ – змінні оптимізації, бінарні атрибути режимів відповідно заряджання та розряджання УЗЕ у розрахунковий період h ; $V_{зар,h}^{УЗЕ}$, $V_{роз,h}^{УЗЕ}$ – змінні оптимізації, обсяги відповідно купівлі та продажу електроенергії за розрахунковий період h , (кВт·год); $V_{зар,max}^{УЗЕ}$, $V_{роз,max}^{УЗЕ}$ – максимальні значення обсягів відповідно заряджання та розряджання УЗЕ за розрахунковий період h , (кВт·год); $V_{зар,min}^{УЗЕ}$, $V_{роз,min}^{УЗЕ}$ – мінімальні значення обсягів відповідно заряджання та розряджання УЗЕ за розрахунковий період h , (кВт·год).

Баланси електроенергії у активного споживача. Обсяги потоків електроенергії у контрольованих вузлах пов'язуються рівняннями загальних балансів енергії у схемі електричних з'єднань активного споживача

$$V_{куп,h}^{AC} - V_{прод,h}^{AC} + V_{роз,h}^{УЗЕ} - V_{зар,h}^{УЗЕ} - V_{R,h}^{CEC} = V_{вс,h}^{AC} - V_h^{CEC} : \forall h = [1..24], \quad (6)$$

де $V_{вс,h}^{AC}$ – прогнозований обсяг власного електроспоживання активного споживача у розрахунковий період h , (кВт·год); V_h^{CEC} – прогнозований обсяг відпуску електроенергії від СЕС у розрахунковий період h , (кВт·год).

Згідно Правил ринку [13] дозволена до відпуску в мережу електрична потужність активного споживача за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого непобутового споживача), включно з генеруючими установками та установками зберігання енергії третіх осіб, не може одночасно перевищувати 50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, що призначені для споживання електричної енергії. Крім того, згідно Кодексу систем розподілу [4] дозволена до відпуску в мережу електрична потужність активного споживача (побутового та малого непобутового споживача) включно з генеруючими установками та установками зберігання енергії третіх осіб не може одночасно перевищувати величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок об'єкта такого споживача, що призначені для споживання електричної енергії.

Визначені чинними нормативно-правовими актами обмеження на відпуск активним споживачем електричної енергії у систему розподілу враховуються у математичній моделі відповідними обмеженнями максимального допустимого значення продажу електроенергії

$$V_{прод,h}^{AC} \leq V_{прод,max}^{AC} : \forall h = [1..24]. \quad (7)$$

Баланси накопиченої енергії в УЗЕ. В математичній моделі планування графіків купівлі/продажу електроенергії активного споживача передбачено контроль потоків енергії заряджання/розряджання УЗЕ у вузлі приєднання систем накопичення до інвертора. Для контролю обсягу накопиченої в УЗЕ енергії та оцінки значення коефіцієнту ефективності накопичувача

додатково враховуються втрати енергії у режимах заряджання та розряджання. Втрати енергії у таких режимах оцінюються квадратичними залежностями від значень потоків енергії. Втрати енергії у стані очікування (саморозряд накопичувача та живлення системи моніторингу УЗЕ) у наведеній математичній моделі вважаються незмінними (такими, що не залежать від режиму функціонування УЗЕ), а їхнє значення враховується у структурі обсягів власного електроспоживання для активного споживача.

Функції втрат енергії у режимах заряджання та розряджання УЗЕ

$$\begin{cases} \Delta W_{зар,h}^{УЗЕ}(V_{зар,h}^{УЗЕ}) = \frac{\Delta V_{зар,макс}^{УЗЕ}}{(V_{зар,макс}^{УЗЕ})^2} \cdot (V_{зар,h}^{УЗЕ})^2 \\ \Delta W_{роз,h}^{УЗЕ}(V_{роз,h}^{УЗЕ}) = \frac{\Delta V_{роз,макс}^{УЗЕ}}{(V_{роз,макс}^{УЗЕ})^2} \cdot (V_{роз,h}^{УЗЕ})^2 \end{cases} : \forall h = [1..24], \quad (8)$$

де $V_{зар,h}^{УЗЕ}$, $V_{роз,h}^{УЗЕ}$ – змінні оптимізації, обсяги відповідно заряджання та розряджання енергії в УЗЕ за розрахунковий період h , (кВт·год); $V_{зар,макс}^{УЗЕ}$, $V_{роз,макс}^{УЗЕ}$ – обсяги енергії в УЗЕ в умовах максимальної потужності відповідно заряджання та розряджання протягом розрахункового періоду h , (кВт·год); $\Delta V_{зар,макс}^{УЗЕ}$, $\Delta V_{роз,макс}^{УЗЕ}$ – втрати електроенергії в умовах максимальної потужності відповідно заряджання та розряджання протягом розрахункового періоду h , (кВт·год).

Використання квадратичних функцій втрат електроенергії (8) зумовлює потребу у застосуванні методів нелінійної (зокрема квадратичної) оптимізації в задачах моделювання режимів роботи мікромережі. При цьому функції квадратичних втрат енергії, як показано у [18], додатково дають змогу реалізувати неціновий критерій оптимізації, а саме – забезпечення, за можливості, однакових обсягів заряджання або розряджання УЗЕ у години із однаковими ринковими цінами.

Обсяг накопиченої в УЗЕ енергії наприкінці довільного розрахункового періоду часу h із врахуванням квадратичних функцій втрат енергії розраховується за формулою

$$W_h^{УЗЕ} = W_{beg}^{УЗЕ} + \sum_{k=1}^h (V_{зар,k}^{УЗЕ} - V_{роз,k}^{УЗЕ} - \Delta W_{зар,k}^{УЗЕ}(V_{зар,k}^{УЗЕ}) - \Delta W_{роз,k}^{УЗЕ}(V_{роз,k}^{УЗЕ})) : \forall h = [1..24],$$

де $W_{beg}^{УЗЕ}$ – обсяг накопиченої в УЗЕ електроенергії на початок доби, (кВт·год); $V_{зар,k}^{УЗЕ}$, $V_{роз,k}^{УЗЕ}$ – змінні оптимізації, обсяги відповідно заряджання та розряджання електроенергії в УЗЕ у розрахунковий період k , (кВт·год); $\Delta W_{зар,k}^{УЗЕ}(V_{зар,k}^{УЗЕ})$, $\Delta W_{роз,k}^{УЗЕ}(V_{роз,k}^{УЗЕ})$ – квадратичні функції втрат енергії (8) у режимах відповідно заряджання та розряджання УЗЕ, (кВт·год).

Система обмежень для контролю обсягів накопиченої в УЗЕ електроенергії наприкінці розрахункового періоду h має вигляд

$$W_{min,h}^{УЗЕ} \leq W_h^{УЗЕ} \leq W_{work}^{УЗЕ} : \forall h = [1..24], \quad (9)$$

де $W_{min,h}^{УЗЕ}$ – мінімальний рівень накопичення електроенергії в УЗЕ наприкінці розрахункового періоду h , (кВт·год); $W_{work}^{УЗЕ}$ – виділена для вирішення завдань регулювання режимів локальної електроенергетичної системи робоча ємність накопичувача енергії в УЗЕ, (кВт·год).

Рентабельність експлуатації УЗЕ. У [17] обґрунтовано потребу враховувати собівартість ресурсів УЗЕ задля забезпечення рентабельної експлуатації установки. На відміну від наведеної у [17] оцінки вартості циклу заряджання/розряджання УЗЕ для оптимізації режимів власного споживання енергії у локальній енергетичній системі активного споживача необхідно враховувати як напрямки потоків енергії у вузлі приєднання УЗЕ до інвертора, так і напрямки потоків енергії у точці комерційного обліку активного споживача.

Гранична різниця цін накопиченої та відпущеної електроенергії, якою забезпечується рентабельна експлуатація УЗЕ, оцінюється за формулою

$$C_{f,dch}^{UZE} = \frac{Cost_{full}^{UZE}}{W_{nom}^{UZE} \cdot DoD_{norm} \cdot N_{norm}^{UZE}} = \frac{Cost_{1c}^{UZE}}{W_{nom}^{UZE} \cdot DoD_{norm}}, \quad (10)$$

де $Cost_{full}^{UZE}$ – витрати на закупівлю, встановлення і обслуговування УЗЕ, (€); N_{norm}^{UZE} – нормована кількість циклів заряд/розряд УЗЕ; W_{nom}^{UZE} – номінальна ємність накопичувача УЗЕ, (кВт·год); DoD_{norm} – нормована виробником глибина розряду накопичувача УЗЕ.

Для активного споживача під профіцитом генерації СЕС розуміється обсяг енергії, який підлягає примусовому обмеженню внаслідок неможливості його продажу чи накопичення в УЗЕ. Відповідно вартість використаних ресурсів заряджання/розряджання в УЗЕ визначається за вартістю купівлі та продажу енергії у відповідні розрахункові періоди.

Приклади планування графіків купівлі/продажу активним споживачем електроенергії.

У прикладі розрахунків використано схему мікромережі із одним інвертором, до якого підключені СЕС потужністю 80 кВт та УЗЕ із літій-іонним накопичувачем ємністю 40 кВт·год та нормованою глибиною розряду 0,9. Гранична різниця цін накопиченої і відпущеної електроенергії, якою забезпечується рентабельна експлуатація УЗЕ, по (10) склала 4,93 €/кВт·год. Для розрахунків використана ретроспективна інформація за 8.07.2025, а саме: фактичні графіки власного електроспоживання і генерації СЕС (отримані від системи моніторингу [11]), а також вартість електроенергії у сегменті РДН (отримана на офіційному сайті оператора ринку). В розрахунках ціна продажу електроенергії прирівнюється до ціни купівлі електроенергії, що дає змогу дослідити особливості формування балансів електроенергії із врахуванням графіка ринкових цін без деталізації правил ціноутворення для активного споживача. Разом із цим дослідження різних моделей ціноутворення для активного споживача, що працює із електропостачальником за вільними цінами, є предметом подальших досліджень.

Задля розв'язання задачі планування графіків купівлі/продажу активним споживачем електроенергії застосовано математичну модель оптимізації із цільовою функцією (1) та системою обмежень (4) – (9). Процедури оптимізації реалізовані програмними засобами Gurobi [19] у надбудові Solver Studio для засобів Microsoft Excel. Отримані за результатами оптимізації графіки купівлі/продажу електроенергії відображені на рис. 2, а, а графіки управління режимами УЗЕ – на рис. 2, б.

Літній сезон року характеризується значною часткою СЕС у структурі генерації ОЕС України, що призводить до значного зниження ринкових цін у денні години доби. Тому, активні споживачі, які беруть участь у процесах купівлі/продажу електроенергії за комерційними угодами (на відміну від СЕС, для яких встановлено «зелені тарифи»), змушені продавати надлишки сонячної генерації за найнижчими протягом доби ринковими цінами. У розглянутому прикладі, завдяки балансуванню потоків енергії за рахунок регулювання режимів УЗЕ, період продажу надлишків генерації СЕС (у даній публікації під надлишками генерації СЕС розуміються додатні значення різниці між обсягами сонячної генерації та обсягами власного електроспоживання) зміщений у ранкову частину максимуму відпуску електроенергії від СЕС (рис. 2, а) з 9:00 до 12:00. Таке зміщення дало можливість дещо збільшити економічну вигоду від діяльності активного споживача, оскільки період продажу електроенергії припадає не на період добового мінімуму ринкових цін з 11:00 до 14:00, а на період поступового зниження ринкових цін з 8:00. У період з 11:00 до 13:00 надлишки генерації СЕС використовуються для продажу електроенергії та накопичення електроенергії в УЗЕ. Нарешті, у 13-ту годину надлишки генерації СЕС накопичуються в УЗЕ.

За результатами оптимізації визначено два цикли заряджання/розряджання УЗЕ протягом доби (рис. 2, б). Перший цикл заряджання/розряджання УЗЕ зумовлюється різницею ринкових цін у ранкові і нічні години доби достатньою для беззбиткового використання ресурсів УЗЕ. Протягом нічного мінімуму ринкових цін у перші сім годин доби відбувається заряджання УЗЕ. Накопичена енергія повністю розряджається у період ранкового сплеску ринкових цін (з 7:00 до 9:00) до появи значних обсягів генерації СЕС. Другий цикл заряджання/розряджання УЗЕ здійснює накопичення значних обсягів профіциту генерації СЕС з 11:00 до 14:00. Накопичена в УЗЕ електроенергія частково компенсує обсяги власного електроспоживання у години максимуму ринкових цін з 19:00 до 23:00.

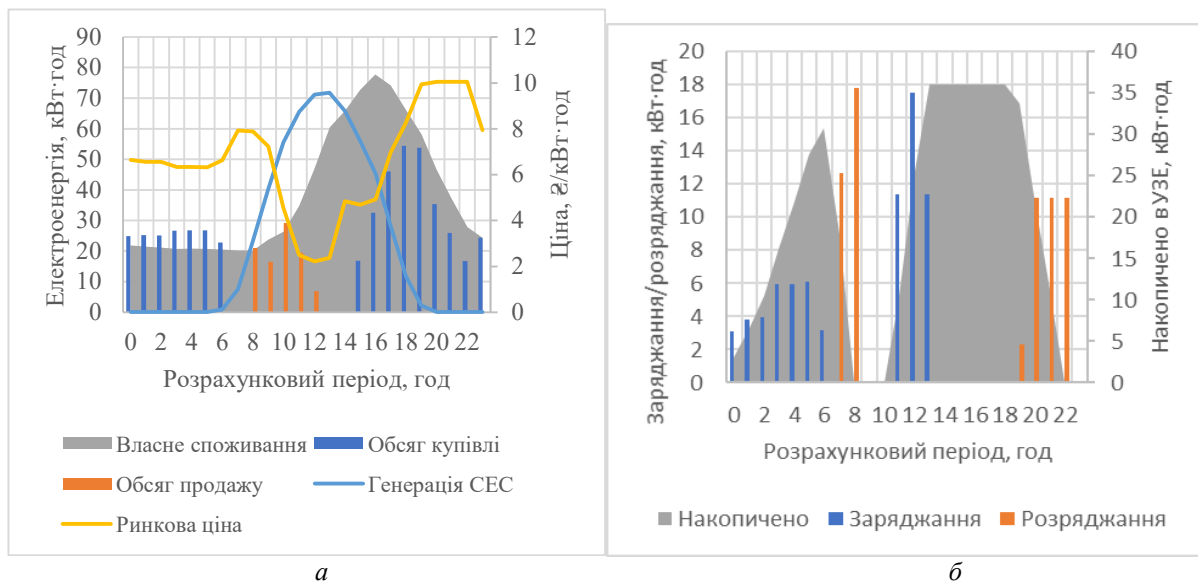


Рис. 2. Приклад результатів оптимізації графіків купівлі/продажу електроенергії для активного споживача у літній сезон.

Розглянемо особливості планування діяльності активного споживача у зимовий сезон, коли незначні (у порівнянні із літнім сезоном) обсяги генерації СЕС не спричиняють суттєві коливання ринкових цін протягом доби. Результати оптимізації з використанням ретроспективної інформації за 23.12.2024 відображені на рис. 3.

У зимовий сезон відносно незначні обсяги генерації СЕС лише частково компенсують власне електроспоживання активного споживача (рис. 3, а). Тому у активного споживача відсутні енергетичні ресурси для продажу електроенергії.

Найбільша різниця ринкових цін спостерігається для таких періодів доби, як: вечірній максимум ринкових цін та нічний мінімум ринкових цін. Тому для УЗЕ розраховано оптимальний графік зарядження у нічні години доби та розрядження у вечірні години доби. Слід також зазначити, що в нічні години відбулося зарядження УЗЕ лише із сумарним обсягом 18,5 кВт·год. Неповне використання доступної робочої ємності УЗЕ 36 кВт·год зумовлюється недостатньо великою різницею ринкових цін у нічні і вечірні періоди доби. Крім того різниця ринкових цін у інші періоди доби виявилася недостатньою для рентабельного використання двох циклів зарядження/розрядження УЗЕ.

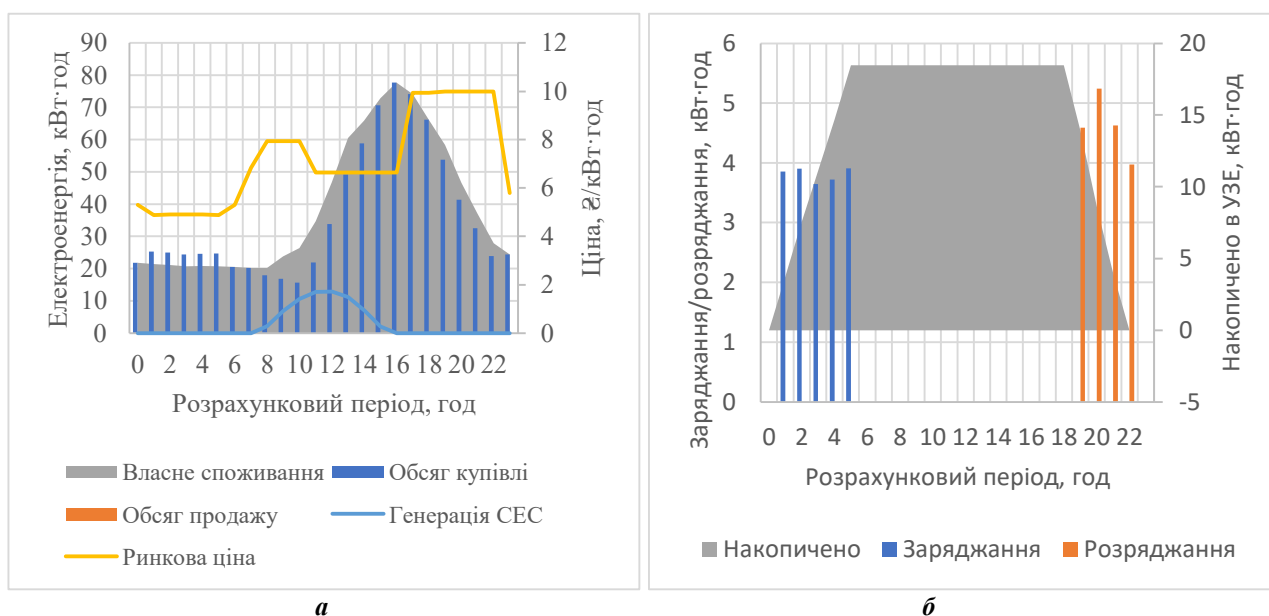


Рис. 3. Приклад результатів оптимізації графіків купівлі/продажу електроенергії для активного споживача у зимовий сезон.

Висновки. Розвинуто теоретичні основи комплексного вирішення проблем планування роботи активного споживача на роздрібному ринку електричної енергії та розробки графіків роботи власного енергетичного устаткування задля підвищення ефективності його використання. Зазначено принципові відмінності у підходах до оцінки вартості ресурсів генерації та зберігання енергії під час вирішення завдань раціонального використання енергетичних ресурсів задля забезпечення власного електроспоживання від оцінки вартості енергетичних ресурсів у активного споживача. В межах практичних розрахунків з використанням створеної моделі для активного споживача вартість обсягів генерації СЕС та використаних ресурсів заряджання/розряджання УЗЕ оцінюється виключно за ринковою вартістю купівлі/продажу електроенергії у відповідні розрахункові періоди.

За результатами експериментальних розрахунків відзначено, що зі збільшенням обсягів доступної потужності ВДЕ та УЗЕ відбувається «зсув» оптимальних графіків роботи енергетичного обладнання від відповідності графіку власного електроспоживання до узгодження із очікуваним графіком ринкових цін. Розроблена модель є основою для подальших досліджень оцінювання ефективності роботи активного споживача на роздрібному ринку електричної енергії, зокрема в частині визначення доцільних умов укладання договорів на постачання електричної енергії за вільними цінами та оцінювання доцільного складу енергетичних ресурсів у локальній енергетичній системі активного споживача.

Роботу виконано в межах наукової роботи «Розвиток розподіленої енергетики в умовах ринку електричної енергії України з використанням технологій та систем цифровізації. Розділ 1. Організаційні та математичні моделі взаємодії учасників децентралізованого ринку електроенергії» (шифр. Цифровізація) (КПКВК 6541230) та виконання наукової роботи «Забезпечення ефективного функціонування та розвитку розподіленої енергетики в Україні з використанням технологій мікромереж (шифр. РЕЖИМ-3)» (КПКВК 6541230).

1. Про схвалення Стратегії розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року і затвердження операційного плану заходів з її реалізації у 2024 - 2026 роках. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.07.2024 р. № 713-р URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/713-2024-%D1%80#Text> (дата звернення 20.06.2025).

2. Концепція впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 14.10.2022 р. № 908-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text> (дата звернення 20.06.2025).

3. Правила роздрібного ринку електричної енергії. Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 312. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18#Text> (дата звернення 20.06.2025).

4. Кодекс систем розподілу. Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 310. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/en/v0310874-18?lang=uk#Text> (дата звернення 20.06.2025).

5. Денисюк С.П., Таргонський В.А., Артем'єв М.В. Локальні електроенергетичні системи з активним споживачем: методи побудови та алгоритми їх функціонування. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. № 3. С. 7-22. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2018.164244>.

6. Денисюк С.П., Базюк Т.М., Федосенко М.М., Ярмолук О.С. Системи електропостачання з активним споживачем: моделі та режими. Київ: Аверс, 2017. 182 с.

7. Опришко В.П. Оцінювання ефективності керування попитом в системах електропостачання з активним споживачем: дис. канд. техн. наук: 05.14.01. НТУ України КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ: 2019. 185 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/29532> (дата звернення 05.07.2025).

8. Blinov I., Radziukynas V., Shymaniuk P., Dyczko A., Stecula K., Sychova V., Miroshnyk V., Dychkovskyi R. Smart Management of Energy Losses in Distribution Networks Using Deep Neural Networks. *Energies*. 2025. Vol. 18. 3156. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18123156>.

9. Schweiger G., Eckerstorfer L.V., Hafner I., Fleischhacker A., Radl J., Glock B., Wastian M., Rößler M., Lettner G., Popper N., Corcoran K. Active consumer participation in smart energy systems. *Energy and Buildings*. 2020. Vol. 227. 110359. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110359>.

10. IEC TS 62898-1: 2017+AMD 1: 2023 Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. 2023. 78 p.

11. Kyrylenko O., Denysiuk S., Bielokha H., Dyczko A., Stecula B., Pazynich Y. Smart Monitoring and Management of Local Electricity Systems with Renewable Energy Sources. *Energies*. 2025. Vol. 18(16). 4434. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18164434>.

12. IEC TS 62898-2: 2018+AMD 1: 2023 Microgrids – Part 2: Guidelines for operation. 2018. 38 p.

13. Про затвердження Правил ринку: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (дата звернення 20.06.2025).

14. Порядок продажу та обліку електричної енергії, виробленої активними споживачами, та розрахунків за неї. Постанова НКРЕКП від 29.12.2023 р. № 2651. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2651874-23#Text> (дата звернення 04.07.2025).
15. Hennadii I., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine. 2019 IEEE 6th International Conference on *Energy Smart Systems* (ESS), Kyiv, Ukraine, 17-19 April 2019. Pp. 339-342. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764184>.
16. Кодекс комерційного обліку електричної енергії. Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 311. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#top> (дата звернення 04.07.2025).
17. Блінов І.В., Парус Є.В., Шиманюк П.В., Ворущило А.О. Модель оптимізації функціонування мікромережі з СЕС та установкою зберігання енергії. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 5. С. 69-78. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>. (дата звернення 20.06.2025).
18. Парус Є.В., Блінов І.В. Оптимізація використання доступних енергоресурсів мікромережі за умов підтримки готовності до ізольованого режиму. *Технічна електродинаміка*. 2025. № 5. С. 56-69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.05.056>.
19. Gurobi Optimization LLC, Gurobi Optimizer Reference Manual. 2025. URL: <https://docs.gurobi.com/projects/optimizer/en/current/index.html> (дата звернення 20.06.2025).

PROSUMER OPERATION PLANNING MODEL IN THE RETAIL ELECTRICITY MARKET

I.V. Blinov¹, Ye.V. Parus¹, V.O. Artemchuk²

¹Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,
56, Beresteyskyi Ave., Kyiv, 03057, Ukraine.

E-mail: blinovihor@gmail.com; paruseugene@gmail.com.

²G.E. Pukhov Institute for Modelling in Energy Engineering of the NAS of Ukraine,
15, General Naumov Str., Kyiv, 03164, Ukraine.

E-mail: volodymyr.artemchuk@pimee.ua.

The publication is devoted to the description of the mathematical model for solving the problem of planning schedules of purchase and sale of electric energy by a prosumer. The main goal of optimization is to maximize the benefit as the difference between revenues from the sale of electric energy and costs for the purchase of electric energy. The objective function and the system of equations of electric energy balances are given. Models for controlling the directions of energy flows in individual nodes of the local electric energy system of a prosumer are formalized. The mathematical model for controlling the level of filling of the energy storage unit as the main means of balancing energy flows in the microgrid is detailed. The features of the formation of optimal schedules of purchase/sale of electric energy, as well as schedules for regulating the modes of the energy storage unit under conditions of different volumes of electric energy release from the source of unregulated generation are investigated. References 19, figures 3.

Keywords: active consumer, mode planning, renewable sources, energy storage unit.

1. On the Approval of the Strategy for the Development of Distributed Generation for the Period until 2035 and the Endorsement of the Operational Action Plan for Its Implementation in 2024–2026. Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine 18.07.2024 No 713-p. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text> (accessed at 20.06.2025). (Ukr)
2. Concept of implementation of smart grids in Ukraine by 2035. Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine 14.10.2022 No 908-p. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text> (accessed at 20.06.2025) (Ukr)
3. Retail electricity market rules. NERC Resolution 14.03.2018 No 312. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18#Text> (accessed at 20.06.2025) (Ukr)
4. Code of distribution systems. NERC Resolution 14.03.2018 No 310. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/en/v0310874-18?lang=uk#Text> (accessed at 20.06.2025) (Ukr)
5. Denysiuk S.P., Tarhonskyi V.A., Artemiev M.V. Local electric power systems with active consumers: construction methods and algorithms for their functioning. *Energhetyka: Ekonomika, Tekhnologii, Ekologiya*. 2018. No 3. Pp. 7-22. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2018.164244> (Ukr)
6. Denysyuk S.P., Bazyuk T.M., Fedosenko M.M., Yarmolyuk O.S. Power supply systems with active consumers: models and modes. Kyiv: Avers, 2017. 182 p. (Ukr)
7. Opryshko V.P. Demand side management efficiency assessment in power supply systems with a prosumer: cand. tech. sci. diss.: 05.14.01. National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, Kyiv, 2019. 185 p. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/29532> (accessed at 20.06.2025) (Ukr)

8. Blinov I., Radziukynas V., Shymaniuk P., Dyczko A., Stecula K., Sychova V., Miroshnyk V., Dychkovskyi R. Smart Management of Energy Losses in Distribution Networks Using Deep Neural Networks. *Energies*. 2025. Vol. 18. 3156. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18123156>.
9. Schweiger G., Eckerstorfer L.V., Hafner I., Fleischhacker A., Radl J., Glock B., Wastian M., Rößler M., Lettner G., Popper N., Corcoran K. Active consumer participation in smart energy systems. *Energy and Buildings*. 2020. Vol. 227. 110359. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110359>.
10. IEC TS 62898-1: 2017+AMD 1: 2023 Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. 2023. 78 p.
11. Kyrilenko O., Denysiuk S., Bielokha H., Dyczko A., Stecula B., Pazynich Y. Smart Monitoring and Management of Local Electricity Systems with Renewable Energy Sources. *Energies*. 2025. Vol. 18(16). 4434. <https://doi.org/10.3390/en18164434>.
12. IEC TS 62898-2: 2018+AMD 1: 2023 Microgrids - Part 2: Guidelines for operation. 2018. 38 p.
13. About the statement of Rules of the market. Resolution of National energy and regulatory commission, Ukraine 14.03.2018 No 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (accessed at 20.06.2025) (Ukr)
14. Procedure for the sale and accounting of electricity generated by active consumers, and payments for it. Resolution of the national commission for the energy and utilities of Ukraine 29.12.2023 No 2651. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2651874-23#Text> (accessed at 04.07.2025). (Ukr)
15. Hennadii I., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine. 2019 IEEE 6th International Conference on *Energy Smart Systems* (ESS), Kyiv, Ukraine, 17-19 April 2019. Pp. 339-342. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764184>.
16. Code of Commercial Electricity Accounting. Resolution of the National Commission for the Energy and Utilities of Ukraine 14.03.2018 No 311. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#top> (accessed at 04.07.2025). (Ukr)
17. Blinov I.V., Parus Ye.V., Shymaniuk P.V., Vorushylo A.O. Optimization model of microgrid functioning with solar power plant and energy storage system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. No 5. Pp. 69-78. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>. (Ukr)
18. Parus Ye.V., Blinov I.V. Optimization of the use of available energy resources of the microgrid under the condition of supporting readiness for isolated mode. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2025. No 5. Pp. 56-69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.05.056>. (Ukr)
19. Gurobi Optimization LLC, Gurobi Optimizer Reference Manual. 2025. URL: <https://docs.gurobi.com/projects/optimizer/en/current/index.html> (accessed at 20.06.2025).

Надійшла 15.07.2025

Прийнята 22.09.2025