

ФОРМУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗАВДАНЬ КЕРУВАННЯ ВИРОБІТКОМ ТА ВІДПУСКОМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЮ В УМОВАХ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЛІБЕРАЛІЗОВАНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

О.В. Коцар^{1*}, канд.техн.наук, Ю.О. Расько^{2**}

¹ НТУ України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського»,
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна.

E-mail: kovpers@ukr.net

² ТзОВ «Учбово-науково-виробничий комплекс-ЕТУ»,
вул. Героїв УПА, 73, Львів, 79041, Україна.

E-mail: iurii.rasko@gmail.com

Лібералізація ринку електричної енергії має на меті найбільш повне задоволення потреб споживачів в електроенергетичних ресурсах та якісному електропостачанні, що вимагає адаптивного керування енерговикористанням як з боку попиту, так і з боку виробників електричної енергії – електрогенерувальних компаній. Успішна реалізація зазначеного завдання передбачає, зокрема, застосування ефективних методів та надійних засобів формування інформаційного забезпечення завдань керування виробітком та відпуском електричної енергії електрогенерувальними компаніями з метою забезпечення відповідності пропозицій ринку поточному попиту в кожний момент часу. У статті запропоновано методологію, описано реалізований інструментарій та проаналізовано досвід керування виробітком та відпуском електричної енергії теплоелектроцентраллю на базі інформації, що формується автоматизованою системою контролю, обліку та управління енерговикористанням, в умовах функціонування лібералізованого ринку електричної енергії України. Бібл. 10, рис. 5.

Ключові слова: АСКОЕ, виробіток, відпуск, дані обліку електроенергії, теплоелектроцентрально, керування виробітком електроенергії, ринок електричної енергії, точка комерційного обліку, керування попитом.

Вступ. Лібералізація ринку електричної енергії України має на меті найбільш повне задоволення потреб споживачів в електроенергетичних ресурсах за конкурентними цінами на засадах їхнього раціонального використання та захисту довкілля за безумовного забезпечення надійного функціонування електроенергетичної системи (ЕЕС) та якісного електропостачання. Досягнення зазначеної мети вимагає, серед іншого, адаптивного керування виробітком та відпуском електричної енергії електрогенерувальними компаніями задля забезпечення відповідності пропозицій ринку поточному попиту в кожний момент часу [1].

Одним з основних видів електричних станцій є теплоелектроцентралі (ТЕЦ), які здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії і складають близько 11,5% встановленої потужності електростанцій України. У 2019 році ТЕЦ забезпечили близько 6% потреб вітчизняних споживачів в електричній енергії [2].

Калуська ТЕЦ є державним підприємством (ДП «Калуська теплоелектроцентрально-нова»), яка функціонує у «Бурштинському острові» (БуО), де має частку встановленої потужності понад 7,5%, та забезпечує потреби в тепловій енергії місто Калусь Івано-Франківської області. Калуська ТЕЦ здійснює продаж виробленої електричної енергії на ринку двосторонніх договорів (РДД) через електронні аукціони відповідно до статті 66, п. 6 [1] – в середньому 10% від загального виробітку, та ринку «на добу наперед» (РДН) – в середньому біля 90% від загального виробітку. Обсяги електричної енергії, які не було продано на РДН, реалізуються Калуською ТЕЦ на внутрішньодобовому ринку (ВДР) – в середньому до 1% від загального виробітку. У період з 01 травня по 30 вересня (не опалювальний період) Калуська ТЕЦ бере участь у роботі балансувального

ринку (БР) на контрактній основі, а також впродовж року здійснює погодинне коригування обсягів виробітку та відпуску електричної енергії на виконання команд диспетчера в рамках забезпечення операційної безпеки БуО. У такому разі контроль потужності, що генерується та надається споживачам, на перших етапах участі ТЕЦ у функціонуванні лібералізованого ринку електричної енергії України здійснювався за показами щитових приладів класу точності 3,0, що за фактом призводило до суттєвих відхилень від планових завдань і виконання диспетчерських команд, та, як наслідок, до упущеної вигоди або, навіть, до економічних втрат. Сумарний обсяг відхилень відпущеної споживачам електроенергії від планових значень у липні – жовтні 2019 року склав понад 4,5 ГВт·год, а відхилення потужності сягало 2 МВт (до 6%). Набагато ефективнішим інструментом керування виробітком та відпуском електричної енергії в БуО виявилася автоматизована система контролю, обліку та управління енерговикористанням (АСКОЕ) Калуської ТЕЦ за умови застосування відповідного спеціалізованого програмного комплексу.

Мета і завдання досліджень. Метою досліджень є вдосконалення методів та засобів формування інформаційного забезпечення завдань керування виробітком та відпуском електроенергії в електрогенерувальних компаніях задля підтримання балансу між виробництвом та споживанням електричної енергії у реальному часі в умовах функціонування лібералізованого ринку електричної енергії, що, врешті-решт, має сприяти якісному електропостачанню та найбільш повному задоволенню потреб споживачів в електроенергетичних ресурсах.

Задля досягнення поставленої мети у статті:

- виконано аналіз вимог оператора системи передачі (ОСП) щодо коригування обсягів виробітку й відпуску електроенергії на ВДР та керування виробітком і відпуском електричної енергії в реальному часі на БР, зокрема, з метою забезпечення операційної безпеки системи передачі, задоволення сумарного попиту на електричну енергію і потужність у кожний момент часу та реалізації прав споживачів на якісне електропостачання шляхом підтримання балансу між виробництвом та споживанням електричної енергії;
- обґрунтовано та доведено залежність енергетичної ефективності ринку електроенергії від достовірності уточнення обсягів виробітку і відпуску електричної енергії на ВДР та результативності керування виробітком і відпуском електричної енергії у реальному часі на БР;
- за результатами виконаного аналізу розроблено рекомендації щодо забезпечення надійного застосування АСКОЕ в лібералізованому ринку електричної енергії України з метою найбільш повної реалізації прав споживачів на якісне електропостачання та вільний вибір шляхів енергозабезпечення на конкурентних засадах;
- за результатами виконаних досліджень розроблено та впроваджено інструментарій формування інформаційного забезпечення завдань керування виробітком та відпуском електричної енергії електрогенерувальними компаніями на базі АСКОЕ;
- запропоновано шляхи підвищення достовірності інформаційного забезпечення завдань керування виробітком і відпуском електричної енергії в реальному часі через розширення функціональних можливостей АСКОЕ.

Матеріал досліджень. Формування інформаційного забезпечення електропостачання споживачів в Україні вже понад півстоліття здійснюється АСКОЕ [3], які набули широкого застосування на оптовому та роздрібному ринках електричної енергії з початком реформування електроенергетичного сектору України [4]. Проте, в Оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ) України (2000 – 2018 роки) перевага необґрунтовано надавалася лише одній з функцій таких систем – комерційному обліку електроенергії з метою інформаційного забезпечення розрахунків на ринку, що, з одного боку, суттєво обмежувало сферу застосування та продуктивність АСКОЕ, з іншого – фактично позбавляло учасників ринку як споживачів, так і електроенергетичні компанії, дієвого інструментарію підвищення ефективності енерговикористання через відсутність належних ринкових стимулів [5].

Лібералізація ринку електричної енергії України має на меті забезпечення недискримінаційного доступу споживачів до електроенергетичних ресурсів на конкурентних засадах, стимулювання гравців ринку до енергоефективної поведінки та мінімізацію негативного впливу на довкілля, зокрема, через раціональне використання енергетичних ресурсів та узгоджене керування пропозиціями ринку відповідно до поточного попиту в реальному часі. Останнє завдання є зворотним та, в свою чергу, передбачає адаптивне узгодження попиту із поточними пропозиціями на ринку. Врешті-решт перевагу отримають активні гравці ринку – дисципліновані споживачі, здатні узгоджено використовувати електроенергетичні ресурси, зокрема, споживати електроенергію і адаптивно

керувати власним попитом відповідно до поточної ринкової кон'юнктури, та гнучкі електрогенерувальні компанії (ГК), здатні генерувати потужність у точній відповідності до закупленого у них графіка та забезпечити адаптивне маневрування власними електричними потужностями відповідно до поточних коливань попиту й пропозицій з метою енергоефективного балансування ринку електричної енергії.

Завдання будь-якої ГК, яка продає вироблену електричну енергію на РДД, РДН та/або ВДР, для кожної одиниці реального часу (ОРЧ) БР i -го розрахункового періоду (15 хв. та 60 хв. відповідно [6]) у загальному випадку можна виразити формулою

$$P_i^{\text{ген}} = P_i^{\text{РДД}} + P_i^{\text{РДН}} + P_i^{\text{ВДР}} + \Delta P_i, \quad (1)$$

де $P_i^{\text{ген}}$ – усереднена потужність, що генерується ГК впродовж i -го розрахункового періоду, кВт; $P_i^{\text{РДД}}$ – усереднена потужність, що відповідає кількості електричної енергії, яку було продано ГК на РДД та заявлено для i -го розрахункового періоду на РДН, кВт; $P_i^{\text{РДН}}$ – усереднена потужність, що відповідає кількості електричної енергії, яку було продано ГК на РДН для i -го розрахункового періоду, кВт; $P_i^{\text{ВДР}}$ – усереднена додаткова потужність, що відповідає кількості електричної енергії, яку було уточнено ГК на ВДР для i -го розрахункового періоду (алгебраїчна величина), кВт; ΔP_i – усереднені технологічні втрати потужності в i -му розрахунковому періоді в розподільному пристрої ГК на ділянці від точки генерування потужності до точки продажу електричної енергії на ринку, кВт.

Відповідно до розділу V Кодексу системи передачі (КСП) [7] виконання команд диспетчера задля забезпечення операційної безпеки системи передачі в синхронному об'єднанні є обов'язковим для всіх виробників електроенергії, які управляють одиницями відпуску, в обсягах усієї їхньої доступної потужності для забезпечення балансуєної електричної енергії на завантаження та розвантаження незалежно від факту продажу будь якого типу резерву. Відповідно, будь-яка ГК, яка має у своєму розпорядженні керовані електричні потужності, зобов'язана виконувати команди диспетчера на їхнє завантаження/розвантаження з метою балансування ринку електричної енергії. То ж в дійсності цільове завдання (1) слід скоригувати

$$P_i^{\text{вир}} = (P_i^{\text{РДД}} + P_i^{\text{РДН}} + P_i^{\text{ВДР}} + \Delta P_i) + P_i^{\text{крп}}, \quad (2)$$

де $P_i^{\text{крп}}$ – величина коригування потужності, що генерується ГК, на виконання оперативних команд диспетчера на завантаження/розвантаження впродовж i -го розрахункового періоду (алгебраїчна величина), кВт.

Якщо ГК приймає участь у роботі БР на контрактній основі, $P_i^{\text{крп}}$ може задаватися для кожної ОРЧ. В іншому випадку, як наприклад, для Калуської ТЕЦ $P_i^{\text{крп}}$ повинно задаватися лише для i -го розрахункового періоду в цілому до моменту його фактичного настання. Проте на практиці команди диспетчера часто надходять для поточного розрахункового періоду у довільні моменти часу, що несе суттєві ризики їхнього виконання з технічних причин. Крім того, розвантаження ТЕЦ в опалювальний сезон нижче гранично допустимого рівня окрім економічних збитків може призвести до неможливості постачання теплової енергії споживачам і, як наслідок, до порушення умов договорів на теплостачання, штрафів, виникнення соціальної напруженості тощо. Також слід зауважити, що надаючи ГК оперативну команду на розвантаження, ОСП зобов'язаний відшкодувати ГК вартість недовідпущеної електроенергії, проданої в інших сегментах ринку, а у разі надання оперативної команди на завантаження – оплатити за ринковими цінами обсяг електроенергії, відпущеної понад планових обсягів, а також оплатити ГК послуги з балансування навантаження.

Під час надання послуг з балансування, зокрема, на виконання команд диспетчера на завантаження/розвантаження Правилами ринку [6] і КСП [7] рекомендовано керуватися, наприклад, результатами телевимірювань. Проте, застосування миттєвих даних телевимірювань для керування виробітком та відпуском через низку причин, таких як наявність похибки вимірювань, похибки синхронізації, затримки доставлення інформації оператору, неточність виконання команд управління тощо, не дає змогу гарантовано забезпечити точну відповідність попиту і пропозицій ринку для розрахункового періоду. Як наслідок, результати керування за даними телевимірювань у загальному випадку не збігаються з даними комерційного обліку електроенергії та на практиці можуть суттєво відрізнятись від них. Задля успішного розв'язання завдання з балансування навантаження як споживачі, так і виробники електричної енергії – ГК, потребують надійного інструментарію

формування інформаційного забезпечення завдань управління режимами виробітку, постачання та споживання електричної енергії на ринку. Понад півстолітній досвід довів, що таким інструментарієм безперечно є повномасштабні багатофункціональні АСКОЕ [3, 8, 9], які надають оператору результати інтегральних вимірювань за різні інтервали часу для кожного розрахункового періоду, що цілком узгоджується з Правилами ринку [6] і КСП [7].

АСКОЕ Калуської ТЕЦ, яку введено в експлуатацію у 2009 році, забезпечує контроль та облік виробітку та відпуску в мережу електричної енергії. З метою підвищення надійності обліку електроенергії та забезпечення максимально ефективної інформаційної взаємодії із Головним оператором та суміжними суб'єктами ОРЕ України у 2015 році було проведено реконструкцію АСКОЕ. Сьогодні АСКОЕ Калуської ТЕЦ являє собою трирівневу територіально розподілену систему програмно-апаратних засобів, призначених для вимірювання, оброблення (визначення, обчислення, агрегування), збирання, зберігання, передавання та відображення даних комерційного й технічного обліку електричної енергії та управління ними з метою надійних комерційних розрахунків в лібералізованому ринку електричної енергії та інформаційного забезпечення завдань керування режимами виробітку, відпуску та постачання електричної енергії споживачам (рис. 1).

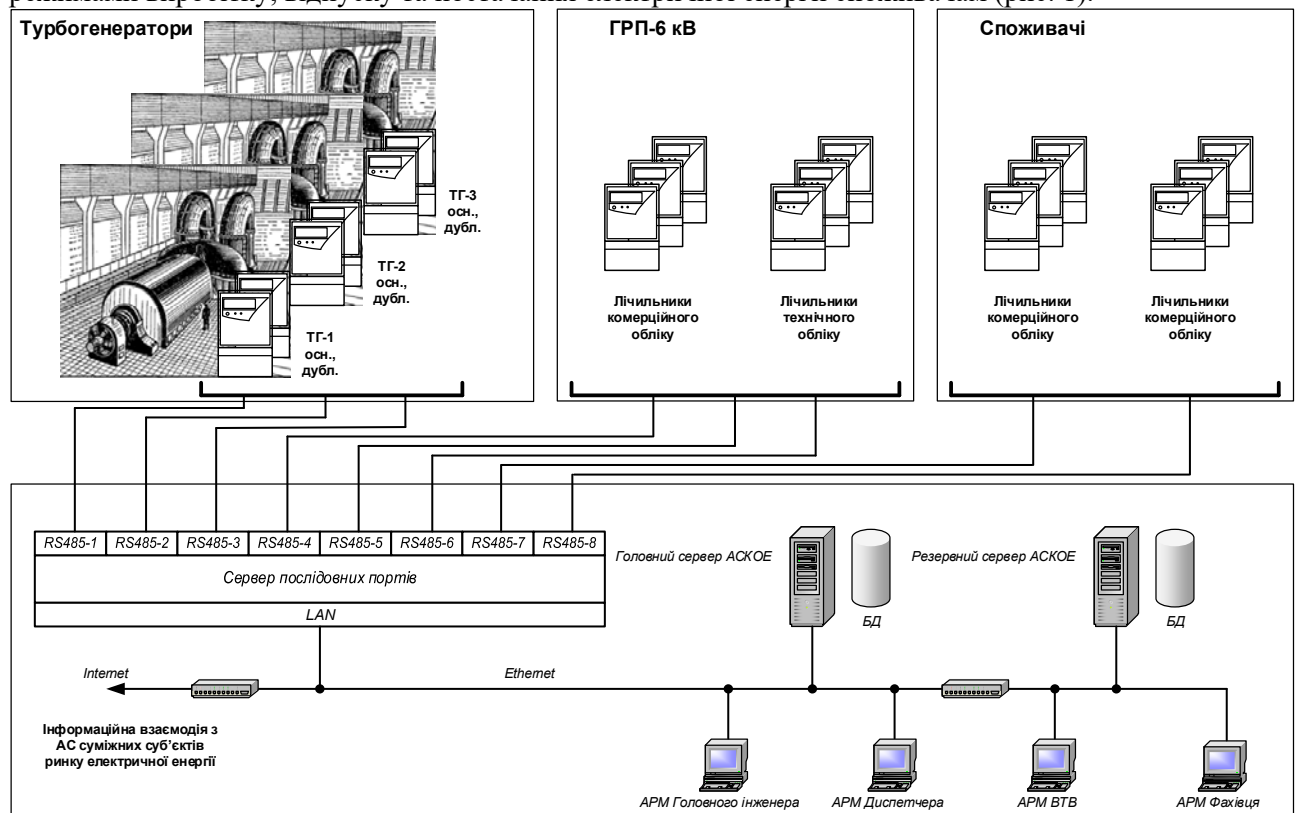


Рис. 1

На нижньому рівні АСКОЕ здійснюється вимірювання та облік електроенергії на базі смарт-лічильників, визначення параметрів обліку по точках обліку, зберігання визначених значень у первинній базі даних (ПБД) лічильників та забезпечення доступу клієнтів до ПБД цифровими комунікаційними інтерфейсами. На середньому (комунікаційному) рівні забезпечується інформаційна взаємодія серверів і клієнтів та смарт-лічильників комунікаційною мережею АСКОЕ, яка з'єднує між собою лініями та каналами зв'язку сервери послідовних портів, мережеві комутатори, маршрутизатори, адаптери та модеми. Верхній рівень АСКОЕ забезпечує управління даними обліку, а саме, їхню верифікацію, валідацію, агрегування, формування даних комерційного обліку, інформаційну взаємодію з АСКОЕ суміжних суб'єктів ринку, споживачів та автоматизованими системами (АС) зацікавлених сторін, зокрема, ОСП та постачальників послуг комерційного обліку (ППКО). Основу верхнього рівня утворюють сервери та робочі станції клієнтів АСКОЕ, на яких функціонують спеціалізовані програмні комплекси.

Одним з таких спеціалізованих програмних комплексів є автоматизована інформаційна система керування енерговикористанням (AIC KE) *ETU Power Monitor* [8], призначена для формування

інформаційного забезпечення завдань керування режимами виробітку, відпуску, постачання та споживання електричної енергії відповідно до Правил ринку [6] і КСП [7] в умовах функціонування лібералізованого ринку електричної енергії України. До складу *ETU Power Monitor* входять (рис. 2): модуль оперативного контролю (МОК); модуль інтегрального контролю (МІК); модуль попереднього оцінювання (МПО); модуль управління відхиленнями (МУВ); модуль синхронізації вимірювань (МСВ); модуль інформаційної взаємодії (МІВ); модуль зберігання, візуалізації та документування результатів контролю та керування (МЗВ) та модуль параметрування (МП).

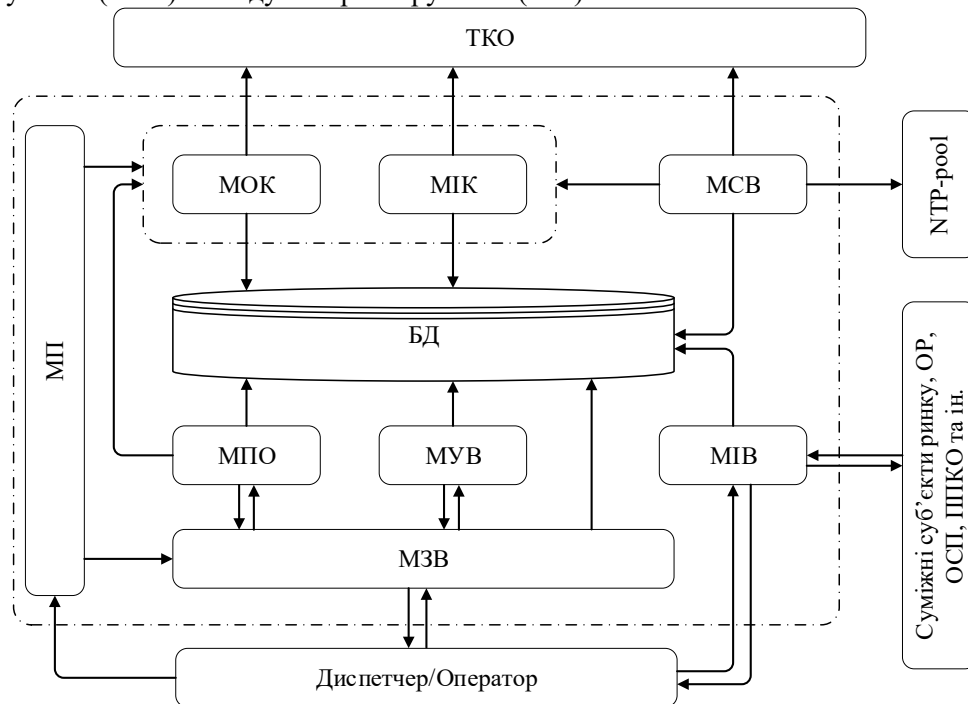


Рис. 2

МОК здійснює формування миттєвих значень активної електричної потужності по визначених точках комерційного обліку (ТКО) з вибраним інтервалом оперативного контролю (1, 2, 3 або 5 хв.), їхнє агрегування по визначених групах обліку, а також реалізує управління сформованими значеннями з метою забезпечення надійного керування з боку диспетчера ТЕЦ поточними режимами виробітку та постачання електроенергії споживачам.

МІК забезпечує формування інтегральних значень активної електричної потужності по визначених ТКО, їхнє агрегування по визначених групах обліку, а також реалізує управління сформованими значеннями з метою забезпечення надійного керування. Під інтегральним значенням розуміється активна електрична потужність, усереднена за період часу з початку поточного розрахункового періоду.

МПО формує прогнозовані значення активної електричної потужності по визначених групах обліку на кінець поточного розрахункового періоду з вибраним інтервалом оперативного контролю з довірчим інтервалом $\pm 5\%$ цільового значення і довірчою ймовірністю $P = 0,95$ (95%), а також здійснює управління цими значеннями з метою забезпечення надійного керування.

МУВ формує та надає диспетчеру ТЕЦ рекомендовані параметри керування, а також реалізує управління сформованими значеннями з метою забезпечення надійного керування.

МСВ здійснює прив'язку часу інтегрованих годинників смарт-лічильників електроенергії і серверів АСКОЕ до Національної шкали часу UTC(UA) з абсолютною похибкою прив'язки не більшою за ± 10 с.

МІВ забезпечує інформаційну взаємодію з АС зацікавлених сторін під час контролю виробітку та відпуску електричної енергії відповідно до вимог чинних нормативних документів та регламентів лібералізованого ринку електроенергії України.

МЗВ зберігає результати контролю та керування, візуалізує та документує їх на кожному кроці, який дорівнює вибраному інтервалу оперативного контролю.

МП забезпечує вибір інтервалу оперативного контролю з інтервалу 1, 2, 3 або 5 хв. та встановлення цільових значень керування режимами виробітку та постачання електроенергії споживачам. Зокрема, МП дозволяє диспетчеру ТЕЦ задавати значення коригувань потужності $P_i^{крґ}$ за командами диспетчера БуО з метою їхнього подальшого використання в АІС КЕ.

Метою керування є одночасне й повне усунення невідповідності виробітку електричної енергії та її відпуску споживачам встановленим цільовим (плановим) значенням у кожному розрахунковому періоді

$$\begin{cases} \Delta W_i^{ген} \rightarrow 0 \\ \Delta W_i^{від} \rightarrow 0 \end{cases}, \quad (3)$$

де $\Delta W_i^{ген}$ – величина невідповідності виробітку електроенергії цільовому (плановому) значенню в i -му розрахунковому періоді, кВт·год; $\Delta W_i^{від}$ – величина невідповідності відпуску в ринок (постачання споживачам) електричної енергії цільовому (плановому) значенню в i -му розрахунковому періоді, кВт·год. Визначення цільових (планових) значень керування для випадку, коли $P_i^{крґ}$ не визначено (не задано), здійснюється за [9, 10]

$$\begin{cases} \Delta W_i^{ген} = \sum_{j=1}^n (P_j^{ген} \Delta t_j) - P_i^{ген_{пл}} \sum_{j=1}^n \Delta t_j \\ \Delta W_i^{від} = \sum_{j=1}^n (P_j^{від} \Delta t_j) - (P_i^{ген_{пл}} - \Delta P_i) \sum_{j=1}^n \Delta t_j \end{cases}, \quad (4)$$

де $P_j^{ген}$ – усереднена потужність, що генерується ГК впродовж j -го інтервалу оперативного контролю всередині i -го розрахункового періоду, кВт; $P_j^{від}$ – усереднена потужність, що відпускається ГК споживачам впродовж j -го інтервалу оперативного контролю всередині i -го розрахункового періоду, кВт; $P_i^{ген_{пл}} = P_i^{РДД} + P_i^{РДН} + P_i^{ВДР} + \Delta P_i$ – потужність, що повинна планово генеруватися ГК на БР впродовж i -го розрахункового періоду відповідно до обсягів електричної енергії, які було продано ГК на РДД і РДН та уточнено на ВДР, кВт; j – номер поточного інтервалу оперативного контролю всередині i -го розрахункового періоду; n – кількість інтервалів оперативного контролю з початку i -го розрахункового періоду на поточний момент контролю виробітку та відпуску електричної енергії; Δt_j – тривалість j -го інтервалу оперативного контролю, год.

Для випадку, коли $P_i^{крґ}$ визначено (задано) до моменту настання i -го розрахункового періоду, визначення цільових значень керування здійснюється за

$$\begin{cases} \Delta W_i^{ген} = \sum_{j=1}^n (P_j^{ген} \Delta t_j) - (P_i^{ген_{пл}} + P_i^{крґ}) \sum_{j=1}^n \Delta t_j \\ \Delta W_i^{від} = \sum_{j=1}^n (P_j^{від} \Delta t_j) - (P_i^{ген_{пл}} - \Delta P_i + P_i^{крґ}) \sum_{j=1}^n \Delta t_j \end{cases}. \quad (5)$$

Для випадку, коли $P_i^{крґ}$ визначено (задано) під час i -го розрахункового періоду, визначення цільових значень керування здійснюється залежно від того, для якого інтервалу часу визначено $P_i^{крґ}$. Якщо $P_i^{крґ}$ визначено для поточного розрахункового періоду в цілому, визначення цільових значень керування здійснюється за (5). Якщо $P_i^{крґ}$ визначено для інтервалу часу від моменту надходження відповідної команди диспетчера до закінчення поточного розрахункового періоду, визначення цільових значень керування здійснюється за

$$\begin{cases} \Delta W_i^{ген} = \sum_{j=1}^n (P_j^{ген} \Delta t_j) - \left(P_i^{ген_{пл}} \sum_{j=1}^{n_k} \Delta t_j + P_i^{крґ} \sum_{j=n_k}^n \Delta t_j \right) \\ \Delta W_i^{від} = \sum_{j=1}^n (P_j^{від} \Delta t_j) - \left(P_i^{ген_{пл}} - \Delta P_i \right) \sum_{j=1}^n \Delta t_j + P_i^{крґ} \sum_{j=n_k}^n \Delta t_j \end{cases}, \quad (6)$$

де n_k – момент часу надходження команди диспетчера на коригування потужністю, год. Слід враховувати, що у загальному випадку n_k може бути не кратним j , але з метою зменшення помилки керування n_k приймається рівним найближчому кратному j . Задля мінімізації помилки керування в *ETU Power Monitor* інтервал оперативного контролю вибирається з ряду: 1, 2, 3 або 5 хв.

Власне керування виробітком та відпуском електричної енергії споживачам реалізовано за методом ідеальної норми [9]. Задля зменшення помилки керування лінію ідеальної норми розташовано між лінією скидання та лінією відновлення потужності (навантаження) [10], а довірчий інтервал d_w вибирається виходячи з технічних можливостей засобів управління потужністю (навантаженням) та для Калуської ТЕЦ прийнято $\pm 5\%$. Задля підвищення ергономічності та наочності візуалізації результати керування потужністю (навантаженням) відображаються як у функції ідеальної норми, так і у функції миттєвої норми у цифровому та графічному вигляді (рис. 3).

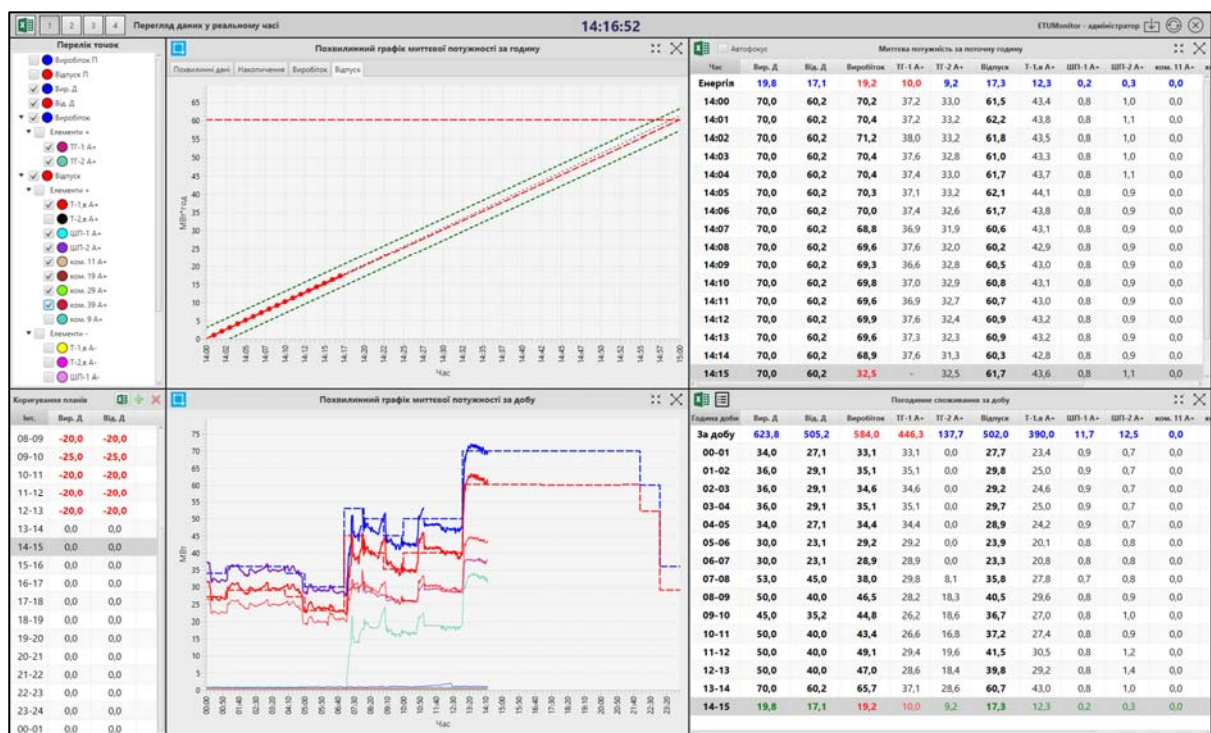


Рис. 3

На рис. 3 показано головний екран *ETU Power Monitor*, де: верхній ряд – вікно вибору точок та груп обліку як об’єктів моніторингу, вікно відображення результатів керування за методом ідеальної або за методом миттєвої норми впродовж поточного розрахункового періоду в графічному та цифровому вигляді; нижній ряд – вікно диспетчерських коригувань, вікно відображення результатів керування за методом миттєвої норми впродовж поточної доби в графічному та цифровому вигляді.

Результати керування виробітком та відпуском електричної енергії Калуської ТЕЦ впродовж грудня 2019 – березня 2020 року (кВт·год) за допомогою АІС КЕ оцінювалися за метриками: «Евклідова відстань» (рис. 4) та «зважена Евклідова відстань» (рис. 5).

На рис. 4 наведено графік оцінки результатів керування відпуском електроенергії через «Евклідову відстань», де позначено: $d_{КП}$ – «Евклідова відстань» фактичного (результуючого) графіка керування відпуском від планового (завданого) графіка, яка визначена за інтегральними даними комерційного обліку електроенергії, кВт·год; $d_{ГП}$ – «Евклідова відстань» фактичного (результуючого) графіка керування відпуском від планового (завданого) графіка, яка визначена за інтегральними даними технічного обліку електроенергії, кВт·год; $d_{МП}$ – «Евклідова відстань» фактичного (результуючого) графіка керування відпуском від планового (завданого) графіка, яка визначена за даними оперативного контролю, кВт·год. Необхідність застосування для керування виробітком і відпуском електроенергії даних технічного обліку зумовлена відсутністю в загальному випадку, зокрема на Калуській ТЕЦ, оперативного доступу до окремих лічильників комерційного обліку, в даному випадку, з причини розташування їх в електроустановках суміжних суб’єктів ринку.

З рис. 4 видно, що всі результати оцінки подібності планового і фактичного графіків відпуску електричної енергії збігаються і належну якість керування підтверджено даними комерційного обліку електричної енергії. Втім, «Евклідова відстань» добре характеризує якість керування та дає змогу оцінити відхилення результатів керування від планового графіку, проте, нічого не говорить щодо наслідків таких відхилень.

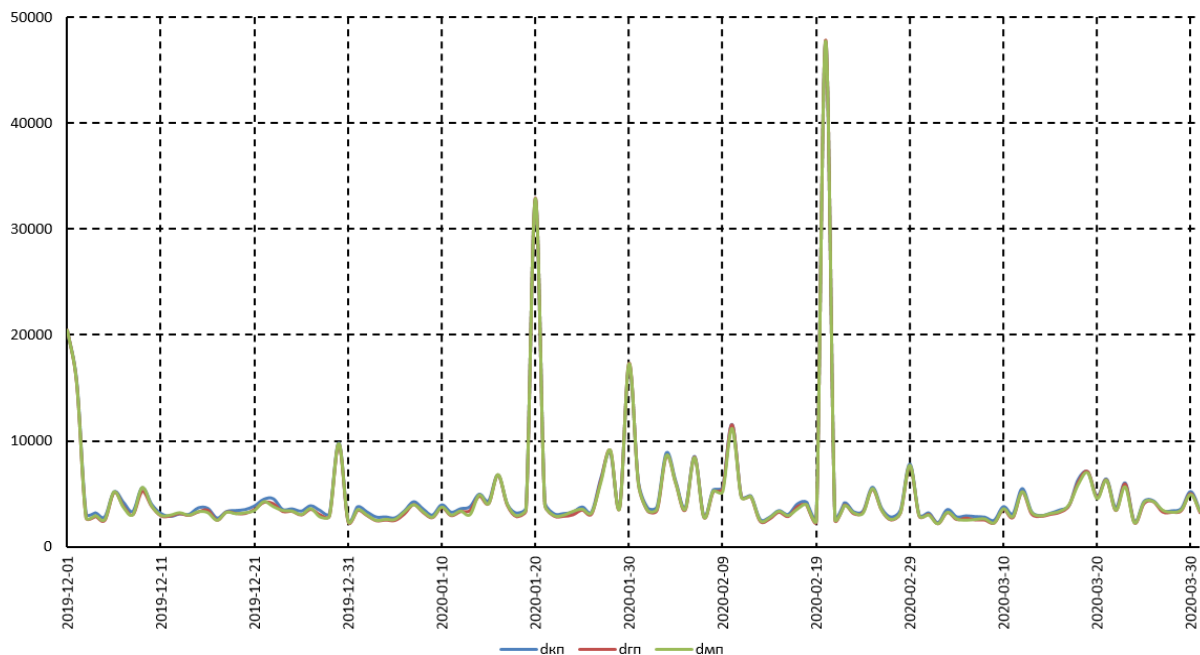


Рис. 4

Задля отримання об'єктивної оцінки наслідків керування відпуском електроенергії застосовано «зважену Евклідову відстань» (рис. 5), де вагові коефіцієнти ω_i відображують вартість врегулювання небалансів на БР впродовж кожного розрахункового періоду.

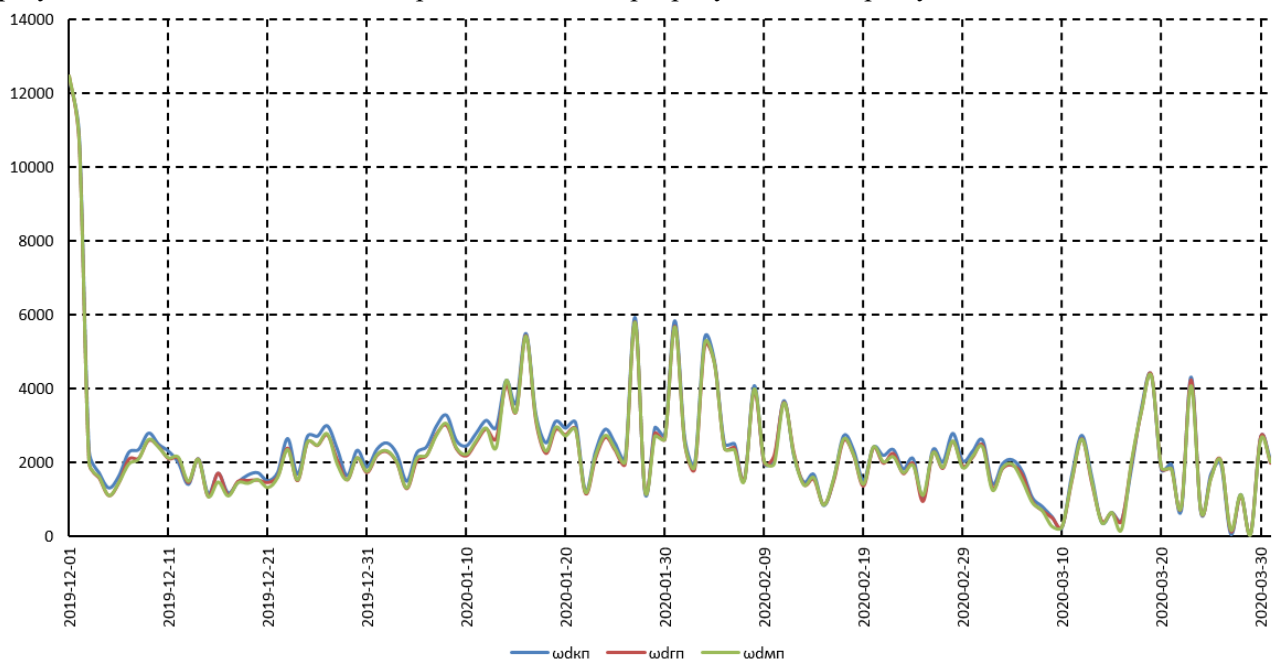


Рис. 5

Після впровадження АІС КЕ на Калуській ТЕЦ добове значення залишкової невідповідності виробітку електричної енергії плановим значенням $\sum_{i=1}^{24} |\Delta W_i^{\text{ген}}|$ за даними комерційного обліку не перевищує 1,7%, а добове значення залишкової невідповідності відпуску в ринок (постачання

споживачам) електричної енергії плановим значенням $\sum_{i=1}^{24} |\Delta W_i^{\text{від}}| - 1,9\%$. Сумарний обсяг відхилень відпущеної споживачам електричної енергії від планових значень в грудні 2019 – березні 2020 року скоротився до 2,1 ГВт·год. З урахуванням середньозваженої ціни на РДН за зазначений період це близько 1648 грн/МВт·год, що дозволило окупили впровадження АІС КЕ менше, ніж за місяць.

Позитивні результати застосування АІС КЕ та набутий досвід керування виробітком та відпуском електричної енергії в реальному часі на Калуській ТЕЦ дало змогу у травні 2020 року звузити довірчий інтервал на порядок, до $\pm 0,5\%$ планового значення за того ж самого рівня довірчої ймовірності. У подальшому довірчий інтервал було ще більше звужено і, оскільки недовідпуск електричної енергії від планового обсягу несе вищий ризик та призводить до більших економічних втрат ГК, прийнято несиметричним від 0% до +0,2% планового значення за $P = 0,95$ (95%).

Висновки. Ефективність функціонування ГК, яка має у власному розпорядженні керовані електричні потужності, в лібералізованому ринку електричної енергії безпосередньо залежатиме від спроможності компанії реалізувати точне керування виробітком та відпуском електричної енергії на БР відповідно до планових обсягів продажу електричної енергії на РДД і РДН та уточнених на ВДР за умови належного виконання команд диспетчера на коригування потужності в рамках забезпечення операційної безпеки системи передачі. Успішне розв’язання поставленого завдання вимагатиме дієвого інструментарію формування інформаційного забезпечення завдань керування виробітком та відпуском електричної енергії в реальному часі. Таким інструментарієм є повномасштабні багатofункціональні автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням, які надають диспетчеру достовірну й актуальну інформацію щодо поточних та інтегральних параметрів режимів виробітку і споживання електричної енергії та здійснюють надійне формування інформаційного забезпечення завдань оперативного керування цими процесами. Досвід застосування АСКОЕ разом з програмним комплексом АІС КЕ для формування інформаційного забезпечення завдань керування виробітком та відпуском електричної енергії на Калуській ТЕЦ показав зменшення загальної кількості відхилень від планових завдань понад ширину інтервалу керування до 0,4%, що забезпечило виконання Калуською ТЕЦ узгоджених режимів виробітку і відпуску електричної енергії споживачам з високою точністю та створило умови для надійного врегулювання небалансів і коригування потужності в рамках забезпечення операційної безпеки БуО. Урешті-решт, це сприятиме поліпшенню якості електропостачання, найбільш повному задоволенню потреб споживачів в електроенергетичних ресурсах, підвищенню рівня енергоефективності та мінімізації шкідливого впливу на довкілля.

1. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII.

URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення 15.05.2020).

2. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. ДП «НЕК «Укренерго», 2019. 84 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/10/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-vid-31.10.19.pdf> (дата звернення 15.05.2020).

3. Праховник А.В., Тесик Ю.Ф., Жаркін А.Ф., Новський В.О., Гриб О.Г. Автоматизовані системи обліку та якості електричної енергії в оптовому ринку. Х.: ПП Ранок-НТ, 2012. 516 с.

4. Коцар О.В. Формування інформаційного забезпечення функціонування ринку електричної енергії України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2017. № 4. С. 29–47.

5. Steen D., Le T., Bertling L. Price-Based demand-side management for reducing peak demand in electrical distribution systems—with examples from Gothenburg. 10th Nordic Conference on *Electricity Distribution System Management and Development* (NORDAC 2012). Espoo, Finland, September 10-11, 2012.

URL: <https://research.chalmers.se/publication/163330> (дата звернення 10.04.2020).

6. Правила ринку: Затверджено постановою НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 307. 162 с.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18> (дата звернення 10.04.2020).

7. Кодекс системи передачі: Затверджено постановою НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 309. 269 с.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18> (дата звернення 10.04.2020).

8. Коцар О.В., Расько Ю.О. Комплекс комп’ютерних програм автоматизованої інформаційної системи керування енерговикористанням ETU Monitor. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 94373 від 02.12.2019 р. URL: file:///C:/Users/DESKTO~1.000/AppData/Local/Temp/Avtor___Pravo___%E2%84%96_56-2019-1.pdf (дата звернення 30.01.2020).

9. Праховник А.В., Розен В.П., Дегтярев В.В. Энергосберегающие режимы электроснабжения горнодобывающих предприятий. М.: Недра, 1985. 232 с.

10. Коцар О.В. Керування режимами електроспоживання кінцевих споживачів в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів та балансууючого ринку. *Праці ІЕД НАНУ. Спеціальний випуск*. 2011. С. 121–130.

FORMATION OF THE INFORMATIONAL SUPPORTING FOR MANAGEMENT OF POWER GENERATION AND DELIVERY ON THE COGENERATION POWER PLANT IN THE LIBERALIZED ELECTRICITY MARKET

O. Kotsar¹, I. Rasko²

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»,

Peremohy avenue, 37, Kyiv, 03056, Ukraine.

E-mail: kovpers@ukr.net

²Educational-Scientific-Production Complex-ETU” Ltd.,

Heroiv UPA str., 73, build. 10, Lviv, 79041, Ukraine.

E-mail: iurii.rasko@gmail.com.

The liberalization of the electricity market aims at the most complete repletion of consumer needs for electricity and quality power supply, which requires the adaptive management of an energy using both by demand side and by the electricity producers – power plants. The successful solution of this task provides, in particular, for using the effective methods and reliable means for the formation of the informational support for the tasks of managing the power generation and delivery on the power plants in order to ensure conforming in real time the market power bids to current demand side asks. The article proposes a methodology, describes the implemented tools and analyzes the experience of managing the power generation and delivery on the cogeneration power plant based on the information which formed by the automated system for control, metering and energy management in the conditions of functioning of the liberalized electricity market of Ukraine. References 10, figures 5.

Key words: smart metering system, power generation, power delivery, electricity metering data, cogeneration, power generation management, electricity market, commercial metering point, demand side management.

1. On Electricity Market: The Law of Ukraine 13.04.2017 No 2019-VIII.

URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (Accessed at 15.05.2020). (Ukr)

2. The Report on Conformity Assessment (Adequacy) of Generating Capacities. NEC «Ukrenergo», 2019. 84 p. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/10/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-vid-31.10.19.pdf> (Accessed at 15.05.2020). (Ukr)

3. Prakhovnyk A.V., Tesyk Yu.F., Zharkin A.F., Novskiy V.O., Hryb O.H. The Automated Systems for Metering and Quality in the Wholesale Electricity Market. Kharkiv: PE Ranok-NT, 2012. 516 p. (Ukr)

4. Kotsar O.V. Formatting the Information Support for Functioning of the Electricity Market of Ukraine. *Energetyka: Economica, Technologiia, Ecologiia*. 2017. No 4. Pp. 29 – 47. (Ukr)

5. Steen D., Le T., Bertling L. Price-Based demand-side management for reducing peak demand in electrical distribution systems—with examples from Gothenburg. 10th Nordic Conference on *Electricity Distribution System Management and Development* (NORDAC 2012). Espoo, Finland, September 10-11, 2012.

URL: <https://research.chalmers.se/publication/163330> (Accessed at 10.04.2020).

6. The Market Rules: Approved by the NEURC Resolution 14.03.2018. No 307. 162 p.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18> (Accessed at 10.04.2020). (Ukr)

7. The Power Transmission System Codex: Approved by the NEURC Resolution 14.03.2018. No 309. 269 p.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18> (Accessed at 10.04.2020). (Ukr)

8. Kotsar O., Rasko I. The complex of computer programs for the automated information system for energy management ETU Monitor: Certificate of copyright registration No 94373. 02.12.2019. (Ukr)

URL: file:///C:/Users/DESKTO~1.000/AppData/Local/Temp/Avtor___Pravo___%E2%84%96_56-2019-1.pdf (Accessed at 30.01.2020)

9. Prakhovnyk A.V., Rozen V.P., Dehtiarov V.V. The Energy-Saving Modes of Power Supply for Mining Enterprises. Moskva: Nedra, 1985. 232 p. (Rus)

10. Kotsar O.V. Managing the Final Consumers Electricity Consumption Modes in the Conditions of Introduction in Ukraine the Bilateral Contracts and Balancing Electricity Market. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky. Spetsialnyi vypusk*. 2011. Pp. 121–130. (Ukr)

Надійшла 15.06.2020

Остаточний варіант 28.09.2020