

НОВИЙ МЕТОД НЕЯВНОГО УПРАВЛІННЯ ПОПИТОМ НА ОСНОВІ ПРОПОЗИЦІЇ ДОСТУПНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Отримано 08 січ. 2026 р.; рекомендовано до публікації 23 бер. 2026 р.
Доступно онлайн 31 бер. 2026 р.

Коцар О. В.

Автор для кореспонденції: Коцар Олег,
e-mail: kovpers@ukr.net

канд. техн. наук

<https://orcid.org/0000-0002-7958-2335>

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського», м. Київ, Україна

Анотація. У статті описано розроблений автором новий метод неявного управління попитом на основі пропозиції доступної потужності, який відрізняється оперативним інформуванням користувача про доступну в цей момент до використання персональною електричну потужність, що може бути меншою або більшою за заcontractовану в межах технічної здатності електричної мережі з її доставлення користувачеві. У відповідь користувач може безумовно використати запропоновану потужність (акцепт за умовчанням через неявний зворотний зв'язок другого порядку) або відмовитися від її використання частково або повністю (через явний зворотний зв'язок першого порядку), зокрема в обмін на інші бенефіти. Розроблений метод базується на використанні розширеної двоспрямованої комунікації енергосистеми безпосередньо з кожним користувачем (абонентом) на основі смартлічильників електричної енергії, які інтегровано до широко розгорнутих на засадах взаємозамінності та кібербезпеки смартсистем вимірювання, обліку та управління енерговикористанням. Наявність розширеної двосторонньої оперативної комунікації дає змогу оперативно перерозподіляти доступну потужність між усіма користувачами на засадах неупередженості і справедливості з урахуванням індивідуальних режимів електроспоживання, зокрема в умовах нестабільності виробітку електричної енергії з ВДЕ, а також виникнення дефіциту потужності в ОЕС України. А розроблений новий метод неявного управління попитом створить умови для оптимального та ефективного використання доступної потужності з урахуванням актуальних потреб кожного користувача. Це забезпечить надійне електропостачання користувачів як в умовах дефіциту потужності, так і в умовах нестабільності її виробітку, а також сприятиме підвищенню продуктивності використання електричної енергії, що виробляється генерувальними установками на базі ВДЕ.

Ключові слова: ВДЕ, взаємозамінність, взаємосумісність, двостороння комунікація, доступна потужність, неявне управління попитом, смартлічильник, смартсистема обліку.

Перелік використаних позначень та скорочень

АСКОЕ – автоматизована система контролю, обліку та управління енерговикористанням / комерційного обліку електроенергії

БР – балансувальний ринок

ВДЕ – відновлюване джерело енергії

ЕЕС – електроенергетична система

ЄС – Європейський Союз

ОЕС – Об'єднана енергосистема України

ОРЕ – оптовий ринок електроенергії

ОСББ – об'єднання співвласників багатоквартирного будинку

ОСП – оператор системи передачі

ОСР – оператор системи розподілу

ПБ – послуги з балансування

ППБ – постачання / постачальник послуг з балансування

ППРЕ – поточні параметри режимів електроспоживання

ПРТ – постачальник за регульованим тарифом

СЕНМ – система енергоменеджменту

DER – distributed energy resources

DR – demand response

DSF – demand-side flexibility

DSM – demand-side management

EE – energy efficiency

IHD – in-home display

PLC – power line communication

SMS – smart metering system

P , Q – потужність активна, реактивна

Вступ. Традиційно управління попитом на електричну потужність (електроенергію) є альтернативою забезпеченню статичної й динамічної стійкості та усталених

режимів роботи електроенергетичних систем (ЕЕС) керованими генерувальними установками, що використовують для виробітку електричної енергії переважно

викопне паливо. За такої альтернативи управління з боку попиту не тільки зменшує використання вичерпних природних ресурсів, а також дозволяє скоротити шкідливі викиди, зумовлені виробітком електричної енергії та її втратами в елементах електричної мережі, що загалом сприяє зниженню техногенного впливу на довкілля.

Балансування ЕЕС через ресурс попиту є найраціональнішим в умовах широкого інтегрування до електричної мережі генерувальних установок на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Адже нестабільність виробітку електричної енергії з ВДЕ часто призводить до порушення балансу генерувальних потужностей і навантажень споживачів, що легко дослідити на прикладі функціонування мікромереж. Балансувати ж ЕЕС за таких умов через керовані генерувальні потужності на викопному паливі неефективно, а часто-густо технічно неможливо з огляду на тривалий час запуску вугільних блоків, які складають переважну частину маневрених генерувальних потужностей в Україні.

Такий підхід є тим більш актуальним сьогодні для балансування Об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України, коли внаслідок варварських російських атак на енергетичну інфраструктуру України зруйновано або пошкоджено понад половину об'єктів генерації та виведено з ладу чималу кількість вузлових електричних підстанцій, що забезпечують передавання та розподіл електричної енергії. Прагнучи збалансувати попит в умовах дефіциту потужностей енергосистеми оператори мереж намагаються обмежити навантаження споживачів через запровадження стабілізаційних та екстрених вимкнень, зокрема, населення. Понадусім це призводить до того, що після відновлення електропостачання побутові споживачі вважають своїм правом відібрати з електромережі стільки потужності, скільки їм хотілося б. Результатом є виникнення збурень у й без того вразливій енергосистемі.

Такий ситуації можна було б запобігти через запровадження гнучкого управління попитом побутовими споживачами відповідно до доступної потужності енергосистеми на базі смартлічильників електричної енергії, які інтегровано до широко розгорнутих на засадах взаємозамінності та кібербезпеки смартсистем вимірювання, обліку та управління енерговикористанням [1]. Розгортання смартсистем обліку передбачено Планом заходів з реалізації Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року [2], втім, серед іншого не визначено єдині засади й базові принципи розгортання таких систем, що несе суттєві ризики для їхнього застосування для управління попитом в подальшому.

Україна вже має вкрай негативний досвід розробки й впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) кінцевих споживачів за технічними рекомендаціями обласних електроенергетичних компаній – постачальників за регульованим тарифом (ПРТ) в 2005–2018 рр., що призвело до несумісності таких АСКОЕ і неможливості інтегрувати їх до єдиної розподіленої АСКОЕ оптового ринку електричної

енергії (ОРЕ) України [3]. АСКОЕ ж суб'єктів ОРЕ натовість будувалися за уніфікованими технічними вимогами Головного оператора Системи комерційного обліку й були інтегровані до єдиної розподіленої АСКОЕ ОРЕ України, що дало змогу забезпечити комерційні розрахунки, зокрема, і на перших етапах запровадження нового лібералізованого ринку електричної енергії України [4]. Проте в Україні продовжується практика проєктування та побудови АСКОЕ виключно задля інформаційного забезпечення розрахунків за електричну енергію з наданням зацікавленим сторонам даних обліку постфактум і не приділяється достатньої уваги своєчасному інформуванню користувачів про поточні параметри режимів електроспоживання (ППРЕ), що є невід'ємною умовою ефективної реалізації управління попитом [5].

Мета і завдання досліджень. Метою досліджень є створення умов і забезпечення можливості адаптивного узгодження попиту і пропозиції на електричну потужність (електроенергію), зокрема в умовах нестабільності виробітку електричної енергії з ВДЕ, а також виникнення дефіциту потужності в ОЕС України. Для досягнення поставленої мети необхідно:

- визначити завдання управління попитом, зокрема в умовах дефіциту доступної електричної потужності, та розробити концептуальні підходи для його виконання;
- побудувати тривіальну математичну модель і розробити алгоритм адаптивного розподілу доступної електричної потужності серед споживачів;
- проаналізувати результати побудови та застосування АСКОЕ суб'єктів оптового і роздрібного ринків електричної енергії України, а також результати розгортання смартсистем обліку в державах – членах Європейського Союзу (ЕС);
- за результатами аналізу визначити головні цілі й пріоритети, а також ризики та обмеження, сформулювати засади й базові принципи розроблення, розгортання та перспективного застосування смартсистем вимірювання, обліку та управління енерговикористанням як базового інструментарію формування інформаційного забезпечення завдань управління попитом, зокрема в умовах дефіциту потужності в ОЕС України;
- розробити новий метод неявного управління попитом на основі пропозиції доступної потужності, який базується на двоспрямованій комунікації ЕЕС з кожним користувачем і відзначається оперативним інформуванням кожного користувача електричної енергії про доступну в цей момент до використання персонально ним електричну потужність, що може бути меншою або більшою за законтрактовану в межах технічної здатності електричної мережі з її доставлення користувачеві.

Матеріал досліджень. Обмеження навантаження в умовах нестачі генерувальних потужностей для покриття потреб приєднаних струмоприймачів є традицій-

ним підходом до балансування ЕЕС. У разі тривалої незбалансованості ЕЕС вдаються до віялових або стабілізаційних вимкнень, під час яких споживачам по черзі припиняють електропостачання на певний час задля узгодження навантаження доступній потужності. Заради подолання критичного дефіциту доступних генерувальних потужностей застосовують екстрені вимкнення споживачів. Альтернативою вимкненням є адаптивне узгодження попиту і пропозиції шляхом залучення споживачів до співпраці з ЕЕС, що є набагато раціональнішим підходом, оскільки дає нагоду не лише збалансувати ЕЕС, а й скоротити шкідливі викиди та заощадити викопне паливо, що врешті-решт позитивно впливає на стан довкілля.

Під управлінням з боку попиту (*demand-side management*, DSM) розуміється кооперативна взаємодія оператора системи передачі (ОСП), операторів систем розподілу (ОСР), комунальних компаній та їхніх клієнтів – споживачів (іноді за допомогою третіх сторін, зокрема електропостачальників, ритейлерів, агрегаторів тощо) з метою підвищення рівня ефективності використання електричної енергії, що надає вигоди споживачам та електроенергетичним компаніям і йде на користь суспільству в цілому. Традиційно управління з боку попиту поділяють на управління попитом у короткостроковій перспективі – реагування попиту (*demand response*, DR) – комплекс заходів, спрямованих на змінення характеру енерговикористання кінцевими користувачами у відповідь на змінення ціни на електричну енергію або інші стимули, та управління попитом у довгостроковій перспективі – підвищення рівня енергетичної ефективності (*energy efficiency*, EE) – комплекс заходів, спрямованих на забезпечення сталого зниження електроспоживання через підвищення ефективності використання електричної енергії. Між цими двома підходами до управління попитом існують принципові відмінності.

По-перше, DR реалізується на інтервалі в межах однієї години. В Україні DR розглядається на інтервалі 15 хв для забезпечення операційної безпеки, на інтервалі 30 хв для контролю навантаження споживачів і в межах 60 хв дл постачання послуг з балансування (ППБ) на балансувальному ринку (БР). Підвищення рівня енергетичної ефективності реалізується на інтервалі від кількох місяців до років. По-друге, підвищення рівня енергетичної ефективності зазвичай реалізується в межах виконання завдань енергетичного менеджменту. Під час впровадження у споживача системи енергетичного менеджменту (СЕНМ) відповідно до ISO 50001 [6] завжди встановлюють межі системи. Під час визначення обсягів заощадженої (не використаної порівняно з базовою лінією [6]) електроенергії до розгляду приймається лише кумулятивна сума (*cusum*) такої електричної енергії в межах СЕНМ. DR має на меті зниження (або непідвищення) виробітку електричної енергії великими електричними станціями (*bulk generation*), яка, відповідно, не буде передана, а отже, не буде втрат в елементах електричної мережі, тобто в будь-якому разі поза межами електроустановок споживача. По-третє, DR передбачає як зменшення, так і збільшення електроспоживання у

відповідь на забезпечення балансу потужностей і кон'юнктури ринку, наприклад, в періоди, відповідно, зменшення або збільшення виробітку електричної енергії з ВДЕ. Підвищення рівня енергетичної ефективності завжди має на меті скорочення електроспоживання. Ну і врешті-решт, метою DR завжди є отримання споживачем матеріальних вигід у тому чи тому еквіваленті. Кінцевою метою підвищення рівня енергетичної ефективності є раціональне використання природних ресурсів і боротьба зі змінами клімату, зокрема через скорочення споживання викопного палива та зменшення шкідливих викидів. У цій статті досліджується саме реагування попиту (DR) в короткостроковій перспективі.

У свою чергу реагування попиту охоплює два класи завдань: неявні методи управління (*Implicit DR*), що з метою впливу на характер електроспоживання використовують переважно принцип ціноутворення – різні модифікації динамічних тарифів (*dynamic pricing*), за яких вартість закупівель електричної енергії залежить від часу її використання, і явні методи управління (*Explicit DR*), які базуються на добровільній участі споживача в контурі управління навантаженням ЕЕС. Пряме управління навантаженнями застосовується зазвичай до потужних промислових підприємств, хоча відомі програми участі в контурі управління також комерційних і навіть побутових споживачів (наприклад, пряме управління електропостачанням систем кондиціювання або бойлерів з підготовки гарячої води). У загальному випадку для управління розосередженим навантаженням малих споживачів використовують неявні методи через динамічне ціноутворення, зокрема диференціацію ціни на електричну енергію за часом використання (*Time-Of-Use Pricing*, TUP), яка часто застосовується разом з критичною піковою ціною (*Critical Peak Pricing*, CPP), що відбиває дійсну вартість електричної енергії в пікові години доби, а також ціноутворення в реальному часі (*Real Time Pricing*, RTP), за якого споживачів оперативно інформують про поточні ціни ринку з метою стимулювання їх до зсуву навантаження (електроспоживання) у періоди вигідніших цін.

Таким чином, неявне управління попитом традиційно базується на природному прагненні споживачів, а радше кваліфікованих користувачів мінімізувати витрати на закупівлю електричної енергії, а енергосистема, користуючись такими прагненнями, пропонує зниження ціни на електричну енергію в періоди її надлишку і підвищення ціни в періоди її дефіциту, надсилаючи в такий спосіб сигнал користувачам щодо періодів переважного (сприятливого) використання електричної енергії. Втім, неявне управління попитом може спиратися і на пропонування користувачам інших бенефітів, про що йтиметься далі. Явне управління попитом слід розглядати як свого роду «запобіжник» у критичні моменти, коли дефіцит електричної потужності в ЕЕС загрожує її стійкості. За таких умов застосовують прямі обмеження навантаження і навіть вимкнення користувачів, оскільки енергосистема просто не в змозі забезпечити їхні поточні енергетичні потреби.

З огляду на це найраціональніший шлях узгодження попиту й пропозиції на електричну потужність (електроенергію) полягає в комбінуванні неявних і явних методів управління попитом, коли на попередньому етапі користувачів заохочують до використання електричної енергії в періоди її надлишку і до зменшення електроспоживання в періоди її дефіциту, а за виникнення критичних ситуацій у передавальних та аварійних режимах функціонування ЕЕС застосовують явні методи прямого управління навантаженням.

Постановка задачі. З початком повномасштабного російського вторгнення в Україну верифіковані дані щодо доступних генерувальних потужностей із зрозумілих причин є закритими, але на підставі публікацій у відкритих джерелах можна зробити висновок, що станом на травень 2023 року після масованих атак на українську енергосистему втрати встановленої потужності зросли до 27 ГВт [7]. На тимчасово окупованих територіях півдня України залишилося чимало генерувальних установок, зокрема на базі ВДЕ. До того ж через специфіку електроенергетичного виробництва та режимів електроспоживання не всі доступні генерувальні потужності можуть бути залучені для покриття навантаження в кожний момент часу. Через це оператори мереж за виникнення дефіциту потужності вдаються до віялових та екстрених вимкнень користувачів, зокрема побутових.

За даними Міненерго станом на 2021 рік частка електроспоживання побутових користувачів в Україні оцінювалася в понад 30 % [8]. З початком повномасштабного вторгнення внаслідок скорочення електроспоживання в промисловому і комерційному секторах економіки споживання електричної енергії в побуті відносно зросло і станом на початок 2025 року оцінюється у 38 % [9]. Тож продуктивне оперування таким ресурсом додає можливостей балансування ОЕС України.

Взимку 2022–2023 років побутових користувачів в Україні вимикали за графіком на декілька годин двічі-тричі на добу. За потреби застосовувалися екстрені вимкнення. Після найпотужніших атак тривалість блекаутів сягала двох і більше діб залежно від регіону України. Схожа практика застосовувалася і в 2024–2025 роках. Не важко зрозуміти, що після відновлення електропостачання побутові користувачі відбирають від електричної мережі максимум необхідної потужності, компенсуючи в такий спосіб втрачені можливості. Як наслідок, відбувається різкий і неконтрольований «накид» навантаження, що призводить до збурень у й без того вразливій енергосистемі. Тож нерідкими є повторні вимкнення.

Спостерігалися й інші ситуації. Зокрема, через особливості систем електропостачання частину житлових будинків, які було заживлено від об'єктів критичної інфраструктури, наприклад тягових підстанцій залізниці або міського електротранспорту, не можна було вимкнути, а відповідно й увімкнути автоматично – доводилося залучати комунальні компанії, голів ОСББ та інших осіб для комутації таких об'єктів вручну. Із суб'єктивних причин це не завжди було продуктивно. Окремі будинки,

знов-таки через особливості систем електропостачання, вимикали посекційно на різний час. Усе це призводило до виникнення конфліктних ситуацій і висування претензій операторам мереж, не завжди обґрунтованих.

Таким ситуаціям можна було б запобігти через оперативний адаптивний розподіл доступної потужності серед користувачів шляхом ефективного застосування смартлічильників (*smart meters*), інтегрованих до широко розгорнутих смартсистем вимірювання, обліку та управління енерговикористанням (*smart metering systems*, SMS), побудованих з використанням передових технологій смартобліку (*smart metering*) та забезпечення гнучкості попиту (*demand-side flexibility*, DSF). Головне завдання полягає у створенні повнофункціонального інструментарію підтримки продуктивної двоспрямованої комунікації електричної мережі та користувачів задля забезпечення гнучкості попиту, зокрема в умовах дефіциту потужності в ОЕС України.

Новий метод неявного управління попитом на основі пропозиції доступної потужності [10] передбачає оперативне інформування кожного користувача про доступну в певний момент до використання персонально ним електричну потужність, що може бути меншою або більшою за законтраковану в межах технічної здатності електричної мережі з її доставлення користувачеві. У відповідь користувач може безумовно використати запропоновану потужність (акцепт за умовчанням через неявний зворотний зв'язок другого порядку) або відмовитися від її використання повністю або частково, повідомивши про це оператора з боку ЕЕС (через явний зворотний зв'язок першого порядку), зокрема, в обмін на інші бенефіти, наприклад захист від вимкнень. Розроблений метод базується на використанні розширеної двоспрямованої комунікації електроенергетичної системи безпосередньо з кожним користувачем (абонентом) на основі смартлічильників електричної енергії, які інтегровано до широко розгорнутих на засадах взаємозамінності та кібербезпеки смартсистем вимірювання, обліку та управління енерговикористанням. Наявність розширеної двосторонньої оперативної комунікації дає змогу адаптивно перерозподіляти доступну потужність між усіма користувачами на засадах неупередженості й справедливості з урахуванням індивідуальних режимів електроспоживання та забезпечити оперативне інформування зацікавлених сторін про акцепт пропозицій доступної потужності, а розроблений новий метод неявного управління попитом створить умови для оптимального та ефективного використання доступної потужності з урахуванням актуальних потреб кожного користувача. Це забезпечить надійне електропостачання користувачів як в умовах дефіциту потужності, так і в умовах її надлишку та сприятиме підвищенню продуктивності використання електричної енергії, що виробляється генерувальними установками на базі ВДЕ.

Концептуальний підхід до розв'язання задачі [1, 10]. Лічильник комерційного обліку електричної енергії є чи не єдиним пунктом, де користувач обов'язково стик-

неться з електромережею. Інших пунктів може й не бути, але лічильник є завжди. Лічильник електричної енергії є зрозумілим і звичним для користувача вимірювальним приладом. Нав'язані оператором мережі інші електротехнічні засоби можуть непокоїти користувача, якщо він не розуміє власної потреби в цих засобах, але лічильник є цілком прийнятним для користувача і не викликає у нього недовіри. Лічильник електричної енергії має природне живлення від електричної мережі, тож смартлічильник електроенергії може слугувати хостом для об'єднання лічильників інших енергоносіїв (тепла, води, газу тощо), а також розумних побутових приладів (системи кондиціювання повітря, електроопалення, електричні водонагрівачі, пральні та посудомийні машини, холодильники, телевізори і т. ін.) в єдиний інформаційно-комунікаційний вузол – це загальновідомо. Саме з цих причин смартлічильники електричної енергії варто використовувати для комунікацій між користувачем та електричною мережею.

Смартлічильники прямого ввімкнення (а саме такі смартлічильники зазвичай застосовуються для комерційного обліку електричної енергії, що споживається побутовими користувачами в багатоквартирних будинках) здебільшого оснащено інтегрованими вимикачами, що дає змогу за певних умов вимкнути / увімкнути навантаження дистанційно або в автоматичному режимі. Смартлічильники трансформаторного ввімкнення (зокрема, застосовуються для комерційного обліку електричної енергії, що споживається багатоквартирними будинками та приватними домогосподарствами) можуть бути опціонально оснащені реле управління навантаженням, що керує зовнішніми вимикачами. Смартлічильники формують профіль навантаження користувача, вимірюють потужність, що використовується користувачем у кожний момент часу, і фіксують максимальну потужність, яку було використано користувачем за кожний період контролю. За допомогою смартлічильників можна запрограмувати максимальну електричну потужність або максимальну силу електричного струму, які дозволено до використання користувачем, а також вимкнення користувача в разі перевищення уставки.

З огляду на викладене вище доцільно реалізувати у смартлічильниках оперативний перерозподіл та дистанційне програмування дозволеної до використання потужності виходячи з доступної на поточний момент потужності ЕЕС або району електричних мереж. Обов'язковою умовою є відображення цієї інформації на показувальному пристрої смартлічильника і засобах дистанційного зчитування інформації зі смартлічильника, як-от віддалені дисплеї сплітлічильників (*split meters*), внутрішньобудинкові дисплеї (*in-home displays*, IHD), смартфони тощо, можливо, супроводжувані звуковим сигналом з метою оперативного й надійного інформування користувача про поточні параметри режимів електроспоживання та обмеження потужності. За такого підходу до балансування ЕЕС користувача не вмикають, а пропонують йому вибір між обмеженням або вимкненням у разі перевищення дозволеної, а за фактом доступної, на цей момент потужності. Крім того, що

прийняття рішення залишатиметься за користувачем, що безумовно матиме позитивний психологічний ефект, такий підхід сприятиме уникненню багатьох проблем, наведених вище, і надасть можливість побутовому користувачеві самостійно визначати пріоритети і приймати відповідальні рішення щодо використання дозволеної саме йому потужності в кожний момент часу, на свій розсуд перерозподіляючи цю потужність та енерговитрати серед струмоприймачів. У разі автоматичного вимкнення користувача через перевищення ним дозволеної потужності відповідальність знову-таки покладатиметься на користувача, що дасть змогу уникнути конфліктних ситуацій. Не буде потреби залучати до комунікацій багатоквартирних будинків персонал, зокрема сторонній, якому це не властиво, що підвищить рівень електробезпеки й запобігатиме нещасним випадкам. Вимкнення користувачів за перевищення дозволеної потужності здійснюватимуться автоматично.

Після збільшення доступної потужності ЕЕС, що дасть нагоду відновити електропостачання користувачів у разі їхнього знеструмлення раніше, постане питання ввімкнення користувача, що з міркувань електробезпеки не завжди може бути здійснено автоматично. У цьому разі на лічильник та приєднані до нього комутувальні апарати може бути подано команду про розблокування та можливість увімкнення в ручному або напівавтоматичному режимі за вибором користувача.

Врешті-решт, під час запровадження обмежень користувач може прийняти рішення щодо добровільного зменшення дозволеної йому потужності на користь інших користувачів або ЕЕС, зокрема в обмін на певні бенефіти, наприклад захист від вимкнень, або запросити додаткову потужність. Це потребуватиме додаткового функціоналу смартлічильників і смартсистем вимірювання, обліку енерговикористання та управління ним.

Тривіальна математична модель [1, 10]. Припустимо, що енергосистема в початковий момент є збалансованою і за відсутності зовнішніх перетікань до неї застосовне класичне балансове рівняння:

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{ген}}} P_{\text{ген}i} = \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P_{\text{спож}j} + \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P_{\text{витр.спож}j}, \quad (1)$$

де $\sum_{i=1}^{N_{\text{ген}}} P_{\text{ген}i}$ – сумарна активна потужність $N_{\text{ген}}$ генерувальних установок, що виробляють електричну енергію, кВт; $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P_{\text{спож}j}$ – сумарне активне навантаження $N_{\text{спож}}$ приєднаних користувачів у межах договірної потужності, кВт; $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P_{\text{витр.спож}j}$ – сумарні витрати активної потужності під час доставлення електричної енергії від генерувальних установок $N_{\text{спож}}$ користувачам електричними мережами в межах договірної потужності, кВт. Унаслідок порушення балансу через вихід з ладу частини генерувальних установок, що забезпечують виробіток електричної енергії, та/або пошкодження електричних мереж, що реалізують доставлення електричної енергії користувачам, рівняння (1) перетворюється на нерівність (2):

$$\sum_{i=1}^{N'_{\text{ген}}} P_{\text{ген}i} < \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P_{\text{спож}j} + \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P_{\text{витр.спож}j}, \quad (2)$$

де $\sum_{i=1}^{N'_{\text{ген}}} P_{\text{ген}i}$ – сумарна активна потужність $N'_{\text{ген}}$ генерувальних установок, які залишилися в роботі й доступні користувачам, кВт. Найпростішим і традиційним способом повернутися до рівняння (1) є вимкнення частини користувачів, про що й було зазначено вище:

$$\sum_{i=1}^{N'_{\text{ген}}} P_{\text{ген}i} = \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P_{\text{спож}j} + \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P_{\text{витр.спож}j} - \sum_{j=1}^{N_{\text{спож.вимкн}}} P_{\text{спож}j} - \sum_{j=1}^{N_{\text{спож.вимкн}}} P_{\text{витр.спож}j}, \quad (3)$$

де $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож.вимкн}}} P_{\text{спож}j}$ – сумарна активна потужність споживання $N_{\text{спож.вимкн}}$ користувачів, яких було вимкнено, кВт; $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож.вимкн}}} P_{\text{витр.спож}j}$ – сумарні витрати активної потужності на доставлення електричної енергії $N_{\text{спож.вимкн}}$ користувачам, яких було вимкнено, кВт.

Замість вимкнення користувачів з метою відновлення балансу пропонується перерозподілити доступну потужність серед усіх користувачів:

$$\sum_{i=1}^{N'_{\text{ген}}} P_{\text{ген}i} = \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P'_{\text{спож}j} + \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P'_{\text{витр.спож}j}, \quad (4)$$

де $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P'_{\text{спож}j}$ – сумарне активне навантаження $N_{\text{спож}}$ користувачів у межах дозволеної потужності, що відповідає доступній активній потужності $N'_{\text{ген}}$ генерувальних установок, які залишилися в роботі, кВт; $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P'_{\text{витр.спож}j}$ – сумарні витрати активної потужності під час доставлення електричної енергії $N_{\text{спож}}$ користувачам після адаптивного розподілу доступної потужності, кВт. Якщо користувач перевищує дозовану йому електричну потужність, його автоматично вимикають і після перерозподілу знов доступної активної потужності рівняння балансу (4) набуває вигляду:

$$\sum_{i=1}^{N'_{\text{ген}}} P_{\text{ген}i} = \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P''_{\text{спож}j} + \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P''_{\text{витр.спож}j} - \sum_{j=1}^{N_{\text{спож.вимкн}}} P'_{\text{спож}j} - \sum_{j=1}^{N_{\text{спож.вимкн}}} P'_{\text{витр.спож}j}, \quad (5)$$

де $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P''_{\text{спож}j}$ – сумарне активне навантаження $N_{\text{спож}}$ користувачів у межах актуальної дозволеної потужності, що відповідає доступній активній потужності після вимкнення користувачів, які перевищили раніше дозовану потужність, кВт; $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P''_{\text{витр.спож}j}$ – сумарні витрати активної потужності під час доставлення електричної енергії $N_{\text{спож}}$ користувачам, які залишилися в роботі після вимкнення користувачів, що перевищили раніше дозовану потужність, та адаптивного розподілу знов доступної активної потужності, кВт; $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож.вимкн}}} P'_{\text{спож}j}$ – сумарне активне навантаження $N_{\text{спож.вимкн}}$ користувачів, яких було вимкнено за перевищення раніше дозволеної потужності, кВт; $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож.вимкн}}} P'_{\text{витр.спож}j}$ – сумарні витрати активної потужності на доставлення електричної енергії $N_{\text{спож.вимкн}}$ користувачам до їхнього вимкнення за перевищення раніше дозволеної потужності, кВт.

Для забезпечення нормальних режимів роботи енергосистеми та визначених значень показників якості

електропостачання споживачів має бути забезпечено також баланс реактивної потужності:

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{ген+КРП}}} Q_{\text{ген+КРП}i} = \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} Q_{\text{спож}j} + \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} Q_{\text{витр.спож}j}, \quad (6)$$

де $\sum_{i=1}^{N_{\text{ген+КРП}}} Q_{\text{ген+КРП}i}$ – сумарна реактивна потужність $N_{\text{ген+КРП}}$ генерувальних установок та засобів компенсації реактивної потужності (КРП), квар; $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} Q_{\text{спож}j}$ – сумарна реактивна потужність $N_{\text{спож}}$ приєднаних користувачів, квар; $\sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} Q_{\text{витр.спож}j}$ – сумарні витрати реактивної потужності під час доставлення електричної енергії від генерувальних установок $N_{\text{спож}}$ користувачам електричними мережами та компенсації реактивної потужності у вузлах навантаження, квар. Унаслідок порушення балансу реактивної потужності через вихід з ладу частини генерувальних установок, що забезпечують виробіток електричної енергії, та/або пошкодження електричних мереж, що реалізують доставлення електричної енергії користувачам, та/або пошкодження засобів КРП рівняння (6) перетворюється на нерівність (7):

$$\sum_{i=1}^{N'_{\text{ген+КРП}}} Q_{\text{ген+КРП}i} < \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} Q_{\text{спож}j} + \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} Q_{\text{витр.спож}j}, \quad (7)$$

де $\sum_{i=1}^{N'_{\text{ген+КРП}}} Q_{\text{ген+КРП}i}$ – сумарна реактивна потужність $N'_{\text{ген+КРП}}$ генерувальних установок та засобів КРП, які залишилися в роботі, квар. Для забезпечення нормованої якості електропостачання користувачів виконання балансу реактивної енергії має бути враховано під час балансування енергосистеми. Тоді (5) перетворюється на:

$$\sum_{i=1}^{N''_{\text{ген}}} P_{\text{ген}i} = \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P''_{\text{спож}j} + \sum_{j=1}^{N_{\text{спож}}} P''_{\text{витр.спож}j} - \sum_{j=1}^{N_{\text{спож.вимкн}}} P'_{\text{спож}j} - \sum_{j=1}^{N_{\text{спож.вимкн}}} P'_{\text{витр.спож}j}, \quad (8)$$

де $\sum_{i=1}^{N''_{\text{ген}}} P_{\text{ген}i}$ – сумарна активна потужність $N''_{\text{ген}}$ генерувальних установок, які залишилися в роботі й доступні користувачам, зокрема після переведення частини генерувальних установок у режим генерування реактивної потужності задля забезпечення певних значень показників якості електропостачання користувачів, кВт. Рівняння (8) допускає необмежену кількість циклічних ітерацій аж до повернення до рівнянь (1) і (6) після відновлення активної й реактивної потужності, достатньої для забезпечення нормованих значень показників якості електропостачання всіх приєднаних користувачів на договірних засадах.

Наведена математична модель є тривіальною і не враховує обмеження, що визначаються законами передавання та розподілу електричної енергії внаслідок щільного взаємозв'язку між режимними параметрами, зокрема через залежність втрат активної та реактивної потужності від режиму напруги та струму в електричній мережі. Втім, наведеної моделі цілком достатньо для викладення запропонованого методу неявного управління попитом в умовах дефіциту потужності.

Алгоритм адаптивного розподілу доступної електричної потужності серед користувачів. Блок-схему алгоритму адаптивного розподілу доступної електричної потужності серед усіх користувачів, приєднаних до електричної мережі, на умовах відповідності рівнянню (8) під час дефіциту потужності в ОЕС України наведено на рис. 1 [1, 10]. Якщо доступна потужність генерувальних установок дає змогу забезпечити нормовані значення показників якості електропостачання всіх приєднаних користувачів на договірних умовах, алгоритмом передбачено перевірку можливості розблокування й надання дозволу на ввімкнення раніше вимкнених і заблокованих за перевищення дозволеної потужності користувачів. Якщо ж ця умова не виконується, алгоритмом передбачено визначення актуального значення дозволеної активної потужності користувачів, що відповідає доступній активній потужності генерувальних установок. Щоразу під час обчислення дозволеної до використання активної потужності має бути застосовано «захисний інтервал» задля уникнення невизначеності на межі доступності активної потужності генерувальних установок.

Встановлене актуальне значення дозволеної активної потужності перевіряється на відповідність граничним умовам функціонування алгоритму, а саме на перевищення мінімальної активної потужності, яку може використати споживач. Таку потужність варто визначати виходячи з критичного мінімуму, що відповідає сукупному навантаженню струмоприймачів, які забезпечують життєдіяльність побутового користувача. Якщо актуальне значення дозволеної активної потужності не відповідає критичному мінімуму, передбачено вихід з алгоритму і перехід до екстрених вимкнень користувачів. У цьому разі вважається, що можливості уникнути вимкнення користувачів відсутні.

Якщо актуальне значення дозволеної активної потужності відповідає критичному мінімуму, перевіряється можливість увімкнення раніше вимкнених користувачів. За позитивних результатів перевірки здійснюється розблокування й надання дозволу на ввімкнення раніше вимкнених користувачів і цикл повторюється. За негативних результатів перевірки дозволена активна потужність доводиться приєднаним користувачам через смартлічильники і в подальшому кожним смартлічильником здійснюється контроль перевищення користувачем доведеної дозволеної потужності. За виконання користувачем доведених обмежень цикл повторюється. У разі перевищення дозволеної потужності смартлічильник активує автоматичне вимкнення користувача.

Окрім вимкнення користувача за фактом перевищення дозволеної потужності алгоритмом передбачено блокування смартлічильника користувача після вимкнення від повторного ввімкнення з метою запобігання неконтрольованому «накидам» навантаження. Розблокування відбувається за командою, що надходить на смартлічильник від смартсистеми, або за часовою уставкою, яку може бути визначено, зокрема, на прогресивній основі.

Це дасть змогу, з одного боку, уникнути вимкнення користувачів на невизначений час, з іншого – вимикати користувачів, які перевищили дозволenu потужність, поступово подовжуючи час знеструмлення користувача після кожного наступного перевищення ним дозволеної активної потужності.

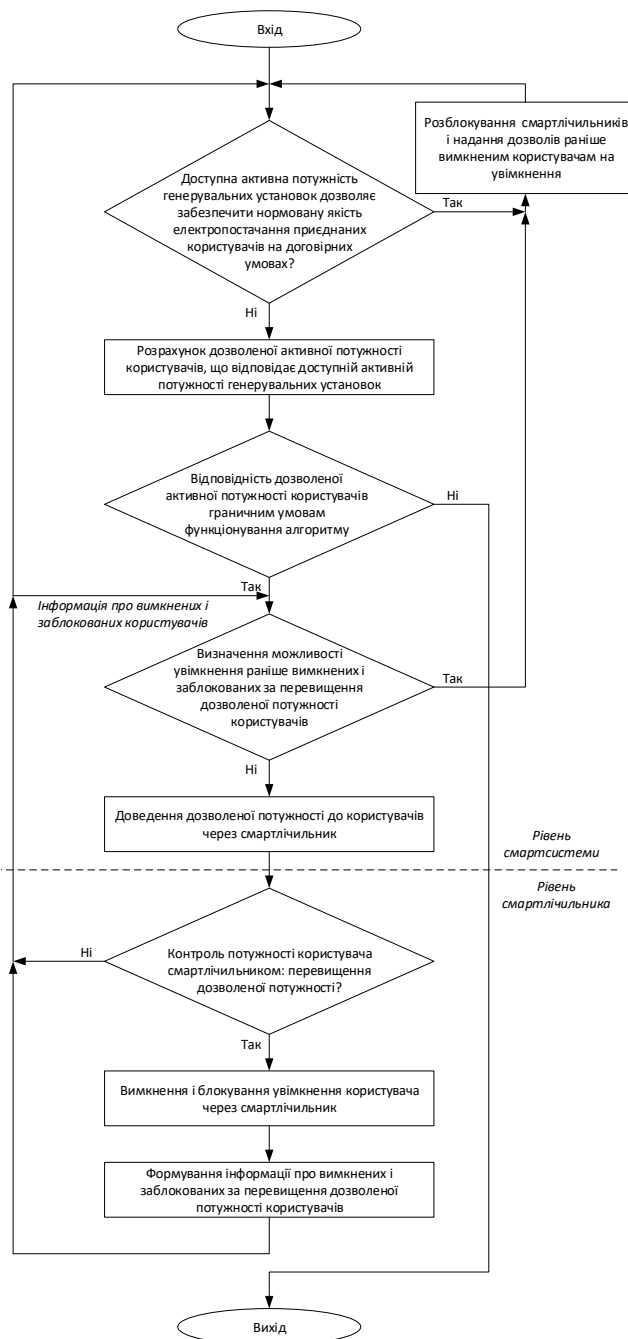


Рис. 1. Алгоритм адаптивного розподілу доступної електричної потужності серед користувачів

Задля забезпечення можливості втілення запропонованої концепції забезпечення гнучкості попиту в умовах дефіциту потужності, зокрема усталеної реалізації алгоритму адаптивного розподілу доступної електричної потужності серед користувачів, смартлічильники електричної енергії та смартсистеми вимірювання, обліку енерговикористання та управління ним повинні

відповідати уніфікованим технічним вимогам і впроваджуватися на засадах взаємозамінності (*interchangeability*) та кібербезпеки (*cybersecurity*). Для визначення таких технічних вимог варто проаналізувати досвід впровадження АСКОЕ в ОРЕ України, а також досвід розгортання смартсистем обліку в державах – членах ЄС.

Аналіз впровадження АСКОЕ в ОРЕ України. Результати впровадження та застосування АСКОЕ в ОРЕ України детально висвітлено в [3, 4]. В умовах багатократного зростання кількості гравців ринку і виконуваних ними ролей [11] за рахунок виходу на ринок кваліфікованих користувачів оператор ринку (ОР) під час узгодження обсягів купівлі – продажу електроенергії й формування прогнозованих електроенергетичних балансів, а ОСР під час контролю виконання узгоджених режимів виробітку й споживання електроенергії в реальному часі, мають спиратися на точні, повні, цілісні, достовірні та актуальні дані обліку. При цьому достовірність підсумкового електроенергетичного балансу ОЕС України безпосередньо пов'язана з достовірністю балансів кожного окремого ОСР.

Саме тому результативне застосування смартсистем вимірювання, обліку енерговикористання та управління ним сьогодні вимагає імплементації в Україні низки міжнародних стандартів, удосконалення нормативного й метрологічного забезпечення, а також реконструкції діючих АСКОЕ, що спрямовано насамперед на досягнення їх взаємосумісності (*interoperability*), підвищення надійності, а також забезпечення точності, повноти, цілісності, достовірності та актуальності даних обліку з метою узгодження в реальному часі процесів вироблення та використання електричної енергії в межах концепції Smart Grid [12].

Аналіз розгортання смартсистем обліку електричної енергії в державах – членах ЄС. У межах імплементації положень третього енергетичного пакета Європейською Комісією (ЄК) ще в 2009 році було передбачено заходи щодо широкого розгортання SMS [13]. Смартсистеми розглядаються не лише як технічний засіб обліку електроенергії та контролю параметрів режимів електроспоживання, а передусім як потужний інструмент адресного впливу на енергетичну поведінку кожного окремого кінцевого споживача з метою скорочення енергоспоживання та підвищення ефективності використання електричної енергії. З цього погляду національним урядам, у співпраці з бізнесом, громадянськими асоціаціями та іншими зацікавленими сторонами, було рекомендовано виявляти й поширювати приклади ефективної практики застосування смартаплікацій щодо обліку електроенергії та вживати відповідних заходів з підвищення рівня суспільного усвідомленн, як невід'ємної умови для ширших дій за підсумками впровадження Smart Grid-технологій. Мінімальні технічні вимоги до SMS, а також умови їх розгортання детально визначено в [14].

Досвід розгортання SMS у державах – членах ЄС [15–20] довів перспективність прийнятої стратегії. Водночас

було виявлено низку прогалин і вразливостей, тож вона потребує вдосконалення. Насамперед йдеться про забезпечення взаємосумісності (*interoperability*), а врешті-реш – взаємозамінності (*interchangeability*) смартлічильників електричної енергії, зокрема з метою забезпечення спадковості під час розгортання та розвитку SMS [19]. Пильнішу увагу слід приділити питанням кібербезпеки (*cybersecurity*) SMS [20] та розвитку інтерфейсів користувачів [16]. Одним із чинників, що стримують розгортання SMS, визнано також регуляторні обмеження.

Досвід розгортання SMS в ЄС було враховано, зокрема, під час прийняття «Нової Електричної Директиви» (*New Electricity Directive*) [21], відповідно до якої держави-члени повинні забезпечити усіх бенефіціарів можливістю в будь-який момент повною мірою скористатися доступними пропозиціями конкурентного ринку електричної енергії. З цією метою бенефіціари мають бути оснащені SMS з можливістю доступу до динамічних цін на електроенергію. Крім того, їх слід безпосередньо та регулярно інформувати про пропозиції та заощадження, доступні на конкурентному ринку, а також надавати їм допомогу для реагування на ринкові пропозиції та отримання вигоди від них. Смартсистеми обліку розширюють можливості користувачів, оскільки дають змогу отримувати точний та майже в режимі реального часу зворотний зв'язок щодо їхнього споживання або виробництва енергії, а також краще керувати власним споживанням, брати участь у програмах управління попитом й отримувати вигоди від них та інших послуг, а також зменшувати рахунки за електроенергію. Смартсистеми обліку також дають змогу ОСР мати кращу видимість своїх мереж і, як наслідок, зменшити витрати на їх експлуатацію та обслуговування й передати ці заощадження споживачам у вигляді нижчих тарифів на розподіл.

Визначення головних цілей та формулювання засад і базових принципів розроблення, розгортання та застосування смартсистем вимірювання, обліку енерговикористання та управління ним для забезпечення гнучкості попиту детально описано в [1, 10]. Серед іншого, рекомендовано активізувати дослідження у сфері технологій смартобліку, зокрема PLC-технологій, технологій синхронізації вимірювань, кіберзахисту тощо; імплементувати стандарти смартобліку та забезпечення гнучкості попиту з урахуванням особливостей національної електроенергетики, доробок українських науковців та їхньою гармонізацією зі стандартами ЄС; розробити та затвердити розширені технічні та функціональні вимоги до смартлічильників електричної енергії, а також до смартсистем вимірювання, обліку енерговикористання та управління ним в Україні за гармонізованими національними стандартами; забезпечити проектування та виробництво смартлічильників електричної енергії, а також складових смартсистем вимірювання, обліку енерговикористання та управління ним в Україні за гармонізованими національними стандартами; розпочати модернізацію електричних мереж, передусім внутрішньобудинкових

мереж застарілого житлового фонду з метою забезпечення можливості імплементації провідних PLC-технологій смартобліку; адаптувати регуляторну базу в сфері використання електричної енергії до передових технологій смартобліку тощо. Невід'ємною умовою продуктивного впровадження та застосування запропонованого методу неявного управління попитом також є коригування споживчої поведінки й запровадження культури енерговикористання.

Гнучкість попиту vs нестабільності виробітку електричної енергії розосередженими генерувальними установками на базі ВДЕ. Перспективне застосування викладених концептуальних підходів полягає у використанні гнучкості попиту для балансування ЕЕС в умовах нестабільності виробітку електричної енергії генерувальними установками на базі ВДЕ. Як уже зазначалося вище, ОЕС України базується на генерувальних потужностях АЕС і ТЕС. Серед ТЕС переважають електричні станції, що працюють на кам'яному вугіллі, для яких час введення в роботу становить від 2 до 4 год для гарячого пуску; холодний запуск після тривалого простою потребує 6—8 годин. Після 2014 року частину блоків ТЕС було переведено на роботу на бурому вугіллі, холодний пуск яких потребує 9—15 год. Тож у разі зупинки або навіть переведення блоків ТЕС у гарячий резерв, у разі раптового припинення виробітку електричної енергії генерувальними установками на базі ВДЕ, що часто спостерігається, українська енергосистема просто неспроможна заповнити «провали» тепловою маневреною генерацією. Звідси робимо простий, але важливий висновок: відновлювальна генерація балансується виключно гнучкістю попиту, що базується на продуктивній та оперативній двосторонній комунікації споживача з електричною мережею (енергосистемою).

З реалізацією додаткових технічних та функціональних вимог до смартлічильників електричної енергії та смартсистем вимірювання, обліку енерговикористання та управління ним варто дослідити розвиток запропонованого алгоритму адаптивного розподілу доступної електричної потужності серед користувачів (рис. 1) в умовах нестабільності виробітку електричної енергії генерувальними установками на базі ВДЕ і балансування ЕЕС ресурсом гнучкості попиту (рис. 2).

Після доведення дозволеної потужності користувач може відмовитися від частини дозволеної потужності на користь, зокрема, інших користувачів, наприклад під час *peer-to-peer* торгівлі електричною енергією, або енергосистеми під час торгівлі послугами на ринку електричної енергії.

Користувач також матиме можливість за потреби запросити додаткову дозволу потужність в енергосистемі або в інших користувачів. Комерційні розрахунки за надані та отримані електричну енергію та послуги може бути реалізовано в грошовому еквіваленті або за принципами *net metering*.

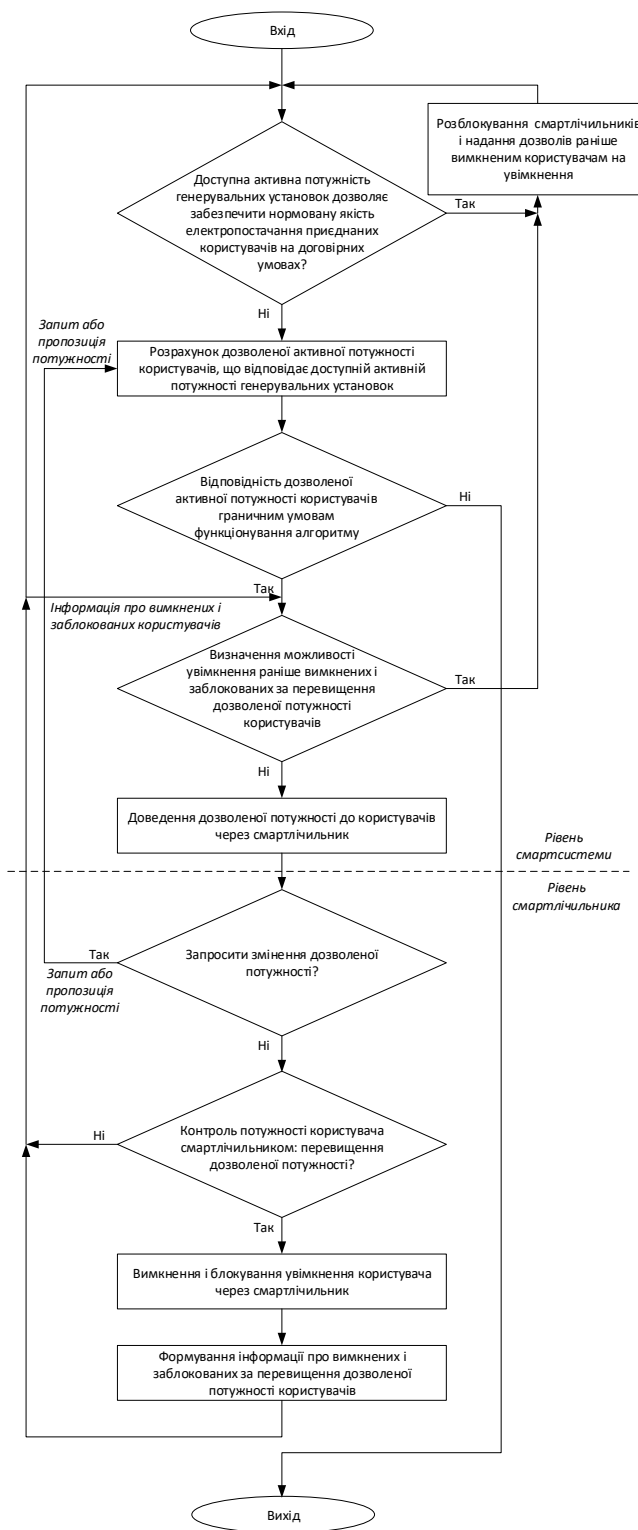


Рис. 2. Алгоритм адаптивного розподілу доступної електричної потужності серед користувачів в умовах нестабільності виробітку електричної енергії розосередженими генерувальними установками на базі ВДЕ

Наукова новизна полягає в розробленні нового методу неявного управління попитом на основі пропозиції доступної потужності, що відзначається оперативним інформуванням користувача про доступну в певний

момент до використання персонально ним електричну потужність, яка може бути меншою або більшою за за-контрактовану в межах технічної здатності електричної мережі з її доставлення користувачеві. У відповідь користувач може безумовно використати запропоновану потужність (акцепт за умовчанням через неявний зворотний зв'язок другого порядку) або свідомо відмовитися від її використання повністю або частково (через явний зворотний зв'язок першого порядку), зокрема, в обмін на інші бенефіти, наприклад захист від вимкнень. Розроблений метод базується на використанні розширеної двоспрямованої комунікації електроенергетичної системи безпосередньо з кожним користувачем (абонентом) на основі смартлічильників електричної енергії, які інтегровано до широко розгорнутих на засадах взаємозамінності та кібербезпеки систем вимірювання, обліку енерговикористання та управління ним. Наявність розширеної двосторонньої оперативної комунікації дає нагоду адаптивно перерозподіляти доступну потужність між усіма користувачами на засадах неупередженості й справедливості з урахуванням індивідуальних режимів електроспоживання та забезпечити оперативне інформування зацікавлених сторін про акцепт пропозицій доступної потужності, а розроблений новий метод неявного управління попитом створить умови для оптимального та ефективного використання доступної потужності з урахуванням актуальних потреб кожного користувача. Це забезпечить надійне електропостачання користувачів як в умовах дефіциту потужності, так і в умовах її надлишку та сприятиме підвищенню продуктивності використання електричної енергії, що виробляється генерувальними установками на базі ВДЕ.

Висновки

Розроблений новий метод неявного управління попитом на основі пропозиції доступної потужності спрямовано на розбудову високопотенційного ресурсу балансування ОЕС України, зокрема в умовах дефіциту потужності; він базується на поєднанні прямих та непрямих методів забезпечення гнучкості попиту шляхом створення повнофункціонального інструментарію організації взаємодії та підтримки продуктивної двоспрямованої комунікації електричної мережі та користувачів на базі вдосконалених смартлічильників електричної енергії з розширеною функціональністю, інтегрованих до уніфікованих систем вимірювання, обліку енерговикористання та управління ним на засадах взаємозамінності та кібербезпеки. Розроблений новий метод управління попитом також забезпечить надійне та якісне електропостачання користувачів в умовах нестабільності виробітку електричної енергії генерувальними установками на базі ВДЕ. Врешті-решт це сприятиме скороченню використання викопного палива та зменшенню шкідливого впливу на довкілля.

ПОСИЛАННЯ

1. Коцар О. В. Концепція забезпечення гнучкості попиту в умовах дефіциту потужності в ОЕС України (The Concept of Ensuring Demand-Side Flexibility under Capacity Shortage in the IPS of Ukraine, DSF Concept). *Свідectво про реєстрацію авторського права на твір* № 121850 від 12.12.2023 Бюл. № 78. 17 с. URL: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1778277/> (дата звернення 05.01.2026)
2. Про схвалення Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року. Розпорядження КМУ від 14 жовтня 2022 р. № 908-р із змінами, внесеними згідно з Постановою КМУ № 416 від 28 квітня 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text> (дата звернення 05.01.2026)
3. Коцар О. В. Формування інформаційного забезпечення функціонування ринку електричної енергії України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2017. № 4. С. 29–47
4. Коцар О. В., Расько Ю. О. Керування даними комерційного обліку в умовах лібералізації ринку електричної енергії України. *Технічна електродинаміка*, 2019 № 3. С. 74–84. DOI: <https://doi.org/10.15407/techne2019.03.074> (дата звернення 05.01.2026)
5. Коцар О. В. Застосування АСКОЕ для контролю поточних параметрів режимів електроспоживання на промислових підприємствах. *Енергетика та електрифікація*. 2004. № 6. С. 24–29
6. ISO 50001:2018 Energy management systems — Requirements with guidance for use
7. В "Укренерго" розповіли, скільки втратила енергосистема з початку окупації в 2014 році. URL: <https://kurs.com.ua/novost/1040659-v-ukranergo-rasskazali-skolko-poterjalo-energosistema-s-nachala-okkupacii-v-2014-godu> (дата звернення 05.01.2026)
8. Хто в Україні споживає найбільше електроенергії. URL: <https://thepage.ua/ua/economy/spozhivannya-elektroenergiyi-v-ukrayini-ta-yak-formuyutsya-grafiki-vidklyuchen> (дата звернення 05.01.2026)
9. Demand Response Study in Ukraine. *Demand Response Options for Ukraine. The United States Agency for International Development (USAID) Energy Security Project (ESP)* Kyiv, Ukraine, January 15, 2025. 60 p
10. Коцар О. В. Новий метод неявного управління попитом на основі пропозиції доступної потужності. / *Свідectво про реєстрацію авторського права на твір* № 134144 від 05.03.2025. Бюл. № 88. 20 с. URL: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1853963/> (дата звернення 05.01.2026)
11. Рольова модель конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні: концептуальна схема,

- сегменти та ролі учасників / О. В. Кириленко, І. В. Блінов, Г. С. Корхмазов, В. І. Попович. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*: 36. наук. пр. К.: ІЕД НАНУ, 2010. Вип. 25. С. 5–13. Бібліогр.: назв. укр. URL: <http://dspace.nbuv.gov.ua/handle/123456789/63815> (дата звернення 05.01.2026)
12. Коцар О. В. Дорожня карта розвитку АСКОВ в Україні в рамках концепції Smart Grid (The Smart Metering Systems Development Roadmap in Ukraine). *Енергетика та електрифікація*. 2019. № 2. С. 16–30
13. Directive 2009/72/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. Official Journal of the European Union, 14.08.2009. L211/55–93
14. Commission Recommendation 2012/148/EU of 9 March 2012 on preparations for the roll-out of smart metering systems. Official Journal of the European Union, 13.03.2012. L73/9–22
15. Smart Metering Systems in EU Member States. Final report. Prepared for Directorate – General for Energy, Directorate B. Internal Energy Market, by ICCS-NTUA, Athens, AF Mercados EMI, Madrid, 25 June 2015. 147 p
16. Integrated Smart GRID Cross-Functional Solutions for Optimized Synergetic Energy Distribution, Utilization & Storage Technologies. H2020 Grant Agreement Number: 731268. WP2.Standardization Analysis, Regulations & Privacy Policy D2.5 Smart Grid Deployment, Infrastructures & Industrial Policy applicable to the inteGRIDy pilot cases, 31/12/2017. 110 p
17. Benchmarking smart metering deployment in the EU-28. Final report, December, 2019. 142 p. URL: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en> (дата звернення 05.01.2026)
18. Smart Metering Roll-Out in Europe: Where Do We Stand? Cost Benefit Analyses in the Clean Energy Package and Research Trends in the Green Deal / Silvia Vitiello, Nikoleta Andreadou, Mircea Ardelean and Gianluca Fulli. 2022. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/7/2340> (дата звернення 05.01.2026)
19. Report on deployment of Linky smart power meters in the area. Deliverable D3.4.2. Version 2.0. This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement. No 691876. 2019. 32 p. URL: <https://ec.europa.eu/research/participants/document/s/downloadPublic?documentId=080166e5c06b79cf&appId=PPGMS> (дата звернення 05.01.2026)
20. Regulation (EU) 2016/679 of the European Parliament and of the Council of 27 April 2016 on the protection of natural persons with regard to the processing of personal data and on the free movement of such data, and repealing Directive 95/46/EC (General Data Protection Regulation). URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/679/oj?locale=en> (дата звернення 05.01.2026)
21. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast). URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019L0944> (дата звернення 05.01.2026)

THE NEW IMPLICIT DEMAND RESPONSE METHOD BASED ON THE AVAILABLE CAPACITY PROFFERING

Received Jan. 08, 2026; accepted Mar. 23, 2026
Available online Mar. 31, 2026

Kotsar O.

Author for correspondence: Kotsar Oleg,
e-mail: kovpers@ukr.net

¹ PhD (Engineering Science)
<https://orcid.org/0000-0002-7958-2335>

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

Abstract. *The article describes the new implicit demand response method developed by the author, based on offering available capacity. The method is distinguished by promptly informing the customer about the amount of electrical power personally available to them for use at a given moment, which may be lower or higher than the contracted level, within the technical capabilities of the power grid and its delivery to the customer. In response, the customer may unconditionally use the offered capacity (default acceptance via implicit second-order feedback) or refuse to use it partially or completely (via explicit first-order feedback), in particular in exchange for other benefits. The new method is based on the use of extended two-way communication between the power system and each individual customer (subscriber) through smart electricity meters integrated into widely deployed smart metering systems built on the principles of interoperability and cybersecurity. The availability of extended real-time two-way communication makes it possible to promptly redistribute available capacity among all customers on the basis of impartiality and fairness, taking into account individual power consumption patterns, in particular under conditions of instability of power generation from renewable energy sources, as well as the occurrence of capacity shortages in the Integrated Power System of Ukraine. The developed new method of implicit demand response will create conditions for optimal and efficient use of available capacity, taking into account the current needs of each customer. This will ensure a reliable power supply to customers both under conditions of capacity shortage and under conditions of unstable generation, and will also contribute to increasing the productivity of power generated by renewable energy facilities.*

Keywords: demand response, DER, implicit demand response, interchangeability, interoperability, renewable, smart meter, smart metering system, two-way communication.

List of symbols and abbreviations used

DER – distributed energy resources
DR – demand response
DSF – demand-side flexibility
DSM – demand-side management
EE – energy efficiency

IHD – in-home display
PLC – power line communication
RES – renewable energy source
RPC – reactive power compensation
SMS – smart metering system
 P, Q – power active, reactive

Introduction. Traditionally, demand-side management (DSM) for electric power (electricity) has been an alternative to ensuring the static and dynamic stability and steady-state operating conditions of electric power systems (EPS) by means of controllable generating units that use mainly fossil fuels to produce electricity. Under this alternative approach, DSM not only reduces the consumption of finite natural resources but also makes it possible to decrease harmful emissions caused by power generation and its losses in power-grid components, which overall contributes to reducing the technogenic impact on the environment.

Balancing an EPS using demand as a resource is the most rational approach under conditions of widespread integration of generating units based on renewable energy sources (RES) into the grid. The instability of power generation by RES often leads to imbalances between generation capacity

and consumer loads, which can be readily observed in the operation of microgrids. Balancing the power system under such conditions by means of controllable fossil-fuel-based generation is inefficient and often technically infeasible due to the long start-up times of coal-fired power units, which constitute the majority of flexible generating capacity in Ukraine.

This approach is even more relevant today for balancing the Integrated Power System (IPS) of Ukraine, as a result of barbaric russian attacks on Ukraine's power infrastructure, more than half of generation facilities have been destroyed or damaged and a significant number of key electrical substations that ensure the transmission and distribution of electricity have been put out of operation. In an effort to balance demand under conditions of capacity shortage in the power system, the network operators attempt to limit

consumer loads by introducing stabilization and emergency outages, in particular for residential consumers. Among other things, this leads to a situation where, after power supply is restored, household and residential consumers consider it their right to draw as much power from the grid as they wish. As a result, disturbances arise in an already vulnerable power system.

Such a situation could be prevented by introducing flexible demand-side management for household and residential consumers in accordance with the power system's available capacity, based on smart electricity meters integrated into widely deployed smart metering systems built on the principles of interoperability and cybersecurity [1]. The deployment of smart metering systems is envisaged by the Action Plan for the implementation of the Concept for the introduction of "smart grids" in Ukraine up to 2035 [2]; however, among other things, unified foundations and basic principles for deploying such systems have not been defined, which poses significant risks for their future use in demand-side management.

Ukraine already has extremely negative experience in the development and implementation of automated commercial electricity metering systems (ACEMS) for end consumers based on the technical recommendations of regional electric power companies—suppliers under regulated tariffs (SRT)—in 2005–2018, which resulted in the incompatibility of such ACEMS and the impossibility of integrating them into a unified distributed ACEMS of the Wholesale Electricity Market (WEM) of Ukraine [3]. By contrast, the ACEMS of WEM participants were built according to unified technical requirements of the Main Operator of the Commercial Metering System and were integrated into the unified distributed ACEMS of the WEM of Ukraine, which made it possible to ensure financial settlements, including at the initial stages of introducing the new liberalized electricity market of Ukraine [4]. However, in Ukraine the practice continues of designing and deploying ACEMS exclusively for the purpose of providing information support for electricity billing, with metering data being made available to stakeholders post factum, while insufficient attention is paid to timely informing users about the current parameters of power consumption regimes (CPPCR), which is an essential prerequisite for the effective implementation of demand-side management [5].

Purpose and objectives of the research. The purpose of the research is to create conditions and ensure the possibility for adaptive coordination of demand and supply for electric power (electricity), in particular under conditions of instability of power generation from renewable energy sources, as well as the occurrence of capacity shortages in the Integrated Power System of Ukraine. To achieve this purpose, it is necessary to:

- to define the objectives of demand-side management, in particular under conditions of shortage of available electric power, and to develop conceptual approaches to addressing them;
- to construct a trivial mathematical model and develop an algorithm for adaptive allocation of available electric power among consumers;
- to analyze the results of the development and application of automated commercial electricity metering systems (ACEMS) of participants in the wholesale and retail electricity markets of Ukraine, as well as the results of the deployment of smart metering systems in the Member States of the European Union (EU);
- based on the results of the analysis, to identify the main goals and priorities, as well as risks and constraints, and to formulate the foundations and basic principles for the development, deployment, and prospective application of smart systems for measurement, metering, and energy management as the basic toolkit for forming information support for demand-side management tasks, in particular under conditions of capacity shortage in the IPS of Ukraine;
- to develop a new implicit demand response method based on offering available capacity, which relies on two-way communication between the EPS and each customer and is distinguished by prompt notification of each customer about the amount of electric power personally available to them for use at a given moment, which may be lower or higher than the contracted level within the technical capability of the power grid to deliver it to the customer.

Research material. The load limits under conditions of insufficient generation capacity to cover the demand of connected power loads is a traditional approach to balancing an EPS. In the case of prolonged imbalance, rolling or stabilization outages are applied, during which consumers are disconnected from the power supply in turn for a certain period in order to match the load to the available capacity. To overcome a critical shortage of available generation capacity, emergency disconnections of consumers are used. An alternative to outages is adaptive coordination of demand and supply by involving consumers in cooperation with the power system, which is a much more rational approach, as it allows not only balancing the system but also reducing harmful emissions and saving fossil fuels, which ultimately has a positive impact on the environment.

Demand-side management (DSM) is understood as cooperative interaction among the *transmission system operator (TSO)*, *distribution system operators (DSOs)*, utilities, and their customers—consumers (sometimes with the involvement of third parties, in particular power suppliers, retailers, aggregators, etc.) aimed at increasing the efficiency of power use, which provides benefits to consumers and power companies and brings advantages to society as a whole. Traditionally, DSM is divided into short-term demand-side management—*demand response (DR)*, a set of measures aimed at changing the pattern of energy use by final customers in response to changes in electricity prices or other incentives—and long-term demand-side management—*energy efficiency (EE)*, a set of measures aimed at ensuring a sustainable reduction in power consumption by

improving the efficiency of electricity use. There are fundamental differences between these two approaches to DSM.

First, DR is implemented over a time interval within one hour. In Ukraine, DR is considered over a 15-minute interval within the framework of ensuring operational security, over a 30-minute interval within the framework of consumer load control, and over a 60-minute interval within the provision of balancing services (BS) in the balancing market (BM). Improving energy efficiency is implemented over an interval ranging from several months to years. Second, improving energy efficiency is usually implemented as part of solving energy management tasks. When an energy management system (EnMS) is introduced at a consumer's facility in accordance with ISO 50001 [6], system boundaries are always defined. When determining the amount of saved (i.e., not used compared to the baseline [6]) electricity, only the cumulative sum (*cusum*) of such electricity within the EnMS boundaries is taken into account. DR aims to reduce (or prevent an increase in) power generation by large power plants (*bulk generation*), which accordingly will not be transmitted and thus losses in power-grid components will be avoided, i.e., in any case outside the consumer's premises. Third, DR provides for both a decrease and an increase in power consumption in response to the power balance and market conditions, for example, during periods of decreased or increased power generation by RES, respectively. Improving energy efficiency always aims at reducing power consumption. Finally, the goal of DR is always for the consumer to obtain material benefits in one form or another. The ultimate goal of improving energy efficiency is the rational use of natural resources and combating climate change, in particular by reducing fossil fuel consumption and harmful emissions. This article examines DR specifically in the short-term perspective.

In turn, demand response covers two classes of tasks: Implicit DR, which primarily use pricing principles—various modifications of dynamic tariffs (*dynamic pricing*), under which the cost of electricity purchases depends on the time of its use—in order to influence the pattern of electricity consumption; and Explicit DR, which are based on the voluntary participation of the consumer in the power system load control loop. *Direct load control* (DLC) is usually applied to large industrial enterprises, although programs involving commercial and even residential consumers are also known (for example, direct control of power supply to air-conditioning systems or domestic hot-water boilers). In the general case, implicit methods based on dynamic pricing are used to manage the distributed load of small consumers, in particular differentiation of electricity prices by time of use (*Time-of-Use Pricing*, TOU), which is often applied together with *Critical Peak Pricing* (CPP), reflecting the true cost of electricity during peak hours, as well as *Real-Time Pricing* (RTP), under which consumers are promptly informed of current market prices in order to encourage them to shift their loads (power consumption) to periods with more favorable prices.

Thus, implicit demand management is traditionally based on the natural desire of consumers, or rather qualified customers, to minimize the cost of purchasing electricity, while the power system, making use of this desire, offers lower electricity prices during periods of surplus and higher prices during periods of shortage, thereby sending users a signal regarding periods of preferential (favorable) electricity use. However, implicit DR may also rely on offering customers other benefits, which will be discussed further below. Explicit DR should be regarded as a kind of “safety valve” at critical moments when a shortage of electric power in the power system threatens its stability. Under such conditions, direct load limits and even outage of customers are applied, since the power system is simply unable to meet their current energy needs.

Based on this, the most rational way to coordinate demand and supply of electric power (electricity) is to combine implicit and explicit DR-methods, whereby at the preliminary stage customers are encouraged to consume electricity during periods of surplus and to reduce consumption during periods of shortage, and, in the event of critical situations in pre-emergency and emergency operating modes of the power system, explicit DLC are applied.

Problem statement. Since the beginning of the full-scale russian invasion of Ukraine, verified data on available generation capacity have, for obvious reasons, been classified; however, publications in open sources indicate that as of May 2023, after massive attacks on the IPS, the loss of installed capacity had increased to 27 GW [7]. A significant number of generating units, including those based on RES, remain in the temporarily occupied territories of southern Ukraine. In addition, due to the specifics of electricity generation and consumption patterns, not all available generating capacity can be utilized to cover the load at every moment in time. For this reason, when capacity shortages occur, network operators resort to rolling and emergency outages of users, in particular household and residential customers.

According to the Ministry of Energy, as of 2021 the share of power consumption by residential customers in Ukraine was estimated at over 30% [8]. With the onset of the full-scale invasion, due to a reduction in power consumption in the industrial and commercial sectors of the economy, residential power consumption has relatively increased and, as of early 2025, is estimated at 38% [9]. Thus, effective utilization of this resource provides additional opportunities for balancing the IPS of Ukraine.

During the winter of 2022–2023, residential customers in Ukraine were outaged according to schedules for several hours two to three times a day. When necessary, emergency outages were applied. After the most powerful attacks, the duration of blackouts reached two or more days, depending on the region of Ukraine. Similar practices were also applied in 2024–2025. It is not difficult to understand that after power supply was restored, residential customers drew the maximum power they needed from the grid, thus compensating for the lost opportunities. As a result, a

sharp and uncontrolled surge in load occurs, which leads to disturbances in an already vulnerable power system. Therefore, repeated outages are not uncommon.

Other situations were also observed. In particular, due to the specific features of power supply systems, some residential buildings supplied from critical infrastructure facilities, such as railway traction substations or urban electric transport substations, could not be disconnected and, accordingly, reconnected automatically; utility companies, homeowners' association heads, and other persons had to be involved to switch such facilities manually. For subjective reasons, this was not always efficient. Some buildings, again due to the specifics of power supply systems, were outaged section by section for different periods of time. All this led to the emergence of conflict situations and the filing of claims against network operators, not always justified.

Such situations could be prevented by the prompt adaptive allocation of available capacity among users through the effective application of smart meters integrated into widely deployed smart systems for measuring, metering and energy management (smart metering systems, SMS), built using advanced smart metering technologies and ensuring demand-side flexibility (DSF). The main task is to create a full-fledged toolkit to support productive two-way communication between the power grid and users in order to ensure demand-side flexibility, in particular under conditions of capacity shortage in the IPS of Ukraine.

The new implicit DR-method based on offering available capacity, which was proposed in [10], provides for prompt notification of each customer about the amount of electric power personally available to them for use at a given moment, which may be lower or higher than the contracted level, within the technical capability of the power grid to deliver it to the customer. In response, the customer may unconditionally use the offered capacity (default acceptance via implicit second-order feedback) or refuse to use it fully or partially by informing the operator on the power-system side (via explicit first-order feedback), in particular in exchange for other benefits, such as protection against outages. The developed method is based on the use of extended two-way communication between the EPS and each individual customer (subscriber) through smart electricity meters integrated into widely deployed smart systems for measurement, metering, and energy management, built on the principles of interoperability and cybersecurity. The availability of extended real-time two-way communication makes it possible to adaptively redistribute available capacity among all customers on the basis of impartiality and fairness, taking into account individual power consumption patterns, and to ensure prompt informing of stakeholders about the acceptance of available-capacity offers. The developed new method of implicit DR will create conditions for optimal and efficient use of available capacity, taking into account the current needs of each customer. This will ensure a reliable power supply to customers both under conditions of capacity shortage and

surplus and will contribute to increasing the productivity of power generated by RES.

Conceptual approach to solving the problem [1, 10]. The commercial electricity meter is almost the only point at which a customer inevitably interfaces with the power grid. There may be no other such points, but the meter is always present. An electricity meter is a familiar and understandable measuring device for customers. Other electrical devices imposed by the network operator may cause concern to customers if they don't understand their own need for them, whereas the meter is fully acceptable to customers and does not raise distrust. The electricity meter has a natural power supply from the grid; therefore, a smart electricity meter can serve as a host for integrating meters of other energy carriers (heat, water, gas, etc.), as well as smart household appliances (air-conditioning systems, electric heating, electric water heaters, washing machines and dishwashers, refrigerators, televisions, etc.) into a single information and communication hub, which is well known.

Direct-connected smart meters (namely, such smart meters are usually used for commercial metering of electricity consumed by residential customers in apartments) are typically equipped with integrated switches, which makes it possible, under certain conditions, to disconnect/reconnect the load remotely or automatically. Transformer-connected smart meters (in particular, those customised for commercial metering of electricity consumed by apartments and households) may optionally be equipped with load-control relays that operate external switching devices. Smart meters form a customer load profile, measure the power used by the customer at each moment in time, and record the maximum power used by the customer during each monitoring period. Smart meters also make it possible to set (program) the maximum electric power or maximum electric current allowed for use by the customer, as well as to disconnect the customer in the event that the setpoint is exceeded.

Summarizing the above, it is advisable to implement in smart meters real-time redistribution and remote programming of the power permitted for use, based on the capacity currently available in the power system or in a given distribution network area. A mandatory requirement is that this information be displayed on the smart meter's display and on remote data-reading devices, such as split-meter remote displays, in-home displays (IHDs), smartphones, etc., possibly accompanied by an audible signal, in order to promptly and reliably inform the user about the current power consumption parameters and power limits. With such an approach to balancing the power system, the customer is not outaged but is offered a choice between limiting consumption or being outaged if the permitted—i.e., actually available at a given moment—power level is exceeded. In addition to the fact that the decision remains with the customer, which will undoubtedly have a positive psychological effect, this approach will make it possible to avoid many of the problems described above and will enable residential customers to independently set priorities

and make responsible decisions regarding the use of the power allocated specifically to them at each moment in time, redistributing this power and energy consumption among their loads at their own discretion. In the event of an automatic outage due to exceeding the permitted power, responsibility will again rest with the customer, which will help avoid conflict situations. There will be no need to involve personnel, including third parties, in switching apartment buildings—tasks that are not inherent to them—which will increase electrical safety and help prevent accidents. Outage of customers for exceeding the permitted power will be carried out automatically.

After the available capacity of the power system increases, making it possible to restore power supply to customers who had previously been de-energized, the issue of reconnecting the customer arises, which for electrical safety reasons cannot always be carried out automatically. In this case, a command may be sent to the meter and the switching devices connected to it to unlock them and enable reconnection in manual or semi-automatic mode, at the customer's discretion.

Finally, when restrictions are introduced, a customer may decide to voluntarily reduce the power allocated to them in favor of other customers or the power system, in particular in exchange for certain benefits, such as protection against outages, or to request additional capacity. This will require additional functionality of smart meters and smart systems for measurement, metering, and energy management.

The trivial mathematic model [1, 10]. Let us assume that at the initial moment the power system is balanced and, in the absence of external power flows, the classical balance equation applies:

$$\sum_{i=1}^{N_{gen}} P_{gen_i} = \sum_{j=1}^{N_{cons}} P_{cons_j} + \sum_{j=1}^{N_{cons}} P_{loss.cons_j}, \quad (1)$$

where

$\sum_{i=1}^{N_{gen}} P_{gen_i}$ is the total active power of N_{gen} generating units producing electricity, kW;

$\sum_{j=1}^{N_{cons}} P_{cons_j}$ is the total active load of N_{cons} connected customers within their contracted power, kW;

$\sum_{j=1}^{N_{cons}} P_{loss.cons_j}$ is the total active power losses during the delivery of electricity from the generating units to the N_{cons} customers through the power grids within the contracted power, kW.

As a result of a balance disturbance caused by the outage of part of the generating units that provide power generation and/or damage to the power grids that deliver electricity to customers, equation (1) transforms into inequality (2):

$$\sum_{i=1}^{N'_{gen}} P_{gen_i} < \sum_{j=1}^{N_{cons}} P_{cons_j} + \sum_{j=1}^{N_{cons}} P_{loss.cons_j}, \quad (2)$$

where

$\sum_{i=1}^{N'_{gen}} P_{gen_i}$ is the total active power of N'_{gen} generating

units that remain in operation and are available to customers, kW.

The simplest and most traditional way to return to equation (1) is to disconnect part of the customers, as noted above:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{N'_{gen}} P_{gen_i} = & \sum_{j=1}^{N_{cons}} P_{cons_j} + \sum_{j=1}^{N_{cons}} P_{loss.cons_j} - \\ & - \sum_{j=1}^{N_{cons.off}} P_{cons_j} - \sum_{j=1}^{N_{cons.off}} P_{loss.cons_j}, \end{aligned} \quad (3)$$

where

$\sum_{j=1}^{N_{cons.off}} P_{loss.cons_j}$ is the total active consumption power of $N_{cons.off}$ customers who were outaged, kW;

$\sum_{j=1}^{N_{cons.off}} P_{loss.cons_j}$ is the total active power losses for delivering electricity to the $N_{cons.off}$ customers who were outaged, kW.

Instead of disconnecting customers in order to restore the balance, it is proposed to redistribute the available power among all customers:

$$\sum_{i=1}^{N'_{gen}} P_{gen_i} = \sum_{j=1}^{N_{cons}} P'_{cons_j} + \sum_{j=1}^{N_{cons}} P'_{loss.cons_j}, \quad (4)$$

where

$\sum_{j=1}^{N_{cons}} P'_{cons_j}$ is the total active load of N_{cons} customers within the permitted power corresponding to the available active power of the N'_{gen} generating units remaining in operation, kW;

$\sum_{j=1}^{N_{cons}} P'_{loss.cons_j}$ is the total active power loss during the delivery of electricity to the N_{cons} customers after adaptive redistribution of the available power, kW.

If a customer exceeds the power permitted to them, they are automatically outaged, and after redistribution of the newly available active power, the balance equation (4) takes the form:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{N'_{gen}} P_{gen_i} = & \sum_{j=1}^{N_{cons}} P''_{cons_j} + \sum_{j=1}^{N_{cons}} P''_{loss.cons_j} - \\ & - \sum_{j=1}^{N_{cons.off}} P'_{cons_j} - \sum_{j=1}^{N_{cons.off}} P'_{loss.cons_j}, \end{aligned} \quad (5)$$

where

$\sum_{j=1}^{N_{cons}} P''_{cons_j}$ is the total active load of N_{cons} customers within the current permitted power corresponding to the available active power after disconnection of customers who previously exceeded the permitted power, kW;

$\sum_{j=1}^{N_{cons}} P''_{loss.cons_j}$ is the total active power losses during delivery of electricity to the customers remaining in operation after the disconnection of those who exceeded the permitted power and after adaptive redistribution of the newly available active power, kW;

$\sum_{j=1}^{N_{cons.off}} P'_{cons_j}$ is the total active load of $N_{cons.off}$ customers outaged for exceeding the previously permitted power, kW;

$\sum_{j=1}^{N_{cons.off}} P'_{loss.cons_j}$ is the total active power losses for delivering electricity to the $N_{cons.off}$ customers before their outage for exceeding the previously permitted power, kW.

To ensure normal operating modes of the power system and specified values of power quality indicators for customers, the balance of reactive power must also be ensured:

$$\sum_{i=1}^{N_{gen+RPC}} Q_{gen+RPC_i} = \sum_{j=1}^{N_{cons}} Q_{cons_j} + \sum_{j=1}^{N_{cons}} Q_{loss.cons_j}, \quad (6)$$

where

$\sum_{i=1}^{N_{gen+RPC}} Q_{gen+RPC_i}$ is the total reactive power of $N_{gen+RPC}$ generating units and reactive power compensation devices (RPC), kvar;

$\sum_{j=1}^{N_{cons}} Q_{cons_j}$ is the total reactive power of N_{cons} connected customers, kvar;

$\sum_{j=1}^{N_{cons}} Q_{loss.cons_j}$ is the total reactive power losses during the delivery of electricity from the generating units to the N_{cons} customers through the power grids and during reactive power compensation at load nodes, kvar.

As a result of a reactive power balance disturbance caused by the outage of part of the generating units, damage to power grids, and/or damage to RPC devices, equation (6) transforms into inequality (7):

$$\sum_{i=1}^{N'_{gen+RPC}} Q_{gen+RPC_i} < \sum_{j=1}^{N_{cons}} Q_{cons_j} + \sum_{j=1}^{N_{cons}} Q_{loss.cons_j}, \quad (7)$$

where

$\sum_{i=1}^{N'_{gen+RPC}} Q_{gen+RPC_i}$ is the total reactive power of the $N'_{gen+RPC}$ generating units and RPC-means devices remaining in operation, kvar.

To ensure standardized power quality for customers, the reactive power balance must be taken into account when balancing the power system. Then equation (5) becomes:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{N''_{gen}} P_{gen_i} &= \sum_{j=1}^{N_{cons}} P'_{cons_j} + \sum_{j=1}^{N_{cons}} P'_{loss.cons_j} - \\ &- \sum_{j=1}^{N_{cons.off}} P'_{cons_j} - \sum_{j=1}^{N_{cons.off}} P'_{loss.cons_j}, \end{aligned} \quad (8)$$

where

$\sum_{i=1}^{N''_{gen}} P_{gen_i}$ is the total active power of N''_{gen} generating units remaining in operation and available to customers, including after transferring part of the generating units to reactive power generation mode in order to ensure specified values of power quality indicators for customers, kW.

Equation (8) allows an unlimited number of cyclic iterations until returning to equations (1) and (6) after restoration of active and reactive power sufficient to ensure standardized power quality indicators for all connected customers on a contractual basis.

The presented mathematical model is trivial and doesn't take into account the constraints determined by the laws of transmission and distribution of electric power, which arise from the strong interdependence between operating parameters, in particular due to the dependence of active and reactive power losses on the voltage and current operating conditions in the power grid. Nevertheless, the given

model is fully sufficient to describe the proposed method of implicit DR under conditions of power deficit.

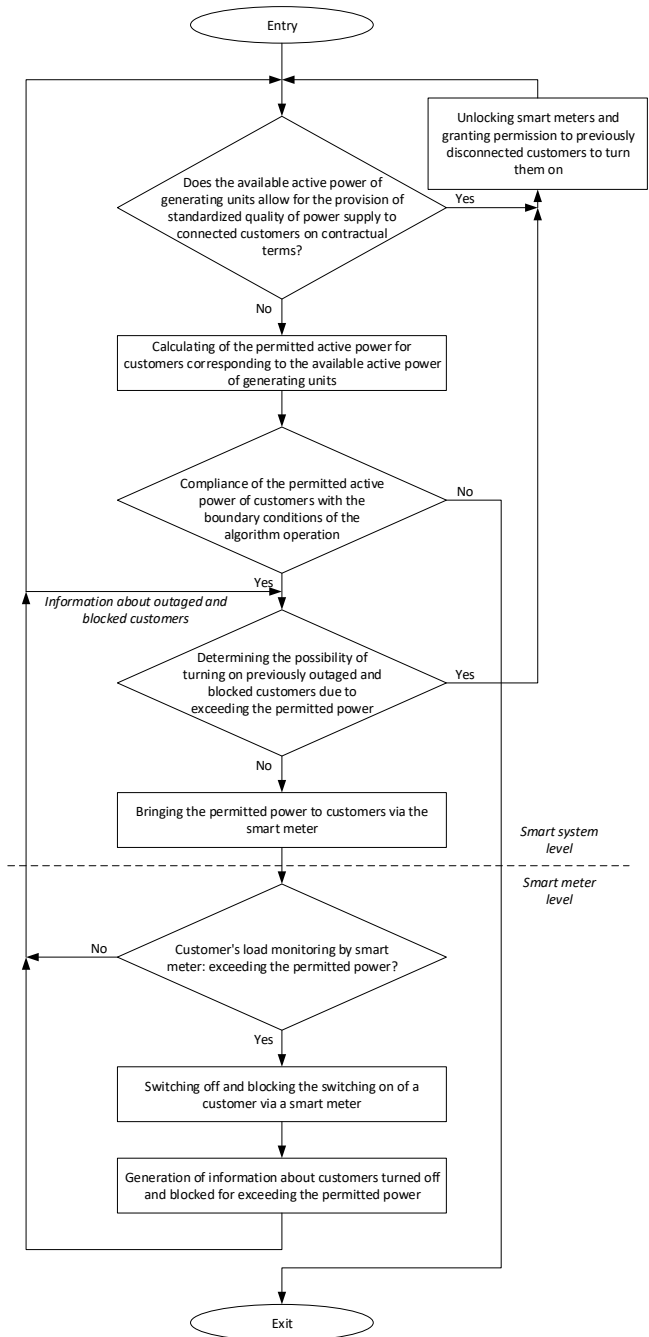


Fig. 1. The algorithm for adaptive distribution of available electrical power among customers

Algorithm for adaptive allocation of available electric power among customers. A block diagram of the algorithm for adaptive distribution of available electric power among all customers connected to the power grid, in accordance with equation (8) under conditions of power deficit in the IPS of Ukraine, is shown in Fig. 1 [1, 10]. If the available capacity of generating units makes it possible to ensure the standardized values of power supply quality indicators for all connected customers under contractual conditions, the algorithm provides for checking the possibility of unlocking and granting permission to reconnect customers who were

previously disconnected and blocked due to exceeding the allowed power. If this condition is not met, the algorithm provides for determining the current value of the permitted active power for customers that corresponds to the available active power of the generating units. Each time the permitted active power is calculated, a “safety margin” must be applied in order to avoid uncertainty at the boundary of availability of the active power of generating units.

The determined current value of the permitted active power is checked for compliance with the boundary conditions of the algorithm’s operation, namely, whether it exceeds the minimum active power that a customer can utilize. Such power should be defined based on a critical minimum corresponding to the total load of electrical appliances that ensure the vital activity of a household or residential customer. If the current value of the permitted active power does not meet this critical minimum, the algorithm provides for exiting and switching to emergency disconnection of customers. In this case, it is assumed that there are no remaining possibilities to avoid outage customers.

If the current value of the permitted active power meets the critical minimum, the possibility of reconnecting previously outaged customers is checked. If the result of this check is positive, unlocking and permission to reconnect the previously outaged customers are performed, and the cycle is repeated. If the result of the check is negative, the permitted active power is communicated to the connected customers via smart meters, and subsequently each smart meter monitors whether the customer exceeds the communicated permitted power level. If customers comply with the imposed limits, the cycle is repeated. In the event that the permitted power is exceeded, the smart meter activates an automatic outage for the customer.

In addition to cutting off a customer upon exceeding the permitted power, the algorithm provides for blocking the customer’s smart meter after an outage to prevent repeated activation and, consequently, uncontrolled load surges. Unblocking is performed either by a command sent to the smart meter from the smart metering system or according to a time setting, which may be defined, in particular, on a progressive basis. This makes it possible, on the one hand, to avoid outage customers for an indefinite period of time and, on the other hand, to outage customers who have exceeded the permitted power limit by gradually increasing the duration of their de-energization after each subsequent violation of the permitted active power limit.

To ensure the feasibility of implementing the proposed DSF-concept under conditions of power shortage, in particular, the stable implementation of the algorithm for adaptive allocation of available electric power among customers, smart electricity meters and smart systems for measurement, metering, and energy management must comply with unified technical requirements and be deployed based on the principles of interchangeability and cybersecurity. To define such technical requirements, it is advisable to analyze the experience of implementing automated commercial electricity metering systems (ACEMS) in the WEM of Ukraine, as well as the experience of deploying smart metering systems in EU member states.

Analysis of the implementation of ACEMSs in the WEM of Ukraine. The results of the implementation and application of ACEMSs in the WEM of Ukraine are described in detail in [3, 4]. Under conditions of a multiple increase in the number of market participants and the roles they perform [11], due to the entry of qualified consumers into the market, the Market Operator (MO), when coordinating electricity purchase and sale volumes and forming forecasted power balances, and the TSO, when monitoring compliance with the agreed generation and consumption schedules in real time, must rely on accurate, complete, consistent, reliable, and up-to-date metering data. At the same time, the reliability of the resulting power balance of the IPS of Ukraine is directly related to the reliability of the balances of each individual DSOs.

Therefore, the effective use of smart systems for measurement, metering, and energy management today requires the implementation in Ukraine of a number of international standards, improvement of the regulatory and metrological framework, as well as modernization of the existing ACEMSs. This is aimed primarily at achieving their interoperability, increasing reliability, and ensuring the accuracy, completeness, integrity, credibility, and timeliness of metering data in order to coordinate, in real time, the processes of power generation and consumption within the Smart Grid concept [12].

Analysis of the deployment of smart electricity metering systems in the EU Member States. As part of the implementation of the provisions of the Third Energy Package, the European Commission already in 2009 envisaged measures for the large-scale deployment of smart metering systems [13]. Smart metering systems are considered not only a technical means of electricity metering and monitoring power consumption parameters, but primarily a powerful tool for targeted influence on the energy behavior of each individual end customer in order to reduce energy consumption and increase the efficiency of electricity use. In this regard, national governments, in cooperation with businesses, civil society organizations, and other stakeholders, were recommended to identify and disseminate examples of best practices in the application of smart metering applications and to take appropriate measures to raise public awareness as an integral prerequisite for broader actions following the deployment of Smart Grid technologies. The minimum technical requirements for smart metering systems, as well as the conditions for their deployment, are detailed in [14].

The experience of deploying smart metering systems in the EU Member States [15–20] has demonstrated the promise of the adopted strategy. At the same time, a number of gaps and vulnerabilities have been identified, which necessitate its further improvement. First of all, this concerns ensuring interoperability and, ultimately, interchangeability of smart meters, in particular in order to ensure continuity during the deployment and further development of smart metering systems [19]. Greater attention should also be paid to cybersecurity issues of smart metering systems [20] and to the development of user interfaces [16]. Regulatory constraints have likewise been recognized as one of the factors hindering the deployment of smart metering systems.

The experience of deploying smart metering systems in EU Member States was taken into account, in particular, when adopting the New Electricity Directive [21], according to which Member States must ensure that all beneficiaries are able, at any time, to fully take advantage of the opportunities offered by the competitive electricity market. To this end, beneficiaries should be equipped with smart metering systems providing access to dynamic electricity prices. In addition, they should be directly and regularly informed about the offers and savings available on the competitive market, as well as provided with assistance in responding to market offers and benefiting from them. Smart metering systems expand customers' capabilities, as they allow them to receive accurate and near real-time feedback on their energy consumption or production, to better manage their own consumption, to participate in and benefit from demand-side management programs and other services, and to reduce electricity bills. Smart metering systems also enable DSOs to gain better visibility of their networks and, as a result, to reduce operating and maintenance costs and pass these savings on to consumers in the form of lower distribution tariffs.

The definition of the main goals and the formulation of the fundamentals and basic principles for the development, deployment, and application of smart systems for measurement, metering, and energy management to ensure DSF are described in detail in [1, 10]. Among other things, it is recommended to intensify research in the field of smart metering technologies, in particular PLC technologies, measurement synchronization technologies, and cybersecurity, etc.; to implement smart metering and demand-side flexibility standards taking into account the specifics of the national power sector, the contributions of Ukrainian researchers, and their harmonization with EU standards; to develop and approve extended technical and functional requirements for smart meters as well as for smart systems of measurement, metering, and energy management in Ukraine in accordance with harmonized national standards; to ensure the design and production of smart electricity meters and components of smart systems for measurement, metering, and energy management in Ukraine based on harmonized national standards; to begin modernization of power grids, primarily in-building networks of the outdated housing stock, in order to enable the implementation of advanced PLC-based smart metering technologies; to adapt the regulatory framework in the field of electricity use to advanced smart metering technologies, etc. An indispensable condition for the effective implementation and application of the proposed implicit DR-method is also the adjustment of consumer behavior and the introduction of a culture of rational energy use.

Demand-side flexibility vs variability of power generation by DER. The prospective application of the conceptual approaches outlined above consists of using DSF to balance the power system under conditions of variability in power generation by RES. As noted earlier, the IPS of Ukraine is based on the generation capacities of nuclear power plants (NPPs) and thermal power plants (TPPs). Among TPPs, coal-fired plants dominate, for which the start-up time ranges from 2 to 4 hours for a hot start, while a cold start after a long outage requires 6–8 hours. After 2014, some TPP units

were converted to operate on lignite, whose cold start requires 9–15 hours. Therefore, in the event of shutdown or even transfer of TPP units to hot standby, in the case of a sudden cessation of power generation by RES-based facilities—which is often observed—the IPS is simply unable to fill the resulting “gaps” with thermal maneuverable generation. Hence, we draw a simple but important conclusion: renewable generation can be balanced exclusively by DSF, which is based on productive and real-time two-way communication between the customer and the EPS.

With the implementation of additional technical and functional requirements for smart meters and smart systems for measurement, metering and energy management, it is advisable to study the further development of the proposed algorithm for adaptive allocation of available electric power among customers (Fig. 1) under conditions of variability in power generation by RESs and balancing of the power system using the DSF-resource (Fig. 2).

After the allowed power is communicated, the customer may relinquish part of the allocated power in favor of, in particular, other customers — for example, within peer-to-peer electricity trading — or in favor of the power system when providing services on the electricity market.

The customer will also be able, if necessary, to request additional permitted power from the power system or from other customers. Commercial settlements for the electricity and services provided and received may be carried out in monetary terms or according to the principles of net metering.

The scientific novelty lies in the development of a new implicit DR-method based on offering available power. The method is distinguished by real-time informing each customer about the electric power currently available to them personally, which may be lower or higher than the contracted value, within the technical capability of the power grid to deliver it. In response, the customer may unconditionally use the offered power (default acceptance via implicit second-order feedback) or consciously refuse to use it in full or in part (via explicit first-order feedback), in particular in exchange for other benefits, such as protection from outage.

The developed method is based on the use of extended two-way communication between the power system and each individual customer (subscriber) via smart meters integrated into widely deployed smart systems for measuring, metering and energy management designed according to the principles of interchangeability and cybersecurity. The availability of extended two-way real-time communication makes it possible to adaptively redistribute available power among all customers on the basis of impartiality and fairness, taking into account individual power consumption patterns, and to promptly inform stakeholders about the acceptance of available-power offers. The proposed new implicit DR-method creates conditions for optimal and efficient use of available capacity while considering the current needs of each customer. This will ensure a reliable power supply to customers both under conditions of power deficit and surplus and will contribute to improving the efficiency of power generated by RESs.

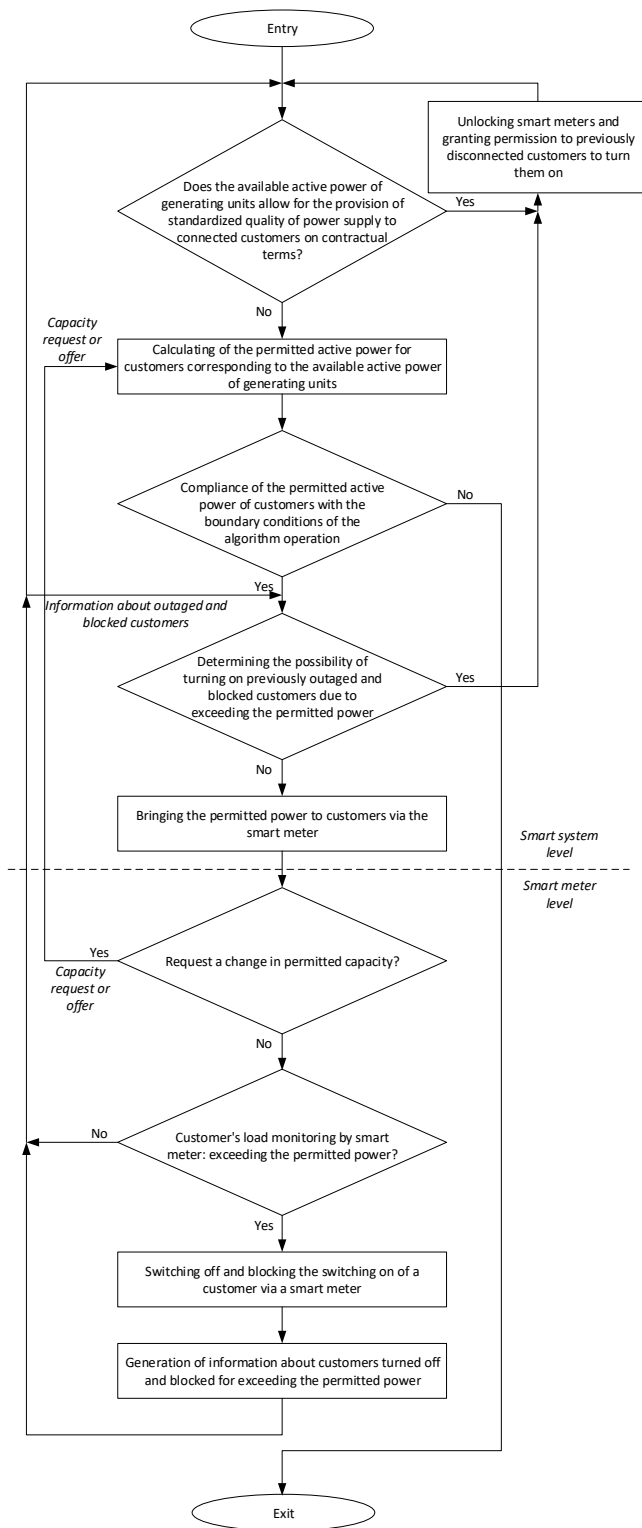


Fig. 2. The algorithm for adaptive distribution of available electrical power among customers in conditions of instability of power generation by DER

Conclusions

The newly developed implicit DR-method based on offering available power is aimed at building a high-potential balancing resource for the IPS of Ukraine, in particular under conditions of power deficit. It is based on combining direct and indirect approaches to ensuring demand-side flexibility by creating a full-featured toolkit for organizing interaction

and supporting productive two-way communication between the power grid and customers, using advanced smart meters with extended functionality integrated into unified smart systems for measurement, metering and energy management, designed according to the principles of interchangeability and cybersecurity. The proposed new implicit DR-method will also ensure a reliable and high-quality power supply to customers under conditions of unstable power generation by RES. Ultimately, this will contribute to reducing the use of fossil fuels and mitigating harmful environmental impacts.

REFERENCES

1. Oleg Kotsar (2023) "The Concept of Ensuring Demand-Side Flexibility under Capacity Shortage in the IPS of Ukraine" (DSF Concept) // The Copyright Certificate No. 121850 since 12.12.2023. – Bul. No. 78 – 17 p. URL: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1778277/> (accessed at 05.01.2026). (Ukr)
2. On the approval of the Concept of the implementation of "smart networks" in Ukraine until 2035. Order of the CMU of October 14, 2022 No.908-r as amended in accordance with the Resolution of the CMU No.416 of April 28, 2023. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text> (accessed at 05.01.2026). (Ukr)
3. Oleg Kotsar (2017) "Formation of Information Support for Electricity Market Functioning in Ukraine", Journal of Energy: Economy, Technologies, Ecology, No.4, pp. 29–47. (Ukr)
4. Oleg Kotsar and Yurii Rasko (2019) "The Commercial Metering Data Management in Conditions of Ukraine's Electricity Market Liberalization" ", Journal of Technical Electrodynamics, No.3, pp. 74–84. DOI: <https://doi.org/10.15407/technd2019.03.074> (accessed at 05.01.2026). (Ukr)
5. Oleg Kotsar (2004) "Application of automated metering systems for monitoring current parameters of power consumption modes at the industrial enterprises" // Journal of Power Industry and Electrification. – No. 6 – P. 24–29. (Ukr)
6. ISO 50001:2018 Energy management systems – Requirements with guidance for use.
7. Ukrenergo told how much the power system had lost since the beginning of the occupation in 2014. URL: <https://kurs.com.ua/novost/1040659-v-ukranergo-rasskazali-skolko-poterjalo-energosistema-s-nachala-okkupacii-v-2014-godu> (accessed at 05.01.2026). (Ukr)
8. Oleg Kotsar (2018), "The Development of Smart Systems for Control, Metering and Energy Management in Liberalized Electricity Market of Ukraine", Journal of Technical Electrodynamics, No.4, P. 110–117. DOI: <https://doi.org/10.15407/technd2018.04.110> (accessed at 05.01.2026). (Ukr)

9. Who consumes the most electricity in Ukraine? URL: <https://thepage.ua/ua/economy/spozhivannya-elektroenergiyi-v-ukrayini-ta-yak-formuyutsya-grafiki-vidklyuchen> (accessed at 05.01.2026). (Ukr)
10. Oleg Kotsar (2023) "The new implicit demand response method based on the available capacity proffering" // The Copyright Certificate No. 134144 since 05.03.2025. – Bul. № 88 – 20 p. URL: <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1853963/> (accessed at 05.01.2026). (Ukr)
11. Kyrylenko O., Blinov I., Korkhmazov H., Popovych V. (2010) "The Role model of the competitive wholesale electricity market in Ukraine: conceptual scheme, segments and roles of participants", The Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, No.25, P. 5–13. URL: <http://dspace.nbuv.gov.ua/handle/123456789/63815> (accessed at 05.01.2026). (Ukr)
12. Oleg Kotsar (2019) "The Smart Metering Systems Development Roadmap in Ukraine", Journal of Power Industry and Electrification, No.2, P. 16–30. (Ukr)
13. Directive 2009/72/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC // Official Journal of the European Union, 14.08.2009. – L211/55–93.
14. Commission Recommendation 2012/148/EU of 9 March 2012 on preparations for the roll-out of smart metering systems // Official Journal of the European Union, 13.03.2012. – L73/9–22.
15. Smart Metering Systems in EU Member States. Final report // Prepared for Directorate – General for Energy, Directorate B – Internal Energy Market, by ICCS-NTUA, Athens, AF Mercados EMI, Madrid, 25 June 2015. 147 p.
16. Integrated Smart GRID Cross-Functional Solutions for Optimized Synergetic Energy Distribution, Utilization & Storage Technologies // H2020 Grant Agreement Number: 731268. WP2.Standardization Analysis, Regulations & Privacy Policy D2.5 Smart Grid Deployment, Infrastructures & Industrial Policy applicable to the inteGRIDy pilot cases, 31/12/2017 – 110 p.
17. Benchmarking smart metering deployment in the EU-28. Final report, December, 2019. 142 p. URL: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en> (accessed at 05.01.2026).
18. Smart Metering Roll-Out in Europe: Where Do We Stand? Cost Benefit Analyses in the Clean Energy Package and Research Trends in the Green Deal / Silvia Vitiello, Nikoleta Andreadou, Mircea Ardelean and Gianluca Fulli // 2022. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/7/2340> (accessed at 05.01.2026).
19. Report on deployment of Linky smart power meters in the area. Deliverable D3.4.2. Version 2.0. // This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 691876. 2019. 32 p. URL: <https://ec.europa.eu/research/participants/document/s/downloadPublic?documentIds=080166e5c06b79cf&appId=PPGMS> (accessed at 05.01.2026).
20. Regulation (EU) 2016/679 of the European Parliament and of the Council of 27 April 2016 on the protection of natural persons with regard to the processing of personal data and on the free movement of such data, and repealing Directive 95/46/EC (General Data Protection Regulation). URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/679/oj?locale=en> (accessed at 05.01.2026).
21. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast). URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019L0944> (accessed at 05.01.2026).