

МЕТОДИ ПОРІВНЯЛЬНОГО АНАЛІЗУ ЕФЕКТИВНОСТІ ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

У статті розглянуто досвід європейських країн з лібералізованим ринком електричної енергії у регулюванні тарифів на послуги з розподілу електричної енергії та застосуванні методів порівняльного аналізу ефективності операторів систем розподілу (ОСР). Вибірку країн сформовано з огляду на площу території обслуговування та концентрацію ринку, тобто кількість відокремлених ОСР. Особлива увага приділена регуляторним стимулам для ОСР щодо інвестування у технології, необхідні для побудови інтелектуальних електроенергетичних систем (Smart Grid). Детально розглянуто методи визначення індивідуальних показників ефективності ОСР: економетричні (DEA, SFA, StoNED) та методи еталонної мережі; зазначено переваги та особливості застосування кожного з методів. На основі проведеного аналізу напрацьовано пропозиції для регулятора ринку електричної енергії України щодо можливостей застосування зазначених методів порівняльного аналізу (бенчмаркінгу) ефективності ОСР.

Ключові слова: електрична енергія, система розподілу, оператор системи розподілу, стимулююче регулювання, бенчмаркінг, метод DEA, метод SFA, метод StoNED, метод еталонної мережі, Smart Grid.

Вступ

В Україні триває процес трансформації електроенергетичного ринку відповідно до умов Договору про заснування Енергетичного Співтовариства з Європейським Союзом (ЄС) та з метою досягнення цілей енергетичної стратегії на період до 2035 року «Безпека. Енергоефективність. Конкурентоспроможність». Для операторів систем розподілу (ОСР) електричної енергії як природних монополій передбачено запровадження стимулюючого тарифоутворення за прикладом європейських країн з лібералізованим ринком електричної енергії [1]. Разом з тим, опубліковані огляди профільних міжнародних інституцій [2, 3] свідчать, що стимулююче регулювання супроводжується також вимогами до ефективності ОСР, а методи оцінювання та аналізу ефективності ОСР суттєво різняться.

У країнах ЄС відсутня єдина політика регулювання сфери розподілу електричної енергії, система взаємодії регулятора ринку і ОСР визначається законодавством національного рівня. Це пояснюється особливостями систем розподілу електричної енергії у різних країнах, показані в [4]: різна кількість і склад кінцевих споживачів електричної енергії, різні обсяги розосередженої генерації, географічні відмінності територій обслуговування, врешті, різна структура власності розподільних електромереж.

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) готує новий порядок формування тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на основі моделі стимулюючого регулювання, проте як саме визначатимуться показники ефективності ОСР наразі невідомо. Тому більш детальне вивчення і аналіз досвіду країн ЄС у застосуванні стимулюючого регулювання тарифів, з метою напрацювання пропозицій для НКРЕКП щодо оцінювання ефективності ОСР, є своєчасним і актуальним.

Аналіз літературних джерел та постановка проблеми. Стимулююче регулювання передбачає розроблення спеціальних стимулів для ОСР скорочувати витрати у довгостроковій перспективі, що може водночас призводити до зниження якості обслуговування споживачів. Тому стимулююче регулювання, як правило, супроводжується набором стандартів роботи ОСР і пов'язаних з ними штрафів та винагород для тих ОСР, що перевищили чи, навпаки, не досягли встановлених регулятором показників якості обслуговування [5-6]. Із запровадженням стимулюючого регулювання у сфері розподілу електричної енергії, в економічно розвинених країнах з лібералізованим ринком електричної енергії почали активно використовуватися різноманітні методи порівняльного аналізу ефективності – бенчмаркінгу [5-14]. Під бенчмаркінгом розуміють порівняння певних мір фактичної продуктивності (ефективності) з еталонною або бенчмаркінговою продуктивністю [7]. Іншими словами, бенчмаркінг полягає у розробленні конкретних способів оцінювання результатів діяльності ОСР.

Найчастіше використовується порівняльний аналіз фінансових витрат ОСР, але можуть враховуватися й інші змінні, що визначають ефективність функціонування систем розподілу електричної енергії. Тобто бенчмаркінг розглядається як інструментарій стимулюючого регулювання ОСР, який допомагає регулятору подолати об'єктивно наявну асиметрію інформації, і водночас, у багатьох випадках,

є ринковим механізмом дерегуляції, тобто мінімального втручання держави у роботу приватних власників електричних мереж [10].

Детальний аналіз застосування методів бенчмаркінгу для сфери розподілу електричної енергії було здійснено у дисертаційному дослідженні R. Cossent [8]: розглянуто існуючі у науковій літературі способи систематизації методів бенчмаркінгу та запропонована власна класифікація методів на дві групи, з огляду на наявність або відсутність у регулятора достовірної інформації про діяльність ОСР. Перша група - *методи «еталону»*: базуються на припущенні, що регулятор має достовірну інформацію про особливості функціонування систем розподілу електроенергії, тому для кожного ОСР встановлюються індивідуальні показники ефективності. Як правило, їх визначають за результатами моделювання конкретної системи розподілу електроенергії та відповідних оптимізаційних розрахунків, часто із залученням експертів або консультантів. Цільові показники ефективності встановлюються фактично індивідуально для кожного ОСР. Друга група - *методи «чорної скриньки»*: значна кількість методів, у яких регулятор визнає відсутність доступу до об'єктивних даних про роботу ОСР і розглядає систему розподілу як «чорну скриньку» з певним складом вхідних та вихідних змінних параметрів, точно вимірених за допомогою кількісних показників. Ефективність ОСР оцінюється, як правило, шляхом порівняння фактичних досягнень реальних учасників ринку, тому для застосування зазначених методів важливо мати низьку концентрацію ринку, тобто значну кількість незалежних ОСР [11].

Апробації методів бенчмаркінгу для аналізу ефективності електромережеских підприємств Російської Федерації присвячено прикладне дослідження [15]. У ньому авторами було виявлено три проблемні моменти, пов'язані із застосуванням бенчмаркінгу для тарифного регулювання ОСР. По-перше, чутливість результатів розрахунків показників ефективності до вибору методів бенчмаркінгу; по-друге, встановлення тарифів для ОСР (найбільших або найменших), виключених з вибірки, оскільки вони демонстрували аномальні значення показників; і по-третє, проблема достатності, якості і доступності даних для розрахунків. У зазначеній роботі регулятору було запропоновано для визначення цільових показників ефективності враховувати також думку споживачів та інших зацікавлених сторін, щоб краще збалансувати інтереси ОСР, споживачів та суспільства в цілому.

Вивченню зарубіжного досвіду регулювання монопольних сфер діяльності в електроенергетичній галузі присвячено нещодавню публікацію Ю. Костіна [16], у якій наголошується на суттєвих національних відмінностях в існуючих регуляторних системах Європи. Разом з тим, методи порівняльного аналізу ефективності ОСР, що застосовуються в рамках стимулюючого регулювання, не вивчалися; крім того, залишається відкритим питання обґрунтування вибору країни, чий досвід може бути найбільш прийнятним для застосування в Україні.

Метою роботи є проведення комплексного аналізу методів бенчмаркінгу (порівняльного аналізу) ефективності ОСР шляхом вивчення досвіду європейських країн зі схожими до українських характеристиками сфери розподілу електричної енергії для напрацювання пропозицій з удосконалення регуляторної політики НКРЕКП.

Виклад основного матеріалу

1. Огляд систем регулювання тарифів на послуги з розподілу електричної енергії

Існує чотири основні системи регулювання тарифів на послуги ОСР [2]:

1) *Регулювання норми прибутку (Rate of return regulation)*, відома в Україні як модель «витрати плюс», – дохід ОСР у поточному році залежить від фактичних витрат у попередньому році і враховує регульовану норму прибутку. Зазначена система недостатньо стимулює зниження витрат ОСР, проте має значні інвестиційні стимули, оскільки дохід не має затримки у часі.

2) *Регулювання верхньої межі доходу або ціни (Revenue/price cap regulation)* – здійснюється за прогнозом витрат і доходу на період регулювання, при цьому ОСР винагороджуються додатковим прибутком за ефективність діяльності. Добре стимулює до зниження витрат, але має недостатні інвестиційні стимули через затримку у часі між капітальними витратами та доходом.

3) *Регулювання базового тарифу (Yardstick regulation)* – дозволений дохід залежить від середньогалузевої продуктивності. До недоліків системи відносять складнощі у порівнянні різних ОСР та недостатні інвестиційні стимули через затримку у часі між капітальними витратами та доходом.

4) *Регулювання за результатом (Output based regulation)* – дохід залежить не лише від основного результату (витрат), а і від додаткових вигод (наприклад, якість постачання, розширення застосування технологій Smart Grid). При цьому, результати повинні бути вимірюваними та порівнюваними, що досить складно реалізувати. Зазначена система потребує значних регуляторних зусиль та має додаткові ризики, пов'язані з помилковими рішеннями зі сторони менеджменту ОСР.

Усі перелічені системи, крім першої, застосовуються для досягнення цілей стимулюючого регулювання. Переважна більшість регуляторів у європейських країнах використовують деяке поєднання

двох систем: регулювання норми прибутку для капітальних витрат (CAPEX) та регулювання верхньої межі доходу (ціни) для операційних витрат (OPEX) [2]. Регулювання базового тарифу застосовують лише у Норвегії та Нідерландах, а регулювання за результатом з 2010 року прийнято у Великобританії.

Для подальшого, більш детального, вивчення досвіду європейських країн у тарифному регулюванні ОСР необхідно було виділити ті країни, що мають схожі до українських характеристики сфери розподілу електричної енергії. У якості критеріїв формування вибірки країн було використано два показники: кількість незалежних ОСР на ринку згідно [4] – більше 20 (в Україні 35 ОСР) та площа території обслуговування – понад 300 тис. км² (в Україні 603,6 тис. км²). Обом заданим критеріям відповідають країни: Іспанія, Італія, Німеччина, Норвегія, Польща, Фінляндія, Франція та Швеція.

Основним предметом аналізу у даному дослідженні є вимоги регулятора ринку до ефективності фінансових витрат ОСР – загальні (однакові для всіх ОСР), індивідуальні (розраховані окремо для кожного ОСР), а також вимоги, пов'язані із інвестиціями у впровадження технологій Smart Grid (Табл. 1).

Таблиця 1 – Вимоги щодо підвищення ефективності ОСР (за даними [2])

Країна: регуляторна система	Вимоги щодо підвищення ефективності		
	Загальні	Індивідуальні	Інвестиції у Smart Grid
Іспанія: поеднується регулювання верхньої межі доходу та норми прибутку	Коефіцієнт врахування інфляції – частка загаль- них витрат (TOTEX)	<i>Метод:</i> еталонна мережа використовується для визначення CAPEX. OPEX узгоджуються регулятором на базі стандартних витрат. <i>Вплив:</i> значне регулювання CAPEX через застосування моделі еталонної мережі.	Додаткові витрати не враховуються в моделі еталонної мережі.
Італія: поеднується регулювання верхньої межі доходу та норми прибутку	2,8 % від OPEX	Відсутні індивідуальні вимоги щодо ефективності, але є механізм розподілу вигід: 50 % різниці між нормативними і фактичними OPEX повертаються у перший рік регуляторного періоду, інші 50 % - протягом 8 років.	Значне поширення Smart-обліку відбулося завдяки вищій ставці (7,1 % проти 2,8 % для інших витрат)
Німеччина: регулювання верхньої межі доходу	1,25 % від TOTEX у I періоді, 1,5 % - у II періоді.	<i>Метод:</i> DEA / SFA з використанням довідника капітальних витрат. <i>Вплив:</i> Показник залежить від TOTEX і визначає їх рівень.	Додаткові витрати на Smart Grid не впливають на результати бенчмаркінгу
Норвегія: регулювання базового тарифу	Відсутні	<i>Метод:</i> DEA використовується для розрахунку базового тарифу та включає вартість недовідпуску електроенергії. <i>Вплив:</i> Показник залежить від TOTEX і визначає їх рівень.	Проходять перевірку через НДР та пілотні проекти, рекомен- довані науковими інституціями. Обсяг витрат обмежено: 0,3% регуляторної бази активів у рік.
Польща: поеднується регулювання верхньої межі доходу та норми прибутку	2,5 % від OPEX	<i>Метод:</i> бенчмаркінг; <i>Вплив:</i> Показник залежить від OPEX і визначає їх рівень. Операційні витрати були порашовані як середнє значення фактичних витрат за попередній період.	Відсутні
Фінляндія: поеднується регулювання верхньої межі доходу та норми прибутку	2,06 % від TOTEX	<i>Метод:</i> StoNED модель. <i>Вплив:</i> вимоги визначаються через контрольовані OPEX, а вартість недовідпуску порівнюється із протяжністю мереж, кількістю споживачів та часткою кабельних мереж.	Окремі НДР можуть бути виключені з контрольованих OPEX: максимум 0,5 % обігу.

Продовження таблиці 1

Франція: регулювання верхньої межі доходу і цільові обсяги інвестицій	1,7 % від ОРЕХ	Відсутні	Немає даних
Швеція: регулювання верхньої межі доходу	1 % від ОРЕХ	<i>Метод:</i> відсутні вимоги ефективності, але розрахунок дозволених CAPEX здійснюється на базі стандартних витрат. <i>Вплив:</i> Стандартні витрати для визначення CAPEX.	Відсутні

Як бачимо з табл. 1, регулятори встановлюють вимоги щодо підвищення ефективності ОСР, не залежно від прийнятої в країні системи регулювання тарифів на послуги розподілу електричної енергії. Ще один важливий для подальшого вивчення висновок полягає в тому, що для формування індивідуальних показників ефективності ОСР у досліджуваних країнах використовують різні методи бенчмаркінгу: і методи «еталону», і методи «чорної скриньки».

2. Аналіз методів бенчмаркінгу

2.1 Метод «еталону»

Еталонна мережа є теоретично побудованою моделлю існуючої системи розподілу електричної енергії, яка враховує географічні особливості території обслуговування та технічні обмеження системи і дає можливість оцінити мінімально можливі обсяги економічних витрат на здійснення розподілу електроенергії. Тобто, еталонна мережа може використовуватися регулятором для досить об'єктивного встановлення цільових показників ефективності функціонування реальної системи розподілу електричної енергії.

Процес моделювання еталонної мережі може бути розглянутий на прикладі регуляторної моделі Іспанії, детально описаної в [8]. Послідовність дій та обов'язково необхідні вхідні дані для розроблення еталонної мережі представлено на рис. 1.



Рисунок 1 – Алгоритм побудови еталонної мережі [8]

За умови наявності у регулятора усіх зазначених вхідних даних та їх достовірності, метод дозволяє виявити потенціал підвищення ефективності функціонування системи розподілу та уникнути завищених витрат ОСР на розвиток електричних мереж, тобто оптимізувати капітальні витрати ОСР.

2.2 Методи «чорної скриньки» (DEA, SFA, StoNED)

Методи «чорної скриньки» можна також назвати економетричними методами, оскільки регулятор застосовує математичні моделі для оцінювання витрат ОСР, не заглиблюючись детально у функціонування кожної конкретної системи розподілу електричної енергії.

2.2.1 DEA (data envelopment analysis - аналіз оболонки даних). Метод ґрунтується на використанні можливостей лінійного програмування щодо створення непараметричних поверхонь, виходячи з припущення, що всі ОСР мають рівний доступ до однакової кількості одних і тих самих видів ресурсів. Аналіз здійснюється на підставі порівняння показника фактичної продуктивності кожного об'єкта оцінювання з максимально можливим результатом за даних витрат ресурсів. За еталон приймається об'єкт оцінювання, що має максимальне значення даного показника.

Даний метод застосовується регулятором ринку електричної енергії в Норвегії і досить детально описаний у статті [12]. Для розрахунку норми витрат C_{j^*} компанії j^* , що отримує результати y_{rj^*} , витрачаючи ресурси x_{j^*} , оцінені в грошових одиницях, використовується формула:

$$C_{j^*} = \sum_{j \neq j^*} \lambda_j x_j \rightarrow \min,$$

$$\text{за умови } \sum_{j \neq j^*} \lambda_j x_j \geq y_{rj^*}, \quad \forall r$$

$$\lambda_j \geq 0, \quad \forall j.$$
(1)

де λ_j - мультиплікатор, який необхідно розрахувати, виходячи із даних спостережень конкретної вибірки об'єктів оцінювання.

При цьому, результатами діяльності ОСР y_{rj^*} у моделі (1) є: обсяг розподіленої електроенергії; кількість споживачів на території обслуговування; протяжність ліній електропередавання; кількість трансформаторів у обслуговуванні; частка обладнання, суміжного із системою передачі електроенергії; природні фактори (лісиста місцевість, територія узбережжя, сніговий покрив).

Формула (1) також може бути представлена у термінах продуктивності P_{j^*} і тоді набуває вигляду:

$$P_{j^*} = \sum_r y_{rj^*} p_{rj^*} \rightarrow \max,$$

$$\text{за умови } \sum_r y_{rj} p_{rj^*} \leq x_j, \quad j \neq j^*,$$

$$p_{rj^*} \geq 0, \quad \forall r.$$
(2)

де p_{rj^*} - ціни, що відповідають грошовій оцінці ресурсів у формулі (1).

2.2.2 SFA (stochastic frontier analysis – стохастичний граничний аналіз). SFA дозволяє спочатку скоригувати витрати окремого ОСР з урахуванням стохастичних факторів, а потім розрахувати коефіцієнти ефективності, використовуючи методи регресійного аналізу.

Тобто, виробнича функція або функція витрат буде представлена у вигляді:

$$Y_i = x_i \beta + (v_i - u_i), \quad i = 1, \dots, N$$
(3)

де Y_i - результат (або логарифм результату) i -го ОСР; x_i - вектор $k \times 1$ вхідних кількісних змінних i -ї фірми; β - вектор параметрів, що будуть оцінюватися; v_i - випадкові змінні, що розглядаються як невідомі, але описані деяким законом розподілу, і незалежні від змінних u_i ; u_i - невід'ємні випадкові змінні із, як правило, напівнормальним законом розподілу, що розглядаються у якості показників індивідуальної технічної неефективності.

Індивідуальний показник ефективності EFF_i i -ї фірми розраховується за формулою (4а) або (4б) для логарифмічної та лінійної функцій відповідно:

$$EFF_i = \begin{cases} \exp(u_i) \leq 1, & \text{для виробничої функції,} \\ \exp(u_i) \geq 1, & \text{для функції витрат.} \end{cases}$$
(4а)

$$EFF_i(\text{linear}) = \frac{x_i \beta + u_i}{x_i \beta} \begin{cases} \leq 1, & \text{для виробничої функції,} \\ \geq 1, & \text{для функції витрат.} \end{cases}$$
(4б)

У Німеччині для регулювання тарифів на послуги ОСР використовується одночасно два варіанти DEA та два варіанти SFA, і цільовий показник встановлюється на рівні найкращого результату чотирьох

методів [14]. Згідно інформації, представленої в [17], у якості результату розглядаються повні витрати ОСР, а у якості вхідних змінних низка параметрів, зокрема: протяжність ліній електропередавання високої, середньої та низької напруги, площа території обслуговування, пікове електричне навантаження на різних рівнях напруги, потужність розосередженої генерації.

2.2.3 StoNED (stochastic nonparametric envelopment of data – стохастична непараметрична оболонка даних). Метод фактично є своєрідним поєднанням попередніх – DEA та SFA.

Сутність методу розглянемо на прикладі Фінляндії [13], де використовується регуляторна модель розрахунку витрат, побудована на базі StoNED. Функція витрат представляється залежністю:

$$\ln x = \ln C(y_1, y_2, y_3) + \delta z + u + v, \quad (5)$$

де x - повні витрати, що підлягають регулюванню (ТОТЕХ=€1000); C - гранична функція витрат; y_1 - обсяг розподіленої електроенергії (ГВт·год.); y_2 - загальна протяжність електричних мереж (км); y_3 - кількість споживачів; z - частка кабельних ліній; δ - коефіцієнт для змінної z ; u - змінна, що показує неефективність; v - змінна, що показує випадкову похибку.

Важливо відзначити, що до повних витрат у формулі (5) крім операційних та капітальних витрат включають також вартість недовідпущеної електроенергії, тобто фактично враховується також надійність роботи системи.

Ввівши позначення результуючої похибки $\varepsilon_i = u_i + v_i$, задача формулюється наступним чином:

$$\varepsilon_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \varepsilon_i^2 \rightarrow \min$$

за умов:

$$\ln x_i = \ln \gamma_i + \delta z_i + \varepsilon_i, \forall i$$

$$\gamma_i = \beta_{1i} y_{1i} + \beta_{2i} y_{2i} + \beta_{3i} y_{3i}, \forall i$$

$$\gamma_i \geq \beta_{1b} y_{1i} + \beta_{2b} y_{2i} + \beta_{3b} y_{3i}, \forall i$$

$$\beta_{ki} \geq 0, \forall k = 1, 2, 3; \forall i \quad (6)$$

Коефіцієнти β показують граничні витрати на одержання результатів, при чому $(\beta_{1i}, \beta_{2i}, \beta_{3i})$ є специфічними для кожного ОСР, тобто частково враховуються особливості різних систем розподілу електричної енергії.

Розв'язавши оптимізаційну задачу (6), переходять до оцінки складових результуючої похибки u_i та v_i , виходячи з припущень про нормальний закон розподілу. Відповідно очікувана неефективність розраховується за виразом:

$$E(u_i) = \sigma_u \sqrt{2/\pi}, \quad (7)$$

де σ_u - середньоквадратичне відхилення неефективності.

Таким чином, отримують формули для розрахунку величини граничних витрат та ефективності витрат i -го ОСР:

$$C^{StoNED}(y_{1i}, y_{2i}, y_{3i}) = \gamma_i \times \exp(-\sigma_u \sqrt{2/\pi}), \quad (8)$$

$$CE_i = 100\% \times \exp(-u_i). \quad (9)$$

Підсумовуючи огляд методів «чорної скриньки», можемо зробити висновок, що в досліджуваних країнах застосовуються граничні методи бенчмаркінгу: методи DEA, SFA, StoNED передбачають наявність деякої граничної продуктивності (максимально можливої) або ж граничної функції економічних витрат (мінімально можливої). Зазначені методи регулятори використовують передусім для порівняння операційних витрат ОСР, або ж для порівняння повних витрат у ситуації мінімальної потреби в новому будівництві об'єктів електричних мереж. Для оцінювання капітальних витрат ОСР економетричні методи адаптувати досить складно, оскільки обсяг капіталовкладень залежатиме від особливостей і потреб конкретної системи розподілу.

3. Аналіз методів бенчмаркінгу ефективності ОСП та пропозиції для НКРЕКП

Більш детальний аналіз систем регулювання тарифів на послуги з розподілу електричної енергії у європейських країнах показав, що сьогодні у фокусі регуляторів не так розрахунок величини тарифу, як розроблення стимулів для ОСП підвищувати ефективність витрат та вирішувати актуальні проблеми галузі. Тому, по-перше, немає двох кран із абсолютно однаковим регулюванням сфери розподілу електроенергії, а по-друге, замість класичних назв «регулювання норми прибутку» або «регулювання верхньої межі доходу» регулятори все частіше використовують поняття «стимулююче регулювання».

В Україні стимулююче регулювання часто ототожнюють з поняттям RAB-регулювання, що є не зовсім коректним, адже RAB-регулювання є лише модифікацією системи регулювання норми прибутку, тобто створює стимули не для скорочення витрат ОСП, а навпаки – для залучення ними інвестицій. Очевидно, що для електроенергетики України проблема модернізації систем розподілу електроенергії є актуальною, і зміна системи тарифоутворення на часі. Але в рамках такого «стимулюючого регулювання» НКРЕКП важливо зосередитися на аналізуванні ефективності витрат ОСП, встановлювати індивідуальні вимоги щодо ефективності та контролювати показники якості обслуговування споживачів.

Не зважаючи на значні відмінності систем регулювання в різних країнах, регулятори використовують схожий інструментарій. Методи порівняльного аналізу ефективності ОСП принципово класифікують на економетричні та методи «еталону». У табл. 2 представлено переваги та обмеження розглянутих методів, а також передумови для їх застосування.

Методи еталонної мережі дозволяють більш точно визначити ефективність конкретної системи розподілу, порівняно з результатами, отриманими економетричними методами бенчмаркінгу (DEA, SFA, StoNED). Але з іншої сторони, вимоги до вихідних даних для моделювання системи розподілу є надзвичайно жорсткими: комп'ютерна модель, що використовується регулятором ринку для розрахунку витрат, повинна бути динамічною, а інформація про зміни попиту у вузлах навантаження – вичерпною та достовірною.

Таблиця 2 – Аналіз методів порівняльного аналізу ефективності ОСП

Метод	Переваги	Особливості застосування
Економетричні або методи «чорної скриньки»		
DEA	<ul style="list-style-type: none"> - можливість використання множини вхідних та множини вихідних факторів; - функціональна залежність між вхідними та вихідними змінними не є обов'язковою; - одночасно можуть використовуватися і вартісні, і натуральні показники; - можливість кількісно оцінити ефективність, виявляти ефективні та неефективні ОСП, а також напрями потенційного підвищення їх ефективності. 	<p><i>Передумови:</i> функція витрат монотонно зростає для всіх вхідних змінних та є опуклою.</p> <p><i>Обмеження:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - високий ступінь спотворення результатів через помилковість або неточність статистичної інформації та специфіку набору параметрів оцінювання; - значна похибка оцінок у випадку невеликої кількості об'єктів спостереження та/або великого масиву параметрів; - результат суттєво залежить від вибору вхідних та вихідних змінних.
SFA	<ul style="list-style-type: none"> - можливість порівнювати фінансові витрати різних ОСП і таким чином оцінити ефективність системи розподілу; - можливість відокремити випадкову похибку від неефективності, пов'язаної з діями ОСП. 	<p><i>Передумови:</i> необхідно мати припущення щодо функціональної залежності між вхідними та вихідною змінними, а також щодо функції розподілу стохастичної похибки.</p> <p><i>Обмеження:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - застосовується лише для аналізу ефективності фінансових витрат ОСП.
StoNED	<ul style="list-style-type: none"> - ті самі, що для методу SFA; - не обов'язково мати припущення щодо функціональної залежності між вхідними та вихідною змінними. 	<p><i>Передумови:</i> функція витрат монотонно зростає для всіх вхідних змінних та є опуклою, постійна віддача від масштабу.</p> <p><i>Обмеження:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - застосовується лише для аналізу ефективності фінансових витрат ОСП.

Продовження таблиці 2

Методи «еталону»		
Еталонна мережа	- метод дозволяє розраховувати витрати ОСР із максимальним врахуванням топології системи розподілу електроенергії та особливостей попиту на території обслуговування; - регулятор визначає потенціал скорочення неефективності для кожної системи розподілу; - неефективність може оцінюватися, як окремо показниками фінансових витрат, так і обсягом недовідпуску електричної енергії, рівнем технологічних витрат електроенергії тощо.	<i>Передумови:</i> наявність у регулятора детальної моделі кожної системи розподілу (технічні параметри ліній електропередавання, трансформаторів тощо), інформації про режими роботи та розподіл існуючих і перспективних навантажень. <i>Обмеження:</i> - жорсткі вимоги щодо обсягу та підготовки вихідних даних; - усувається фактор конкуренції між ОСР; - значні регуляторні зусилля та ризики мікроменеджменту на рівні регулятора ринку; - аналіз ефективності здійснюється лише у фіксований момент часу, тому важливо диференціювати миттєву або короткочасну неефективність від системних помилкових дій ОСР.

З огляду на значну протяжність розподільних електричних мереж в Україні та низький рівень їх автоматизації регуляторну політику НКРЕКП бажано вибудовувати, виходячи із факту наявності асиметрії інформації між регулятором та ліцензіатами. Тобто регулятор визнає відсутність доступу до повної та об'єктивної інформації про функціонування електричних мереж і розглядає кожну систему розподілу у якості «чорної скриньки» з деяким набором вхідних та вихідних параметрів. Співвідношення між вхідними та вихідними параметрами дозволяє проаналізувати ефективність системи розподілу; крім того у регулятора з'являється можливість у деякій мірі порівнювати результати діяльності різних ОСР.

Практика застосування бенчмаркінгу в європейських країнах також дозволяє зробити два важливі висновки: перший – бенчмаркінг є додатковим інструментом регулятора у прийнятті рішень щодо стимулюючого регулювання і зокрема впровадження технологій Smart Grid, але формалізувати всі управлінські рішення не видається можливим; другий – спосіб застосування бенчмаркінгу може бути не менш важливим, ніж вибір методу бенчмаркінгу.

Враховуючи описаний вище досвід обраних європейських країн та організаційно-управлінські особливості забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії в Україні на сучасному етапі, вважаємо за доцільне використовувати методи бенчмаркінгу в якості інструментарію для поступового перетворення систем розподілу електричної енергії в Україні на інтелектуальні мережі.

Висновки. У статті представлено результати комплексного аналізу методів бенчмаркінгу ефективності ОСР, проведеного шляхом вивчення досвіду європейських країн з лібералізованим ринком електричної енергії та схожими до українських характеристиками сфери розподілу. На основі аналізу переваг та обмежень різних методів порівняльного аналізу, а також передумов для їх застосування, напрацьовано пропозиції для удосконалення регуляторної політики НКРЕКП.

Список використаної літератури:

1. Енергетична стратегія України до 2035 року: безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/ua/npas/250250456>
2. Electricity distribution investments: what regulatory framework do we need? EURELECTRIC report. Brussels, 2014. 43 p.
3. Study on tariff design for distribution systems: final report prepared for European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate B – Internal Energy Market. 2015. 652 p. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF
4. Power distribution in Europe. Facts & Figures / Eurelectric report. Brussels, 2013. URL: https://www3.eurelectric.org/media/113155/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e.pdf
5. Jamasb T., Pollitt M. Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain. Cambridge: Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, 2007. 57 p. URL: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2014/01/eprg0701.pdf>
6. Joskow P. Incentive regulation in theory and practice: electric transmission and distribution networks. Chapter 5 in Economic regulation and its reform. What have we learned? [Edited by Nancy Rose] // National

Bureau of Economic Research conference report. 2014. P. 291-345.

7. Jamasb T., Pollitt M. Benchmarking and regulation: international electricity experience // *Utilities Policy*. 2001 No 9. P. 107-130.

8. Cossent R. A. Economic regulation of distribution system operators and its adaptation to the penetration of distributed energy resources and smart grid technologies : Doct. Dissert. Madrid, 2013. 265 p.

9. Bauknecht D., Leprich U., Spath Ph., Skytte K., Estnault B. Regulating Innovation & Innovating Regulation: DG-GRID research project. 2007. 58p. URL: https://www.researchgate.net/publication/215616226_Regulating_Innovation_Innovating_Regulation

10. Jamasb T. Benchmarking electricity distribution networks // ACCC/AER Annual Conference. 7-8 August 2015. Brisbane. 24 p. URL: <https://www.accc.gov.au/system/files/Breakout%201%20A%20-%20Tooraj%20Jamasb%20-%20ACCC%20%26%20AER%20Regulatory%20Conference%202015.pdf>

11. Haney A., Pollitt M. Efficiency analysis of energy networks: an international survey of regulators // *Energ Policy*. 2009. Vol. 37. Issue 12. P. 5814-5830

12. Migueis V. L., Camanho A. S., Bjordal E., Bjordal M. Productivity change and innovation in Norwegian electricity distribution companies // *Journal of the Operational Research Society*. 2012. Vol. 63. P. 982-990.

13. Kuosmanen T., Saastamoinen A., Sipilainen T. What is the best practice for regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StoNED methods // *Energy Policy*. 2013. Vol. 61. P. 740-750

14. Bogetoft P., Otto L. Benchmarking with DEA, SFA and R. Springer, 2011. 351 p.

15. Долматов И. А. Анализ эффективности деятельности электросетевых компаний на основе бенчмаркинга. Апробация методологии анализа для последующей организации системного мониторинга эффективности деятельности российских электросетевых компаний / Проект института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий, 2013. URL: <https://www.hse.ru/org/projects/79645581>

16. Костін Ю., Телігін В., Костін Д. Зарубіжний досвід регулювання електроенергетичної галузі // *Вісник економічної науки України*. 2018. № 1. С. 56-60. URL: <http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/139861/08-Kostin.pdf?sequence=1>

17. Agrell P., Bogetoft P. Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution. Final report. SUMICSID AB, 2007. 122 p.

A. Zamulko, Cand. Sc. (Eng), Assoc. Prof., **ORCID** 0000-0001-8018-6332

Yu. Chernetska, TF., **ORCID** 0000-0001-6821-3211

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

BENCHMARKING METHODS FOR ANALYZING THE EFFICIENCY OF THE ELECTRICITY DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS

The paper deals with the experience of European countries with liberalized electricity markets in the tariff regulation for electricity distribution services and in applying the benchmarking methods for analysis of the efficiency of distribution system operators (DSO). Selection of the countries was done on the base of the size of an operational area and market concentration that is a number of separated DSOs. Particular attention was given to regulation incentives for DSOs concerning their investments into technologies that are necessary for building the intelligent power systems (Smart Grids). Methods of determining the individual efficiency requirements for DSOs were considered in details: econometric methods (DEA, SFA, StoNED) and reference network methods; advantages and use patterns of each method were noticed. On the basis of the investigations, some suggestions were made for the regulator of the electricity market in Ukraine about opportunities to apply the benchmarking methods for analyzing the efficiency of DSOs.

Keywords: electrical energy, distribution system, distribution system operator, incentive regulation, benchmarking, DEA, SFA, StoNED, reference network, Smart Grid.

References

1. Energy Strategy of Ukraine until 2035 “Safety, Energy Efficiency, Competitiveness”, approved by the Cabinet of Ministers resolution No 605 dated on 18.08.2017. URL: <https://www.kmu.gov.ua/ua/npas/250250456>

2. Electricity distribution investments: what regulatory framework do we need? EURELECTRIC report. Brussels, 2014. 43 p.

3. Study on tariff design for distribution systems: final report prepared for European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate B – Internal Energy Market. 2015. 652 p. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF
4. Power distribution in Europe. Facts & Figures / Eurelectric report. Brussels, 2013. URL: https://www3.eurelectric.org/media/113155/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e.pdf
5. Jamasb T., Pollitt M. Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain. Cambridge: Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, 2007. 57 p. URL: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2014/01/eprg0701.pdf>
6. Joskow P. Incentive regulation in theory and practice: electric transmission and distribution networks. Chapter 5 in Economic regulation and its reform. What have we learned? [Edited by Nancy Rose] // National Bureau of Economic Research conference report. 2014. P. 291-345.
7. Jamasb T., Pollitt M. Benchmarking and regulation: international electricity experience // Utilities Policy. 2001 No 9. P. 107-130.
8. Cossent R. A. Economic regulation of distribution system operators and its adaptation to the penetration of distributed energy resources and smart grid technologies : Doct. Dissert. Madrid, 2013. 265 p.
9. Bauknecht D., Leprich U., Spath Ph., Skytte K., Estnault B. Regulating Innovation & Innovating Regulation: DG-GRID research project. 2007. 58p. URL: https://www.researchgate.net/publication/215616226_Regulating_Innovation_Innovating_Regulation
10. Jamasb T. Benchmarking electricity distribution networks // ACCC/AER Annual Conference. 7-8 August 2015. Brisbane. 24 p. URL: <https://www.accc.gov.au/system/files/Breakout%201%20A%20-%20Tooraj%20Jamasb%20-%20ACCC%20%26%20AER%20Regulatory%20Conference%202015.pdf>
11. Haney A., Pollitt M. Efficiency analysis of energy networks: an international survey of regulators // Energy Policy. 2009. Vol. 37. Issue 12. P. 5814-5830
12. Migueis V. L., Camanho A. S., Bjordal E., Bjordal M. Productivity change and innovation in Norwegian electricity distribution companies // Journal of the Operational Research Society. 2012. Vol. 63. P. 982-990.
13. Kuosmanen T., Saastamoinen A., Sipilainen T. What is the best practice for regulation of electricity distribution? Comparison of DEA, SFA and StoNED methods // Energy Policy. 2013. Vol. 61. P. 740-750
14. Bogetoft P., Otto L. Benchmarking with DEA, SFA and R. Springer, 2011. 351 p.
15. Dolmatov I. Analysis of the efficiency of the electricity grid companies (benchmarking). Testing of methodology for monitoring of the efficiency of Russian electricity grid companies / Project at the National Research University Higher School of Economics, 2013. URL: <https://www.hse.ru/org/projects/79645581>
16. Kostin Yu., Teligin V., Kostin D. Foreign experience in regulating the electric power industry // *Herald of the Economic Sciences of Ukraine*. 2018. No 1. P. 56-60. URL: <http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/139861/08-Kostin.pdf?sequence=1>
17. Agrell P., Bogetoft P. Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution. Final report. SUMICSID AB, 2007. 122 p.

Надійшла 08.12.2018
Received 08.12.2018

УДК 621.31

В.П. Опришко, аспірант, ORCID 0000-0003-4963-2490
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

МЕХАНІЗМИ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОГРАМ КЕРУВАННЯ ПОПИТУ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ У СВІТОВІЙ ПРАКТИЦІ

В статті проаналізовано розвиток та кращі світові практики з впровадження програм керування попиту на електричну енергію. Наведено результуючі данні звітів комісії Європейського Союзу, Федеральної комісії з регулювання енергетики США, Міжнародного Енергетичного Агентства та інших.

Проаналізовано ефекти від впровадження програм з керування попиту та доведено, що при впровадженні програм DSM на регіональному рівні при застосуванні непрямих методів, стимулюється не