

ЛІБЕРАЛІЗОВАНІ РИНКИ ЕНЕРГІЇ. LIBERALIZED ENERGY MARKETS.

УДК 621.317.318

DOI 10.20535/1813-5420.3.2025.339798

О.В. Коцар¹, канд.техн.наук, ORCID 0000-0002-7958-2335

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

УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСІВ ПЛАНУВАННЯ ТА УПРАВЛІННЯ ПОПИТОМ

Дизайн лібералізованого ринку електричної енергії спрямовано на підвищення передбачуваності використання електричної енергії, що має на меті вдосконалення процесів управління об'єднаною електроенергетичною системою України, покращання режимів виробітку та споживання електричної енергії, скорочення непродуктивних енерговитрат і втрат в елементах електричної мережі та підвищення надійності електропостачання споживачів. Разом з тим, досягнення зазначеної мети багато в чому визначається ступенем діджиталізації процесів планування та управління попитом. В статті досліджено аспекти діджиталізації процесів енергетичного планування та управління попитом, зокрема, прогнозування енерговикористання та розбудови потенціалу управління попитом ресурсом споживачів-регуляторів. Бібл. 22.

Ключові слова: агрегування, балансувальна група, енергоефективність, планування, прогнозування, профіль навантаження, смартоблік, смартсистема обліку, управління попитом.

Вступ. Енергетика сталого розвитку, серед іншого, передбачає ефективне використання енергетичних ресурсів, зокрема, електричної енергії. Втім, зважаючи на особливості електроенергетичного виробництва, режими електроспоживання безпосередньо впливають на режими виробітку електричної енергії, що вимагає узгодження попиту та пропозиції на електричну потужність (електроенергію) в кожний момент часу. В моделі централізованої електроенергетики це завдання розв'язувалося шляхом регулювання виробітку керованими генерувальними потужностями масивної генерації (*bulk generation*) відповідно до рівня і структури попиту в електроенергетичній системі (ЕЕС). Але цей шлях виявився надто коштовним і вкрай не екологічним і призводив до збільшення використання викопного палива та посилення шкідливого тиску на довкілля в першу чергу через те, що змінне навантаження споживачів покривається маневреними блоками переважно теплових електричних станцій, витрати палива, шкідливі викиди, собівартість виробітку електричної енергії на яких більше за аналогічні показники базових енергоблоків. В сучасній моделі децентралізованої енергетики масивна генерація неухильно поступається розосередженим генерувальним установкам (*dispersed generation*, DG) переважно на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), які зазвичай приєднано до електричної мережі в безпосередній близькості від навантажень користувачів. Враховуючи некерованість генерувальних установок на базі ВДЕ на сучасному етапі узгодження попиту і пропозиції на електричну потужність (електроенергію) за таких умов має здійснюватися через управління з боку попиту (*demand-side management*, DSM) [1].

При цьому варто усвідомлювати, що головним завданням користувача є виробництво продукції / надання послуг / забезпечення життєдіяльності через належну організацію технологічних та інших процесів, а управління попитом з точки зору користувача є другорядною і не факт що потрібною користувачеві діяльністю. І здійснювати управління попитом користувач буде лише за наявності вагомих стимулів, серед яких перш за все варто розглядати отримання матеріальної вигоди. При цьому така вигода може бути як прямою, наприклад через оплату ЕЕС наданих споживачем послуг з балансування (ПБ) та допоміжних послуг (ДП) або закупівлю електричної енергії за вигідною ціною, так і непрямою, через забезпечення неперервності електропостачання та захисту користувача від вимкнень і тим самим уникнення втрат від недовиробітку продукції / ненадання послуг, уникнення некомфортних умов життєдіяльності тощо. То ж виконання рекомендацій ЕЕС щодо узгоджених режимів електроспоживання безумовно в інтересах користувача [2].

Варто також розуміти, чи здатний користувач (сторона попиту) реагувати на сигнали, що надсилаються ЕЕС. Виробництво продукції / надання послуг часто пов'язано зі складними технологічними процесами, в яких використовуються десятки, сотні чи тисячі пов'язаних спільними режимами роботи струмоприймачів. Деякі технологічні процеси, наприклад, хімічні виробництва або

видобування корисних копалин є вельми небезпечними і їхнє знеструмлення може призвести до техногенних катастроф. В інших випадках екстрене припинення електропостачання може призводити до значних матеріальних збитків як, наприклад, на ливарних заводах або підприємствах харчової промисловості. Такі ж самі наслідки можуть спіткати і комерційні компанії, наприклад, оптові продуктові бази, ритейлерів, фармакологічні компанії, де тривале знеструмлення холодильних установок призводить до псування продуктів харчування та лікарських засобів. За таких обставин непередбачуване вимкнення навіть одного струмоприймача може призводити до ланцюгової реакції і вимкнення технологічної лінії в цілому. З цих причин до управління попитом користувачі мають підходити системно, ретельно плануючи заходи DR наперед. А це, зі свого боку, вимагає передбачуваної поведінки ЕЕС, яка має інформувати користувачів про поточні режими роботи і прогнозовані варіанти розвитку подій, що в свою чергу вимагає організації надійної двоспрямованої комунікації між енергосистемою та кваліфікованими користувачами [2].

Регламенти виробітку та споживання електричної енергії багато в чому визначаються дизайном лібералізованого ринку електричної енергії і спрямовано на підвищення передбачуваності електроенергетичних потреб користувачів, що має на меті вдосконалення процесів управління об'єднаною електроенергетичною системою (ОЕС) України, покращання режимів електроспоживання, скорочення непродуктивних енерговитрат і втрат в елементах електричної мережі та підвищення надійності електропостачання споживачів. З метою поетапного узгодження попиту і пропозиції електричної потужності (електроенергії) в кожний момент часу регламентами функціонування ринку передбачено попереднє планування електроенергетичних потреб через контрахтування необхідних обсягів електричної енергії на довгострокову перспективу в сегменті ринку двосторонніх договорів (РДД), наступне замовлення параметрів режимів електроспоживання (профілів навантаження), а за необхідності – закупівля додаткових обсягів електричної енергії відповідно до заявленого профілю навантаження в сегменті ринку «на добу наперед» (РДН), погодинне уточнення обсягів продажу/закупівлі електричної енергії в сегменті внутрішньодобового ринку (ВДР), який часто називають ринком «на годину наперед», що має на меті згладжування невідповідності помиту і пропозиції, зумовленої стохастичним характером виробітку електричної енергії генерувальними установками на базі ВДЕ, з подальшим використанням проданих/закуплених обсягів електричної енергії відповідно до заявлених на РДН профілів навантаження на балансувальному ринку (БР) упродовж операційної доби. І чим точніше буде використано закуплені / законтраговані в сегментах РДД, РДН та ВДР обсяги електроенергії, тим за меншою ціною врешті решт буде оплачено електричну енергію кінцевими користувачами, що має стимулювати останніх до узгодженого використання електричної енергії відповідно до заявлених наперед режимів електроспоживання. Будь-які відхилення на БР від заявленого в сегментах РДД, РДН та ВДР профілю навантаження має бути сплачено покупцем за ринковою ціною [3].

Мета і завдання досліджень. Метою досліджень є вдосконалення процесів планування та управління попитом через підвищення точності прогнозування режимів електроспоживання і визначення потенціалу управління попитом агрегованої групи та кожного окремого користувача електричної енергії у складі такої групи. Для досягнення поставленої мети в статті послідовно розв'язано низку завдань, зокрема, досліджено шляхи закупівлі електричної енергії кінцевими користувачами, виконано порівняльний аналіз сучасних методів прогнозування профілів електричного навантаження і запропоновано базові принципи побудови індивідуальних прогнозних моделей режимів електроспоживання кваліфікованих кінцевих користувачів електричної енергії, а також наведено цільові функції управління попитом кваліфікованими користувачами електричної енергії самостійно або у складі балансувальних (агрегованих) груп, які може бути інтегровано до розвинутих смартсистем вимірювання, обліку та управління енерговикористанням кваліфікованих користувачів електричної енергії [4, 5] з метою мінімізації результуючої вартості закупівлі електричної енергії та підвищення ефективності енерговикористання.

Матеріал досліджень. Кваліфіковані користувачі (споживачі) електричної енергії закупають (законтрактують) електричну енергію безпосередньо на оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ) в сегментах РДД, РДН та ВДР і приймають участь в роботі БР самостійно або у складі балансувальних груп (БГ). Споживачі, які не закупають електричну енергію в ОРЕ, закупають електричну енергію на роздрібному ринку через торговельних посередників – електропостачальників (ритейлерів). Принципи закупівлі електричної енергії кінцевими користувачами мають значення, оскільки саме покупець електричної енергії безпосередньо на оптовому ринку несе персональну відповідальність за режими електроспоживання, а клієнт посередника такої відповідальності не несе, за нього відповідальність несе посередник – електропостачальник.

Зазвичай, ціна на електричну енергію, що закуповується споживачем у електропостачальника на роздрібному ринку, визначається за формулою [6]:

$$Ц = Ц_1 + T_2 + Ц_3, \quad (1)$$

де C_1 – ціна закупівлі електричної енергії в ОРЕ, грн/кВт·год; T_2 – тариф оператора системи розподілу (ОСР) для точок обліку / об'єктів споживачів відповідного класу напруги, які приєднані до електричних мереж відповідного ОСР, розрахований ОСР у встановленому порядку, грн/кВт·год; C_3 – ціна послуг електропостачальника, грн/кВт·год. Ціна закупівлі електричної енергії в ОРЕ C_1 визначається за формулою:

$$C_1 = C_{\text{ОСР}i-1} \cdot \frac{\text{ОРЦ}_i}{\text{ОРЦ}_{i-1}}, \quad (2)$$

де $C_{\text{ОСР}i-1}$ – фактична ціна закупівлі електричної енергії в ОРЕ для забезпечення графіку загального споживання електричної енергії споживачами, які приєднані до мереж відповідного ОСР і не обладнані інтервальними лічильниками (погодинного) комерційного обліку, за попередній розрахунковий період (місяць), грн/кВт·год; ОРЦ_i – прогнозована оптова ринкова ціна, яку встановлено Регулятором для розрахункового періоду i , грн/кВт·год; ОРЦ_{i-1} – прогнозована оптова ринкова ціна, яку встановлено Регулятором для попереднього розрахункового періоду $i-1$, грн/кВт·год.

Компоненти ціни C_1 і T_2 є такими, що не залежать від електропостачальника і їх може бути змінено без попередження клієнта. Компонент ціни C_3 є таким, що встановлюється електропостачальником і клієнта має бути поінформовано про змінення значення C_3 у спосіб, визначений договором на постачання електричної енергії.

Компонент ціни C_3 визначається на підставі акцептованої споживачем комерційної пропозиції електропостачальника відповідно до додатку 2 до Договору про постачання електричної енергії споживачу, примірник якого наведено в додатку 5 Правил роздрібного ринку електричної енергії [6]. Наприклад, комерційна пропозиція «Базова-А» постачальника електричної енергії ТОВ «Київські енергетичні послуги» [7] призначена для непобутових споживачів, які бажають укласти договір про постачання електричної енергії споживачу із погодинним визначенням вартості обсягу спожитої електроенергії. Ціна на електричну енергію за таких умов визначається за формулою [7]:

$$C_i = C_{\text{РДН}} \cdot K_i + P + T + C_{\text{п}}, \quad (3)$$

де $C_{\text{РДН}}$ – середньозважена ціна закупівлі електричної енергії в сегменті РДН, яка визначається з урахуванням оперативних даних щодо погодинних цін на РДН у місяці на дату формування рахунку, аналізу ОРЕ (прогнозів виробництва і споживання, графіків обмеження потужності та споживання, дефіциту виробничих потужностей, зміни цін на організованих площадках торгівлі електроенергією тощо). $C_{\text{РДН}}$ розраховується з урахуванням оперативних даних щодо графіку погодинного споживання за площадками групи «а» всіх споживачів – клієнтів електропостачальника. При цьому, за результатами минулих розрахункових періодів, враховуючи відхилення прогнозних від фактичних значень щодо ціни та обсягів споживання, електропостачальник має право врахування (коригування) виниклої різниці під час розрахунку $C_{\text{РДН}}$; $K_i = 1,04$ – коефіцієнт, який враховує прогнозні витрати (регульовані та фіксовані платежі, інші платежі тощо) електропостачальника для забезпечення діяльності на організованих сегментах ринку (РДН, ВДР, БР тощо); P – регульована ціна (тариф) послуг ОСР, до якого приєднаний об'єкт споживача, на відповідному класі напруги, грн/кВт·год; T – регульована ціна (тариф) послуг оператора системи передачі (ОСП), грн/кВт·год; $C_{\text{п}}$ – ціна додаткових послуг, пов'язаних з постачанням електричної енергії споживачу, що складає 0,10 грн/кВт·год. Актуальні тарифи на послуги розподілу і передачі викладено на сайті НКРЕКП [8].

В разі акцепту комерційної пропозиції «Базова-А» сторони договору погоджуються, що електропостачальник має право здійснити коригування ціни електричної енергії для здійснення остаточних розрахунків, в разі якщо за оперативними даними між середньозваженими погодинними цінами на РДН за площадками групи «а» в поточному та минулому розрахункових періодах відбулось відхилення. Відповідне відхилення є коливанням ціни на ринку та визначається за оперативними даними Оператора ринку (ОР), що оприлюднюються у порядку, встановленому Правилами ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку [9], і не потребує додаткових підтверджень від інших установ. Коригування, пов'язане зі зміною регульованих компонентів $C_{\text{РДН}}$ та/або ціни регульованих послуг (P , T та/або інших, в разі їх встановлення Регулятором), формування яких не залежить від електропостачальника, не потребує завчасного інформування клієнта. Коригування та зміна цін регульованих послуг здійснюється на різницю відхилення. Про зміну ціни послуг $C_{\text{п}}$ та коефіцієнту K_i клієнта інформують завчасно до початку їх застосування. Інформація про оперативні дані середньозваженої ціни закупівлі $C_{\text{РДН}}$, ціни регульованих послуг та коефіцієнт K_i публікується в особистому кабінеті клієнта на сайті електропостачальника.

Акцепт комерційної пропозиції «Базова-А» може бути здійснено клієнтами, електроустановки яких обладнано інтервальними лічильниками погодинного комерційного обліку електричної енергії і засобами, що забезпечують надійне дистанційне зчитування даних з лічильника. Умови віднесення об'єктів споживачів до площадок груп «а» і «б» визначено [10]. Клієнти, електроустановки яких не обладнано

інтервальними лічильниками погодинного комерційного обліку електричної енергії або не обладнано засобами, що забезпечують надійне дистанційне зчитування даних з лічильника, можуть вибирати інші комерційні пропозиції.

Комерційна пропозиція «Базова–Б» [11] призначена для непобутових споживачів, які бажають укласти договір про постачання електричної енергії споживачу на базових публічних умовах постачання. Ціна на електричну енергію за таких умов визначається за формулою (3), де $C_{\text{РДН}}$ розраховується з урахуванням оперативних даних щодо графіку погодинного споживання за площадками групи «б» всіх споживачів електропостачальника. В разі акцепту комерційної пропозиції «Базова–Б» сторони договору погоджуються, що електропостачальник має право здійснити коригування ціни електричної енергії для здійснення остаточних розрахунків, в разі якщо за оперативними даними між середньозваженими погодинними цінами на РДН за площадками групи «б» в поточному та минулому розрахункових періодах відбулось відхилення. Решта умов відповідають умовам комерційної пропозиції «Базова–А».

Ціна на електричну енергію за комерційною пропозицією «Надійна» [12] формується з урахуванням регульованих цін (тарифів) на послуги операторів системи. Ціна C_i за фактично спожитий обсяг у розрахунковому періоді визначається за формулою [12]:

$$C_i = C_e \cdot K_n + P + T, \quad (4)$$

де C_e – компонент ціни на електричну енергію з урахуванням даних щодо графіків споживання за відповідними площадками групи «б», прогнозу цін на ринку електричної енергії (РДД, РДН, ВДР, БР), грн/кВт·год. Цей компонент формується для кожного розрахункового періоду (місяця) та добувається до ціни електричної енергії C_i , яка повідомляється клієнтові в особистому кабінеті на сайті електропостачальника, до 10 числа розрахункового періоду; $K_n = 1,03$ – коефіцієнт, який враховує дохідність електропостачальника. В разі акцепту комерційної пропозиції «Надійна» сторони договору погоджуються, що зміна C_i пов'язана зі зміною регульованих цін на послуги (Р, Т та/або інших, в разі їх встановлення Регулятором), формування яких не залежить від електропостачальника і застосовуються з моменту введення їх в дію відповідним нормативним актом. Про зміну коефіцієнту K_n клієнт повідомляється не пізніше ніж за 20 днів до початку його застосування. Інформація про складові C_i публікується в особистому кабінеті споживача на сайті електропостачальника.

Ціна на електричну енергію за комерційною пропозицією «Надійна–А» [13] формується з урахуванням регульованих цін (тарифів) на послуги операторів системи. Ціна (C_i) за фактично спожитий обсяг у розрахунковому періоді визначається за формулою (4), де C_e – середньозважена ціна закупівлі електричної енергії на РДН, яка визначається з урахуванням оперативних даних щодо погодинних цін на РДН у місяці на дату формування рахунку, аналізу ОРЕ (прогнозів виробництва і споживання, графіків обмеження потужності та споживання, дефіциту виробничих потужностей, зміни цін на організованих площадках торгівлі електроенергією тощо), грн/кВт·год. Середньозважена ціна закупівлі C_e розраховується з урахуванням оперативних даних щодо графіку погодинного споживання за площадками групи «а» всіх споживачів електропостачальника на території відповідного ОСР, на яких ЛУЗОД, АСКОВ, АСЗД відсутні, не впроваджені в експлуатацію. При цьому, за результатами минулих розрахункових періодів, враховуючи відхилення прогнозних від фактичних значень щодо ціни та обсягів споживання, електропостачальник має право врахування (коригування) виниклої різниці при розрахунку ціни закупівлі; $K_n = 1,03$ – коефіцієнт, який забезпечує дохідність електропостачальника і охоплює всі інші витрати (плата за небаланси, плата за операції на РДН та ВДР тощо), крім витрат на послуги з передачі та розподілу. В разі акцепту комерційної пропозиції «Надійна–А» сторони договору погоджуються, що компонент C_e є розрахунковим, не залежить від волі електропостачальника, а тому не є зміною ціни і обов'язок щодо завчасного повідомлення на нього не розповсюджується.

Таким чином, під час укладання договору з електропостачальником на постачання електричної енергії на роздрібному ринку користувач може вибирати комерційну пропозицію залежно від обладнання власних електроустановок інтервальними лічильниками погодинного комерційного обліку електричної енергії і засобами, що забезпечують надійне дистанційне зчитування даних з лічильника, та готовності брати на себе солідарну відповідальність за небаланси на БР, яку електропостачальник, як суб'єкт ОРЕ, несе перед ОСП, або може перекласти таку відповідальність виключно на електропостачальника, погоджуючись при цьому на ціну за вищою тарифною ставкою. Втім, найнижчу ціну сплачують кваліфіковані користувачі, які є учасниками ринку і провадять свою діяльність в порядку, передбаченому [14]. За таких умов кваліфікований користувач – учасник ринку самостійно закуповує електричну енергію безпосередньо в сегментах РДД, РДН та ВДР і заявляє ОР власний профіль навантаження, і так само несе персональну відповідальність за виконання заявлених режимів електроспоживання на БР перед ОСП.

З вищенаведеного логічне витікає, що кваліфіковані користувачі електричної енергії, які прагнуть мінімізувати вартість закупівлі електричної енергії, мають попередньо визначити і заявити власні енергопотребителі із подальшим використанням електричної енергії відповідно до заявлених режимів електроспоживання.

Постановка задачі. Для досягнення поставленої мети кваліфікований користувач електричної енергії має послідовно розв'язувати такі завдання [3]:

- планування потреб в електричній енергії на довгострокову перспективу;
- планування режимів електроспоживання на операційну добу D ;
- використання електричної енергії упродовж кожного розрахункового періоду операційної доби D відповідно до заявлених (запланованих) режимів електроспоживання з мінімальними відхиленнями;
- управління режимами електроспоживання (попитом) упродовж кожного розрахункового періоду операційної доби D з метою попередження відхилень від узгоджених (заявлених) обсягів закупівлі електричної енергії.

Логіка постановки задачі проста: чим точніше користувачем визначено власні потреби в електричній енергії, зокрема, профіль навантаження операційної доби, тим легше (природніше) кваліфікованому користувачу дотримуватися заявлених режимів електроспоживання, а від так, тим меншими будуть відхилення на БР і тим легше буде впоратися з такими відхиленнями із застосуванням різних методів управління попитом. Відповідно, тим нижчою буде підсумкова вартість закупівлі електричної енергії, що врешті рещт і є кінцевою метою кваліфікованого користувача.

Втім, для досягнення поставленої мети кваліфікований користувач має володіти певним інструментарієм планування та управління попитом, зокрема [2]:

- забезпечення комерційного і технічного обліку електричної енергії на базі смартлічильників;
- наявність повнофункціональної смартсистеми вимірювання, обліку та управління енерговикористанням;
- доступність споживачів-регуляторів та іншого інструментарію управління попитом.

До цього інструментарію також потрібне прагнення користувача дотримуватися узгодженого використання електричної енергії, що врешті рещт є визначальним для досягнення поставленої мети.

Планування потреб користувача в електричній енергії на довгострокову перспективу є окремим завданням і в рамках розв'язання задачі планування та управління попитом розглядається як таке, що відбулося і тому в цій статті не досліджується. До того ж, довгострокові потреби може бути завчасно скориговано шляхом внесення відповідних змін до білатеральних контрактів на РДД.

Завдання планування режимів електроспоживання на операційну добу D в свою чергу складається з попереднього планування профілю навантаження із законтракованих на РДД обсягів електричної енергії і повідомлення про попередньо запланований профіль навантаження ОР не пізніше 10-ї години доби $D-2$, що передуює добі постачання (операційній добі D). При цьому попередньо заявлений профіль навантаження кваліфікованого користувача має бути забезпечено обсягами потужностей відповідних типів (базова, маневрена, пікова) власної генерації та/або купівлі на РДД та/або імпорту [9].

Кваліфікований користувач – учасник ринку має можливість покрити власні потреби операційної доби щогодинними обсягами електричної енергії, закупленої виключно на РДД або додатково чи цілком закупити обсяги електричної енергії для кожної години доби постачання на РДН. Зрозуміло, що ціна закупівлі передбачувано буде найнижчою на РДД і зростатиме залежно від обсягів електричної енергії, що закуповуються на РДН.

Після «закриття воріт РДН» (планово о 12:00 але не пізніше 21:00 доби $D-1$, що передуює добі постачання [9]) кваліфікований користувач – учасник РДН/ВДР може подавати заявки на торги на ВДР починаючи з 15:00 години доби, що передуює добі постачання і до «закриття воріт ВДР», що настає за 60 хвилин до початку розрахункового періоду, на який подається заявка [9]. Під час торгів на ВДР кожний учасник визначає обсяги та ціни на електричну енергію для розрахункових періодів доби постачання після завершення торгів на РДН та впродовж доби постачання відповідно до [9] та одномоментний процес купівлі та продажу електричної енергії на ВДР.

За результатами торгів в сегментах РДД, РДН та ВДР кваліфікований користувач – учасник ринку закуповує планові обсяги електричної енергії $W_i^{\text{план}}$ для кожної години (розрахункового періоду) доби постачання D [3]:

$$W_i^{\text{план}} = W_i^{\text{РДД}} + W_i^{\text{РДН}} + W_i^{\text{ВДР}}, \quad (5)$$

де $W_i^{\text{РДД}}$ – обсяг законтракованої на РДД електричної енергії, заявленої для використання в i -му розрахунковому періоді доби постачання D , кВт·год; $W_i^{\text{РДН}}$ – обсяг електричної енергії, закуплений безпосередньо на РДН для використання впродовж i -го розрахункового періоду доби постачання D , кВт·год; $W_i^{\text{ВДР}}$ – коригування обсягу електричної енергії для i -го розрахункового періоду доби постачання D за результатами торгів на ВДР (алгебраїчна величина), кВт·год. За фактом $W_i^{\text{план}}[i; 24]$ і є заявленим профілем навантаження (режимом електроспоживання) кваліфікованого користувача на добу постачання D . То ж достовірне визначення $W_i^{\text{план}}$ забезпечить мінімальні відхилення від нього упродовж операційної доби D .

Достовірне визначення $W_i^{\text{план}}$ має базуватися на якісному плануванні потреб в електричній потужності (електроенергії) для кожної години доби. Зазвичай це завдання розв'язується шляхом прогнозування добових профілів електричного навантаження, що розглядаються як часові ряди, різними методами. Часовим рядом (ЧР) називають послідовність значень, що описують перебіг певного процесу, виміряних / визначених зазвичай через рівні інтервали часу [15]. Добовий профіль навантаження є класичним прикладом ЧР і найвагомішим параметром режиму електроспоживання користувача (споживача) електричної енергії. В електроенергетиці вміст таких ЧР часто називають історичними даними (*historical data*, HD).

Історичні дані профілів навантаження одержують шляхом інтервальних вимірювань, які реалізують інтервальні лічильники електричної енергії [16]. Інтервальні вимірювання зазвичай є однією з функцій смартлічильників (*smart meters*) – багатофункціональних електронних лічильників електричної енергії, які реалізують вимірювання / облік активної електричної енергії та інтегрованої в часі реактивної потужності (реактивної енергії) в прямому та зворотному напрямках (імпорт та експорт), зокрема, нагромаджувальним підсумком, здійснюють оброблення результатів вимірювань і визначення на їхній основі параметрів обліку електричної енергії / параметрів режимів електроспоживання, зберігають виміряні (обчислені, сформовані, зафіксовані тощо) дані в первинній базі даних (ПБД) та забезпечують доступ до ПБД цифровими комунікаційними інтерфейсами. Добовий профіль навантаження, сформований за показами смартлічильника електричної енергії, залежно від параметрування останнього може містити:

- значення активної електричної енергії (кВт·год) або інтегрованої в часі реактивної потужності (реактивної енергії, квар·год), виміряної упродовж завданих інтервалів вимірювань;
- значення активної (кВт) або реактивної (квар) потужності, усередненої упродовж завданих інтервалів вимірювань;
- покази нагромаджувальним підсумком лічильника активної енергії (кВт·год) або інтегрованої в часі реактивної потужності (реактивної енергії, квар·год), зафіксовані на границях завданих інтервалів вимірювань.

Інтервал вимірювання завдається під час параметрування смартлічильника і зазвичай вибирається з ряду: 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30 або 60 хвилин.

Отримані в результаті інтервальних вимірювань значень профілів навантаження аналізуються з метою прогнозування (промокування) майбутніх профілів навантаження за результатами оброблення минулих (історичних) даних різними методами. До найпоширеніших методів прогнозування відносять метод ковзного середнього (*Simple Moving Average*, SMA), метод експоненціального згладжування (*Exponential Smoothing*, SES), метод авторегресії (*Autoregressive Integration Moving Average*, ARIMA), нейронні мережі (*Neural Network*, NN) [15]. Наприклад, в [17] досліджено результати прогнозування електроспоживання методом авторегресії, що надає можливість визначити залежність прогнозованого показника від себе ж самого в минулому – саме до цього і зводиться суть авторегресійної моделі. Тобто, цілком раціонально припустити практично для будь-якого показника, що його поточне значення певною мірою залежить від того, якого значення цей показник набував в попередній проміжок часу. Пошук такої залежності дозволяє будувати прості прогнозні моделі, за якими легко зробити прогноз. Втім, метод авторегресії дозволяє отримувати достатньо точні результати прогнозування в стабільних ситуаціях, наприклад, коли немає різких змін факторів, що чинять вплив на режими електроспоживання. Однак застосування такого підходу не дозволяє правильно спрогнозувати ситуацію в разі випадкового змінення чинників впливу [17].

У [18–20] описано методи прогнозування навантаження ЕЕС. У [18] запропоновано методику виділення з нестационарного часового ряду сумарного електричного навантаження складових, які характеризують вплив технологічних, метеорологічних і астрономічних факторів. Зокрема, методика дозволяє виділяти і оцінювати базову, трендову та залишкову складові розробленої математичної моделі. У [19] запропоновано комбіновану архітектуру штучної нейронної мережі (ШНМ) глибинного навчання для векторного прогнозування вузлових навантажень ЕЕС. У [20] ШНМ запропоновано для короткострокового прогнозування електричного навантаження електропостачальної компанії.

Втім, методи обробки часових рядів дають прийнятні результати під час прогнозування профілів навантаження ЕЕС, які утворено сотнями мільйонів струмоприймачів (агентів). Для визначення потреб в електричній енергії окремого кінцевого користувача, профіль навантаження якого визначається низкою факторів, кожний з яких чинить детермінований вплив на його електроспоживання, перевагу варто надавати радше плануванню аніж прогнозуванню. Зокрема, в [21] вжито низку заходів з метою підвищення адекватності прогнозної моделі електричного навантаження промислового підприємства:

1. З метою формування бази даних (БД) передісторії враховано запланований режим роботи підприємства наступної доби. Також, на цьому етапі, реалізовано кластеризацію із розбиттям часового ряду на 3 кластери, що дозволило скоротити час оброблення даних.

2. Враховано лінійне зростання навантаження підприємства. Після отримання інформації від підприємства про те, що воно буде плавно переходити до режиму повного завантаження, було скориговано

прогнозу модель – додано лінійний тренд. Це призвело до зменшення середньої абсолютної відсоткової помилки прогнозування (*mean absolute percentage error*, MAPE) з 16,63 % до 7,21 %.

3. Виконано кореляційний аналіз впливу режимів роботи потужних струмоприймачів на характер загального електричного навантаження підприємства. За результатами кореляційного аналізу в прогнозній моделі враховано вплив режимів роботи найпотужніших струмоприймачів підприємства, коефіцієнт кореляції для яких $r > 0,5$, що призвело до зменшення MAPE до 5,8 %.

4. Виконано сезонну декомпозицію часового ряду. За результатами сезонної декомпозиції виділено чотири компоненти: сезонну компоненту (позначається S_t , де t – момент часу), тренд (T_t), циклічну компоненту (C_t), залишкову (випадкову, нерегулярну) компоненту (I_t). З метою виявлення зв'язку навантаження підприємства з погодними умовами виконано кореляційний аналіз сформованого із залишкової компоненти нового часового ряду. За результатами аналізу побудовано регресійну модель залишкової компоненти, що дозволило врахувати вплив погодних умов на характер навантаження підприємства. Це призвело до зменшення MAPE до 5,51 %.

5. До результатів прогнозування внесено поправку у зв'язку із запланованим ремонтом електротехнічного устаткування. Також враховано інформацію щодо планової зупинки потужного струмоприймача з метою перевірки його технічного стану в період із 12.00 до 13.00 прогнозованої доби, що не було враховано у базовій моделі. Це дозволило знизити MAPE до 4,86 %.

Таким чином, шляхом послідовного врахування окремих технологічних, виробничих, режимних та зовнішніх факторів, що чинять вплив на характер режимів електроспоживання кінцевого користувача, та відповідного коригування параметрів прогнозної моделі на досліджуваному часовому ряді значень електричного навантаження середню абсолютну відсоткову помилку прогнозування зменшено більше ніж втричі: з 16,63 % до 4,86 %.

За результатами досліджень [21] зроблено такі висновки:

1. На режими електроспоживання кінцевих користувачів електричної енергії чинять вплив низка факторів, зокрема виробничого і технологічного характеру, переважна більшість яких є передбачуваними, а відтак їхній вплив можна врахувати, зокрема під час короткострокового прогнозування електричного навантаження на наступну добу шляхом коригування (уточнення) прогнозних моделей.

2. Існуючі класичні методи прогнозування базуються на виявленні тенденцій часових рядів на інтервалі передісторії і не враховують вищезазначені фактори. В результаті прогнози, що побудовано в такий спосіб, добре збігаються з фактичним електроспоживанням в разі «нормальної» поведінки об'єкту прогнозування, і різко відхиляються від загальної тенденції в разі виникнення одного чи декількох вищезазначених факторів.

3. З метою підвищення якості прогнозування необхідно, окрім часових рядів значень електричного навантаження (електроспоживання) кінцевих користувачів на інтервалі передісторії, володіти інформацією, зокрема виробничого і технологічного характеру, врахування якої під час прогнозування сприятиме підвищенню точності й достовірності прогнозних оцінок. До такої інформації належить:

- виробничі плани підприємств;
- технологічні карти виробництв;
- планові режими роботи потужних струмоприймачів;
- плани проведення ремонтних, профілактичних та інших робіт;
- інші фактори, що впливають на режими електроспоживання кінцевих користувачів електричної енергії.

4. З метою підвищення якості короткострокового прогнозування необхідно також упорядковувати і враховувати в прогнозних моделях стратегії керування поточними режимами електроспоживання кінцевих користувачів, які здійснюються, зокрема, з метою економії оплати за електричну енергію в умовах диференційованої вартості електричної енергії.

Таким чином можна стверджувати, що для ефективного керування попитом на електричну потужність (електроенергію) в лібералізованому ринку електричної енергії кваліфікованими кінцевими користувачами мають застосовуватися індивідуальні прогнозні моделі, які додатково враховують низку факторів, зокрема виробничого і технологічного характеру, що зумовлюють передбачувану поведінку цього кінцевого користувача в конкретних умовах. Крім того, для підвищення точності й достовірності прогнозних оцінок, необхідно упорядкування і планування поведінки конкретного кінцевого користувача, і врахування її під час побудови індивідуальних прогнозних моделей.

При цьому підходи до планування можуть різнитися. Зокрема, один з підходів полягає в прогнозуванні відомими методами агрегованого профілю навантаження користувача за історичними даними комерційного обліку електричної енергії з подальшим уточненням прогнозу через декомпозицію і врахування змін впливу вагомих чинників, як то прогноз погоди, обсяги виробництва та відпуску продукції, планові та позапланові ремонти тощо [21]. Інший підхід полягає у формуванні профілю навантаження користувача через агрегування профілів навантаження струмоприймачів за даними технічного обліку електричної енергії з врахуванням чинників впливу.

Якісне планування сприятиме зменшенню відхилень на БР від узгоджених режимів електроспоживання кваліфікованого кінцевого користувача. Залишкові відхилення може бути своєчасно усунуто, наприклад, управлінням споживачами-регуляторами упродовж розрахункового періоду за методом ідеальної норми [3]:

$$\begin{cases} W_i = W_i^{\text{ПЛАН}} \pm d_w & \text{якщо } (W_i^{\text{ПЛАН}} + d_w) \leq W_i^{\text{ОБМ}}; \\ W_i = (W_i^{\text{ОБМ}} - d_w) \pm d_w & \text{якщо } (W_i^{\text{ПЛАН}} + d_w) > W_i^{\text{ОБМ}} \end{cases} \quad (6)$$

де d_w – довірчий інтервал, що визначається недосконалістю управління споживачами-регуляторами, кВт·год; $W_i^{\text{ОБМ}}$ – обмеження електроспоживання, кВт·год, що відповідає доведеному користувачеві обмеженню потужності упродовж i -го розрахункового періоду.

Цільова функція управління агрегованим навантаженням БГ відповідно до застосованих обмежень набуває вигляду [3]:

$$\begin{cases} W_i^{\text{БГ}} = W_i^{\text{ПЛАН}} \pm D_w & \text{якщо } (W_i^{\text{ПЛАН}} + D_w) \leq W_i^{\text{ОБМ}}; \\ W_i^{\text{БГ}} = (W_i^{\text{ОБМ}} - D_w) \pm D_w & \text{якщо } (W_i^{\text{ПЛАН}} + D_w) > W_i^{\text{ОБМ}} \end{cases} \quad (7)$$

де $W_i^{\text{ПЛАН}}$ – сумарний плановий рівень електроспоживання усіх учасників БГ в i -му розрахунковому періоді доби постачання D , кВт·год; $D_w = \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{\text{БГ}}} d_{wj}^2}$, – довірчий інтервал, що визначається недосконалістю управління споживачами-регуляторами БГ, кВт·год; $N_{\text{БГ}}$ – кількість користувачів електричної енергії (учасників), які входять до складу БГ; $W_i^{\text{ОБМ}}$ – обмеження електроспоживання БГ, кВт·год, що відповідає доведеному БГ обмеженню потужності упродовж i -го розрахункового періоду. Можна очікувати, що досягнення цільового значення управління $W_i^{\text{БГ}}$ балансувальною групою є імовірнішим, оскільки обмеження може бути перерозподілено всередині БГ, а відхилення різних учасників групи від узгоджених режимів електроспоживання з високою імовірністю взаємно компенсуватимуться частково або повністю. Саме останньою властивістю і користуються електропостачальники, які є природними агрегаторами і сторонами, відповідальними за баланси (СВБ) своїх клієнтів. То ж кваліфікованим користувачам електричної енергії, які здатні з високим ступенем достовірності планувати власні режими електроспоживання і розбудували продуктивний інструментарій управління попитом під час закупівлі електричної енергії у електропостачальників варто вибирати тарифні плани з відповідальністю за власні небаланси або закуповувати електричну енергію безпосередньо в ОРЕ, пропонуючи додатково ПБ, а за відповідності електроустановок користувача вимогам Кодексу системи передачі (КСП) [22] – і ДП, мінімізуючи в такий спосіб результуючу вартість закупівлі електричної енергії та підвищуючи ефективність її використання.

Висновки. Ефективне енерговикористання і мінімізація вартості електричної енергії для кваліфікованих користувачів (споживачів) вимагає якісного планування потреб в електричній потужності (електроенергії) на кожен розрахунковий період лібералізованого ринку електричної енергії (кожну годину доби), узгодження параметрів режимів електроспоживання (добових профілів навантаження) через послідовну закупівлю електричної енергії в сегментах ОРЕ відповідно до запланованих обсягів енерговикористання із наступним точним дотриманням узгоджених параметрів режимів електроспоживання через мінімізацію та управління відхиленнями упродовж операційної доби. Реалізація такого підходу має базуватися на застосуванні індивідуальних прогнозних моделей, що враховують особливості виробничих процесів та інші фактори впливу на режими електроспоживання кваліфікованих користувачів електричної енергії, в поєднанні з продуктивним інструментарієм управління попитом, інтегрованим до розвинутих систем вимірювання, обліку та управління енерговикористанням. Енергоефективну поведінку користувач також може реалізувати через закупівлю електричної енергії у електропостачальника за нижчою тарифною ставкою, розділяючи з останнім відповідальність за власні небаланси на БР, яку електропостачальник, як суб'єкт ОРЕ, несе перед ОСП. Обидва підходи до енергозабезпечення, окрім закупівлі електричної енергії користувачем за вигідною ціною, призводять до посилення дисциплінованості суб'єктів лібералізованого ринку електричної енергії, передбачуваності попиту та мінімізації відхилень від попередньо узгоджених режимів електроспоживання, що врешті решт сприятиме зменшенню використання викопного палива та зниженню шкідливого тиску на довкілля. Не готовність передбачувати використовувати електричну енергію не лише збільшує вартість її закупівлі кінцевими користувачами у електропостачальників, а й знижує ефективність її використання, призводить до збільшення втрат і нерационального використання генерувальних потужностей ОЕС України.

Список використаних джерел

1. Праховник А. В., Коцар О. В. Методологія керування режимами електроспоживання в умовах енергоринку. *Свідчення про реєстрацію авторського права на твір* № 29784 від 05.08.2009 р. – 16 с.
2. Коцар О. В. Новий метод неявного управління попитом на основі пропозиції доступної потужності. // *Свідчення про реєстрацію авторського права на твір* № 134144 від 05.03.2025 р. – 20 с.

3. Коцар О. В., Расько Ю. О. Вдосконалення інформаційного та інструментального забезпечення управління попитом в лібералізованих ринках електричної енергії // *Технічна електродинаміка*, 2023. № 3 – С. 68–79. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.03.068> (дата звернення 09.02.2025).
4. Коцар О. В. Розвиток АСКОВЕ в умовах лібералізації ринку електричної енергії України // *Технічна електродинаміка*, 2018. – № 4 – С. 110–117. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2018.04.110>.
5. Коцар О. В. Smart-системи вимірювання, обліку та управління енерговикористанням // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. – № 2 – С. 20–25.
6. Правила роздрібного ринку електричної енергії. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18#Text> (дата звернення 09.02.2025).
7. Комерційна пропозиція «Базова-А» постачальника електричної енергії ТОВ «Київські енергетичні послуги». Додаток 2 до Договору про постачання електричної енергії споживачу. URL: <https://kyiv.yasno.com.ua/business/postachannya-za-vilnimy-cinami> (дата звернення 09.02.2025).
8. Тарифи на послуги з розподілу електричної енергії. НКРЕКП. URL: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/promislovist/tarifi-na-elektroenergiyu-dlya-nepobutovih-spozhyvachiv/tarifi-na-poslugi-z-rozpodilu-elektrichnoyi-energiyi> (дата звернення 09.02.2025).
9. Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18> (дата звернення 09.02.2025).
10. Про затвердження Тимчасового порядку визначення обсягів купівлі електричної енергії на ринку електричної енергії електропостачальниками та операторами систем розподілу на перехідний період. Затв. Постановою НКРЕКП № 2118 від 28.12.2018 із змінами і доповненнями. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v2118874-18#Text> (дата звернення 09.02.2025).
11. Комерційна пропозиція «Базова-Б» постачальника електричної енергії ТОВ «Київські енергетичні послуги». Додаток 2 до Договору про постачання електричної енергії споживачу. URL: <https://kyiv.yasno.com.ua/business/postachannya-za-vilnimy-cinami> (дата звернення 09.02.2025).
12. Комерційна пропозиція «Надійна» постачальника електричної енергії ТОВ «Київські енергетичні послуги». Додаток 2 до Договору про постачання електричної енергії споживачу. URL: <https://kyiv.yasno.com.ua/business/postachannya-za-vilnimy-cinami> (дата звернення 09.02.2025).
13. Комерційна пропозиція «Надійна-А» постачальника електричної енергії ТОВ «Київські енергетичні послуги». Додаток 2 до Договору про постачання електричної енергії споживачу. URL: <https://kyiv.yasno.com.ua/business/postachannya-za-vilnimy-cinami> (дата звернення 09.02.2025).
14. Про ринок електричної енергії. Закон України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#top> (дата звернення 15.02.2025).
15. 5 Statistical Methods For Forecasting Quantitative Time Series. URL: <https://www.bistasolutions.com/resources/blogs/5-statistical-methods-for-forecasting-quantitative-time-series/> (дата звернення 16.02.2025).
16. Кодекс комерційного обліку електричної енергії. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text> (дата звернення 16.02.2025).
17. Гарячевська І.В., Мовенко С.Ю. Розробка штучних нейронних мереж для прогнозування споживання електроенергії // *Вісник ХНТУ, Інформаційні технології*, 2018. – № 3 (66) – С. 250–259.
18. Черненко П. О., Мартинюк О. В. Декомпозиція добового графіка електричного навантаження енергосистеми та моделювання його складових під час короткострокового прогнозування // *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, 2017. – № 6 – С. 86–94.
19. Однофакторне короткострокове прогнозування вузлових електричних навантажень енергосистеми / П. О. Черненко, В. О. Мірошник, П. В. Шиманюк // *Технічна електродинаміка*, 2020. – № 2 – С. 67–73.
20. Черненко П. О., Мірошник В. О. Короткострокове прогнозування електричного навантаження електропостачальної компанії з використанням штучної нейронної мережі глибинного навчання // *Праці ІЕД НАНУ*, 2018. – вип. 50 – С. 5–11.
21. Коцар О. В., Расько Ю. О., Галабійський П. М. Підвищення достовірності прогнозування навантаження кінцевих споживачів в РДДБР // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2015. – № 2 – С. 43–52.
22. Кодекс системи передачі. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#top> (дата звернення 09.02.2025).

O. Kotsar¹, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-7958-2335

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

THE IMPROVEMENT OF PLANNING AND DEMAND-SIDE MANAGEMENT PROCESSES

The design of the liberalized electricity market is aimed at increasing the predictability of power using, which aims to improve the management processes of the integrated power system of Ukraine, improve the modes of power generation and consumption, reduce unproductive power consumption and losses in the elements of the electricity grid and increase the reliability of power supply to customers. At the same time, the achievement of this goal is largely determined by the degree of digitalization of planning and demand-side management processes. The paper examines aspects of digitalization of power planning and demand-side management processes, in particular, forecasting power using and building the potential of demand-side management by the resource of consumers-regulators. Bibl. 22.

Keywords: aggregation, balancing group, demand-side management, energy efficiency, forecasting, load profile, planning, smart metering, smart metering system.

References

1. Prakhovnyk A. V. and Kotsar O. V. The Methodology for Controlling Power Consumption Modes in the Electricity Market. *Copyright Certificate* No. 29784 dated 05.08.2009, 16 p. (Ukr)
2. Kotsar O.V. The New Implicit DR-method Based on the Available Capacity Proffering. *Copyright Certificate* No. 134144 dated 05.03.2025, 20 p. (Ukr)
3. Oleg Kotsar and Iurii Rasko (2023) Improvement of the Methodical and Instrumental Support for Demand-Side Management in the Liberalized Electricity Markets. *Journal of Technical Electrodynamics*, No. 3, pp. 68–79. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.03.068> (accessed 09.02.2025). (Ukr)
4. Oleg Kotsar (2018) Smart Systems for Measurement, Metering and Energy Management in the Liberalized Electricity Market of Ukraine. *Journal of Technical Electrodynamics*, No. 4, pp. 110–117. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2018.04.110>. (Ukr)
5. Oleg Kotsar (2018) Smart Systems for Measurement, Metering and Energy Management. *Energy: economics, technology, ecology*, No. 2, pp. 20–25. (Ukr)
6. Retail Electricity Market Rules. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18#Text> (accessed 09.02.2025). (Ukr)
7. The commercial offer “Basic-A” of the power supplier "Kyiv Energy Services" LLC. Appendix 2 to the Agreement for the consumer power supply. URL: <https://kyiv.yasno.com.ua/business/postachannya-za-vilnimy-cinami> (accessed 09.02.2025). (Ukr)
8. Tariffs for power distribution services. NEURC. URL: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/promislovist/tarifi-na-elektroenergiyu-dlya-nepobutovih-spozvivachiv/tarifi-na-poslugi-z-rozpodilu-elektrichnoyi-energiyi> (accessed 09.02.2025). (Ukr)
9. Day-aHead and Intraday Market Rules. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18> (accessed 09.02.2025). (Ukr)
10. On approval of the temporary procedure for determining the volumes of electricity purchase in the electricity market by power suppliers and distribution system operators for the transitional period. Approved by NEURC Resolution No. 2118 dated 28.12.2018. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v2118874-18#Text> (accessed 09.02.2025). (Ukr)
11. The commercial offer “Basic-B” of the power supplier "Kyiv Energy Services" LLC. Appendix 2 to the Agreement for the consumer power supply. URL: <https://kyiv.yasno.com.ua/business/postachannya-za-vilnimy-cinami> (дата звернення 09.02.2025). (Ukr)
12. The commercial offer “Reliable” of the power supplier "Kyiv Energy Services" LLC. Appendix 2 to the Agreement for the consumer power supply. URL: <https://kyiv.yasno.com.ua/business/postachannya-za-vilnimy-cinami> (accessed 09.02.2025). (Ukr)
13. The commercial offer “Reliable-A” of the power supplier "Kyiv Energy Services" LLC. Appendix 2 to the Agreement for the consumer power supply. URL: <https://kyiv.yasno.com.ua/business/postachannya-za-vilnimy-cinami> (дата звернення 09.02.2025). (Ukr)
14. On the Electricity Market. The Law of Ukraine. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#top> (accessed 15.02.2025). (Ukr)
15. The 5 Statistical Methods for Forecasting Quantitative Time Series. URL: <https://www.bistasolutions.com/resources/blogs/5-statistical-methods-for-forecasting-quantitative-time-series/> (accessed 16.02.2025).
16. Commercial Electricity Metering Codex. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text> (accessed 16.02.2025). (Ukr)
17. Hariachevska I. V. and Movenko S.Iu. (2018) Development of artificial neural networks for predicting power consumption. *KhNTU Bulletin, Information Technologies*, No. 3 (66), pp. 250–259. (Ukr)
18. Chernenko P. O. and Martyniuk O. V. (2017) Decomposition of the daily schedule of the electrical load of the power system and modeling of its components during short-term forecasting. *Bulletin of Vinnytsia Polytechnic Institute*, No. 6, pp. 86–94. (Ukr)
19. Chernenko P. O. and Miroshnyk V. O. and Shymaniuk P. V. (2020) Single-factor short-term forecasting of nodal electrical loads of the power system. *Journal of Technical Electrodynamics*, No. 2, pp. 67–73. (Ukr)
20. Chernenko P. O. and Miroshnyk V. O. (2018) Short-term forecasting of the electrical load of a power utility company using a deep learning artificial neural network. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, Issue 50, pp. 5–11. (Ukr)
21. Oleg Kotsar and Iurii Rasko and Petro Halabitsky (2015) Increasing the reliability of end-user load forecasting in the BCM&BM. *Energy: economics, technology, ecology*, No. 2, pp. 43–52. (Ukr)
22. Transmission System Codex. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#top> (accessed 09.02.2025). (Ukr)

Надійшла: 27.05.2025

Received: 27.05.2025