

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ДЕРЕВ'ЯНКО ДЕНИС ГРИГОРОВИЧ



Гриф

Прим. №

УДК 621.311.1:620.92

**РОЗВИТОК НАУКОВИХ ЗАСАД ОПТИМАЛЬНОЇ ВЗАЄМОДІЇ
РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ В ЛОКАЛЬНИХ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ**

05.14.01 – енергетичні системи та комплекси

РЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
доктора технічних наук

Київ – 2024

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана на кафедрі електропостачання Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» Міністерства освіти і науки України.

Опоненти: доктор технічних наук, професор,
Лежнюк Петро Дем'янович,
Вінницький національний технічний
університет МОН України,
професор кафедри електричних станцій і систем;

доктор технічних наук, старший науковий співробітник,
Борукаєв Зелімхан Харитонович,
Інститут проблем моделювання в енергетиці
ім. Г.Є. Пухова НАН України,
завідувач лабораторії математичного моделювання енергоринків;

доктор технічних наук, професор,
Качан Юрій Григорович,
Національний університет
«Запорізька політехніка» МОН України,
професор кафедри електропостачання промислових підприємств.

Захист відбудеться «16» січня 2025 р. о «14:00» годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 26.002.20 у Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» за адресою: 03056, м. Київ, просп. Берестейський, 37, корп. 1, ауд. 05.

Захист транслюватиметься на YouTube-каналі Вченої ради
КПІ ім. Ігоря Сікорського:
<https://www.youtube.com/@vchenaradakpi/streams>

З дисертацією можна ознайомитись у Науково-технічній бібліотеці ім. Г.І. Денисенка Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», за адресою: 03056, м. Київ, проспект Берестейський, 37, та на сайті Вченої ради Університету за адресою: <https://rada.kpi.ua>.

Про дату та місце захисту громадськість проінформовано

«16» _____ 12 _____ 2024 р.

Учений секретар
спеціалізованої вченої ради
к.т.н., доцент



Марина ШОВКАЛЮК

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Зростання частки генерування електричної енергії від розосереджених енергетичних ресурсів (PER), котрі включають: джерела розосередженої генерації (РГ), відновлювані джерела енергії (ВДЕ), системи накопичення енергії (СНЕ) та програми керування попитом (Demand Side Management – DSM) у загальному енергетичному балансі має ряд переваг та недоліків. Перевагами зростання низьковуглецевих генерувальних потужностей поблизу споживача є: низький рівень забруднення навколишнього середовища; зниження втрат від передачі електричної енергії в ОЕС України; диверсифікація генерувальних потужностей; джерела РГ можуть працювати майже без обслуговування з мінімальними експлуатаційними витратами; відсутність необхідності транспортування первинного палива до джерела енергії. Утім, значним недоліком більшості відновлюваних джерел енергії є нестабільність їх енергетичного потенціалу, що може призвести до відхилень частоти систем, відхилень напруги, реверсування потоків потужності, впливу на інші технічні параметри електромереж, і, як наслідок, до додаткових відключень, що впливають на надійність електроенергетичних систем.

Останніми роками перехід до декарбонізованих, децентралізованих і цифрових енергетичних систем збільшив ризики щодо кібербезпеки таких систем, а вплив погодних умов на роботу окремих типів генерувальних установок по-новому піднімає питання енергетичної безпеки. Зокрема, відсутність гнучкості системи стала більш помітною проблемою зі зростанням частки різнотипних ВДЕ та PER одночасно з поступовим виведенням з роботи різноманітних теплових установок. Довгострокове енергетичне планування має підтримуватися належними оцінками адекватності, щоб висвітлити очікувану нестачу гнучкості та знайти ринкові інструменти для її вирішення. Важливість PER як окремого виду «ресурсу» мережі з кожним роком зростає дедалі більше. Джерела РГ та активні споживачі є значним енергетичним ресурсом, підключеним до мережі. Щоб задіяти їх у наданні допоміжних послуг під час роботи мережі, їх потрібно об'єднувати та контролювати, щоб мати можливість здійснювати спільне керування ними як групою генераторів для надання послуг, які відповідають вимогам ОСП та ОСР. Розосереджені енергетичні ресурси більше не можна розглядати як окремі пристрої, підключені до мережі; вони мають бути інтегровані та керовані як частина систем передачі й розподілу.

Впровадження PER впливає на розподільні ЕМ і перетворює їх на активні елементи ЛЕС. Відтак, зі зростанням частки генерованої електроенергії від джерел РГ збільшується їх вплив на параметри режимів ЕМ ЛЕС. Це зумовлює необхідність розробити методологію взаємної інтеграції ЛЕС із PER із централізованою енергосистемою, котра створить умови для забезпечення відповідних параметрів якості електропостачання та надійності. Така інтеграція можлива лише за умови оптимальної взаємодії PER, котрі являють собою як окремі установки РГ чи СНЕ, так і ЛЕС у цілому.

У роботах Кириленка О.В., Жаркіна А.Ф., Буткевича О.Ф., Денисюка С.П., Жуйкова В.Я., Вербицького Є.В., Сопеля М.Ф., Праховника А.В., Кирика В.В., Лежнюка П.Д., Будька В.І., Кулика В.В., Каплуна В.В., Ackermann T., Andersson G., Strzelecki R., Ahmed W., Ajarapu V., Baggini A., Bossi C., Chambers A., Cutsem V., Dolezal J., Donpi P., Katiraei F., Jiayi H., Hingorani N., Kumpulainen I., Kundur P.,

Chowdhury S., Wang S. та інших розроблено основи аналізу та теорії керування енергетичними системами, у тому числі з НВДЕ та системами накопичення електроенергії, що ґрунтуються на аналізі процесів і режимів роботи цих систем. Утім, ці теоретичні положення не враховують комплексно усіх складових означених систем.

Для ЛЕС із джерелами РГ та СНЕ актуальним є розвиток наукових засад, а саме створення методології і практичного інструментарію (методів, моделей, алгоритмів і програм) оптимальної взаємодії РЕР з урахуванням особливостей їх функціонування та потреб енергосистеми. Викладені вище обставини і критичний аналіз міжнародного досвіду вирішення проблеми визначили напрями наукових досліджень, результати яких викладено в дисертаційній роботі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Виконані у роботі дослідження відповідають напрямку «Енергетика та енергоефективність» Закону України № 2623-III від 13.01.2024 р. «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки», комплексній програмі Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» (КПІ ім. Ігоря Сікорського) «Енергетика сталого розвитку». Дисертаційне дослідження виконувалося згідно з планом наукових робіт кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського у рамках науково-дослідних робіт: № 0117U004285 «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активними споживачами в умовах енергоринку» від 24.02.2017, №0117U003825 «Дослідження оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із застосуванням комплексного акумулювання електричної та теплової енергій» від 06.10.2017, № 5 «Дослідження та порівняння базових рівнів споживання енергоресурсів протягом двох опалювальних сезонів двоповерхової будівлі готельного комплексу «ЛПЕНА», розташованого за адресою: м. Бориспіль, вул. В. Момота, 53» від 30.06.2020, №8E201.01.01.05.001-PO-KPI-01 «Розробка та обґрунтування плану розвитку та шляхів підвищення ефективності громадського електротранспорту м. Чернігів» від 22.08.2017, №Д/0201.01/2400.01/10 «Порівняльний аналіз сучасних адміністративно-нормативних перетворень на лібералізованих ринках електричної енергії та газу України; аналіз сучасних технологічних трендів та прогностичних моделей в умовах функціонування лібералізованих ринках електричної енергії та газу України» від 12.02.2021, №Д/0201.01/2400.01/19 «Обґрунтування доцільності заміни кабельних ліній 10 кВ у м. Чернігові» від 25.05.2021, № НОН/221/2022 «Boosting the Blue Economy in the Black Sea Region by Initiating a Business Collaboration Framework in the field of Fisheries and Aquaculture, Coastal and Maritime Tourism and Maritime Transport» від 13.07.2022, №РН/34-2023 «Smart-моніторинг ефективності функціонування локальних систем енергозабезпечення з альтернативними джерелами енергії» від 29.05.2023.

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є розвиток наукових і науково-прикладних основ оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах з використанням розвитку методології, розроблення моделей та методів, які забезпечують агрегацію і взаємодію елементів розосередженої генерації і накопичувачів у межах таких систем та з операторами систем розподілу ОЕС України.

Для досягнення мети у роботі розв'язувались такі наукові задачі:

1. Аналіз особливостей структури і режимів роботи локальних електроенергетичних систем з розосередженими енергетичними ресурсами, функціональні та операційні зв'язки на усіх рівнях означених систем.

2. Оптимізація режимів функціонування розосереджених енергетичних ресурсів та їх взаємодії у локальних електроенергетичних системах завдяки впровадженню моделей просторової візуалізації та інших моделей оцінювання ефективності їх функціонування.

3. Оптимізація режимів функціонування локальних електроенергетичних систем з розосередженими енергетичними ресурсами на основі моделей оцінювання ефективності їх функціонування та реагування на програми керування попитом.

4. Розроблення методу коригування ціни під час динамічної тарифікації, котрий би враховував наявну пропозицію з генерування у кожний окремий момент часу в межах локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами.

5. Розроблення моделей оптимальної взаємодії локальних енергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами із централізованими електроенергетичними системами через операторів систем розподілу, які дадуть змогу знайти оптимальні профілі стратегій взаємодії елементів системи у вигляді формалізованої гри.

6. Розроблення моделі спонукаючої до оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів з агрегатором локальних енергетичних систем з урахуванням особливостей функціонування та ефективності взаємодії складових елементів означених систем.

7. Розвиток науково-методичних основ підвищення ефективності взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах.

Об'єкт дослідження: процеси перетворення розосереджених енергетичних ресурсів у межах локальних електроенергетичних систем, автономних та приєднаних до ОЕС України.

Предмет дослідження: режимні параметри агрегації та взаємодії елементів розосередженої генерації та накопичувачів всередині локальних електроенергетичних систем та означених систем з операторами систем розподілу ОЕС України.

Методи дослідження: під час написання дисертаційного дослідження було використано методи системного аналізу, математичного моделювання, моделювання інформаційних процесів, методи дискретної та лінійної оптимізації, імітаційне моделювання, методи комп'ютерного моделювання та кореляційний аналіз.

Наукова новизна одержаних результатів.

Вперше:

– розроблено метод оцінювання ефективності функціонування активного споживача в ЛЕС з джерелами РГ та СНЕ, на основі поєднання технічних та економічних показників його функціонування, котрий дає змогу оцінювати ефективність його роботи та визначати напрям її підвищення;

– розроблено метод коригування ціни при динамічній тарифікації, котрий би враховував наявну пропозицію по генеруванню в кожний окремий момент часу у рамках локальних електроенергетичних систем з джерелами РГ та СНЕ, на основі наявної пропозиції та при групуванні окремих часових зон за їх еластичністю, що

дозволяє визначити максимальний ефективний рівень впливу на зміну ціни на електроенергію при динамічній тарифікації.

– запропоновано метод взаємної інтеграції моделей локальних систем з джерелами РГ та моделей централізованих електроенергетичних систем у рамках теорії ігор який ґрунтується на використанні механізмів динамічної тарифікації у межах програм керування попитом, на основі аналізу особливостей функціонування різнотипних джерел РГ та СНЕ у рамках ЛЕС, а також інтересів власників РГ/СНЕ, агрегаторів ЛЕС та операторів систем розподілу, який дає змогу знайти раціональне рішення серед інших рішень поставленої ігрової задачі знаходженням рівноважних за Нешем стратегій, які відображають інтереси усіх гравців.

– запропоновано модель агрегування розосереджених енергетичних ресурсів з урахуванням їх типів та функціональних відмінностей на основі теоретико-ігрових моделей взаємодії, котрий спонукає елементи локальних електроенергетичних систем до оптимальної взаємодії при їх агрегуванні та керуванні їх усталеними режимами.

Вдосконалено:

– методологію визначення показника питомої собівартості генерування електричної енергії *LCOE* для локальних електроенергетичних систем, на основі аналізу складових ЛЕС з джерелами РГ та СНЕ та методик оцінювання приведенного показника вартості електричної енергії, генерованої різними типами генерувальних установок та накопичувачами електричної енергії, що дає змогу врахувати усі типи джерел РГ та СНЕ та дати відповідні цінові сигнали потенційним інвесторам, націлені інвестувати у розвиток РГ з огляду на структуру кожної окремо взятої локальної електроенергетичної системи;

– методологію визначення ефективності функціонування систем накопичення електроенергії на основі використання показника реактивної потужності за Фризе, що ґрунтується на оцінюванні нерівномірності відбору електроенергії в системах з накопичувачами електроенергії, яка дозволяє отримати оцінки рівня нерівномірності споживання електроенергії навантаженнями залежно як від тривалості інтервалів, на яких відбувається постійний відбір потужності, так і від інтенсивності розряду накопичувачів на цих інтервалах.

Набули подальшого розвитку:

– науково-прикладні основи оцінювання ефективності функціонування локальних електроенергетичних систем з джерелами РГ та СНЕ, на основі комплексного аналізу групи технічних показників, набору економічних характеристик та моделей динамічної тарифікації, що дають змогу більш комплексно оцінювати ефективність функціонування локальних електроенергетичних систем та ефективність взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів в означених системах;

– теоретико-ігрові моделі взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів на основі дослідження проблем синтезу локальних електроенергетичних систем з РЕР із централізованими електроенергетичними системами, що дають змогу знайти оптимальний профіль стратегій взаємодії елементів системи у вигляді формалізованої гри завдяки можливості відображення різносторонньої взаємодії (на технічному та економічному/ ринковому рівнях) зазначених систем;

– модель оцінювання ефективності функціонування активного споживача на основі візуалізації його технічних та економічних характеристик, побудови профілів

його роботи, що ґрунтується на сформованій у роботі системі критеріїв та показників, які дають змогу оцінювання ефективності функціонування активних споживачів з джерелами РГ та СНЕ у своїй структурі та за застосування моделей динамічної тарифікації.

Практичне значення одержаних результатів роботи полягає у вирішенні актуальної науково-прикладної проблеми розвитку наукових основ оптимальної взаємодії РЕР у ЛЕС щодо розвитку теоретичних засад, розробки моделей і методів, які забезпечують агрегацію і взаємодію елементів РГ та накопичувачів у межах таких систем та з операторами систем розподілу ОЕС України. Практичне впровадження результатів досліджень сприяє підвищенню ефективності ЛЕС із РЕР, а саме:

– Розроблено методику підвищення енергетичної ефективності ЛЕС з активними споживачами, яка ґрунтується на розробленому методі оцінювання ефективності функціонування активного споживача в ЛЕС із джерелами РГ та СНЕ, дає змогу на основі оцінювання технічних та економічних параметрів режимів роботи активних споживачів формувати коригувальні дії щодо режимів їх роботи й визначати потенціал до підвищення ефективності його функціонування, а відтак і до функціонування ЛЕС. Також ця методика дає змогу оцінити потенціал автономної роботи активних споживачів, що вкрай позитивно вплине на режими роботи ЛЕС в умовах російської агресії.

– Запропонована модель коригування ціни при динамічній тарифікації дає змогу визначити величину зміни ціни на електричну енергію при динамічній тарифікації для споживачів в реальних умовах враховуючи наявну пропозицію по генеруванню у режимі реального часу.

– Розроблено нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних РЕР в ЛЕС, котре включає в себе теоретико-ігрову модель локального енергетичного ринку та механізм агрегування розосереджених енергетичних ресурсів з урахуванням їх типів та функціональних відмінностей, дає змогу впроваджувати локальні енергетичні ринки для підвищення автономності роботи ЛЕС із РЕР, що особливо важливо за функціонування ОЕС України в умовах російської агресії.

– Вдосконалена методологія визначення показника питомої собівартості генерування електричної енергії LCOE для локальних електроенергетичних систем дає змогу врахувати усі типи джерел РГ та СНЕ та дати відповідні цінові сигнали потенційним інвесторам, котрі збираються інвестувати у розвиток РГ з огляду на структуру кожної окремо взятої локальної електроенергетичної системи;

– Вдосконалені теоретико-ігрові моделі взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів із централізованими електроенергетичними системами дають змогу підвищити ефективність їхньої взаємодії завдяки можливості відображення різносторонньої взаємодії (на технічному та економічному/ ринковому рівнях), що позитивно вплине на режими роботи зазначених систем;

– З урахуванням отриманих результатів, запропоноване нормативно-методичне забезпечення може бути впроваджено у рамках реалізації Стратегії розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року і затвердження операційного плану заходів з її реалізації у 2024 - 2026 роках та плану заходів щодо реалізації Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року при побудові Microgrid систем для підвищення надійності ЕМ та якості електропостачання, за умови, що всі

джерела РГ та власники СНЕ зможуть продавати згенеровану електричної енергії лише через оператора/агрегатора Microgrid.

Особистий внесок здобувача. Наукові положення, які є в дисертації, отримано здобувачем самостійно. У наукових працях, опублікованих у співавторстві, безпосередньо дисертанту належать: [1, 2, 15, 26] – Аналіз тенденцій розвитку джерел РГ; [1] – методи DSM у ЛЕС із РЕР, формулювання та розв’язання задачі оптимізації режимів роботи та стратегій взаємодії РЕР у ЛЕС з ОЕС України; [2] – моделі взаємодії різнотипних РЕР згідно архітектури SGAM, теоретико-ігрова модель агрегування різнотипних РЕР; [3] – алгоритм використання показника Q_F для оцінювання ефективності функціонування систем з джерелами РГ та активними споживачами; [4] – модель оптимізації режимів у СЕП з розосередженими відновлюваними джерелами енергії; [5] – методологія взаємодії ЛЕС з ОЕС України; теоретико-ігрові моделі оптимальної взаємодії ЛЕС з ОЕС України; [6] – модель локального енергетичного ринку з різнотипними джерелами розосередженої генерації; [7] – модель оптимальної взаємодії джерел розосередженої генерації та систем акумулювання енергії у межах Microgrid систем; [8] – структурна модель віртуальної електростанції; [9] – особливості режимів функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення з джерелами РГ; [10, 11] – структура локальних електроенергетичних систем з різнотипними джерелами РГ та накопичувачами; [11] – способи комплексного оцінювання енергетичних процесів у ЛЕС з РГ та накопичувачами на основі методів просторової візуалізації; [12, 24] – модель автономного джерела електричної енергії; [13] – спосіб блискавкозахисту сонячних електростанцій з огляду на режими їх функціонування у різних кліматичних умовах; [14] – класифікація ефектів від впровадження енергоефективних заходів; співставний аналіз економічних показників рентабельності; [16] – цінові моделі агрегування для Microgrid систем з розосередженими джерелами енергії, що враховують типи джерел РГ; [17] – модель цінового арбітражу для систем накопичення електричної енергії; [18] – структура системи Smart-моніторингу для Microgrid систем з різнотипними джерелами РГ; [19] – модель транзактивної системи, спрямована на зарядку електромобілей; [20, 23] – модель microgrid з джерелами РГ; [21] – методи оцінювання режимів функціонування microgrid з джерелами РГ; [22] – алгоритм оптимізації енергетичних систем з джерелами РГ; [25] – цінові моделі керування попитом для Microgrid з джерелами РГ; [27] – вдосконалений показник визначення питомої собівартості електричної енергії від РГ; [28] – модель транзактивної системи з різнотипними РЕР; [29] – модель та особливості побудови локальної системи електрозабезпечення на основі фотоелектричних модулів.

Апробація результатів досліджень. Основні положення дисертації доповідалися на 14 міжнародних науково-технічних конференціях: «Інтелектуальні енергетичні системи – ІЕС» (Свалява, 2010; Київ, 2022); «International Conference on Modern Electrical and Energy Systems, MEES 2017» (Кременчук, 2017,); «IEEE KhPI Week on Advanced Technology» (Харків, 2020, 2021, 2022); «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS» (Київ, 2020, 2021, 2022, 2023 р.); Міжнародна науково-технічна конференція «ЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ: ВІДНОВЛЕННЯ ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ – 2023» (Київ, 2023); міжнародній науково-технічній конференції «Енергетика. Екологія. Людина» (Київ, 2017-2019) та на науковому семінарі «Системи енергетичного менеджменту» (Київ, 2022, 2023).

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи відображено у 29 наукових працях, у тому числі 2 монографії (розділи у колективних монографіях); 17 статей у провідних наукових періодичних виданнях, включених до Переліку наукових фахових видань України, з них: 16 статей у наукових періодичних виданнях, включених до Переліку наукових фахових видань України (в т.ч. 4 включених до категорії “А”, усі відносяться до Q3 відповідно до класифікації SCImago Journal and Country Rank або Journal Citation Reports), 1 стаття у наукових періодичних виданнях інших держав з наряду, з якого підготовлено дисертацію (включена до міжнародних наукометричних баз SCOPUS, Q2 відповідно до класифікації SCImago Journal and Country Rank або Journal Citation Reports); 10 тез та доповідей на наукових конференціях.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, семи розділів, висновків, списку використаних джерел зі 188 найменувань і шести додатків. Загальний обсяг роботи становить 411 сторінок, у тому числі 331 сторінка основного тексту, 102 рисунки, 30 таблиць.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У **вступі** обґрунтовано актуальність роботи, сформульовано мету, наукову новизну та практичну цінність отриманих результатів, а також наведено відомості про їх апробацію.

У **першому розділі** проведено аналіз структури та особливостей функціонування ЛЕС із РЕР. Детальний аналіз моделей систем із РЕР дав змогу виокремити окремі елементи ЛЕС, – такі як активні споживачі та віртуальні електростанції (рис. 1).

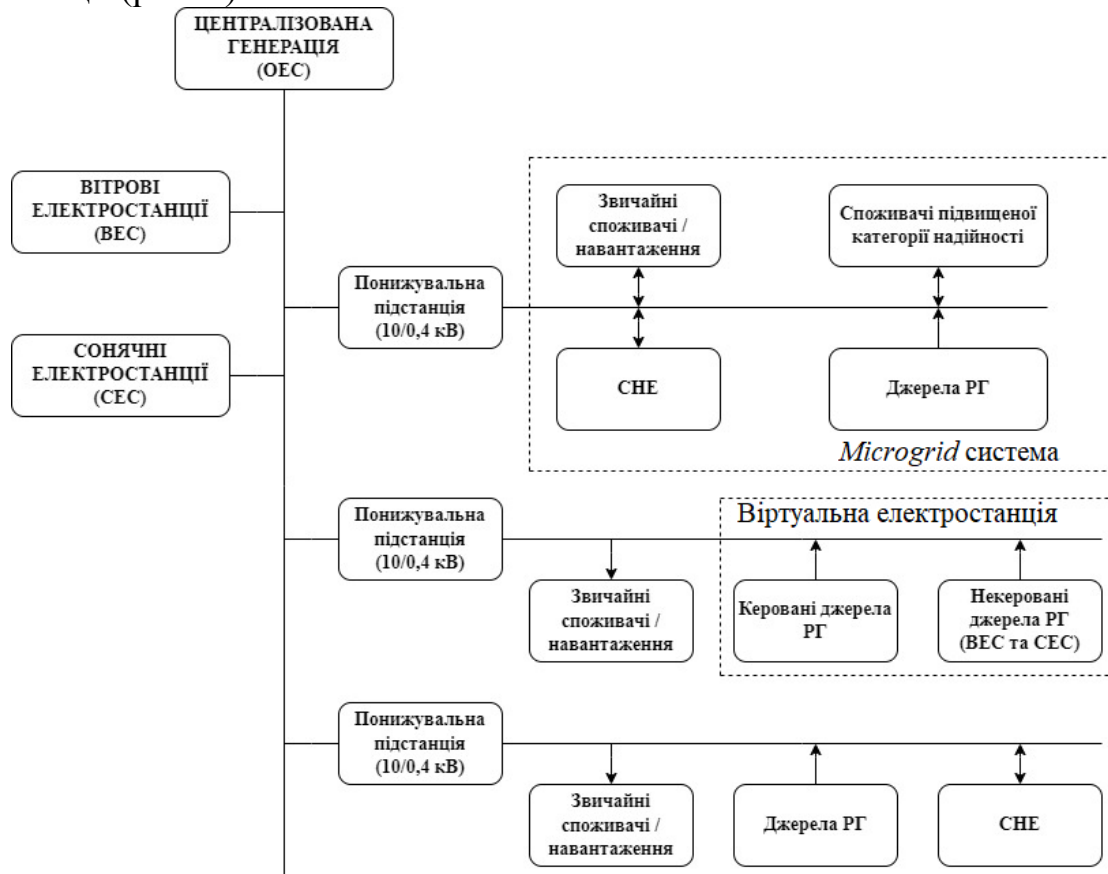


Рис. 1 – Інтеграція джерел РЕ та СНЕ – ЛЕС (Microgrid) – Віртуальна електростанція

Проаналізована законодавча база щодо впровадження джерел РГ в Україні дала змогу визначити наявне підґрунтя для забезпечення взаємодії різнотипних РЕР завдяки запровадженню локальних ринків електричної енергії. Систематизовано основні вимоги до учасників локальних ринків електричної енергії.

Проведений аналіз критеріїв оцінювання енергетичної ефективності та енергетичної результативності функціонування ЛЕС із РЕР дав змогу визначити складові для проведення економічного аналізу означених систем.

Аналіз методів і способи оптимізації техніко-економічних характеристик ЛЕС із РЕР дав змогу визначити основні напрями оптимізації. Проведена класифікація системи керування ЛЕС із джерелами РГ та системами накопичення енергії дала змогу визначити основні напрями роботи систем керування ЛЕС й окреслила напрями агрегування різнотипних джерел РГ і СНЕ.

Сформовано ієрархічну модель функціонування ЛЕС із різнотипними РЕР. Відповідно до сформованої моделі ієрархічно в ЛЕС можна розглянути два рівні: рівень розосереджених енергетичних ресурсів як елемента ЛЕС (найнижчий рівень) та рівень ЛЕС. Ґрунтуючись на такій ієрархічній структурі можна виділити три основних рівні взаємодії в ЛЕС (рис. 2):

1. Взаємодія на рівні технологічних установок РЕР між собою та з агрегатором/оператором ЛЕС.
2. Взаємодія різнотипних ЛЕС між собою.
3. Взаємодія різнотипних ЛЕС з ОСР на рівні локальних енергетичних ринків.

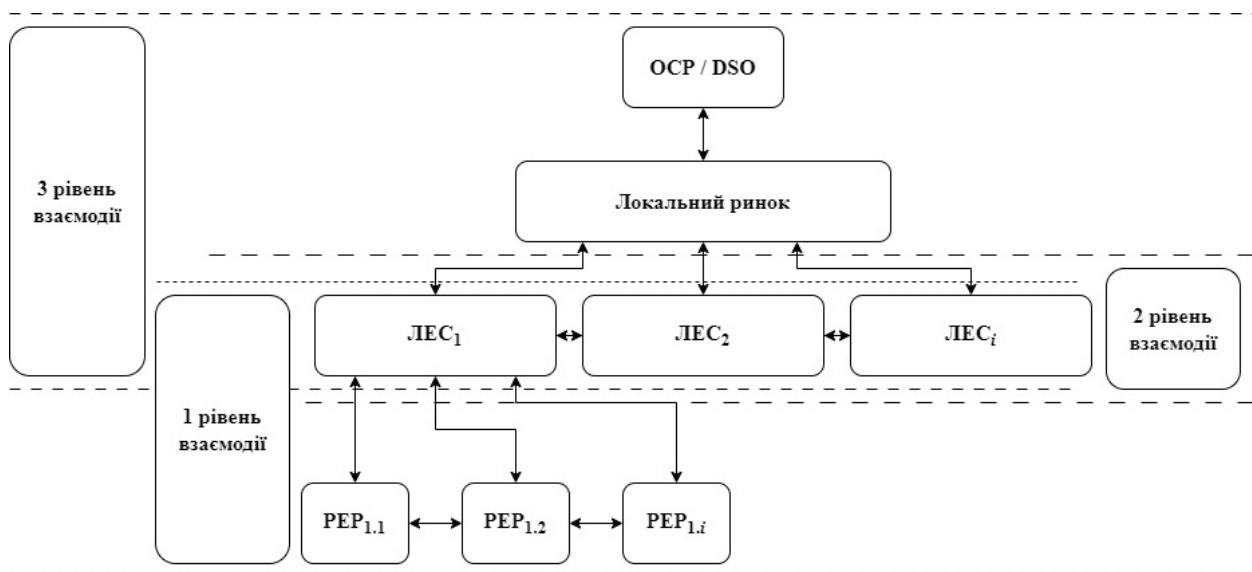


Рис. 2 – Рівні взаємодії РЕР у ЛЕС

З огляду на можливі рівні взаємодії, вирішення проблеми забезпечення ефективною взаємодією різнотипних джерел РГ та СНЕ у ЛЕС зводиться до побудови моделі, для якої потрібно розробити відповідну систему моніторингу, критерії для агрегування і методології агрегування та інтеграції з ЕМ ОЕС України.

У **другому розділі** сформовано моделі оптимальної взаємодії активного споживача та ЛЕС через розвиток підходів до визначення технічних й економічних

показників функціонування активних споживачів в умовах керування попитом на енергетичні ресурси.

На основі аналізу структури і режимів активних споживачів сформульовано задачу оптимізації режимів їх функціонування, яка враховує наступні режими його функціонування:

- власне споживання (автономна робота, DSM);
- продаж електроенергії у централізовану систему;
- участь у програмах керування попитом (DSM).

Під час формулювання задачі оптимізації враховувалося, що у якості критеріїв застосовують економічні та технічні складові, а у якості обмежень – соціальні та екологічні обмеження (наприклад, екологічна прийнятність чи затребуваність). Також було складено баланси енергії котрі дали змогу сформувати відповідні складові оптимізаційної задачі:

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{СБ}i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{М}i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{АБ}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{Н}i}(t); \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{СБ}i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{М}i}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{АБ}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{Н}i}(t); \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{СБ}i}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{М}i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{АБ}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{Н}i}(t); \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{СБ}i}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{М}i}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{АБ}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{Н}i}(t); \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{СБ}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{Н}i}(t); \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{М}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{Н}i}(t); \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{АБ}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{Н}i}(t); \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{СБ}i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{М}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{ЕНС}}} A_{\text{Н}i}(t); \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CBi}}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{ABi}}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{Hi}}(t); \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CBi}}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{ABi}}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{Hi}}(t); \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CBi}}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{Mi}}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{Hi}}(t). \quad (11)$$

На основі наведених співвідношень було сформульовано оптимізаційну задачу:

$$\text{opt}(F_{\text{pros}}), F_{\text{pros}} = \begin{cases} \min(f_{1\text{pros}}), f_{1\text{pros}} = \text{COE}, \text{LCOE} \leq \text{COE} \leq T_{\text{grid}} \\ \max(f_{2\text{pros}}), f_{2\text{pros}} = \text{CoPR}_{\text{pros}}, 0 \leq \text{CoPR}_{\text{pros}} \\ \text{opt}(f_{3\text{pros}}), f_{3\text{pros}} = \sum_{i=1}^n A_{\text{CRESi}} + \sum_{j=1}^k A_{\text{CGRIDj}} \\ \max(f_{4\text{pros}}), f_{4\text{pros}} = A_{\text{RESi}}, 0 \leq A_{\text{RESi}} \leq A_{\text{prosi}} \\ \max(f_{5\text{pros}}), f_{5\text{pros}} = \sum_{i=1}^n A_{\text{RESi}} / \sum_{i=1}^m A_{\text{prosi}}, 0 \leq f_{5\text{pros}} \\ \max(f_{6\text{pros}}), f_{6\text{pros}} = \sum_{i=1}^n A_{\text{GRESi}}, \begin{cases} 0 \leq A_{\text{GRESi}} \leq A_{\text{prosi}}, \\ 0 \leq A_{\text{GRESi}} \leq P_{\text{GRESi}} t_i \end{cases} \\ \min(f_{8\text{pros}}), f_{8\text{pros}} = \text{GHG}, 0 \leq \text{GHG} \end{cases} \quad (12)$$

де COE – вартість спожитої електроенергії (*Cost Of Energy*); LCOE – питома вартість генерованої електроенергії (*Levelized Cost Of Energy*); T_{grid} – вартість електроенергії, яку активний споживач споживає з мережі; $\text{CoPR}_{\text{pros}}$ – величина прибутку активного споживача від продажу електроенергії, генерованої джерелами РГ (*Cost of PProfit*); A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{\text{CRES}P} = \{A_{\text{CRES1}}, A_{\text{CRES2}}, \dots, A_{\text{CRESn}}\}$; A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{\text{CGRID}P} = \{A_{\text{CGRID1}}, A_{\text{CGRID2}}, \dots, A_{\text{CGRIDn}}\}$; A_{RESi} – обсяги електроенергії, генерованої i -м джерелом РГ, $A_{\text{RES}P} = \{A_{\text{RES1}}, A_{\text{RES2}}, \dots, A_{\text{RESn}}\}$; A_{prosi} – обсяги електроенергії, споживаної i -м активним споживачем, $A_{\text{pros}P} = \{A_{\text{pros1}}, A_{\text{pros2}}, \dots, A_{\text{pros}n}\}$; GHG – *Green House Gases*, тобто парникові гази (ПГ), обсяги викидів ПГ від споживаних активним споживачем енергетичних ресурсів;

Оцінювання ефективності функціонування активного споживача запропоновано проводити за допомогою комбінації енергетичних та економічних показників. Серед означених показників запропоновано показник «автономності» активного споживача K_{aem} та показник рентабельності активного споживача P_{ac} :

$$K_{авт} = \frac{\sum_{i=1}^n A_{GRESi}}{\sum_{j=1}^m A_{CPROsj}} = \frac{\sum_{i=1}^n A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj}}, \quad (13)$$

де $K_{авт}$ – показник «автономності» активного споживача; A_{GRESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ у мережу; $A_{GRES} = \{A_{GRES1}, A_{GRES2}, \dots, A_{GRESn}\}$; A_{CPROSi} – обсяги електроенергії, споживаної активним споживачем, $A_{CPROSP} = \{A_{CPROs1}, A_{CPROs2}, \dots, A_{CPROsn}\}$; A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{CRESP} = \{A_{CRES1}, A_{CRES2}, \dots, A_{CRESn}\}$; A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{CGRIDP} = \{A_{CGRID1}, A_{CGRID2}, \dots, A_{CGRIDn}\}$;

$$P_{ac} = \frac{CoPR_{pros}}{COE_{pros}} = \frac{\sum_{i=1}^n c^{AGRESi} A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n c^{ARESi} A_{RESi} + \sum_{j=1}^k c^{AGRIDj} A_{GRIDj}}, \quad (14)$$

де c^{AGRESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ у мережу; A_{GRESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ у мережу, $A_{GRES} = \{A_{GRES1}, A_{GRES2}, \dots, A_{GRESn}\}$; c^{ARESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ; A_{RESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ, $A_{RESP} = \{A_{RES1}, A_{RES2}, \dots, A_{RESn}\}$; c^{GRIDj} – вартість електроенергії, спожитої з мережі; A_{GRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{GRIDP} = \{A_{GRID1}, A_{GRID2}, \dots, A_{GRIDn}\}$;

$$E_{ac} = K_{авт} \cdot P_{ac} = \frac{\sum_{i=1}^n A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n c^{AGRESi} A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n c^{ARESi} A_{RESi} + \sum_{j=1}^k c^{AGRIDj} A_{GRIDj}}, \quad (15)$$

де E_{ac} – показник ефективності функціонування активного споживача; $K_{авт}$ – показник «автономності» активного споживача; P_{ac} – показник рентабельності активного споживача.

Таким чином, визначення ефективності функціонування активного споживача проводиться на основі розробленої моделі, яка складається зі складових формалізованої оптимізаційної задачі (рис. 3).

У межах запропонованої моделі отримано залежність показника E_{ac} від $K_{авт}$ та P_{ac} . Проаналізувавши отриману множину значень, зображену на рис. 4, можна зробити висновок, що максимального значення показника E_{ac} можна досягти збільшенням коефіцієнта $K_{авт}$, а отже, частки споживаної електроенергії від джерел РГ та СНЕ, а також максимізацією прибутку від продажу надлишків генерованої джерелами РГ електроенергії в мережу. Досягнення максимального значення показника E_{ac} для кожного окремого активного споживача є результатом розв'язання поставленої оптимізаційної задачі, а зміна величини показника E_{ac} від 0 до E_{max} характеризуватиме ефективність функціонування кожного окремого активного споживача.

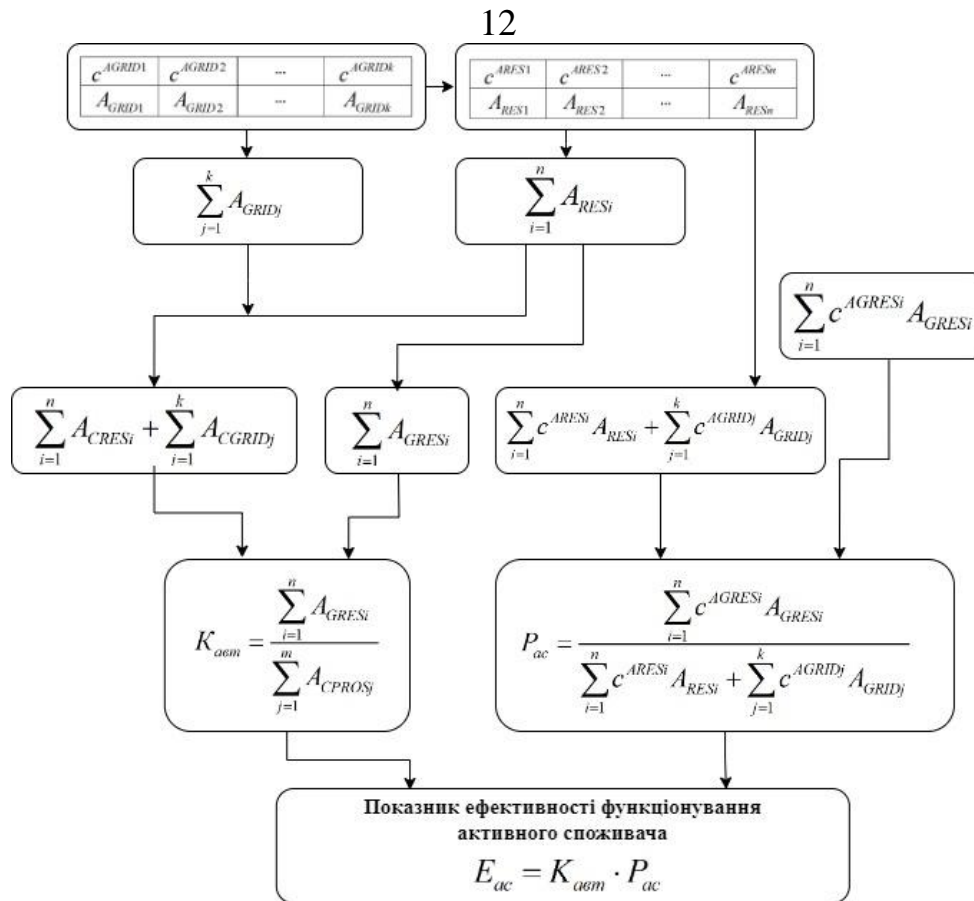


Рис. 3. – Модель оцінювання ефективності функціонування активного споживача

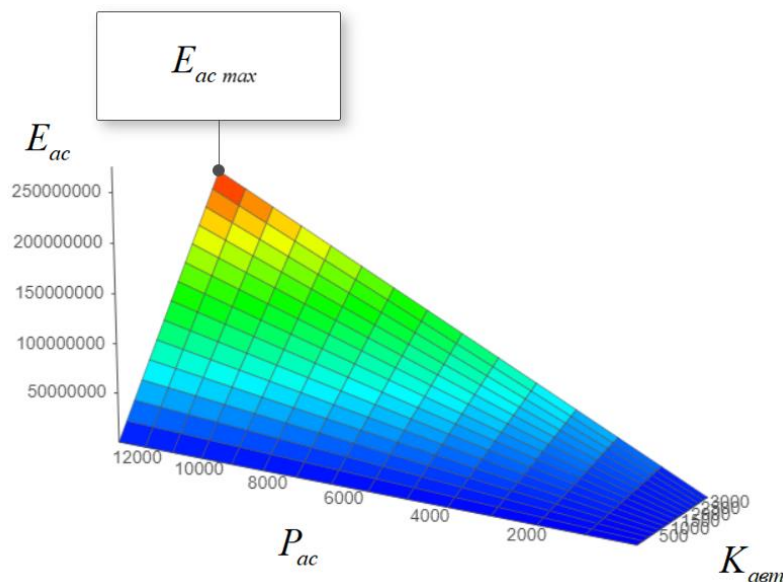


Рис. 4 – Залежність показника E_{ac} від K_{avn} та P_{ac}

Розширено множину показників ефективності функціонування активного споживача на основі показника, котрий враховує реакцію останнього на програми керування попитом. Для цього запропоновано показник, заснований на рентабельності його роботи:

$$P_{DRac} = \frac{\sum_{i=1}^n c^{ADRI} A_{DRi}}{\sum_{j=1}^k c^{ACGRIDj} A_{CGRIDj}}, \quad (16)$$

де c^{ADRI} – вартість електроенергії, спожитої з мережі за i -й інтервал часу; A_{DRi} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі за i -й інтервал часу, $A_{DRP} = \{A_{DR1}, A_{DR2}, \dots, A_{DRn}\}$, $c^{ACGRIDj}$ – вартість електроенергії, споживаної з мережі за одноставочним тарифом, A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{CGRIDP} = \{A_{CGRID1}, A_{CGRID2}, \dots, A_{CGRIDn}\}$.

Проведено розрахунок зазначеного показника для активного споживача за наявності динамічної тарифікації. Графік електричних навантажень (ГЕН) для активного споживача та зміну ціни показано на рис. 5.



Рис. 5 – ГЕН активного споживача та зміна ціни

За умови фіксованого тарифу на електричну енергію на рівні 6,08 грн/кВт·год отримано значення показника $P_{DRac} = 0,88$, що свідчить про економію коштів активним споживачем за добу в обсязі 12 % від вартості спожитої електричної енергії за фіксованим тарифом.

У результаті оптимізаційну задачу для активного споживача доповнено функцією:

$$\min(f_{9\ pros}), f_{9\ pros} = P_{DRac} = \frac{\sum_{i=1}^n c^{ADRI} A_{DRi}}{\sum_{j=1}^k c^{ACGRIDj} A_{CGRIDj}}, 0 < P_{DRac} \leq 1. \quad (17)$$

Запропонований спосіб візуалізації показників функціонування активного споживача дає змогу за допомогою діаграм Шумана проводити багатofакторне оцінювання ефективності його роботи (див. рис. 6). Процедуру оцінювання запропоновано проводити на основі відхилення показників ефективності від їх середніх і максимальних значень, а саме:

$$y_{iav} = \frac{f_i}{f_{av}}; y_{imax} = \frac{f_i}{f_{max}}; \quad (18)$$

де y_{iav} – показник ефективності функціонування АС на основі відхилення від еталонного середнього значення, $y_{iav} = \{ y_{1av}, y_{2av}, \dots, y_{8av} \}$; y_{imax} – показник ефективності функціонування АС на основі відхилення від еталонного максимального значення, $y_{imax} = \{ y_{max1}, y_{max2}, \dots, y_{max8} \}$; f_i – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $f_i = \{ f_1, f_2, \dots, f_8 \}$; f_{iav} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $f_{iav} = \{ f_{1av}, f_{2av}, \dots, f_{8av} \}$; f_{imax} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $f_{imax} = \{ f_{max1}, f_{max2}, \dots, f_{max8} \}$.

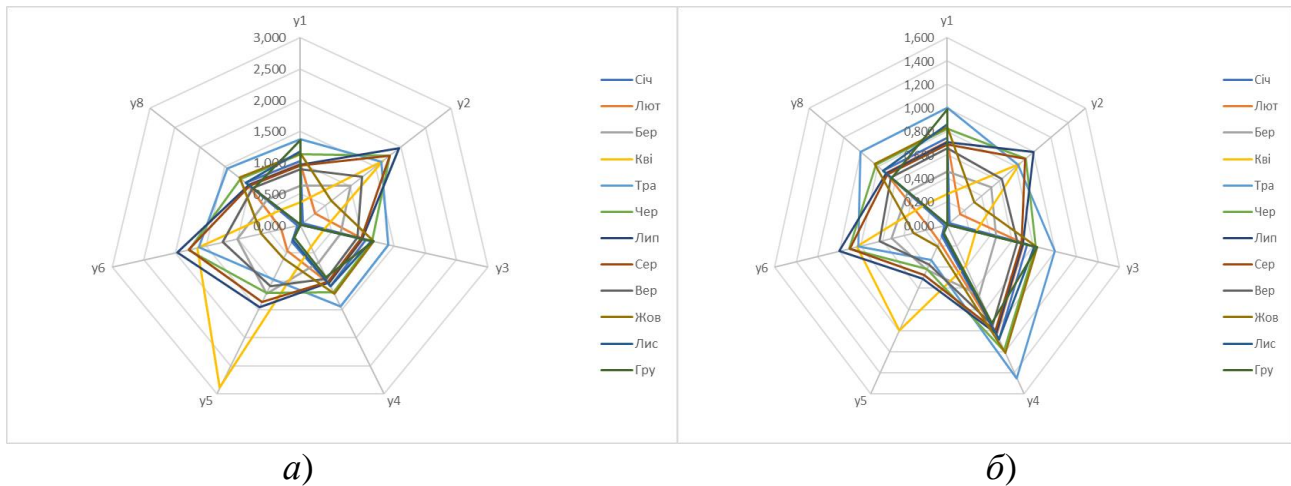


Рис. 6 – Комплексне подання показників y_{iav} (а) та y_{maxi} (б)

Побудовані профілі функціонування активного споживача відображають ефективність його роботи щодо середніх і максимальних значень функцій сформованої оптимізаційної задачі. Запропонований спосіб візуалізації та розширена множина показників дають змогу враховувати структуру та усталені режими роботи активних споживачів на основі їх відхилення від цільових значень заданих функцій.

У **третьому розділі** проаналізовано практичні аспекти оптимальної роботи ЛЕС в умовах агрегування різнотипних РЕР. Сформовано оптимізаційну задачу на рівні взаємодії різнотипних РЕР між собою у межах означених систем:

$$opt(F), F = \begin{cases} \min(f_1), f_1 = COE, LCOE \leq COE \leq T_{grid} \\ \max(f_2), f_2 = CoPR_{MG}, 0 \leq CoPR_{MG} \\ opt(f_3), f_3 = \sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj} \\ \max(f_4), f_4 = K_{aemMG}, 0 \leq K_{aemMG} \leq 1 \\ \min(f_5), f_5 = CoL \\ \min(f_6), f_6 = CoR \\ \min(f_7), f_7 = CoESS, 0 > CoESS \geq CoESS_{max} \\ \min(f_8), f_8 = CoOMG, 0 > CoOMG \geq CoOMG_{max} \\ \min(f_{10}), f_{10} = GHG, 0 \leq GHG \end{cases} \quad (19)$$

де $LCOE$ – питома вартість генерованої електроенергії (*Levelized Cost Of Energy*); T_{grid} – тариф на електроенергію, який діє у споживача під час споживання електричної енергії із загальної мережі; $CoPR_{MG}$ – величина прибутку ЛЕС від продажу електроенергії, генерованої джерелами РГ (*Cost of Profit*):

$$CoPR_{MG} = \sum_{i=1}^n c^{AGRESi} \cdot A_{GRESi} - LCOE_{MG} \cdot A_{GRESi} + P_{as}, \begin{cases} 0 \leq A_{GRESi} \leq A(TTC) \\ LCOE_{\min DER} < LCOE_{MG} \leq T_{grid} \end{cases}, \quad (20)$$

де c^{AGRESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ та СНЕ у мережу; A_{GRESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ та СНЕ у мережу, $A_{GRES} = \{A_{GRES1}, A_{GRES2}, \dots, A_{GRESn}\}$; $LCOE_{MG}$ – питома вартість генерованої електроенергії за усіма джерелами РГ та СНЕ, інтегрованими у ЛЕС; T_{grid} – тариф на електроенергію, який діє у споживача під час споживання електричної енергії із загальної мережі; P_{as} – плата за надання допоміжних послуг із забезпечення належної якості електричної енергії та надійного електропостачання; $A(TTC)$ (*Total Transfer Capacity* – гранична пропускна спроможність) – обсяги енергії, обмежені максимальною величиною активної потужності, яка може бути передана у відповідному напрямку електричними мережами без порушення вимог операційної безпеки, кВт·год; A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{CRES} = \{A_{CRES1}, A_{CRES2}, \dots, A_{CRESn}\}$; A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої із загальної мережі, $A_{CGRID} = \{A_{CGRID1}, A_{CGRID2}, \dots, A_{CGRIDn}\}$; K_{autMG} – коефіцієнт автономності ЛЕС:

$$K_{autMG} = \frac{\sum_{i=1}^n A_{CRESi}}{\sum_{i=1}^m A_{Ci}}, \quad (21)$$

де A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{CRES} = \{A_{CRES1}, A_{CRES2}, \dots, A_{CRESn}\}$; A_{Ci} – обсяги електроенергії, споживаної i -м споживачем, $A_{CP} = \{A_{C1}, A_{C2}, \dots, A_{Cn}\}$; CoL – це витрати, пов'язані із втратами електричної енергії у мережах; CoR – плата за недовідпуск електроенергії; $CoESS$ – витрати на систему накопичення енергії; $CoOMG$ – витрати на експлуатацію ЛЕС; GHG – *Green House Gases* – ПГ, обсяги викидів ПГ від споживаних активним споживачем енергетичних ресурсів.

Проведено зіставний аналіз методів визначення величини питомих витрат на генерацію електроенергії в системах із джерелами РГ і накопичувачами. Враховуючи ліквідаційні витрати і додаткові зовнішні витрати, запропоновано удосконалений показник $LCOE_{MG}$ для ЛЕС:

$$LCOE_{MG} = \frac{\sum_{t=1}^n \omega_{LCOEi} \frac{I_t + O \& M_t + F_t + T_t + Ext_t + L_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} + \sum_{t=1}^n \omega_{LCOEi} LCOE_{ESS} \quad (22)$$

де I_t – інвестиційні витрати на рік; $O \& M_t$ – експлуатаційні витрати і витрати на обслуговування на рік; F_t – витрати паливної складової на рік; T_t – податкові платежі

за рік; E_t – обсяг виробництва електроенергії за рік, кВт·год/рік; r – ставка дисконтування; n – тривалість проекту; t – рік реалізації проекту; Ext_t – зовнішні витрати на рік; L_t – ліквідаційні витрати на рік; $LCOE_{ESS}$ – питома собівартість електроенергії від СНЕ.

Згідно результатів розрахунків, зі збільшенням встановленої потужності сонячної фотоелектричної установки показник $LCOE$ зменшується. Це пов'язано з непропорційним збільшенням експлуатаційних та інших поточних витрат після збільшення встановленої потужності установки. Підвищена точність запропонованого методу розрахунку дає змогу більш точно оцінити дохід власника РГ на етапі планування інтегрування кожної окремої установки РГ та СНЕ в інфраструктуру ЛЕС.

Удосконалена методологія визначення показника $LCOE$ дає змогу врахувати усі типи джерел енергії у ЛЕС та дати відповідні цінові сигнали потенційним інвесторам, котрі збираються інвестувати у розвиток РЕР.

Окремою складовою оптимізаційної задачі в системах із СНЕ є оцінювання нерівномірності відбору електроенергії в системах з накопичувачами електроенергії. У дисертації сформовано безрозмірну функцію $F(\delta_c, \delta)$ (рис. 8), яка дозволяє отримати оцінки рівня нерівномірності споживання електроенергії навантаженнями залежно як від тривалості інтервалів, на кожному з яких є постійний відбір потужності, так і інтенсивності розряду накопичувачів на цих інтервалах.

Оскільки однією з найбільш ефективних моделей тарифікації, яку застосовують у програмах керування попитом, є модель RTP – ціноутворення у режимі реального часу, то агрегатору / оператору ЛЕС потрібний показник, який дасть змогу коригувати тариф на електричну енергію у ЛЕС в режимі реального часу, враховуючи зміни у споживанні та наявний резерв генерувальних потужностей.

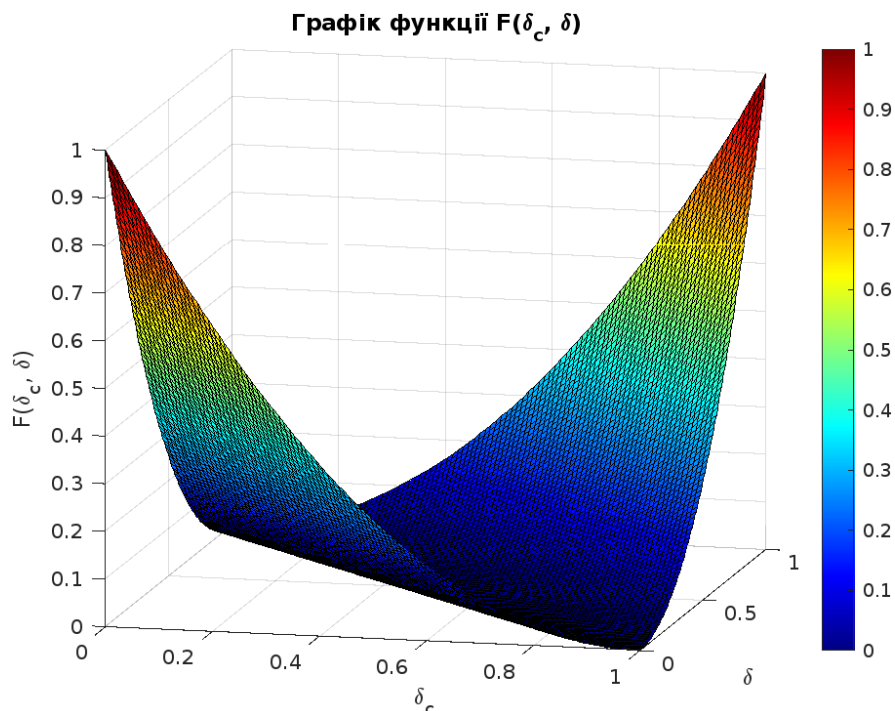


Рис. 8 – Зміна функції $F(\delta_c, \delta)$ залежно від параметрів δ_c, δ

У якості такого показника запропоновано співвідношення зміни обсягів споживання електричної енергії щодо зміни обсягів генерування до співвідношення зміни ціни на електричну енергію у відношенні до базової ціни в ЛЕС. Показник K_{DSM} можна подати у вигляді:

$$K_{EN} = \frac{A_{CONS}}{A_{GEN}}, \quad K_P = \frac{P_{DP}}{P_{BASE}}, \quad K_{DSM} = \frac{A_{CONS\Phi}}{A_{CONSB}}, \quad (23)$$

де A_{CONSB} – бажані обсяги споживання електричної енергії у разі регулювання ціни згідно з отриманою моделлю; $A_{CONS\Phi}$ – фактичні обсяги споживання електричної енергії після регулювання ціни згідно з отриманою моделлю; A_{CONS} – обсяги споживання електричної енергії до побудови моделі; A_{GEN} – обсяги генерування електричної енергії; P_{DP} – ціна у межах програми керування попитом для i -ї години; P_{BASE} – базова ціна на електричну енергію, визначена постачальником.

Показник K_{DSM} відображає зміну споживання у відповідь на зміну пропозиції, тобто за допомогою цього показника виникає можливість визначити, наскільки потрібно змінити ціну, щоб зменшити (або збільшити) споживання до потрібного значення. Слід зазначити, що використання показника K_{DSM} буде найбільш репрезентативним у випадку одиничної еластичності у точці кривої попиту, де $|E_p^D|=1$, видатки покупців і виторг продавців електричної енергії у цьому випадку досягають максимальної величини.

На основі показника K_{DSM} запропоновано такий алгоритм коригування тарифу на електричну енергію у режимі реального часу:

1. Обчислити показник K_{EN} .
2. Обчислити показник K_P .
3. Згрупувати дані погодинних значень показників K_P та K_{EN} в окремі групи на основі значень еластичності.
4. Побудувати регресійну модель, котра дасть змогу розрахувати у відносних одиницях на скільки треба підвищити/знизити тариф на електричну енергію для кожної окремої групи, створеної на основі значення еластичності.
5. Скоригувати тариф на обсяги електричної енергії, визначені у межах побудованої моделі, відповідно до значення, визначеного у попередніх пунктах.
6. Визначити значення K_{DSM} для кожного інтервалу t_i та для оцінювання ефективності запровадження отриманої моделі.

Обчисливши та згрупувавши дані погодинних значень показників K_{EN} та K_P в окремі групи на основі усереднених значень еластичності, побудовано регресійну модель, котра дає змогу розрахувати у відносних одиницях, на скільки треба підвищити/знизити тариф на електричну енергію для кожної окремої групи, створеної на основі значення еластичності.

Далі побудовано залежність K_{EN} від K_P (рис. 9) окремо для кожного часового інтервалу:

$$T_1 = \{03:00-6:00, 13:00-15:00, 17:00, 18:00, 20:00-24:00\},$$

$$T_2 = \{01:00, 08:00, 16:00, 19:00\},$$

$$T_3 = \{02:00, 07:00, 09:00-12:00\}$$

й додано лінію тренду, яка і буде кривою показника K_{DSM} .

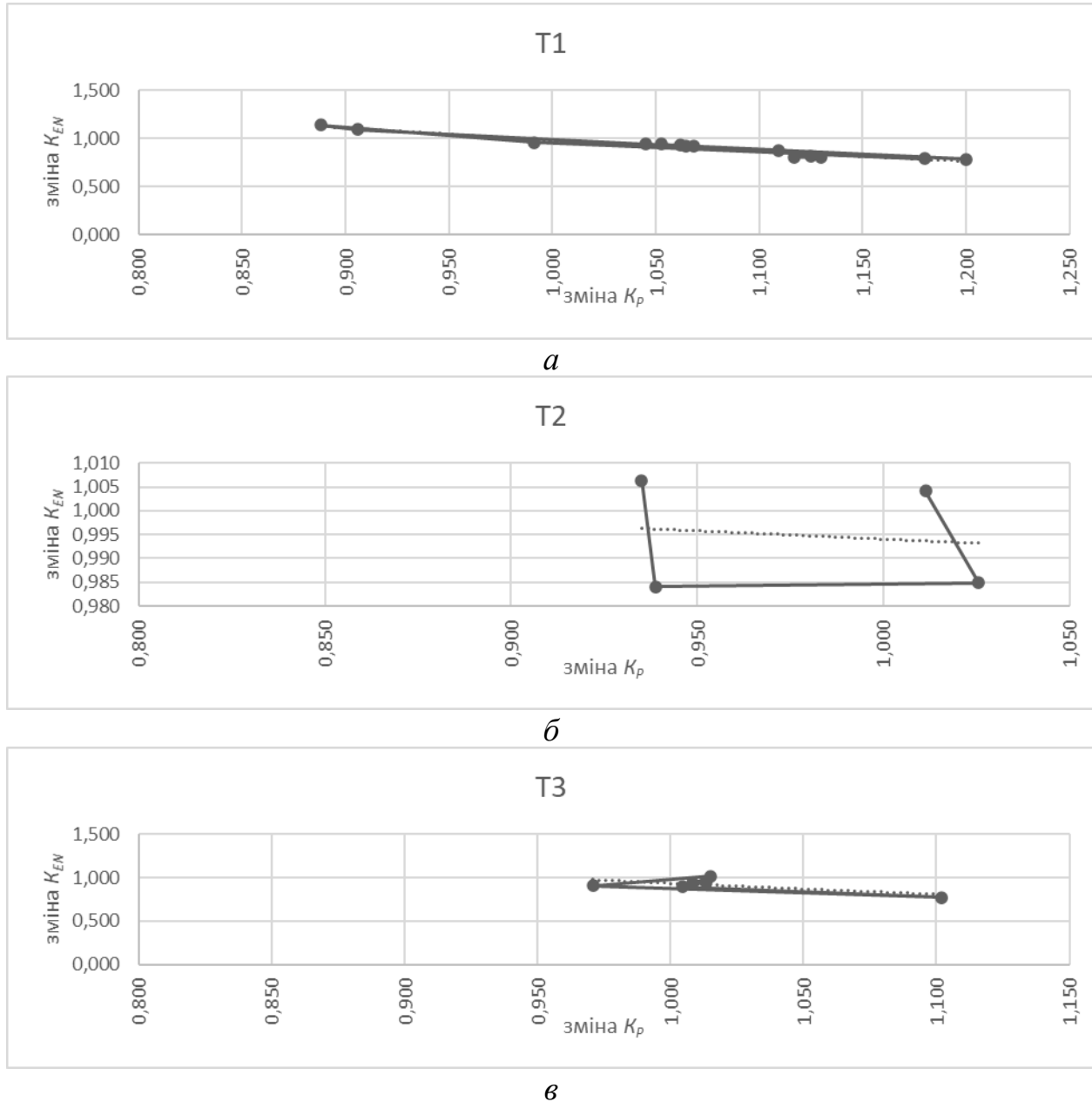


Рис. 9 – Зміна показника K_{EN} щодо показника K_P :
 а – часова зона 1; б – часова зона 2; в – часова зона 3

По осі Оу містяться значення K_{EN} , тобто зміна споживання. Шкала K_{EN} репрезентує можливі значення, на які треба скоротити/підвищити споживання споживача. По осі Ох містяться значення K_P , тобто зміна ціни. Шкала K_P репрезентує відповідні значення, на які треба підняти/знизити ціну задля бажаного скорочення споживання.

Наприклад, якщо для покриття генерування джерелами РГ у межах ЛЕС нам потрібно стимулювати споживача, то треба підвищити споживання о 14:00 годині з 4,067 до 7,668 кВт·год, для цього спочатку слід розрахувати бажану зміну споживання $K_{ENБ}$:

$$K_{ENБ} = \frac{A_{CONSB}}{A_{CONS}} = \frac{7,668}{4,067} = 1,89, \quad (24)$$

де A_{CONSB} – бажані обсяги споживання електричної енергії; A_{CONS} – фактичні обсяги споживання електричної енергії.

Отже, бажаним є збільшення попиту у 1,89 разів (йдеться про те, що якщо попит помножити на отримане $K_{ЕНБ}$, ми отримаємо значення бажаного споживання). Тоді звертаємось до рис. 9 для часового інтервалу T_1 і знаходимо відповідне значення (рис. 10).

Отже, щоб збільшити споживання з 4,067 до 7,668 кВт·год у період T_1 , потрібно знизити ціну до рівня 0,835 від базової ціни, тобто до 5,177 грн/кВт·год.

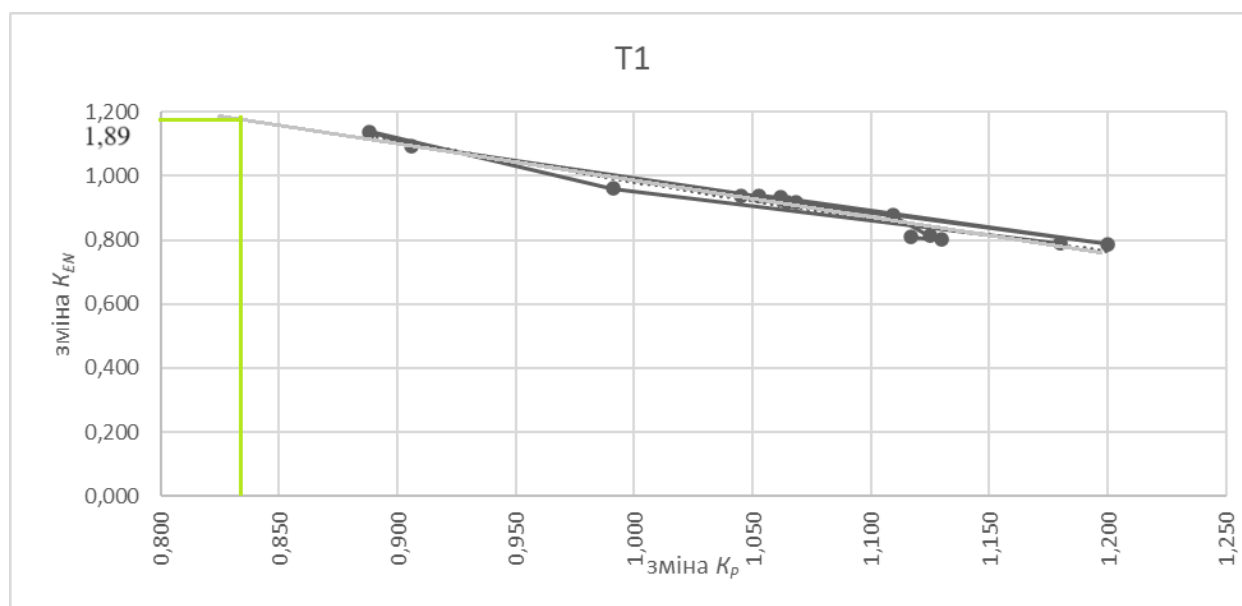


Рис. 10 – Визначення K_p для часового інтервалу T_1

Щоб оцінити ефективність запровадження динамічної тарифікації у ЛЕС запропоновано використовувати показник K_{DSM} . Запропонований показник ефективності запровадження програм керування попитом на електричну енергію дає змогу визначити фактичні можливості споживачів щодо зміни своїх графіків навантаження, що вкрай важливо для системного оператора.

Зважаючи на викладене вище, оптимізаційна задача для локальних електроенергетичних систем із джерелами РГ та СНЕ доповнена ще однією функцією:

$$\min(f_{11}), f_{11} = K_{DSM} = \frac{A_{CONS\Phi}}{A_{CONSB}}, 0 < K_{DSM} \leq 1. \quad (25)$$

Проведено аналіз та сформовано основні функції, які повинна виконувати система моніторингу в ЛЕС із РЕР.

У **четвертому розділі** сформульовано основні вимоги та процедури інтеграції РЕР у ЛЕС на основі ринкових моделей взаємодії.

Проведено аналіз функціональних зв'язків елементів ЛЕС на різних рівнях взаємодії у межах моделі «Smart Grid architecture model» (SGAM). Визначено, що для різних типів РЕР взаємодія на різних рівнях буде різнитися. Останнє є важливим, оскільки дало змогу уточнити завдання агрегування РЕР у ЛЕС.

Сформовано ринкову модель агрегування РЕР у ЛЕС, що ґрунтується на апараті теорії ігор та правилах роботи енергетичного ринку України і враховує усі можливі режими функціонування РЕР у ЛЕС (рис. 11).

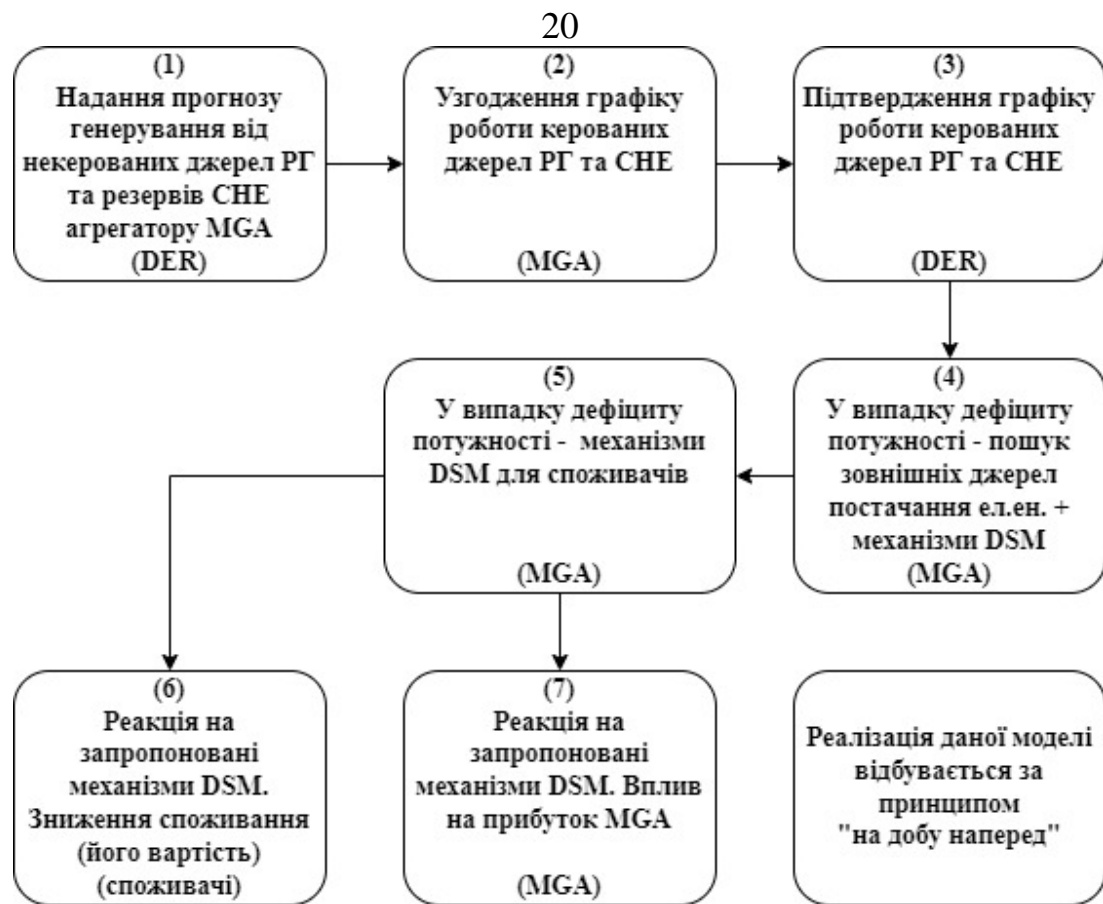


Рис. 11 – Ринкова модель агрегування та взаємодії різнотипних РЕР з оператором ЛЕС

Сформульовано теоретико-ігрову модель для агрегування РЕР у ЛЕС, що дає змогу оптимізувати процес агрегування, максимізуючи виграти усіх гравців через знаходження відповідних рівноважних станів (рис. 12).



Рис. 12 – Дерево гри для агрегування РЕР у ЛЕС

Таку гру можна формалізувати наступним чином. Агрегатор /оператор ЛЕС – це гравець R , РЕР у вигляді джерела РГ або СНЕ – гравець S . В агрегатора/оператора ЛЕС – єдиний тип, у РЕР або СНЕ – два типи: 1 (можливість покриття усього навантаження РЕР із ймовірністю p) і 2 (часткове покриття навантаження з покриттям решти з мережі або впровадження DSM-програм для споживача, із ймовірністю $1 - p$). Покрокова гра складається із двох етапів: спочатку РЕР, поданий джерелом РГ або СНЕ, виконує умови контракту з повного покриття навантаження / має позитивний баланс із генерування, котре покриває повне навантаження при частково законтракованому (СО – Contract Operation) або не виконує умови контракту (чи частково покриває навантаження за умови, що мав покрити повністю, або мав частково покрити навантаження, але має позитивний небаланс з генерування (Non Contract Operation – NCO)), тобто графік його роботи різниться від прогнозного та законтракованого, після чого агрегатор / оператор ЛЕС здійснює фінансові розрахунки згідно з контрактом (со) або з урахуванням відмінної від законтракованого роботи (псо). Виграш власника РЕР або СНЕ дорівнює 1, якщо його робота була у межах контракту або він має позитивний небаланс з генерування, і 0, якщо вона була відмінна від законтракованого і він має негативний небаланс з генерування. Крім того, власник РЕР або СНЕ має додаткові збитки ($c > 0$) у тому випадку, якщо йому доведеться сплатити штраф за невиконання умов контракту. Агрегатор / оператор ЛЕС отримує виграш 1, якщо власник РЕР або СНЕ виконав умови контракту, і виграш 0 в іншому випадку. Дерево цієї гри зображено на рис. 13.

Нехай $m(1), m(2) \in \{CO, NCO\}$ – ходи першого гравця залежно від його типу. Нехай $a(CO), a(NCO) \in \{co, pco\}$ – ходи другого гравця залежно від того, яким був хід першого гравця.

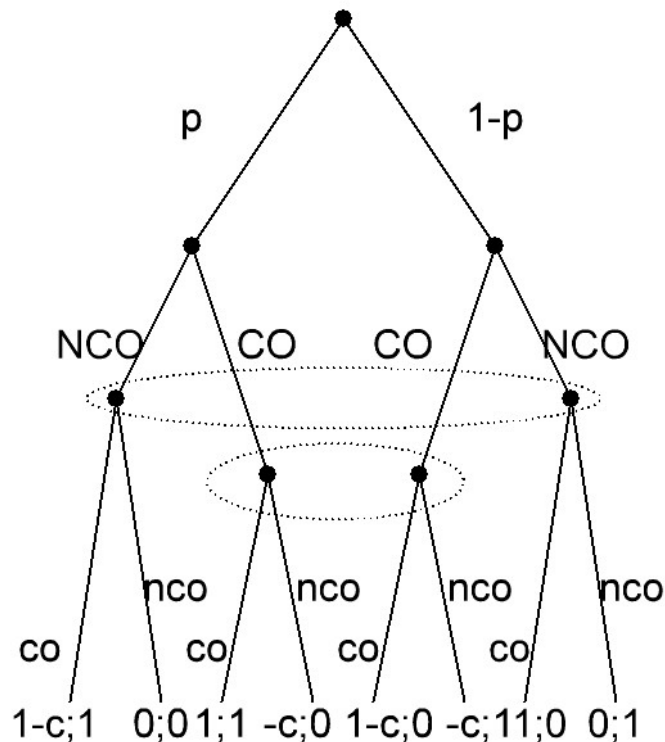


Рис. 13 – Дерево сигнальної гри для агрегування РЕР в ЛЕС

Запропонована теоретико-ігрова модель агрегування РЕР у ЛЕС дає змогу сформулювати два стратегічних напрями керування РЕР у ЛЕС під час їх агрегування. Перший напрям дає змогу агрегатору неявно стимулювати РЕР до максимізації генерування електричної енергії від джерел РГ та СНЕ, а другий створює більш жорсткі умови, котрі стимулюватимуть РЕР максимально дотримуватися умов контракту.

У п'ятому розділі набули розвитку теоретико-ігрові моделі оптимальної взаємодії ЛЕС з ОЕС України на рівні операторів систем розподілу.

Формалізовано постановку задачі оптимізації для моделей локальних систем із РЕР та моделей централізованих електроенергетичних систем у межах теорії ігор.

Обидві складові моделі запропонованої системи слід подати двома наборами гравців: ОСР електричної енергії (Distribution System Operator – DSO) та операторами ЛЕС або окремих джерел РГ. Кожна із груп характеризується окремим набором електровартісних моделей, котрі характеризують різні групи оптимізаційних задач для кожної зі складових системи. Для групи гравців DSO основними завданнями у межах розв'язання задачі оптимізації можна вважати: забезпечення належного рівня ПЯЕ; підвищення надійності системи; мінімізацію втрат електричної енергії.

Для оператора ЛЕС основними завданнями є: мінімізація витрат або *LCOE*; максимізація прибутку від продажу генерованої електричної енергії.

Як видно з рис. 14, зазначені задачі абсолютно різні за змістом.

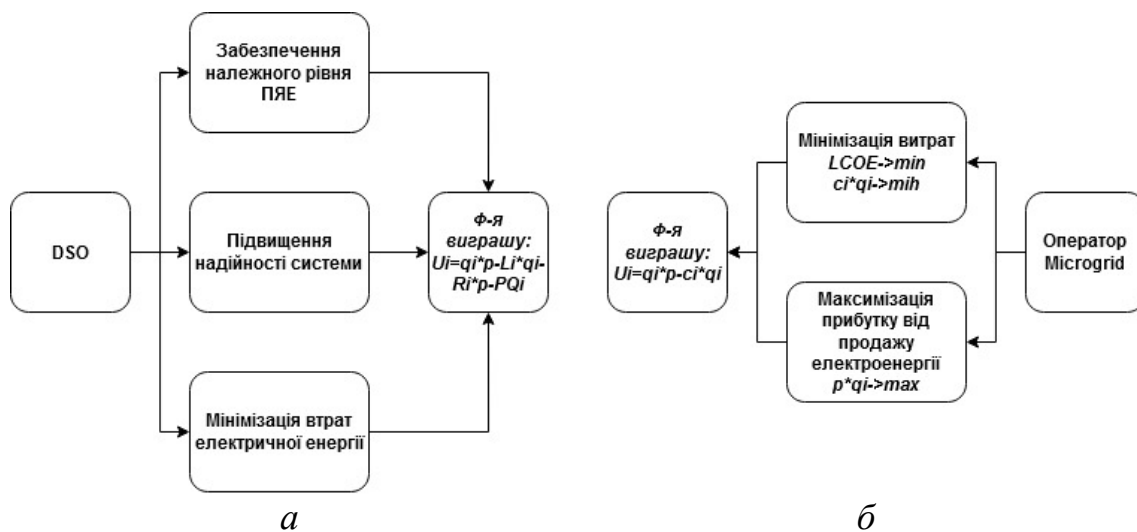


Рис. 14 – Формалізація функції виграшу: *a* – для групи гравців DSO; *б* – для оператора ЛЕС

Щоб розв'язати задачу оптимізації у такій постановці, формалізуємо гру. У таку гру, $G = \langle I, S, u \rangle$, грають дві різні групи гравців, а саме: оператори RES – *Renewable Energy Sources* (оператори ЛЕС); оператори системи розподілу (DSO).

Набір гравців поданий таким чином:

$$I = \{RES_1, RES_2 \dots RES_N, DSO_1, DSO_2 \dots DSO_M\}. \quad (26)$$

Відповідно до своїх завдань у цій грі кожний набір гравців матиме різні стратегії. Для стратегій DSO:

$$S_{DSO_i} = \{ "NR", "RES", "CHP", "BAU" \}, \quad (27)$$

де NR – реконфігурація мережі (network reconfiguration) із застосуванням різних типів секціонувальних пристроїв для зниження втрат і забезпечення надійного функціонування системи; RES – залучення джерел РГ, зокрема НВДЕ, для зниження втрат і забезпечення надійного функціонування системи (як резервів потужності); CHP – залучення ТЕЦ для покриття пікових навантажень і забезпечення надійного функціонування системи; BAU – звичайна робота без залучення додаткових джерел генерації.

Для стратегій операторів ЛЕС:

$$S_{RESi} = \{ "BAU", "DSM" \}, \quad (28)$$

де BAU – генерування електричної енергії у мережу без участі у програмах керування попитом (DSM); DSM – залучення до різноманітних програм DSM .

Прибуток кожного комплексу гравців можна записати таким чином:

$$u_{RESi} = \{0, 1, 2\}, \quad (29)$$

де 0 – самопостачання, 1 – прибуток від електричної енергії, проданої на локальному ринку електроенергії, 2 – додатковий прибуток від участі в різних програмах DSM ;

$$u_{DSOi} = \{0, 1, 2\}, \quad (30)$$

де 0 – робота у звичайному режимі енергосистеми (Business As Usual (BAU)); 1 – зменшення втрат електричної енергії та підвищення надійності; 2 – зменшення втрат електричної енергії та підвищення надійності з меншими витратами за рахунок різних програм DSM .

Слід зазначити, що у формалізованому вигляді функції виграшу будуть мати різний вигляд (див. рис. 14). Оскільки основним товаром (продуктом), котрий виробляє оператор ЛЕС, є електрична енергія, то максимальним виграшем для нього буде прибуток (рис. 15). Якщо вважати, що витрати на виробництво електричної енергії за $LCOE$ будуть рівними $c_i \cdot q_i$, де $0 \leq c_i < 1$ – витрати на генерування 1 кВт·год електричної енергії. Функцію виграшу для оператора ЛЕС слід записати з урахуванням прибутку, який буде рівний $u_i = p \cdot q_i - c_i \cdot q_i$.

Слід зазначити, що DSO може сприяти зменшенню навантаження виробникам, які здійснюють виробництво електричної енергії на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії на локальних ринках. Таким чином, прибуток оператора ЛЕС може прямо залежати від стратегії DSO.

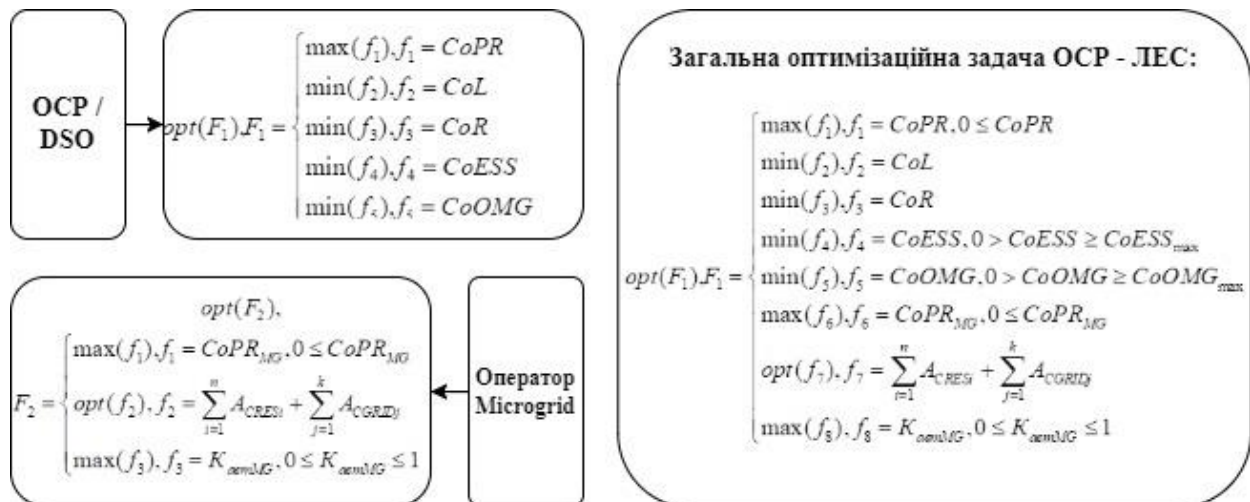


Рис. 15 – Оптимізаційні моделі ОСР, оператора ЛЕС та системи ОСР - ЛЕС

Відповідно до задач DSO функцію виграшу можна записати з урахуванням прибутку від реалізованої електроенергії $p \cdot q_i$, витрат на забезпечення надійності системи (або плати за недовідпуск електроенергії ENS) R_i , втрат електричної енергії L_i , %, та витрат, пов'язаних із забезпеченням якості електричної енергії PQ_i . Функція виграшу для DSO матиме такий вигляд: $u_i = p \cdot q_i - L_i \cdot q_i - R_i \cdot p - PQ_i$.

У такому випадку, матриця гри буде мати такий вигляд:

		DSO			
		NR	RES	CHP	BAU
RES	BAU	(1;1)	(1;0)	(1;1)	(1;0)
	DSM	(1;0)	(1;2)	(1;0)	(1;0)

Як бачимо із цієї матриці та геометричного подання (рис. 16, а, б), утворена модель системи може мати кілька рівноважних станів. Найвигіднішим, а отже й найоптимальнішим для DSO, буде профіль стратегій {«DSM», «RES»}, котрий є рівноважним та домінуючим над рештою профілів стратегій.

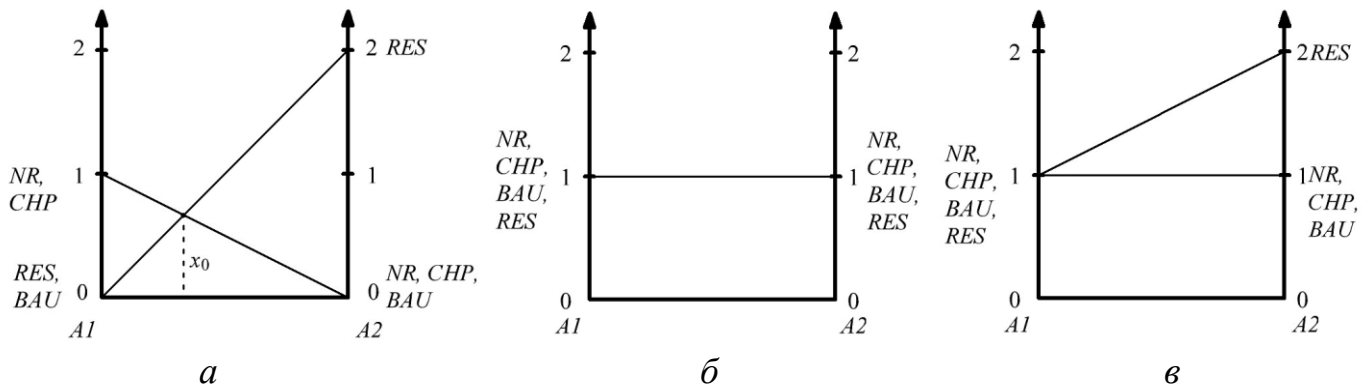


Рис. 16 – Геометричне подання оптимізаційної задачі:

а – виграші для групи гравців DSO; б – виграші для оператора ЛЕС; в – виграші для оператора ЛЕС за модифікованого тарифу

Утім, з точки зору оператора ЛЕС, участь у програмах DSM веде до додаткових витрат, пов'язаних із дооснащенням джерел РГ та СНЕ технічними інтелектуальними засобами керування, що суперечить ідеї їх мінімізації. Для стимулювання оператора ЛЕС у сприянні виконання завдань DSO доцільно модифікувати тариф, за яким оператор ЛЕС продає електроенергію на локальному ринку, з урахуванням сучасних механізмів тарифікації у межах різноманітних програм DSM.

З огляду на вищезазначене, для максимізації прибутку оператор ЛЕС буде реалізовувати генеровану електричну енергію на локальному балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг. Якщо функцію виграшу для оператора ЛЕС записати з урахуванням додаткового прибутку від забезпечення надійності енергосистеми та забезпечення нормативних показників ПЯЕ, використовуючи модель динамічної тарифікації, то вона буде мати вигляд $u_i = p \cdot q_i - c_i \cdot q_i + PQ_i$, з урахуванням тарифних

$$\text{зОН } (t): u_{RESi} = \sum_{i=1}^n u_{ti}$$

Тоді, матриця гри буде мати вигляд:

		DSO			
		NR	RES	CHP	BAU
RES	BAU	(1;1)	(1;0)	(1;1)	(1;0)
	DSM	(1;0)	(2;2)	(1;0)	(1;0)

Таким чином, для матриці, геометричне подання якої зображено на рис. 16 в, утворена модель системи буде мати профіль стратегій {«DSM», «RES»}, який сильно домінує над рештою профілів стратегій, а стан системи за цим профілем буде рівноважним за Нешем, а отже, найбільш оптимальним з точки зору усіх гравців.

За результатами дослідження запропоновано архітектуру системи Smart-моніторингу ЛЕС із РЕР, котра враховує усі типи джерел РГ і СНЕ та особливості їх функціонування (див. рис. 17).



Рис. 17 – Структура системи Smart-моніторингу ЛЕС

Така система працює в певних часових інтервалах, забезпечуючи обмін інформаційними потоками, які дозволяють, у свою чергу, керувати енергопотоками, забезпечуючи оптимальне функціонування системи моніторингу на всіх трьох рівнях, а відтак і оптимальну роботу ЛЕС.

У **шостому розділі** розроблено теоретико-ігрові моделі оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах на різних ієрархічних рівнях.

Задача оптимального балансування енергопотоків всередині самих ЛЕС є складною та багатофакторною. Щоб розв'язати задачу агрегації різнотипних генерувальних установок РГ і СНЕ оператором/агрегатором ЛЕС, формалізуємо гру, що буде відображати усі можливі стратегії гравців. У таку гру, $G = \langle I, S, u \rangle$, грають дві різні групи гравців, а саме: генерувальні установки РГ та СНЕ (Distributed Energy Resources – DER) та оператори/агрегатори ЛЕС/Microgrid (MGA). Набір гравців поданий таким чином:

$$I = \{DER_1, DER_2 \dots DER_N, MGA_1, MGA_2 \dots MGA_M\}. \quad (31)$$

Генерувальні установки РГ та СНЕ є суб'єктами, що надають послуги з генерування електроенергії в досліджуваній Microgrid-системі. Агрегатори Microgrid – MGA мають за мету отримати максимальний дохід від взаємодії з ОСП/ DSO на локальному ринку електроенергії. Оператор системи розподілу має на меті зменшити навантаження на розподільні мережі у прогнозовані періоди пікового споживання електроенергії та залучити менш «дорогих» постачальників електроенергії для покриття пікового попиту на електричну енергію. Запропоновано реалізацію зазначених вище цілей досягати завдяки залученню різноманітних програм керування попитом (DSM), які стимулюватимуть власників РГ та СНЕ до активної поведінки за рахунок додаткових виплат до тарифів, що діють на ринку.

Відповідно до своїх завдань у цій грі кожний набір гравців матиме різні стратегії. Стратегії PEP

$$S_{DERi} = \{ "DSM", "BAU" \}, \quad (32)$$

де BAU – генерування електричної енергії у мережу без участі у програмах керування попитом (DSM); DSM – залучення до різноманітних програм DSM і допоміжних послуг на ринку електричної енергії.

Стратегіями операторів/агрегаторів Microgrid будуть такі:

$$S_{MGAi} = \{ "B", "NB", "PN", "PNP" \}, \quad (33)$$

де B/NB – бонусний платіж/відсутність бонусного платежу від MGA генерувальним установкам РГ та СНЕ у разі участі останніх у програмах керування попитом (DSM) з урахуванням додаткового прибутку MGA від цього; PN/NPN – штрафний платіж/відсутність штрафного платежу у разі невиконання стратегії DSM та з урахуванням прибутку/збитків MGA від цього.

Дохід кожного комплекта гравців можна виразити такою функцією виграшу:

$$u_{DERi} = \{ 0; 0,25; 0,5; 0,75; 1 \}, \quad (34)$$

де 0 – дохід від електричної енергії, проданої на локальному ринку електроенергії з урахуванням нарахованих штрафів, за невиконання законтракованої стратегії згідно зі своїм типом; 0,25 – дохід від електричної енергії, проданої на локальному ринку електроенергії без нарахованих штрафів, проте менший, оскільки генерування установкою РГ/СНЕ було меншим від законтракованої стратегії згідно зі своїм типом; 0,5 – базовий дохід від електричної енергії, проданої на локальному ринку електроенергії без бонусів чи штрафів; 0,75 – базовий дохід від електричної енергії, проданої на локальному ринку електроенергії з урахуванням вартості додаткової генерації поза законтракованими обсягами; 1 – дохід з урахуванням додаткового прибутку від участі у різних програмах DSM та надання допоміжних послуг;

$$u_{MGAi} = \{ 0; 0,5; 1 \}, \quad (35)$$

де 0 – зменшений дохід з урахуванням залучення додаткових генерувальних потужностей для покриття недогенерації, законтракованої джерелами РГ/СНЕ; 0,5 –

базовий дохід; 1 – дохід з урахуванням додаткових надходжень приза участі РЕР у програмах керування попитом та надання допоміжних послуг.

Дослідивши структуру Microgrid-систем із джерелами РГ і СНЕ та режими їх функціонування, доцільно провести процедуру синтезу означених елементів у єдину систему у вигляді динамічної гри з неповною інформацією.

Більше того, для розв'язання оптимізаційної задачі доцільним є створення спеціального механізму $M = \langle A, g \rangle$. Поняття «механізм» (M) з точки зору теорії ігор можна розглядати як правила гри, котрі можуть забезпечити найбільшу користь кожному із гравців.

Завданням є придумати такі правила гри, щоб електрична енергія, генерована генерувальними установками РГ (гравцями i), була продана через агрегатора(ів) ЛЕС (гавцями j) на локальному ринку електричної енергії за максимальною ціною, яку можна отримати, зокрема за рахунок надання допоміжних послуг.

Інакше кажучи, потрібно, щоб для кожного профілю типів гравців у грі з неповною інформацією, яка відповідає роботі агрегатора ЛЕС на локальному ринку електричної енергії за участю цих гравців, реалізовувався якийсь конкретний результат. Формалізуючи це завдання, отримаємо функцію $f: T \rightarrow C$ (функцію громадського вибору («Social choice function»)), котра буде визначати результат, реалізації якого агрегатор ЛЕС міг домогтися залежно від графіка генерування та обсягів згенерованої електроенергії генерувальними установками РГ (які визначають типи гравців). Щоб отримати оптимальні для усіх гравців результати, можна створити умови, щоб для кожного профілю типів гравців потрібний нам профіль дій був рівновагою Неша (можливо, не єдиним профілем з такою рівновагою) у грі з неповною інформацією.

Побудова потрібного механізму має ґрунтуватися на принципі «відвертості». Таким чином, пошук потрібного механізму зведеться до механізмів, котрі спонукатимуть усіх гравців чесно повідомляти агрегатору ЛЕС свої типи та діяти відповідно до отриманих від агрегатора стратегій. Понад те, для реалізації принципу відвертості відповідний механізм M має бути «спонукально сумісним», тобто механізм повинен «спонукати» гравців правдиво розкривати свої типи.

Отже, механізм M можна вважати «спонукально сумісним», якщо у грі G_M домінуючою баєсівською стратегією кожного гравця i є правдиве сповіщення агрегатора системи щодо своєї функції «переваги»:

$$\tilde{s}_i(u_i) = u_i, i = 1, \dots, n. \quad (36)$$

У такому випадку згідно з визначенням домінуючої баєсівської стратегії можна вважати механізм M «спонукально сумісним», якщо для $i = 1, \dots, n$ та усіх $u_i \in U_i$ справедливою буде рівність

$$u_i(f(u_i, u_{-i})) - p_i(u_i, u_{-i}) \geq u_i(f(\bar{u}_i, u_{-i})) - p_i(\bar{u}_i, u_{-i}), u_i, \bar{u}_i \in U_i. \quad (37)$$

Оскільки домінуюча баєсівська ситуація рівноваги є баєсівським рівноважним станом за будь-яких уявлень кожного окремого гравця щодо типів решти гравців, то «спонукально сумісний» механізм є «спонукально сумісним» у баєсівському сенсі за

будь-якої системи уявленнь $\{\mu_i\}_{i=1}^n$. Також «спонукально сумісний» у баєсівському сенсі механізм M реалізує функцію громадського вибору f .

Для однієї з найчастіше використовуваних функцій «соціального благополуччя», для котрої найбільш бажаним є результат $a \in A$, сумарний переважний вибір усіх гравців $\sum_{i=1}^n u_i(a)$ є максимальним.

Під час формалізації відповідної сигнальної гри слід брати до уваги умовний поділ джерел РГ та СНЕ на типи у межах побудови ЛЕС на основі моделі SGAM. Таким чином, відповідна гра матиме вигляд, як показано на рис. 18.

А з урахуванням типів джерел РГ та СНЕ для відображення моделі агрегування різнотипних джерел РГ та СНЕ в одну ЛЕС слід використовувати такі типи: «Некеровані генерувальні установки РГ (T_1)», «Керовані генерувальні установки РГ (T_2)» і «Системи накопичення енергії (T_3)». Таким чином, для кожного типу РЕР буде застосовуватися окрема цінова модель, що буде відображати можливості установки певного типу працювати за певним профілем на ринку електричної енергії у різних тарифних зонах та надавати допоміжні послуги.

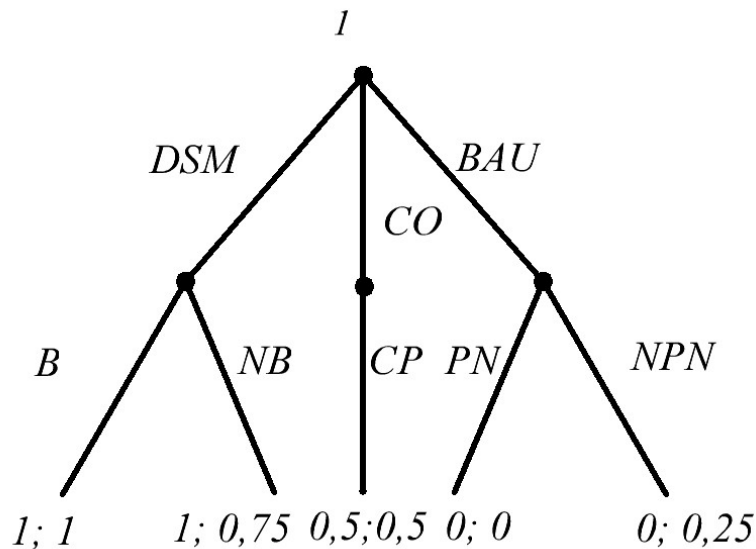


Рис. 18 – Дерево гри, котре відображає механізм взаємодії джерел РГ та СНЕ з оператором ЛЕС

Тоді гра $G^* = \langle I, S, u \rangle$ буде виконуватися двома наборами гравців, а саме: РЕР типу T_1 / РЕР типу T_2 / РЕР типу T_3 / prosumer та операторами/агрегаторами ЛЕС/Microgrid (MGA). Набір гравців поданий таким чином:

$$I = \{DER_{T1-1} \dots DER_{T1-N}, DER_{T2-1} \dots DER_{T2-N}, DER_{T3-1} \dots \dots DER_{T3-N}, MGA_1, MGA_2 \dots MGA_M\} \quad (38)$$

Кожний набір гравців матиме власні унікальні стратегії. Стратегії РЕР такі:

$$S_{DER_{T_i-i}} = \{ "DSM", "CO", "BAU" \}, \quad (39)$$

де BAU – генерування електричної енергії у мережу без участі у програмах керування попитом (DSM); CO – генерування законтракованих обсягів електричної енергії

відповідно до свого типу; *DSM* – залучення до різноманітних програм *DSM* та допоміжних послуг на ринку електричної енергії.

Стратегіями операторів/агрегаторів *Microgrid* будуть такими:

$$S_{MGAi} = \{ "B", "NB", "CP", "PN", "PNP" \}, \quad (40)$$

де *B/NB* – бонусний платіж/відсутність бонусного платежу від *MGA* генерувальним установкам *РГ* та *СНЕ* у разі участі останніх у програмах керування попитом (*DSM*) з урахуванням додаткового прибутку *MGA* від цього; *CP* – виплати згідно з типом у випадку, коли він правдивий; *PN/NPN* – штрафний платіж/відсутність штрафного платежу у разі невиконання стратегії *DSM* та з урахуванням прибутку/збитків *MGA* від цього.

Відповідно до визначених типів генерувальних установок *РГ* відповідну модель можна зобразити послідовністю дій, показаною на рис. 19.

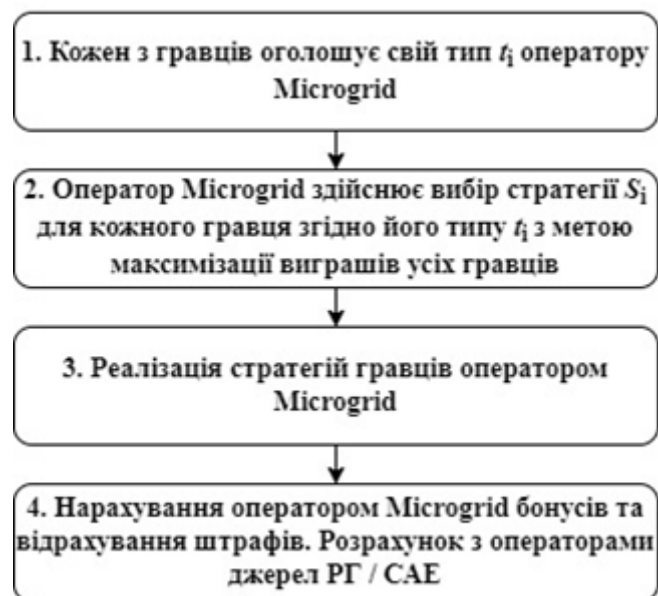


Рис. 19 – Модель, котра описує механізм, тобто послідовність гри для усіх типів генерувальних установок *РГ* та *СНЕ*

Відповідно до зазначених особливостей слід означити такі типи гравців для генерувальних установок *РГ* та *СНЕ*:

Некеровані генерувальні установки *РГ* (T_1): t_1 – *СЕС*; t_2 – *ВЕС*.

Керовані генерувальні установки *РГ* (T_2): t_3 – *СЕС* із системами акумулювання енергії; t_4 – *ВЕС* із системами акумулювання енергії; t_5 – *МГЕС*; t_6 – паливні комірки; t_7 – дизель-генератори, *ПГУ* та *ГТУ*, зокрема установки на біопаливі.

Системи накопичення енергії (T_3): t_8 – активний споживач (*Prosumer*) із *СНЕ*.

Реалізацію механізму *M*, поданого на рис. 19, можна для наочності зобразити у вигляді дерева гри. У розгорнутому вигляді, з урахуванням деталізації типів генерувальних установок *РГ* та *СНЕ* ($t_1, t_2 \in T_1, t_3 - t_7 \in T_2, t_8 \in T_3$) запропонована модель матиме вигляд, зображений на рис. 20.

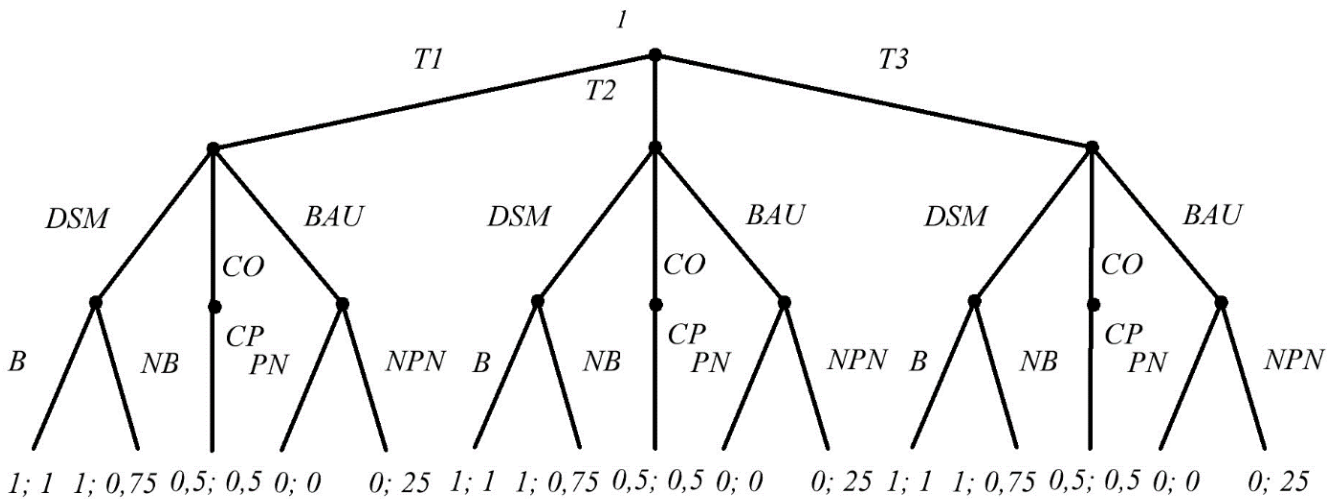


Рис. 20 – Дерево гри, котре відображає механізм взаємодії джерел РГ та СНЕ типів T_1 , T_2 та T_3 із MGA

При цьому, спосіб нарахування штрафів:

$$PN = \begin{cases} 0, & P - P_{ref} \geq 0 \\ (P_{ref} - P) \cdot \omega_i, & P - P_{ref} < 0 \end{cases}, \quad (41)$$

$$u_{iPN} = \begin{cases} 0, & P - P_{ref} \geq 0 \\ p_i - (P_{ref} - P) \cdot \omega_i, & P - P_{ref} < 0 \end{cases}, \quad (42)$$

де P – фактичний дохід оператора ЛЕС; P_{ref} – очікуваний розрахунковий дохід оператора ЛЕС за умови, що усі гравці правдиво повідомили свої типи і працювали відповідно до нього; p_i – дохід i -го оператора РГ/СНЕ до моменту нарахування бонусів/штрафів; ω_i – ваговий коефіцієнт i -го оператора РГ/СНЕ, котрий відповідає його частці від недоотриманого прибутку оператором ЛЕС під час реалізації електроенергії від різних гравців (РГ/СНЕ).

Спосіб нарахування бонусів буде таким:

$$B = \begin{cases} (P - P_{ref}) \cdot 0,5 \cdot \omega_i, & P - P_{ref} > 0 \\ 0, & P - P_{ref} \leq 0 \end{cases}, \quad (43)$$

$$u_{iB} = \begin{cases} p_i + (P - P_{ref}) \cdot 0,5 \cdot \omega_i, & P - P_{ref} > 0 \\ 0, & P - P_{ref} \leq 0 \end{cases}, \quad (44)$$

де P – фактичний дохід оператора ЛЕС; P_{ref} – очікуваний розрахунковий дохід оператора ЛЕС за умови, що усі гравці правдиво повідомили свої типи і працювали відповідно до нього; p_i – дохід i -го оператора РГ/СНЕ до моменту нарахування бонусів/штрафів; ω_i – ваговий коефіцієнт i -го оператора РГ/СНЕ, котрий відповідає його частці від недоотриманого прибутку оператором ЛЕС під час реалізації електроенергії від різних гравців (РГ/СНЕ).

За умови, що всі типи правдиві,

$$P_{ref} = \sum_{i=1}^n P_{iDSO} \cdot q_{iRES/ESS} - \sum_{i=1}^n P_{iMG} \cdot q_{iRES/ESS}, \quad (45)$$

за умови, що не всі типи правдиві,

$$P = \sum_{i=1}^n p_{iDSO} \cdot q_{iRES/ESS} - \sum_{i=1}^n p_{iMG} \cdot q_{iRES/ESS}, \quad (46)$$

де P – фактичний дохід оператора ЛЕС; P_{ref} – дохід оператора ЛЕС за умови, що усі гравці правдиво повідомили свої типи і працювали відповідно до нього; p_{iDSO} – ціна, за якою оператор ЛЕС продає електричну енергію, згенеровану за розрахунковий період від i -го оператора РГ/СНЕ на локальному ринку; p_{iMG} – ціна, за якою оператор ЛЕС купує електричну енергію, згенеровану за розрахунковий період від i -го оператора РГ/СНЕ на локальному ринку; q_i – обсяги електричної енергії, згенеровані за розрахунковий період від i -го оператора РГ/СНЕ.

Якщо всі типи РГ/СНЕ правдиві й оператори РГ/СНЕ працювали відповідно до нього, $P = P_{ref}$.

Слід зауважити, що оскільки для РГ типу T_1 виконання стратегії CO майже ніколи неможливе, джерела РГ цього типу некеровані а на 100 % спрогнозувати графік генерування для них у наш час неможливо, для такого типу гравців дерево гри можна подати у вигляді, зображеному на рис. 21.

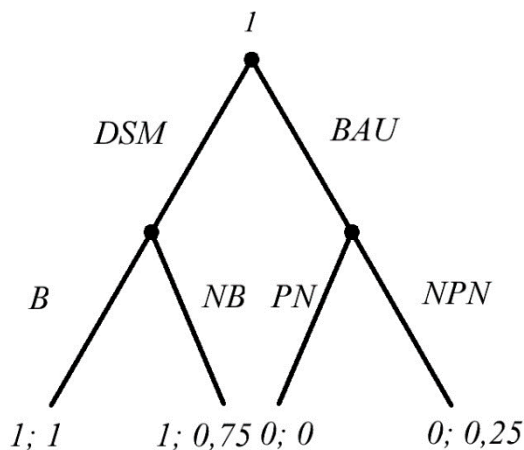


Рис. 21 – Дерево гри, котре відображає механізм взаємодії джерел РГ типу T_1 з оператором ЛЕС

Відповідно, розгорнутий вигляд моделі подано на рис. 22. Цей механізм враховує особливості усіх типів гравців та можливість взаємодії між ними.

Для визначення оптимальних стратегій агрегування різнотипних джерел РГ та СНЕ у ЛЕС проведемо моделювання формалізованих ігрових задач у програмному середовищі Game Theory Explorer. Game Theory Explorer є програмним інструментом для створення й аналізу моделей стратегічної взаємодії.

Як видно з рис. 23, за такої постановки гри оптимальним за Нешем алгоритмом роботи Microgrid-систем із

джерелами РГ та СНЕ буде пара стратегій, $S_i = \{ "DSM", "B" \}$, для спрощеної ігрової моделі для джерел РГ типу T_1 .

Аналогічним чином проведено моделювання для усіх трьох типів гравців. Як видно з рис. 24, за такої постановки гри оптимальним за Нешем алгоритмом роботи ЛЕС із джерелами РГ та СНЕ буде пара стратегій: $S_j = \{ "DSM", "B" \}$ (що підтверджують результати моделювання у програмному продукті Game Theory Explorer). Також запропонований механізм враховує непостійність потенціалу різнотипних джерел РГ (рис. 22). Так, під час генерування обсягів електричної енергії, які перевищують узгоджений із MGA профіль роботи PEP, надлишки згенерованої електричної енергії накопичуються СНЕ типів $t_3 - t_8$, а якщо таких типів немає у структурі Microgrid-системи, передаються в загальну мережу. Якщо PEP генерують менше, ніж вказано в узгодженому із MGA профілі, нестача електричної енергії покривається із загальної мережі, тоді другою за оптимальністю парою стратегій буде $S_j = \{ "BAU", "NPN" \}$. У випадку, коли це неможливо, PEP сплачує за

недовідпуск електроенергії (що і є «штрафним» платежем, передбаченим механізмом).

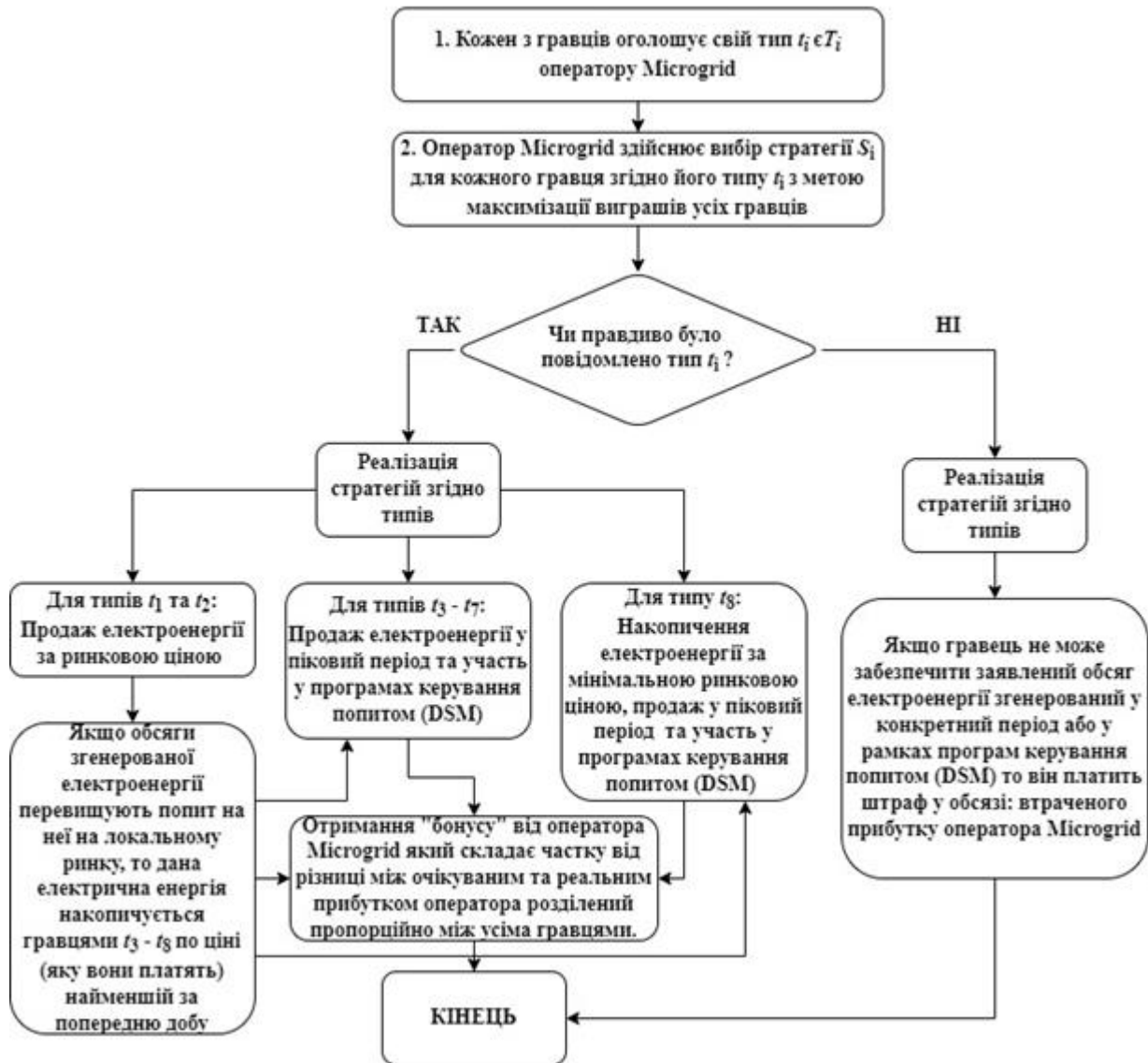


Рис 22 – Розгорнуте подання моделі механізму

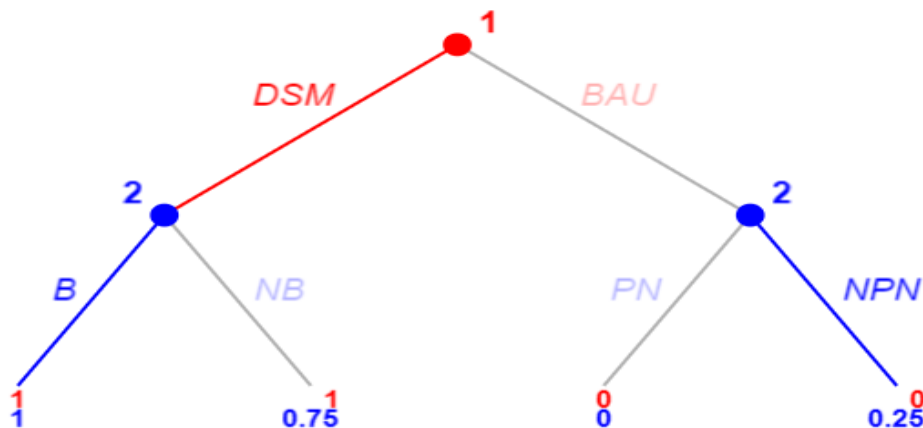


Рис. 23 – Моделювання пошуку оптимальних стратегій взаємодії джерел РГ типу T_1 із MGA

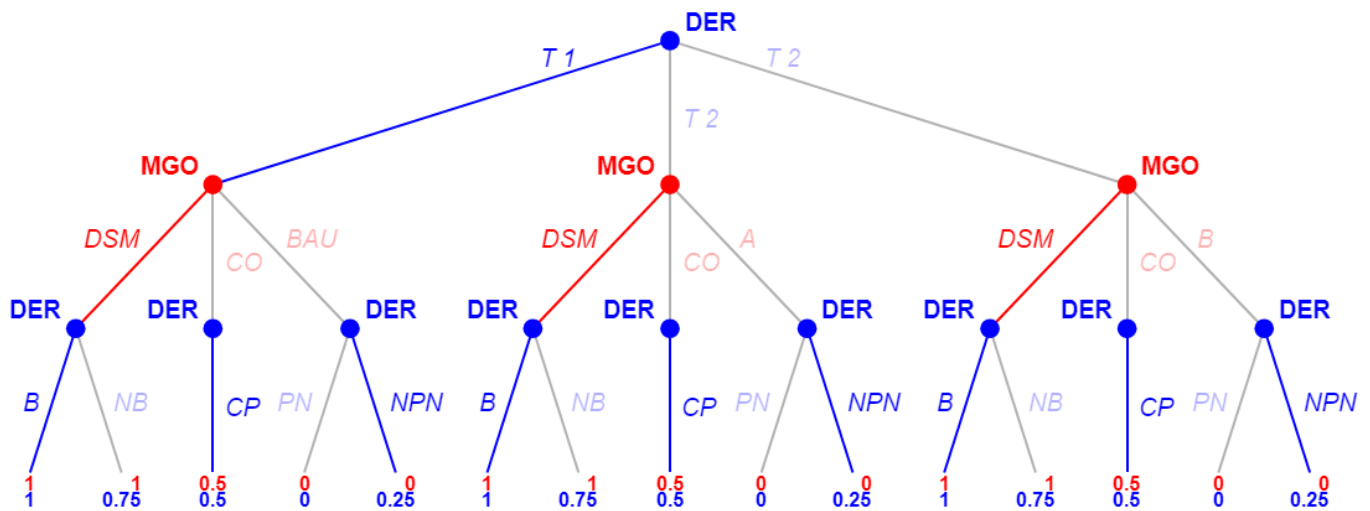


Рис. 24 – Моделювання пошуку оптимальних стратегій взаємодії джерел РЕГ та СНЕ типів T_1 , T_2 та T_3 із МГА

Для забезпечення можливості дотримання визначених оптимальних стратегій агрегування різнотипних РЕР сформовано вимоги до процедур моніторингу та керування у ЛЕС.

У **сьомому розділі** розроблено науково-методичне забезпечення підвищення ефективності взаємодії РЕР у ЛЕС.

Розроблена методика підвищення енергетичної ефективності ЛЕС з активними споживачами може бути формалізована у вигляді наведеному на рис. 25. Вона дає змогу на основі оцінювання технічних та економічних параметрів режимів роботи активних споживачів формувати коригувальні дії щодо режимів їх роботи та визначати потенціал до підвищення ефективності його функціонування, а відтак і до функціонування ЛЕС. Також ця методика дає змогу оцінити потенціал автономної роботи активних споживачів, що вкрай позитивно вплине на режими роботи ЛЕС у умовах російської агресії.

Грунтуючись на описаних методиках і механізмі, наведених у попередніх розділах, можна сформувавши послідовність оптимальної процедури агрегування різнотипних РЕР у ЛЕС з урахуванням нормативно-методичного забезпечення, котре має бути наявним для забезпечення оптимальної роботи ЛЕС на ОПЕ чи ЛЕР. Вона являтиме собою теоретико-ігрову ринкову модель сигнальної гри з неповною інформацією.

Цю модель можна описати таким чином:

1. Є два види гравців – це РЕР S_{PEP} та агрегатор R_{MG} .
2. У агрегатора один тип, у РЕР – така множина типів: $T = T_1 \cup T_2 \cup T_3$ ($t_1, t_2 \in T_1, t_3 - t_7 \in T_2, t_8 \in T_3$), де T_1 – некеровані генерувальні установки РЕР (T_1); t_1 – СЕС; t_2 – ВЕС; T_2 – керовані генерувальні установки РЕГ; t_3 – СЕС із системами акумулювання енергії; t_4 – ВЕС із системами акумулювання енергії; t_5 – МГЕС; t_6 – паливні комірки; t_7 – дизель-генератори, ПГУ та ГТУ, зокрема установки на біопаливі; T_3 – системи акумулювання енергії; t_8 – активний споживач (просюмер) із СНЕ.

3. Розосереджений енергетичний ресурс робить перший хід, агрегатор – другий.

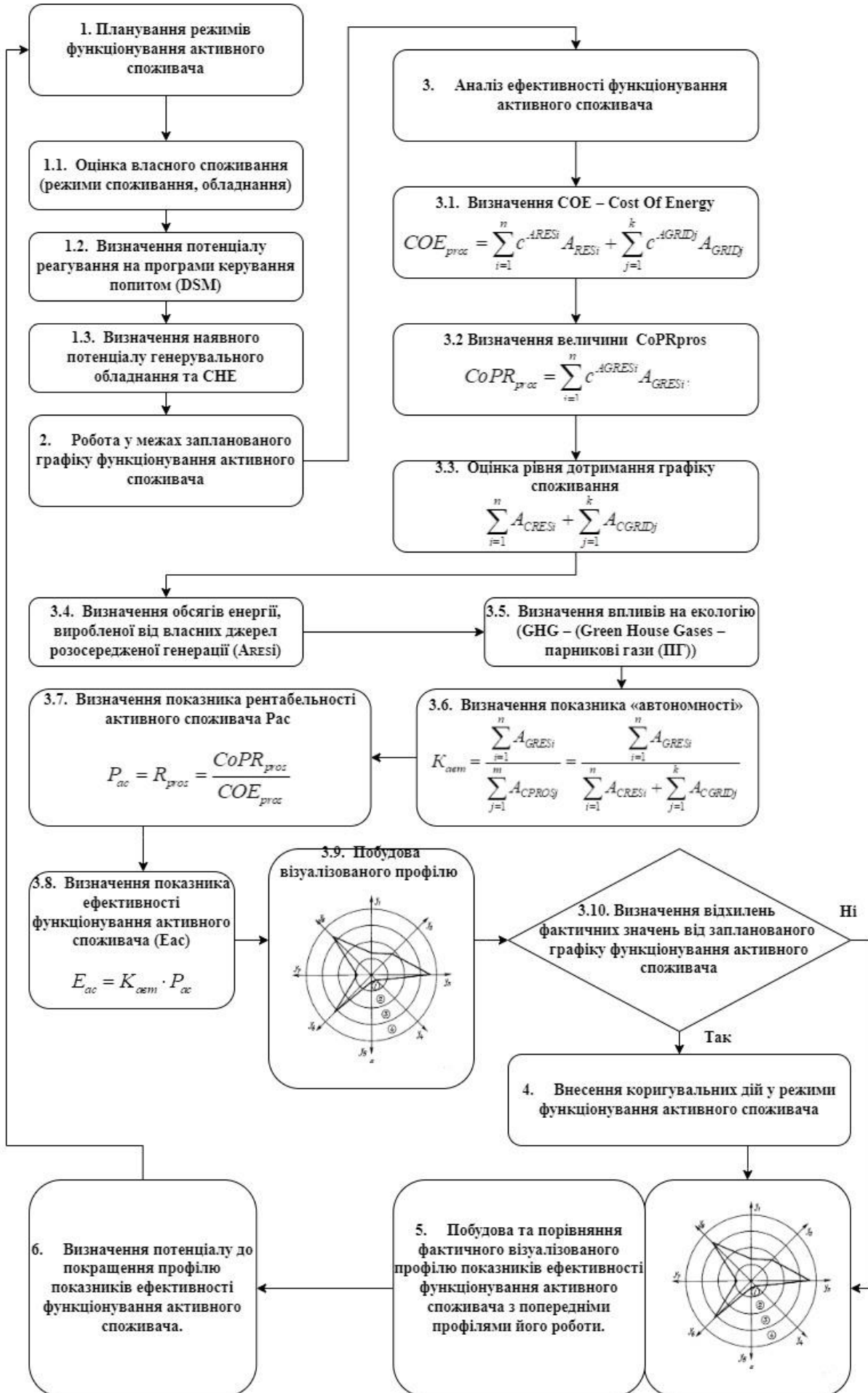


Рис. 25 – Методика підвищення ефективності роботи АС

Розосереджений енергетичний ресурс, тип якого заздалегідь невідомий, може сповістити свій тип другому гравцеві, вибравши якусь спостережувану дію. У разі запровадження контрагування певних обсягів згенерованої електричної енергії процес спостереження за виконанням власника генерувальної установки або СНЕ (у разі арбітражу) своїх зобов'язань, такою дією може бути моніторинг енергетичних процесів, котрий має забезпечуватися системою моніторингу, структуру якої наведено у розд. 5.3 дисертації.

Позначимо через T множину типів гравця S_{PEP} . Нехай M – множина дій (або сигналів) для цього гравця. Нехай $m: T \rightarrow M$ – стратегія гравця S , яка визначає певну дію залежно від типу. Множини інформації гравця R_{MG} будуть відповідати сигналам, які може відправити гравець S_{PEP} через систему моніторингу. Нехай $\mu(t | m)$ – віра гравця R_{MG} , що гравець S_{PEP} належить до типу $t \in T$, за умови, що його першим ходом було $m \in M$. Позначимо через A множину дій гравця R_{MG} . Нехай $a: M \rightarrow A$ – стратегія гравця R_{MG} , яка визначає дію залежно від сигналу, що надходить від гравця S_{PEP} . Позначимо виграші $u_S(t, m, a)$ та $u_R(t, m, a)$ для двох гравців відповідно.

З урахуванням максимізації виграшів усіх гравців, процедура агрегування буде включати наступну послідовність дій:

1. Надання прогнозу генерування РЕР агрегатору (сповіщення типів).
2. Узгодження графіків роботи керованих РЕР, зокрема СНЕ.
3. Укладання з агрегатором договору про участь у ЛЕР у форматі «на добу наперед», у внутрішньодобовому ринку та ринку допоміжних послуг з узгодженими графіками роботи РЕР.
4. Укладання агрегатором з оператором оптового ринку електричної енергії договору про участь у ринку «на добу наперед» та у внутрішньодобовому ринку.
5. Агрегатор подає заявки на торги на РДН/ВДР в ОПЕ, що відображають визначені обсяги та ціни продажу та/або купівлі електричної енергії щодо розрахункових періодів доби постачання.
6. За результатами торгів оператор ринку надає ОСП повідомлення про договірні обсяги купівлі-продажу електричної енергії та оприлюднює результати торгів на власному вебсайті.
7. Оператор ринку та агрегатор як учасник РДН/ВДР проводять розрахунки за куплену-продану на РДН/ВДР електричну енергію.
8. Агрегатор як учасник РДН/ВДР оплачує послуги оператора ринку на підставі договору про участь у РДН та ВДР.
9. У випадку дефіциту потужності застосування програм керування попитом (DSM) на основі динамічної тарифікації до споживачів.

9.1. Визначення та коригування тарифу на електричну енергію у режимі реального часу.

9.1.1.1. Обчислення показника K_{EN} .

9.1.1.2. Обчислення показника K_P .

9.1.1.3. Групування даних погодинних значень показників K_P та K_{EN} в окремі групи на основі значень еластичності.

9.1.1.4. Побудова регресійної моделі, котра дасть змогу розрахувати у відносних одиницях, на скільки треба підвищити / знизити тариф на електричну енергію для кожної окремої групи, створеної на основі значення еластичності.

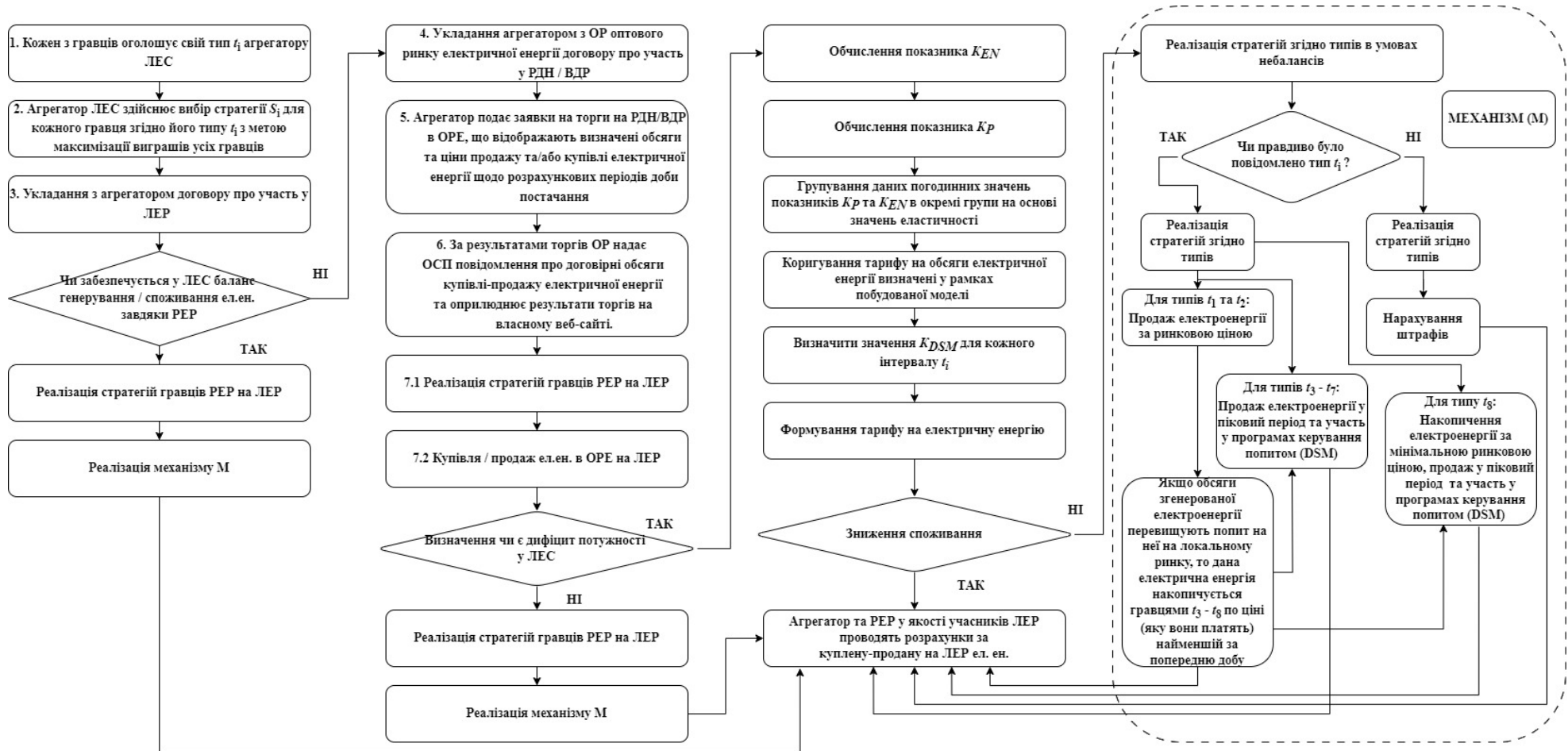


Рис. 26 – Алгоритм агрегування РЕР у ЛЕС

9.1.1.5. Скоригувати тариф на обсяги електричної енергії, визначені у межах побудованої моделі відповідно до значення, визначеного у попередніх пунктах.

9.1.1.6. Визначити значення K_{DSM} для кожного інтервалу t_i та для оцінювання ефективності запровадження отриманої моделі.

10. Агрегатор та РЕР як учасники ЛЕР проводять розрахунки за куплену-продану на ЛЕР електричну енергію.

Таку процедуру можна зобразити у вигляді алгоритму (рис. 26) та відповідного дерева гри наведеного у дисертаційні роботі.

Розроблене нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних РЕР у ЛЕС дає змогу впроваджувати локальні енергетичні ринки для підвищення автономності роботи ЛЕС із РЕР, що особливо важливо за функціонування ОЕС України в умовах російської агресії.

Удосконалені теоретико-ігрові моделі взаємодії РЕР із централізованими електроенергетичними системами дають змогу підвищити ефективність їхньої взаємодії завдяки можливості відображення різносторонньої взаємодії (на технічному та економічному/ринковому рівнях), що позитивно вплине на режими роботи зазначених систем.

Результати, отримані в дисертаційній роботі, впроваджені у дослідження при виконанні науково-дослідних робіт, у розробки при виконанні госпдоговірної тематики, державними та приватними підприємствами енергетичної галузі, а також у навчальний процес кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського (табл. 1).

Таблиця 1 – Впровадження отриманих наукових результатів

№ з/п	Де впроваджено	Наукові результати
1	НКРЕКП	1. Нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів. 2. Методика оцінювання ефективності функціонування АС на основі його реагування на програми керування попитом
2	ТОВ «Приморська енергетична компанія»	1. Модель цінового арбітражу для систем із ВДЕ та накопичувачами електричної енергії. 2. Методологія визначення ефективності функціонування СНЕ у ЛЕС
3	МПП «АНІГЕР»	1. Методика підвищення енергетичної ефективності ЛЕС з АС. 2. Нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів. 3. Спосіб коригування ціни при динамічній тарифікації
4	ДТЕК Київські регіональні електромережі	1. Методи оцінювання ефективності функціонування активних споживачів на основі їх реагування на програми керування попитом на електричну енергію та коригування ціни при динамічній тарифікації.

Таблиця 1 – продовження

		2. Модель агрегування РЕР та метод взаємної інтеграції моделей локальних систем з джерелами РГ та моделей централізованих електроенергетичних систем на основі використання механізмів динамічної тарифікації. 3. Вимоги до процедур моніторингу споживання електричної енергії АС, які виробляють електричну енергію з відновлюваних джерел та використовують накопичувачі електричної енергії.
5	При виконанні НДР «Smart-моніторинг ефективності функціонування локальних систем енергозабезпечення з альтернативними джерелами енергії» (терміни виконання: 29.05.2023–31.12.2024 рр. № РН-34/2023 від 29.05.2023 р.)	Теоретико-ігрові моделі взаємодії різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів і вимоги до структури та елементів системи Smart-моніторингу
6	При виконанні НДР № 0117U004285 «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями та активними споживачами в умовах енергоринку» від 24.02.2017 р.	Структурні моделі функціонування активних споживачів і віртуальних електростанцій, механізми керування попитом на електричну енергію в умовах агрегування різнотипних джерел розосередженої генерації
7	При виконанні НДР № 0117U003825 «Дослідження оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із застосуванням комплексного акумулювання електричної та теплової енергій» від 06.10.2017 р.	Моделі функціональної взаємодії систем накопичення електричної енергії у межах інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів
8	При виконанні НДР № Д/0201.01/2400.01/10 «Порівняльний аналіз сучасних адміністративно-нормативних перетворень на лібералізованих ринках електричної енергії та газу України; аналіз сучасних технологічних трендів та прогностичних моделей в умовах функціонування лібералізованих ринках електричної енергії та газу України» від 12.02.2021 р.	Методи взаємної інтеграції моделей локальних систем із джерелами РГ та моделей централізованих електроенергетичних систем на основі використання механізмів динамічної тарифікації у межах програм керування попитом

ВИСНОВКИ ТА РЕЗУЛЬТАТИ РОБОТИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальну науково-прикладну проблему розвитку наукових основ оптимальної взаємодії РЕР у ЛЕС щодо розвитку теоретичних засад, розробки моделей і методів, які забезпечують агрегацію і взаємодію елементів РГ та накопичувачів у межах таких систем та з операторами систем розподілу ОЕС України. Практичне впровадження результатів досліджень сприяє підвищенню ефективності функціонування ЛЕС із РЕР.

Основні результати дисертаційної роботи:

1. На основі проведеного аналізу визначено, що основним трендом в електроенергетичній галузі є розвиток і впровадження в ЕМ енергосистем РЕР на основі ВДЕ та СНЕ. Аналіз моделей систем з РЕР дав змогу виокремити елементи ЛЕС такі, як активні споживачі та ВЕС. Визначено наявне підґрунтя для забезпечення взаємодії різнотипних РЕР. Сформовано ієрархічну модель функціонування ЛЕС із різнотипними РЕР, яка дає змогу оцінити взаємодію РЕР на трьох рівнях.

2. Сформовано баланси миттєвих потужностей для моделей активних споживачів, які дали змогу сформулювати задачу оптимізації режимів функціонування активних споживачів, з урахуванням економічних, енергетичних та екологічних характеристик. Запропонована на їх основі модель оцінювання та показник ефективності поєднують економічні та енергетичні показники. Досягнення максимального значення показника ефективності функціонування через збільшення автономності роботи активних споживачів, а також завдяки максимізації прибутку від продажу надлишків генерованої джерелами РГ електроенергії в мережу у межах $[0; E_{max}]$ характеризує ефективність функціонування кожного окремого активного споживача.

3. Розширена множина показників ефективності функціонування активних споживачів на основі показника, котрий враховує реакцію останнього на програми керування попитом, дає змогу оцінити спроможність активного споживача реагувати на програми керування попитом та ефект від участі у зазначених програмах. Результати розрахунків свідчать про те, що перехід активного споживача, котрий має фіксований тариф на електричну енергію на рівні 6,08 грн/кВт·год на тариф, диференційований за тарифними зонами, дасть змогу отримати економію коштів за добу в обсязі 12 % від витрат за фіксованого тарифу.

4. Запропонований спосіб візуалізації показників функціонування активних споживачів дає змогу проводити багатофакторне оцінювання ефективності його роботи. Запропоновані профілі функціонування активних споживачів відображають ефективність його роботи щодо середніх та максимальних значень функцій сформованої оптимізаційної задачі. Так, було визначено аномальне відхилення одного з показників (перевищення середньорічного значення у 2,884 рази), що сигналізує про необхідність внесення коригувальних дій у режими роботи активного споживача на певному часовому інтервалі.

5. Сформульовано оптимізаційну задачу, яка враховує складові взаємодії локальних електроенергетичних систем з іншими ієрархічними рівнями. Удосконалена методологія визначення показника *LCOE* дає змогу врахувати усі типи джерел енергії у локальних електроенергетичних системах і формує відповідні цінові сигнали потенційним інвесторам, котрі націлені інвестувати у розвиток РЕР. Запропоновані додаткові складові дали змогу підвищити точність розрахунку на 3,2 %.

6. Запропоновано безрозмірну функцію, яка дозволяє отримати оцінки рівня нерівномірності споживання електроенергії навантаженнями залежно як від тривалості інтервалів, на яких відбувається постійний відбір потужності, так і від інтенсивності розряду накопичувачів на цих інтервалах. Використання показника реактивної потужності за Фризе щодо нерівномірності інтенсивності розряду систем

накопичення є індикатором енергоефективності роботи системи накопичення як елемента локальної системи а також індикатором роботи локальної системи з накопичувачами електричної енергії.

7. Розроблено модель коригування ціни під час динамічної тарифікації, котра враховує наявну пропозицію з генерування в кожний окремих момент часу на основі наявної пропозиції та під час групування окремих часових зон за їх еластичністю. Так, якщо треба стимулювати збільшення попиту у 1,09 разів за величини коефіцієнта еластичності $-0,850$ визначено, що тариф на електричну енергію для певного споживача потрібно знизити до рівня $0,835$ від базового. Така модель дає змогу визначити рівень впливу на зміну ціни на електроенергію у разі запровадження програм керування попитом. Запропонований показник ефективності запровадження програм керування попитом на електричну енергію (K_{DSM}) дає змогу визначити фактичні можливості споживачів зі зміни своїх графіків навантаження, що є вкрай важливо для забезпечення ефективної взаємодії із системним оператором. Так, визначено, що навіть зі зміною тарифу до рівня $0,835$ від базового фактична спроможність споживача до зміни свого профілю споживання сягає лише рівня 83% від базового.

8. Сформована ринкова модель агрегування РЕР у ЛЕС, що ґрунтується на апараті теорії ігор і правилах роботи ринку електричної енергії України і враховує усі можливі режими функціонування РЕР у ЛЕС.

9. Запропонована теоретико-ігрова модель агрегування РЕР у ЛЕС дала змогу сформулювати два стратегічних напрями керування РЕР у ЛЕС під час їх агрегування. Перший напрям дає змогу агрегатору неявно стимулювати РЕР до максимізації генерування електричної енергії від джерел РГ та систем накопичення електроенергії, а другий створює більш жорсткі умови, котрі стимулюватимуть РЕР максимально дотримуватися контрактованих профілів генерування.

10. Сформована комплексна задача оптимізації для моделей локальних систем із РЕР та моделей централізованих електроенергетичних систем у межах теорії ігор і процедура оптимізації теоретико-ігрової моделі у межах формалізованої гри на основі використання механізмів динамічної тарифікації у межах програм керування попитом дає змогу знайти раціональне рішення серед інших рішень поставленої ігрової задачі знаходженням рівноважних за Нешем стратегій гравців.

11. Запропоновано архітектуру системи Smart-моніторингу ЛЕС із РЕР, котра враховує усі типи джерел РГ, СНЕ та особливості їх функціонування. Ця архітектура забезпечує обмін інформаційними потоками у режимі реального часу, що дає змогу керувати енергопотоками, забезпечуючи оптимальне функціонування системи моніторингу на всіх ієрархічних рівнях, а відтак і оптимальну роботу ЛЕС. Щоб забезпечити можливості дотримуватись визначених стратегій оптимальної взаємодії різнотипних РЕР, сформовано вимоги до процедур моніторингу та керування у ЛЕС із РЕР.

12. За результатами дослідження розроблено модель взаємодії РЕР трьох типів: «Некеровані генерувальні установки РГ», «Керовані генерувальні установки РГ» та «Системи накопичення електричної енергії» з агрегатором/оператором ЛЕС. Визначено оптимальні стратегії агрегування різнотипних РЕР у ЛЕС на основі визначення рівноваги за Нешем для кожного типу РЕР під час взаємодії з

агрегатором. Числові розрахунки ілюструють результат роботи запропонованого механізму на прикладі реалізації оптимальних стратегій взаємодії агрегатора та гравців типу «Системи накопичення електричної енергії».

13. Розроблена методика підвищення енергетичної ефективності ЛЕС з активними споживачами дає змогу на основі оцінювання технічних та економічних параметрів режимів роботи активних споживачів формувати коригувальні дії щодо режимів їх роботи та визначати потенціал до підвищення ефективності їх функціонування, а відтак і до функціонування ЛЕС. Цю методику було впроваджено в МПП «АНІГЕР» під час розробки архітектури систем моніторингу енергетичних систем із ДРГ. Вона дає змогу оцінити потенціал автономної роботи активних споживачів, що вкрай позитивно вплине на режими роботи ЛЕС в умовах російської агресії.

14. Розроблене нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних РЕР у ЛЕС впроваджено у НКРЕКП, оскільки створює підґрунтя до впровадження ЛЕР, що сприятиме підвищенню ефективності функціонування ОЕС України через підвищення автономності роботи ЕМ із РЕР, це особливо важливо для функціонування ОЕС України в умовах російської агресії.

15. Вдосконалені теоретико-ігрові моделі взаємодії РЕР із централізованими електроенергетичними системами дають змогу підвищити ефективність їхньої взаємодії завдяки можливості відображення різносторонньої взаємодії (на технічному та економічному/ринковому рівнях), що позитивно вплине на режими роботи зазначених систем. Модель цінового арбітражу для систем із ВДЕ та СНЕ енергії було впроваджено у ТОВ «Приморська енергетична компанія». Отримані розрахункові дані, які основані на діапазоні цін ринку «на добу наперед» по періодах, дали змогу визначити потенційний щомісячний дохід на рівні 651,790 тис. грн та річний дохід на рівні 7189 тис. грн у разі впровадження відповідної СНЕ. Отримані результати стали базою техніко-економічного обґрунтування впровадження СНЕ для реалізації цінового арбітражу, яке ґрунтується на аналізі цін ринку «на добу наперед» по періодах доби.

16. З урахуванням отриманих результатів, запропонована модель може бути впроваджена у межах реалізації плану заходів щодо реалізації Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року під час побудови Microgrid-систем для підвищення надійності ЕМ та якості електропостачання, за умови, що всі джерела РГ і власники СНЕ зможуть продавати згенеровану електричну енергію лише через оператора/агрегатора Microgrid.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Denysiuk, S., Derevianko, D., Bielokha, H. (2023). Synthesis of Models of the Complex Electric Power Systems. In: Kyrylenko, O., Denysiuk, S., Derevianko, D., Blinov, I., Zaitsev, I., Zaporozhets, A. (eds) Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control, vol 220. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_6

2. Derevianko D., Zaichenko S. Game-Theoretic Models of Dynamic Pricing in Microgrids with Distributed Generation Sources. In: O. Kyrylenko et al. (eds.), Power Systems Research and Operation, Studies in Systems, Decision and Control 512, https://doi.org/10.1007/978-3-031-44772-3_10

3. Denysiuk, S., Zaichenko, S., Opryshko, V., & Derevianko, D. (2021). Assessment of consumers power consumption optimization based on demand side management. EUREKA: Physics and Engineering, (2), 19-31. <https://doi.org/10.21303/2461-4262.2021.001689>
4. Блінов, І., Трач, І., Парус, Є., Дерев'яно, Д. і Хоменко, В. 2022. Регулювання напруги та реактивної потужності в розподільних електричних мережах шляхом використання розосереджених відновлюваних джерел енергії. Технічна електродинаміка. 2022, 2 (Бер 2022), 060. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>.
5. Денисюк, С., Дерев'яно, Д. і Белоха, Г. 2022. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації. Технічна електродинаміка. 2022, 4 (Лип 2022), 048. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048>.
6. Денисюк, С., Белоха, Г. і Дерев'яно, Д. (2023) Оптимізація витрат первинного палива на локальних ринках електроенергії в системах з дизель-генераторами. Технічна електродинаміка. № 1 (Січень, 2023), 056. <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.056>.
7. Дерев'яно, Д. і Швірські К. 2024. Побудова моделей оптимальної взаємодії джерел розосередженої генерації та систем акумуляування енергії у межах Microgrid систем. Технічна електродинаміка. 1 (Січ 2024), 053. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2024.01.053>.
8. Дерев'яно Д.Г., Горенко Д.С. Особливості побудови та функціонування віртуальних електростанцій в умовах розвитку ОЕС України. Енергетика: економіка, технологія, екологія. №3, 2016. С.61-69, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2016.85898>.
9. Дерев'яно Д.Г. Особливості режимів функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів / Д. Г. Дерев'яно, О. С. Ярмолюк, О. А. Беспалий // Електромеханічні і енергозберігаючі системи. – 2018. – № 2. – С. 61–67. DOI: 10.30929/2072-2052.2018.2.42.61-67
10. Дерев'яно Д.Г., Панасенко В.С., Масло О.С., Загорський О.М. Оцінювання надійності у локальних системах з установками відновлюваної енергетики. Енергетика: економіка, технологія, екологія. №3, 2019. С.37-45, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2019.196379>.
11. Денисюк С.П., Дерев'яно Д.Г., Горенко Д.С. Особливості оцінювання режимів функціонування локальних систем з джерелами розосередженої генерації та накопичувачами. Енергетика: економіка, технологія, екологія. №1, 2020. С.7-20, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2020.217558>.
12. Зайченко С.В., Куліш Р.Д., Дерев'яно Д.Г., Жукова Н.І. Обґрунтування діагностичних параметрів автономних джерел електричної енергії на базі двигуна внутрішнього згорання при розробці системи технічного діагностування. Енергетика: економіка, технологія, екологія. №3, 2020. С.29-34, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2020.228607>.
13. Дерев'яно Д.Г., Данілін О.В., Гілевич К.М.. Особливості блискавкозахисту наземних сонячних електростанцій в Україні. Енергетика: економіка, технологія, екологія. №4, 2020. С.59-63, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2020.233596>.

14. Дерев'янку Д.Г., Колодяжна А.О., Ницун Ю.Г. Особливості визначення економічних показників доцільності впровадження заходів з підвищення енергетичної ефективності. Енергетика: економіка, технологія, екологія. №2, 2021. С.87-94, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2021.247412>

15. Дерев'янку Д.Г., Беспала Н.Г., Богойко І.І., Колодяжна А.О. Перспективи застосування відновлювальних джерел енергії для теплопостачання громадських і житлових будівель в Україні. Енергетика: економіка, технологія, екологія. №2, 2022. С.41-47, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2022.261369>

16. Денисюк С.П., Дерев'янку Д.Г., Белоха Г.С., Зайченко С.В. Цінові моделі агрегування для Microgrid систем з розосередженими джерелами енергії. Енергетика: економіка, технологія, екологія. №3, 2022. С.7-12, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2022.270225>

17. Дерев'янку Д.Г., Воробель В.В. Підвищення ефективності функціонування Microgrid систем з накопичувачами. Енергетика: економіка, технологія, екологія. №4, 2023. С.22-28, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290885>.

18. Дерев'янку Д.Г., Перегуда О.В. Особливості побудови систем Smart-моніторингу Microgrid систем. Енергетика: економіка, технологія, екологія. №1, 2024. С.57-64, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.298816>

19. Белоха Г.С., Стржелецьки Р.Х., Дерев'янку Д.Г., Радиш І.П. Аналіз та оптимізація процесів заряду електромобілей в транзактивних енергетичних системах. Енергетика: економіка, технологія, екологія. №2, 2024. С.59-66, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2024.303076>

Публікації, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

20. S. Denysiuk and D. Derevianko, "A novel method of complex reliability assessment in microgrids with distributed generation," 2017 International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES), Kremenchuk, Ukraine, 2017, pp. 212-215, doi: 10.1109/MEES.2017.8248892.

21. S. Denysiuk, D. Derevianko and D. Horenko, "Reliability analyses in local power systems with DG sources based on the exchange processes assessment," 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2020, pp. 232-235, doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250103.

22. S. Denysiuk and D. Derevianko, "Optimisation features of energy processes in energy systems with Distributed Generation," 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 211-214, doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160212.

23. D. Derevianko and K. Hilevych, "Reliability assessment in local power systems with renewables," 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 243-246, doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160277.

24. S. Zaichenko, S. Shevchuk, R. Kulish, S. Denysiuk, D. Derevianko and V. Opryshko, "Identification of the least reliable elements of autonomous power plant based on internal combustion and diesel engines by the method of the lowest residual entropy," 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2021, pp. 549-552, doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570078.

25. S. Denysiuk and D. Derevianko, "The Cost Based DSM Methods in Microgrids with DG Sources," 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2021, pp. 544-548, doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570096.

26. S. Denysiuk, H. Bielokha, D. Derevianko and B. Vadym, "Design and modeling PV converter with hysteresis control," 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2022, pp. 165-168, doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969345.

27. S. Denysiuk, D. Derevianko, H. Bielokha and S. Zaichenko, "Cost-effective Reliability Improvement Methods in Power Systems with Renewables," 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2022, pp. 372-377, doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969244.

28. S. Denysiuk, D. Derevianko and H. Bielokha, "Dynamic Pricing in Transactive Energy System with Solar, Wind-generators and Diesel Generator," 2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2023, pp. 1-4. 10.1109/KhPIWeek61412.2023.10313000.

29. D. Derevianko, O. Arlamov, H. Bielokha and K. Liakhova, "Solar PV Systems Installed on Solar Blinds and Shutters to cover the DHW needs in the Mediterranean Countries," 2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2023, pp. 1-4, doi: 10.1109/KhPIWeek61412.2023.10311578.

АНОТАЦІЯ

Дерев'янюк Д.Г. Розвиток наукових засад оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.14.01 «Енергетичні системи та комплекси». – Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського", Київ, Україна, 2024.

У дисертаційній роботі вирішено актуальну науково-прикладну проблему розвитку наукових основ оптимальної взаємодії РЕР у ЛЕС щодо розвитку теоретичних засад, розробки моделей і методів, які забезпечують агрегацію і взаємодію елементів РГ та накопичувачів у межах таких систем та з операторами систем розподілу ОЕС України. Практичне впровадження результатів досліджень сприяє підвищенню ефективності функціонування ЛЕС із РЕР.

Розроблена методика підвищення енергетичної ефективності ЛЕС з АС, яка базується на розробленому методі оцінювання ефективності функціонування активного споживача в ЛЕС з джерелами РГ та СНЕ, дає змогу на основі оцінювання технічних та економічних параметрів режимів роботи активних споживачів формувати коригуючі дії щодо режимів їх роботи та визначати потенціал до підвищення ефективності його функціонування, а відтак і до функціонування ЛЕС. Запропонований метод коригування ціни при динамічній тарифікації дає змогу визначити величину зміни ціни на електричну енергію при динамічній тарифікації для споживачів в реальних умовах, враховуючи наявну пропозицію по генеруванню у режимі реального часу.

Розроблене нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних РЕР в ЛЕС дає змогу впроваджувати локальні енергетичні ринки для підвищення

автономності роботи ЛЕС із РЕР, що особливо важливо за функціонування ОЕС України в умовах російської агресії. Вдосконалена методологія визначення показника питомої собівартості генерування електричної енергії *LCOE* для локальних електроенергетичних систем дає змогу врахувати усі типи джерел РГ та СНЕ та дати відповідні цінові сигнали потенційним інвесторам, котрі збираються інвестувати у розвиток РГ з огляду на структуру кожної окремо взятої локальної електроенергетичної системи;

Вдосконалені теоретико-ігрові моделі взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів із централізованими електроенергетичними системами дають змогу підвищити ефективність їхньої взаємодії завдяки можливості відображення різносторонньої взаємодії (на технічному та економічному/ ринковому рівнях), що позитивно вплине на режими роботи зазначених систем.

Ключові слова: розосереджені енергетичні ресурси, локальна електроенергетична система, локальний ринок електричної енергії, електроенергетична система, виробництво електричної енергії, ринкова модель, мережеві обмеження, система моніторингу, агрегатор, оператор системи розподілу, активний споживач, теорія ігор, механізм.

SUMMARY

Derevianko D.G. Development of scientific principles of optimal interaction of distributed energy resources in local electric power systems. – Qualifying scientific work on the rights of a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences in the specialty 05.14.01 "Energy Systems and Complexes". – National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv, Ukraine, 2024.

The dissertation solves the topical scientific and applied problem of the development of scientific bases for the optimal interaction of DER in LES regarding the development of theoretical foundations, development of models and methods that ensure the aggregation and interaction of DG elements and storage devices within such systems and with operators of distribution systems of the UPS of Ukraine. Practical implementation of the research results contributes to improving the efficiency of the functioning of LES with DER.

The developed methodology for improving the energy efficiency of LES with prosumers, allows, on the basis of assessment of the technical and economic parameters of the operating modes of prosumers, to form corrective actions regarding the modes of their operation and determine the potential for improving the efficiency of its functioning, and therefore for the functioning of the LES. The proposed method of price adjustment in dynamic tariffication makes it possible to determine the magnitude of change in the price of electricity in dynamic tariffication for consumers in real conditions, taking into account the available offer for generation.

The developed methodological support for the aggregation of different types of DER makes it possible to introduce local energy markets to increase the autonomy of LES with DER, which is especially important in the functioning of the UPS of Ukraine in the context of russian aggression. The improved methodology for determining LCOE for LES makes it possible to take into account all types of sources of DG and ESS and to give appropriate price signals to potential investors who are going to invest in the development of DG.

Improved game-theoretic models of interaction of DER with centralized electric power systems make it possible to increase the efficiency of their interaction due to the possibility of reflecting versatile interaction (at the technical and economic/market levels), which will have a positive impact on the modes of operation of these systems.

Key words: distributed energy resources, microgrid, local electricity market, electric power system, electricity production, market model, network constraints, monitoring system, aggregator, distribution system operator, prosumer, game theory, mechanism