
УПРАВЛІННЯ ЕКОНОМІКОЮ: ТЕОРІЯ І ПРАКТИКА

УДК 338.516

В. М. Л О Г А Ц Ь К И Й,
кандидат економічних наук,
провідний експерт Центру Разумкова,
вул. Лаврська, 16, 01015, Київ, Україна

УДОСКОНАЛЕННЯ ТАРИФНОЇ ПОЛІТИКИ У СФЕРІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ДОСЯГНЕННЯ СЕКТОРАЛЬНОЇ ТА МАКРОЕКОНОМІЧНОЇ ЗБАЛАНСОВАНOSTI

Запропоновано інструментарій, що дозволяє прогнозувати основні економічні показники сектору розподілу електроенергії, а також здійснювати розрахунок тарифів на розподіл електроенергії залежно від основних параметрів формування стимулюючого тарифу. Розглянуто як секторальні орієнтири для застосування в сучасних українських умовах два варіанти, які базуються на розрахунках з використанням розробленої економіко-математичної моделі, здійснених для 10 варіантів обґрунтування стимулюючих тарифів на розподіл електричної енергії.

Ключові слова: тариф; ціна; ціноутворення; ринок; електрична енергія; послуга; розподіл електроенергії; споживач.

Бібл. 1; рис. 8; табл. 3; формула 1.

UDC 338.516

VICTOR LOGATSKIY,
Cand. of Econ. Sci.,
Leading expert of Razumkov Centre,
16, Lavrska St., Kyiv, 01015, Ukraine

IMPROVEMENT OF THE TARIFF POLICY IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY TO ACHIEVE SECTORAL AND MACROECONOMIC BALANCES

The author proposes a toolkit, which allows predicting the main economic indicators of the electricity distribution sector, as well as calculating the tariffs for electricity distribution depending on the basic parameters of forming a stimulating tariff. Two options, based on calculations using the developed economic and mathematical model, are considered as the sectoral benchmarks for use in Ukraine's modern conditions. The calculations are made for 10 variants of justification of the stimulating tariffs for distribution of electric energy.

Keywords: tariff; price; pricing; market; electrical energy; service; electricity distribution; consumer.

Reference 1; Figures 8; Tables 3; Formula 1.

Нова модель ринку електричної енергії: актуальність переходу і тарифні виклики

Закон України “Про ринок електричної енергії” * передбачає перехід на нову модель ринку електричної енергії з 1 липня 2019 р. З моменту старту нової моделі

© Логацький Віктор Миколайович (Logatskiy Victor), 2019; e-mail: victor.logatskiy@gmail.com.

* Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.

ринку електричної енергії буде скасовано діючу модель ринку, засновану на так званому жорстко регульованому “енергетичному пулі”, коли вся вироблена електрична енергія за регульованими тарифами продається її виробниками одному оптовому покупцеві – державному підприємству “Енергоринок”. Надалі це підприємство перепродає електроенергію (також за регульованими тарифами) регіональним чи міським підприємствам з електропостачання (так званим “обленерго”), а ті, у свою чергу, перепродають її кінцевим споживачам також за регульованими цінами з урахуванням у тому числі цінової надбавки, вартості послуг з транспортування, розподілу та постачання, планових втрат в електромережах.

Отже, **мета статті** – обґрунтувати необхідність прийняття рішень на більш досконалій науково-методичній базі при формуванні тарифної політики в умовах переходу на нову модель ринку електричної енергії в Україні для дотримання галузевої та макроекономічної збалансованості.

Однією з важливих складових такої тарифної політики є обґрунтування тарифів на послуги з розподілу електроенергії, оскільки ціни на дані послуги й надалі регулюватимуться державою.

Основні недоліки наявної моделі ринку електроенергії в Україні такі:

– монопольне поєднання в особі обленерго функцій з постачання (продажу) електроенергії та її розподілу (послуг з транспортування електророзподільною мережею) в межах однієї території, яка переважно налічує сотні тисяч чи мільйони споживачів;

– жорстке адміністративне регулювання енергетичних тарифів з боку НКРЕКП, що не дозволяє повною мірою використовувати ринкові механізми ціноутворення, спричиняє ефект “цінових ножиць” та призводить до “перехресного” субсидіювання, коли певні категорії споживачів, насамперед побутові, мають преференції у встановленні відносно низьких тарифів, натомість непобутові споживачі, насамперед ті, які приєднані до електричних мереж 2 класу напруги (мережі з номінальною напругою до 35 кВ), змушені нести обтяжливий тарифний тягар, який врешті-решт знову перекладається на плечі побутових споживачів – вони платять за придбані товари та послуги, в ціну яких закладено підвищену тарифну енергетичну складову. Такий тарифний тягар також не створює конкурентних переваг для українських непобутових споживачів на міжнародних ринках;

– тарифна політика не забезпечує достатніх ресурсів для відновлення електроенергетичної інфраструктури, особливо це стосується дуже спрацьованих електричних розподільних мереж і теплових електростанцій.

Викладені недоліки час від часу спричиняють виникнення диспропорцій на різних рівнях економіки. На макроекономічному рівні переконливим проявом таких диспропорцій є кризи платежів у розрахунках за електроенергію, коли ДП “Енергоринок” не може вчасно розрахуватися за електроенергію, яку воно купує у багатьох виробників. Ті ж, у свою чергу, не можуть розрахуватися за енергоносії та системно поліпшувати чи навіть утримувати на належному рівні енергетичну інфраструктуру. Так, станом на 16 червня 2018 р., за відкритими даними ДП “Енергоринок”, сумарна нагромаджена та неоплачена заборгованість за електричну енергію в країні від початку 2005 р. по 31 січня 2017 р. становила понад 14,5 млрд. грн. * (без урахування нових боргів, які утворилися від лютого 2017 р.). Отже, ДП “Енергоринок” з метою збалансування ринку час від часу звертається за позиками до банків на мільярдні суми для ін’єкцій в енергосистему країни додаткового фінансового ресурсу з тим,

* Розрахунок автора за даними Довідки щодо рівня поточної оплати ГК (згідно з умовами договорів) за електроенергію у процентах за 2005–2018 рр. / ДП “Енергоринок” [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.er.gov.ua/images/forms/59/8.pdf>.

щоб забезпечити її фінансову й технологічну стійкість на певний період. До того ж обслуговування таких кредитів також впливає на зростання загального тарифу енергосистеми України, оскільки витрати на функціонування ДП “Енергоринок” (у тому числі сплата процентів за кредитами) належать до складових тарифу.

Що стосується мікроекономічного рівня, то в Україні чи не кожний споживач стикається з проблемами незапланованих відключень від енергосистеми. На сьогодні, за індексом SAIDI *, Україна з показником понад 600 посідає чи не останнє місце в Європі, тоді як у розвинутих країнах він не перевищує 100. Але лише на перший погляд може здатися, що це проблема тільки мікроекономічного рівня, адже поганий технічний стан електричних розподільних мереж характерний для всієї України та має ознаки великої загальнонаціональної проблеми, що призводить до щорічних технологічних втрат на рівні 12% від обсягу всієї виробленої електроенергії, на відміну від розвинутих країн Європи, де такі втрати не перевищують 5%. Так, за даними Асоціації операторів розподільних електричних мереж України, загальний показник спрацьованості інфраструктури становить не менше ніж 60%, 51% розподільних електромереж узагалі потребують капітального ремонту, а 17% трансформаторів необхідно терміново замінити **. Енергетична стратегія України на період до 2035 р. ***, розроблена за участю Центру Разумкова, передбачає поступове покращення показників технологічних втрат в електромережах до 7,5%, але досягти цього без істотного поліпшення стану розподільних мереж і без невідкладної зміни тарифної політики у сфері енергетики, зокрема на стадії розподілу електроенергії, буде неможливо.

Вирішення зазначеної проблеми сьогодні вбачається в запровадженні нової моделі ринку електричної енергії. Інституціональну та секторальну структури нової моделі ринку схематично подано на рисунку 1.

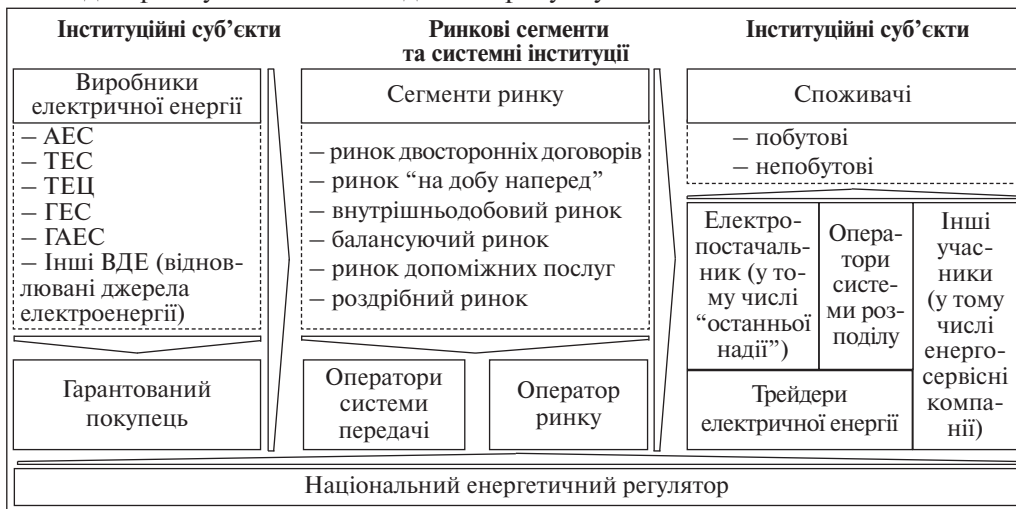


Рис. 1. Структура нової моделі ринку електричної енергії України: основні інституційні суб'єкти та ринкові сегменти

Побудовано автором за [1, с. 70].

* SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – Індекс середньої тривалості незапланованих перерв в електропостачанні з вини енергокомпанії, що вимірюється у хвилинах на 1 абонента за один рік.

** Асоціація операторів розподільчих електричних мереж України [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.5.ua/ekonomika/dirky-v-enerhosystemi-chomu-ukraina-shchorokuvtrachaie-135-mlrd-hrn-162001.html>.

*** Енергетична стратегія України на період до 2035 року: безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>.

Основні умови діяльності учасників ринку електричної енергії та взаємовідносин між ними, згідно із законом, повинні визначатися супутніми нормативно-правовими актами, що мають на меті впровадити нову модель ринку електроенергії, наприклад, такими: правилами ринку, які характеризують умови функціонування балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг; правилами ринку “на добу наперед” та внутрішньодобового ринку; кодексом системи передачі, кодексом системи розподілу; кодексом комерційного обліку; правилами роздрібного ринку. Успішність впровадження нової моделі ринку електроенергії повною мірою залежить від своєчасності розробки та затвердження, а також від повноти та якості вторинної нормативно-правової бази.

На рисунку 2 зображено принципову схему функціонування нової моделі ринку електричної енергії, згідно з якою простежується взаємозв'язок між окремими сегментами ринку електричної енергії після запуску нової моделі. Зокрема, виділяються так звані “організовані” сегменти ринку: ринок “на добу наперед”, внутрішньодобовий ринок, балансуючий ринок, а також інші сегменти ринку (ринок двосторонніх договорів, ринок допоміжних послуг, роздрібний ринок).

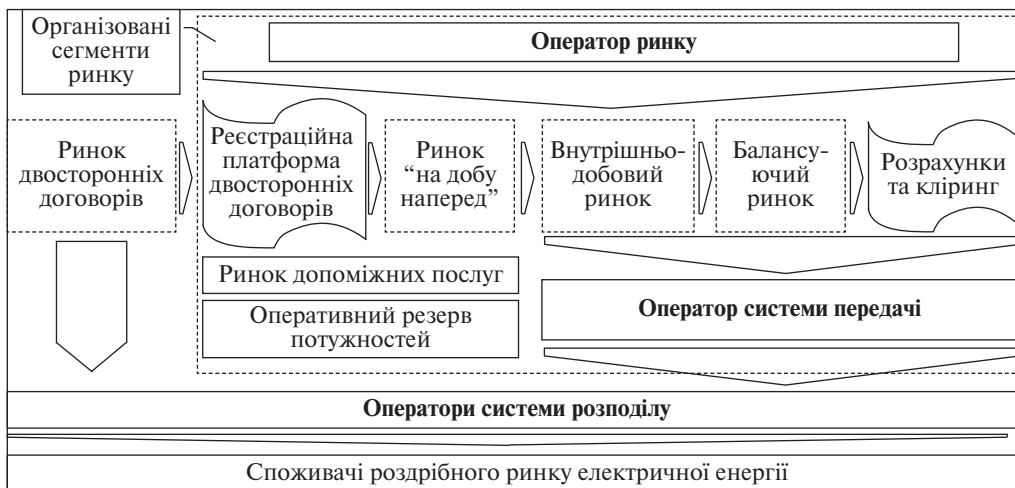


Рис. 2. Принципова схема функціонування нової моделі ринку електричної енергії

Побудовано автором за [1, с. 72].

Сегменти ринку “на добу наперед” і внутрішньодобовий ринок мають тісний взаємозв'язок і потребують централізованої платформи, яка повинна бути забезпечена такою інституцією, як Оператор ринку, який збиратиме всі пропозиції на продаж чи купівлю електроенергії та забезпечуватиме проведення аукціонів.

Сегмент балансуючого ринку забезпечуватиме купівлю-продаж електроенергії в таких цілях: з метою балансування попиту та пропозиції протягом дня; для врегулювання небалансу учасниками ринку, що відповідальні за балансування. Цей сегмент ринку централізовано управляється Оператором системи передачі, який несе відповідальність за загальне балансування енергосистеми та в режимі реального часу вирішує, які з пропозицій учасників енергоринку є більш прийнятними для його балансування, тобто регулює, збільшувати чи зменшувати навантаження (відпуск електроенергії) від того чи іншого учасника ринку.

Сегмент роздрібного ринку електроенергії передбачає торгівлю електроенергією між її постачальниками та кінцевими споживачами. Торгівля зазвичай має проводитися за нерегульованим тарифом за певними винятками, коли елек-

тропостачальником на локальному рівні є постачальник універсальної послуги або постачальник “останньої надії”. Тоді, за урядовим рішенням та відповідно до законодавства, електропостачальник не може, за певних умов, в односторонньому порядку припинити постачання електроенергії конкретному споживачеві.

Таким чином, враховуючи викладене структурне та функціональне наповнення нової моделі ринку електричної енергії при формуванні цін на електроенергію та послуги з її транспортування, розподілу та постачання, важливо визначити напрями розподілу так званого “електроенергетичного пирога”, або загального тарифу енергосистеми України, та принципи ціноутворення на кожній складовій енергоринку (рис. 3). Згідно з рисунком 3, загальний тариф енергосистеми, який сплачують кінцеві споживачі, розподіляється між основними суб’єктами ринку і відповідає на два фундаментальних запитання: “Кому платити?” і “За що платити?”. Відповіді на третє фундаментальне запитання стосовно сектору розподілу електроенергії – “Скільки платити?” – спробуємо далі.

Загальний тариф енергосистеми, або за що платитиме кінцевий споживач		
Напрями розподілу коштів і принципи ціноутворення		
Суб’єкти ринку	Продукція або послуга	Принципи ціноутворення
Виробники електричної енергії	Електрична енергія, допоміжні послуги	Ринковий, на підставі співвідношення попиту та пропозиції; як за участю посередників, так і без них
Оператор системи передачі	<i>Транспортування електроенергії магістральними мережами</i>	<i>Тарифне регулювання з боку НКРЕКП</i>
	<i>Послуги з диспетчерського управління, адміністрування комерційного обліку балансуєного ринку</i>	<i>Тарифне регулювання з боку НКРЕКП</i>
Оператор ринку	Адміністрування комерційного обліку ринку “на добу наперед” і внутрішньодобового ринку	Регулюється НКРЕКП згідно з Кодексом комерційного обліку електричної енергії
Гарантований покупець	Гарантована державою купівля електроенергії з ВДЕ за “зеленим” тарифом	Цінове регулювання з боку НКРЕКП до 01.01.2030 р. згідно з відповідним Законом України
НКРЕКП	Послуги з державного регулювання сфери електроенергетики	Регулюється законами України “Про Державний бюджет України” на відповідний рік
Електропостачальники, трейдери	Електрична енергія, послуги з її постачання	Ринковий, на основі співвідношення попиту та пропозиції; як за участю посередників, так і без них
<i>Оператори системи розподілу</i>	<i>Розподіл електричної енергії, допоміжні послуги</i>	<i>Тарифне регулювання з боку НКРЕКП</i>

Рис. 3. Напрями розподілу загального тарифу енергосистеми та відповідні принципи ціноутворення

Мережеві послуги та їх виконавці виділено курсивом.

Важливо підкреслити, що за нової моделі ринку електроенергії, НКРЕКП уже не регулюватиме ціну на електричну енергію як ціну на товар в основних сегментах ринку, в тому числі в сегменті прямих договорів. Вплив національного регулятора на тарифоутворення збережеться повною мірою лише для ринків так званих мережевих послуг: транспортування електричної енергії магістральними лініями; розподіл електричної енергії локальними розподільними електромережами.

На рисунку 3 показано, що виконавці зазначених мережевих послуг (оператор системи передачі (сьогодні – ДП НЕК “Укренерго”) та оператори системи розподілу (нині – обленерго)) є природними монополіями. Очевидно, що цей статус залишиться за ними і при функціонуванні нової моделі ринку. Тому збереження повного регулювання тарифів на їх послуги з боку держави (НКРЕКП) є необхідним для забезпечення збалансованості ринкової системи у цілому.

У процесі формування ціни на електричну енергію в деяких сегментах ринку НКРЕКП може йти тільки в певному фарватері ціноутворення, окресленому законами України або кодексами, актуалізуючи дії цих нормативних актів і формалізуючи їх своїми постановами. Так, наприклад, за НКРЕКП збережеться роль адміністративного забезпечення формалізації цін на електричну енергію, вироблені з використанням відновлюваних джерел енергії, за “зеленим” тарифом для гарантованого покупця до 2030 р., згідно з тарифними ставками, визначеними відповідним Законом України*.

Як показує передовий досвід з реформування ринків електричної енергії, ефективні конкурентні ринки електроенергії надають споживачеві право вільного вибору постачальника електроенергії, що сприяє посиленню конкуренції за надання кращих послуг і товарів за нижчими цінами та активізації впровадження інноваційних технологій на дерегульованих ринках електроенергії. Разом з тим у процесі лібералізації ринку електроенергії стає очевидним, що жорстко регульованими з боку національного енергетичного регулятора залишаються лише ціни на мережеві послуги з транспортування і розподілу електроенергії. Отже, вони потребують особливої уваги щодо методологічного забезпечення їх формування. Такий підхід до тарифного регулювання має забезпечити, з одного боку, належний технічний стан мережевої енергетичної інфраструктури, а з іншого – галузеву і макроекономічну збалансованість. Крім того, тарифи повинні бути посильними для більшості учасників ринку.

Що стосується технічного стану магістральних електричних мереж, то порівняно з локальними розподільними мережами вони перебувають у значно кращому стані. Компанія “Укренерго” в останні роки системно виконує комплекс регламентних робіт, посилюючи при цьому заходи з кібербезпеки. Більше того, вона послідовно розбудовує мережу магістральних ЛЕП, залучаючи при цьому довгострокові кредити провідних світових фінансових установ за принципами проектного фінансування (в них застосування стимулюючого тарифу є традиційною практикою). Зовсім інша ситуація на даний час спостерігається щодо локальних розподільних мереж, поганий технічний стан яких у цілому в Україні продовжує погіршуватися. Всі спроби впровадити стимулююче ціноутворення на послуги з розподілу електричної енергії, які спостерігалися з 2013 р., досі не привели до практичного переходу на стимулюючі тарифи.

Таким чином, хронічне недофінансування розподільних енергомереж з боку обленерго та помилки НКРЕКП з впровадження стимулюючого тарифоутворення на послуги з розподілу електроенергії вимагають невідкладного втручання та коригування методологічного інструментарію щодо обґрунтування стимулюючих тарифів і практичних сценарних розрахунків з метою аргументування вибору най-

* Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії : Закон України від 04.06.2015 р. № 514-VIII [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/ru/514-19/paran101>.

оптимальнішого варіанта. Більше того, неврегульованість і відтермінування питання запровадження стимулюючого тарифоутворення на послуги з розподілу електроенергії зроблять перехід на нову модель ринку якщо і можливим, то з великими вадами та ризиками для економіки країни. Адже енергорозподільні компанії, які є завершальною ланкою між споживачами електроенергії та іншими учасниками ринку, ризикують бути “забутими” й залишитися без застосування адекватної практики формування тарифів у новій моделі ринку, тобто із своєю старою проблемою критичного недофінансування, тоді як інші гравці ринку в основному отримують чисто ринкові механізми ціноутворення.

**Застосування методологічного інструментарію
та економіко-математичного моделювання
для прогнозування тарифів на розподіл електричної енергії**

Однією з головних функцій держави є створення механізму, який сприяє розвитку ефективних конкурентних відносин з орієнтацією на споживача. Особливо це стосується мережевих послуг, коли суспільству необхідно певною мірою обмежувати вплив пов’язаних з наданням таких послуг природних монополій, які володіють та/або управляють мережевою інфраструктурою. Європейська практика, якій намагається наслідувати Україна, застосовує комплекс заходів з послаблення впливу природних монополій. Один з вагомих засобів у цьому напрямі перебуває в юридичній площині. Ним є законодавчий розподіл великих компаній за видами діяльності, наприклад: оператор електророзподільних мереж не зможе суміщати цю діяльність з діяльністю постачальника або трейдера електроенергії, що, власне, і передбачає Закон України “Про ринок електричної енергії”.

У цьому контексті не менш важливим засобом, що лежить в економічній площині, є запровадження тарифного регулювання послуг природних монополій або обґрунтованого обмеження їх доходів (сумарного тарифу). У даному контексті економічного регулювання важливо користуватися таким методологічним інструментарієм, який би, з одного боку, запобігав встановленню занадто високих тарифів на послуги природних монополій, а з іншого – не призводив до деградації, а навпаки, забезпечував умови для підтримання та розвитку мережевої інфраструктури, тобто був стимулюючим тарифом.

Світовій практиці відомий широкий спектр методологічних підходів до стимулюючого ціноутворення, які базуються на обмеженні дозволеного або гарантованого інвесторам доходу для проектів чи компаній, які забезпечать їм повернення поточних витрат і певну норму прибутку на вкладені інвестиції. Таке обмеження доходу природних монополій за допомогою механізмів тарифного регулювання здійснюється урядами країн для забезпечення більш високих цілей суспільства, у тому числі для галузевої та макроекономічної збалансованості.

У сьогоднішніх українських реаліях на слуху так званий “RAB-підхід або RAB-методика обґрунтування тарифів”. Насправді, аббревіатура RAB – Regulatory Assets Base (українською РБА – регуляторна база активів) є лише одним з елементів системи тарифоутворення на базі дозволеного доходу (рис. 4). Але не менш важливими складовими при формуванні тарифу також є операційні витрати, амортизація та процентна ставка, що визначає норму дохідності на інвестований капітал.

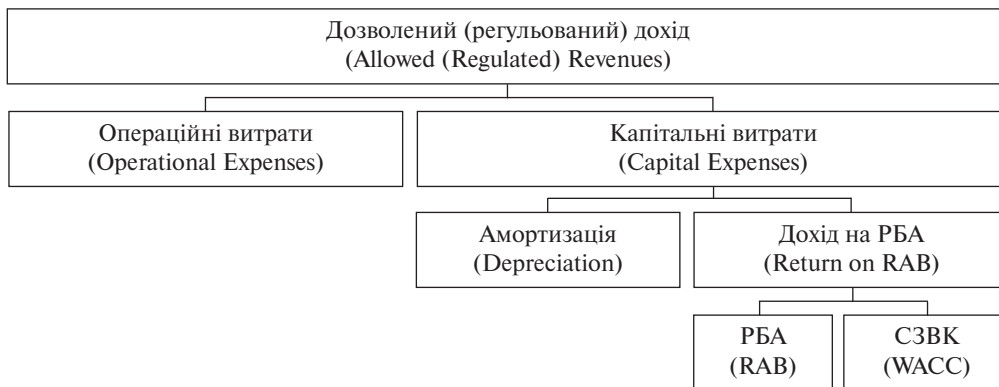


Рис. 4. Структура формування стимулюючого тарифу з використанням регуляторної бази активів

Отже, загальна формула визначення сукупного дозволеного доходу або сумарного тарифу є такою:

$$\text{Allowed Revenues} = \text{OPEX} + \text{Depreciation} + \text{RAB} \cdot \text{WACC}, \quad (1)$$

де *Allowed Revenues* – дозволений дохід (у вартісному вираженні), *OPEX* – операційні витрати (у вартісному вираженні), *Depreciation* – амортизація (у вартісному вираженні), *RAB* – регуляторна база активів (у вартісному вираженні), *WACC* – середньозважена вартість капіталу (СЗВК), норматив (%).

Далі, якщо визначену за формулою (1) суму дозволеного доходу (як правило, для одного планового року) розділити на плановий обсяг послуг за цей самий період часу, то отримаємо тариф на одиницю послуг, наприклад у гривнях за 1 кВт·год розподіленої електричної енергії.

Підхід з використанням *RAB* не тільки є базою для фінансово-економічного обґрунтування обмеження доходу природних монополій, але й широко використовується при створенні (проектванні та будівництві) нових об'єктів, оскільки визначає так звані максимальні доходи, які дозволені оператору або інвестору об'єкта інфраструктури та забезпечують його повернення протягом певного періоду часу (не перевищує життєвий цикл об'єкта). Ця так звана “повністю регульована” бізнес-модель означає, що повернення інвестиційних витрат для цих проектів здійснюється через регульовані доходи, тобто проектні витрати безпосередньо “соціалізуються”, а користувачі інфраструктурного об'єкта сплачують регульований тариф. Тому підхід *RAB* вимагає досягнення економічно обґрунтованого соціального консенсусу щодо остаточного інвестиційного рішення принаймні серед інвесторів.

Здавалося б, використання порівняно нескладної формули (1) просто зняло б суперечності між інтересами власників компаній та суспільства. Разом з тим на практиці при розрахунках тарифів ведеться жорстка дискусія щодо обґрунтування окремих компонентів даної формули. Це стосується і визначення операційних витрат, амортизаційної політики й, особливо, регуляторної бази активів і нормативу *WACC*. В Україні, де завдання впровадження стимулюючого тарифоутворення на розподіл електроенергії вже навіть “перезріло”, з 2013 р. здійснюються спроби стимулюючі тарифи все ж застосувати на практиці. Станом на 1 вересня 2018 р., лише постанов комісії НКРЕКП щодо цього питання було прийнято аж 11!

На додаток до сказаного Фондом державного майна України у березні 2013 р. було затверджено базовий документ – Методику оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії *. Упродовж 2018 р. до експертних дискусій з проблематики визначення тарифів на розподіл електричної енергії в Україні також долучився Секретаріат Енергетичного співтовариства, який розкритикував напрацьовану в Україні нормативну базу з даного питання. У його звіті **, зокрема, зосереджено увагу на вільному трактуванні та застосуванні підходів щодо оцінки активів енергорозподільних компаній та визначення регуляторної бази активів як основи для розрахунку тарифів. Унаслідок цього різниця в оцінці активів у приблизно однакових за потенціалом ринку, наявністю та станом інфраструктури компаній інколи сягає 10 разів. Або, навпаки, активи зовсім різних за своїм потенціалом енергорозподільних компаній в Україні оцінено приблизно однаково.

За таких умов важливо визначити певні галузеві орієнтири в сегменті розподілу електроенергії з метою прогнозування ціноутворення на дані послуги для запобігання виникненню секторальних і макроекономічних диспропорцій при переході на нову модель ринку електричної енергії та впровадженні стимулюючого тарифу на її розподіл. Для цього створено відповідну економіко-математичну модель для розрахунку тарифів на розподіл електроенергії, яка базується на фактичних даних роботи сектору електроенергетики України у 2017 р. Пропонована модель – це сценарна модель, яка дозволяє виконувати розрахунки тарифів на розподіл електроенергії з урахуванням різних ставок норми прибутку на активи (середньозваженої вартості капіталу), нормативу розподілу прибутку, рівня інфляції тощо. Алгоритм розрахунку тарифних показників моделі базується на дотриманні структури розподілу вартості (див. рис. 4) та використанні формули (1).

Отже, модель дозволяє опрацювати ряд варіантів, кожен з яких може бути оцінено, і на базі такої оцінки запропонувати оптимальний варіант для певних умов. Для подальшого аналізу та оптимізації результати обчислень дозволяють отримати такі прогнозні показники: ставки тарифів на розподіл електричної енергії для різних категорій споживачів на кожний рік регуляторного періоду (5 років) та середньозважений тариф за категоріями споживачів на весь регуляторний період; індекси зміни тарифів; розрахунковий сумарний тариф (дозволений дохід); вартість інвестиційної програми; вартість активів (у тому числі наявних або старих і нових активів); величина прибутку та його розподіл, сума податку на прибуток; сума амортизації; операційні витрати. Вхідні дані та деякі результати обчислень за одним з варіантів розрахунків з використанням моделі наведено в таблицях 1 і 2. Застосування пропонованої економіко-математичної моделі передбачає також графічну візуалізацію основних результатів розрахунків за кожним з прогнозних варіантів.

* Про затвердження Методики оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії : Наказ ФДМУ від 12.03.2013 р. № 293 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0522-13>.

** Assessment of the set of regulations and methodologies for network tariff setting in Ukraine : Звіт Секретаріату Енергетичного Співтовариства, 2018. – 34 с. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.energy-community.org/news/Energy-Community-News/2018/06/04.html>.

Таблиця 1

**Структура вхідних даних для розрахунків з передбачення тарифу
на розподіл електроенергії за одним з прогнозних сценаріїв ***

Показники	Значення
Вартість старих активів (станом на 1 січня 2018 р.) (млрд. грн.)	226,0
Середній строк використання основних засобів (роки)	30,0
Загальний сумарний тариф енергосистеми України за 2017 р. (млрд. грн.)	168,0
Загальний сумарний тариф енергорозподільних компаній України за базовий 2017 р. (млрд. грн.)	17,9
Ставка податку на прибуток (%)	18,0
Прогнозна ставка річної інфляції на розрахунковий період (%)	8,0
Сумарні операційні затрати (без суми амортизації) енергорозподільних компаній за 2017 р. (млрд. грн.)	15,9
Сумарна амортизація енергорозподільних компаній за 2017 р. (млрд. грн.)	1,8
Загальний прибуток енергорозподільних компаній України за 2017 р. (млрд. грн.)	0,2
Сумарна плата енергорозподільним компаніям за компенсацію реактивної потужності у 2017 р. (млрд. грн.)	1,1
50% від загальної економії технологічних витрат електроенергії енергорозподільних компаній у 2017 р. (млрд. грн.)	1,3
Норматив загальної економії щорічних операційних витрат енергорозподільних компаній у регуляторний період (%)	1,0
Індекс зміни щорічних обсягів споживання нетто електричної енергії в Україні	1,02
Норматив на розподіл електроенергії від сумарного тарифу на розподіл і постачання електроенергії для 1 класу напруги в регуляторний період (%)	79,2
Норматив на розподіл електроенергії від сумарного тарифу на розподіл і постачання електроенергії для 2 класу напруги в регуляторний період (%)	96,40
Норма прибутку на наявні (старі) активи (%)	12,5
Норма прибутку на нові активи (%)	12,5
Норма розподілу чистого прибутку на реінвестиції (%)	50,0

* Тут і в табл. 2 розраховано автором за даними НКРЕКП, Громадської спілки “Перша енергетична асоціація України” за 2017 р. і Звіту Секретаріату Енергетичного співтовариства.

Основні результати розрахунків з передбачення тарифу

Рік періоду	Вартість наявних (старих) активів	Вартість нових активів	Всього вартість активів	Амортизація старих активів	Амортизація нових активів	Амортизація (всього)	Прибуток на старі активи	Прибуток на нові активи	Прибуток (всього)	Податок на прибуток
0 (2017 р.)	226,0	0,0								
1	226,0	4,4	230,4	7,5	0,1	7,6	28,3	0,6	28,9	5,2
2	218,5	25,1	243,6	7,3	0,8	8,1	27,3	3,1	30,4	5,5
3	211,2	46,9	258,1	7,0	1,6	8,6	26,4	5,9	32,3	5,8
4	204,2	70,0	274,2	6,8	2,3	9,1	25,5	8,8	34,3	6,2
5	197,4	94,4	291,8	6,6	3,1	9,7	24,7	11,8	36,5	6,6
Усього за 5 років	×	×	×	35,2	7,9	43,1	132,2	30,2	162,4	29,3

Наведемо результати, отримані з використанням десятих альтернативних варіантів (В-) моделювання за показниками нормативів середньозваженої вартості капіталу та розподілу чистого прибутку, які використано на порівняльних діаграмах для розглянутих альтернативних варіантів (рис. 5–8):

I. 1) В-1.1. WACC на старі активи – 3%, нові активи – 17%; при інвестуванні 100% чистого прибутку у створення нової бази активів;

2) В-1.2. WACC на старі активи – 3%, нові активи – 17%; при інвестуванні 50% чистого прибутку у створення нової бази активів;

II. 3) В-2.1. WACC на старі активи – 5%, нові активи – 18%; при інвестуванні 100% чистого прибутку у створення нової бази активів;

4) В-2.2. WACC на старі активи – 5%, нові активи – 18%; при інвестуванні 50% чистого прибутку у створення нової бази активів;

III. 5) В-3.1. WACC на старі активи – 7%, нові активи – 19%; при інвестуванні 100% чистого прибутку у створення нової бази активів;

6) В-3.2. WACC на старі активи – 7%, нові активи – 19%; при інвестуванні 50% чистого прибутку у створення нової бази активів;

IV. 7) В-4.1. WACC на старі активи – 9%, нові активи – 20%; при інвестуванні 100% чистого прибутку у створення нової бази активів;

8) В-4.2. WACC на старі активи – 9%, нові активи – 20%; при інвестуванні 50% чистого прибутку у створення нової бази активів;

V. 9) В-5.1. WACC на старі активи – 12,5%, нові активи – 12,5%; при інвестуванні 100% чистого прибутку у створення нової бази активів;

10) В-5.2. WACC на старі активи – 12,5%, нові активи – 12,5%; при інвестуванні 50% чистого прибутку у створення нової бази активів.

На основі аналізу отриманих агрегованих вартісних і тарифних показників за кожним з варіантів надалі можливо запропонувати ряд найприйнятніших варіантів або оптимальний варіант як орієнтир для відповідних органів державного управління з метою запровадження стимулюючого тарифу на послуги з розподілу електроенергії.

За результатами розрахунків, найменш радикальними варіантами для запровадження стимулюючого тарифу виявилися варіанти 1.1 та 1.2, які, на нашу думку, все ж недостатньо спонукатимуть енергорозподільні компанії вкладати значні кошти в

Таблиця 2
на розподіл електроенергії за одним з прогностичних сценаріїв

(млрд. грн.)

Операційні витрати	Вартість інвестиційної програми	Розрахунковий сумарний тариф (дозволений дохід) на розподіл електроенергії	Індекс зміни тарифу на розподіл електроенергії до 2017 р.	Зміна тарифу на розподіл електроенергії до загального сумарного тарифу енергосистеми України до 2017 р. (%)	Розрахунок-прогноз споживання нетто електроенергії (млрд. кВт·год)	Річні усереднені тарифи на розподіл 1 кВт·год спожитої електроенергії (грн./кВт·год)
15,9	4,4				117,3	0,15
17,0	20,7	53,5	3,0	31,8	119,6	0,45
18,2	21,8	56,5	3,2	33,6	122,0	0,46
19,5	23,1	60,2	3,4	35,8	124,4	0,48
20,8	24,4	63,9	3,6	38,0	126,9	0,50
22,2	25,9	68,0	3,8	40,5	129,4	0,53
97,7	115,9	302,1	×	×	×	0,48

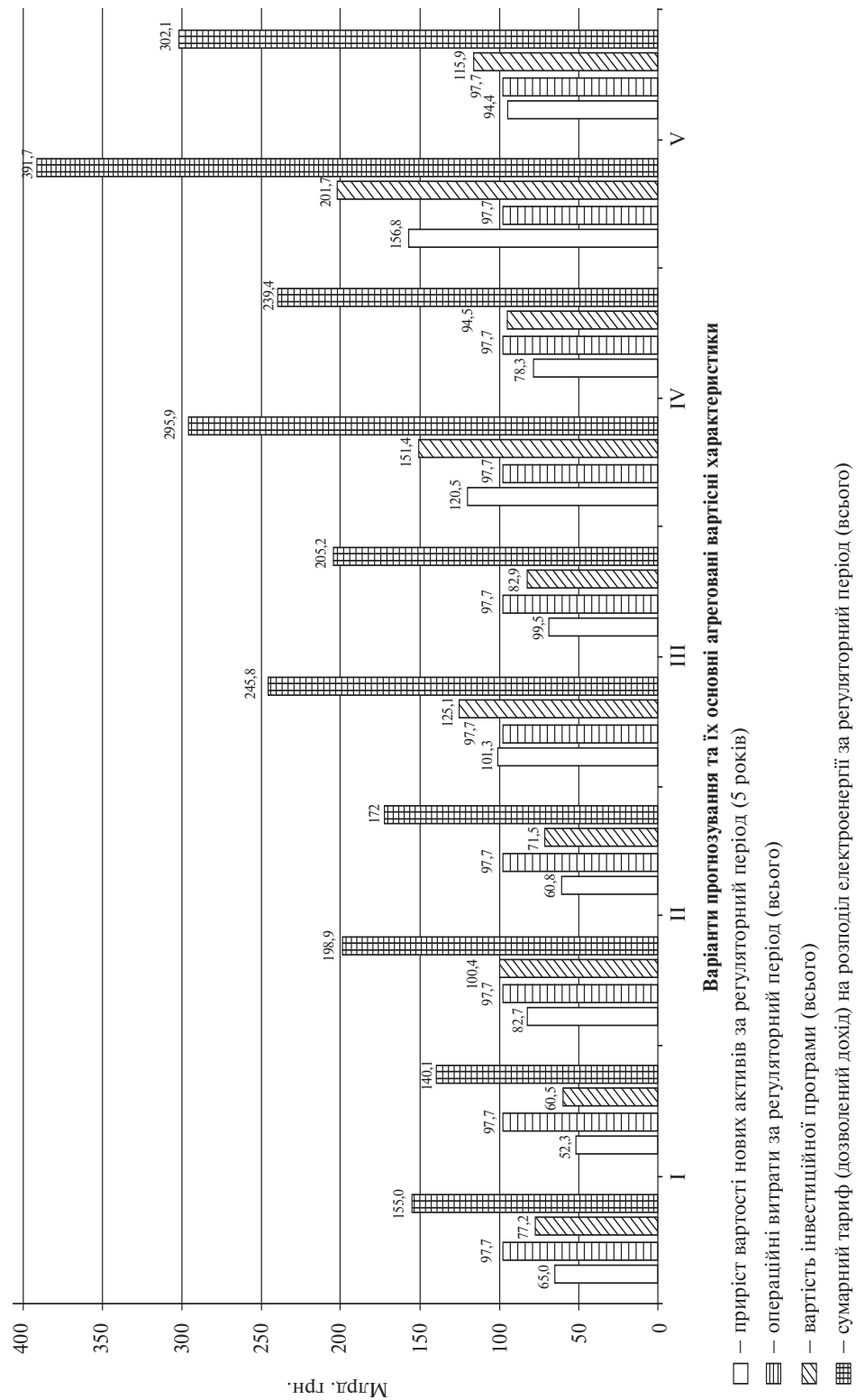


Рис. 5. Порівняльна діаграма основних агрегованих вартісних показників за варіантами прогнозування тарифу на розподіл електроенергії в Україні на 2018–2022 рр.

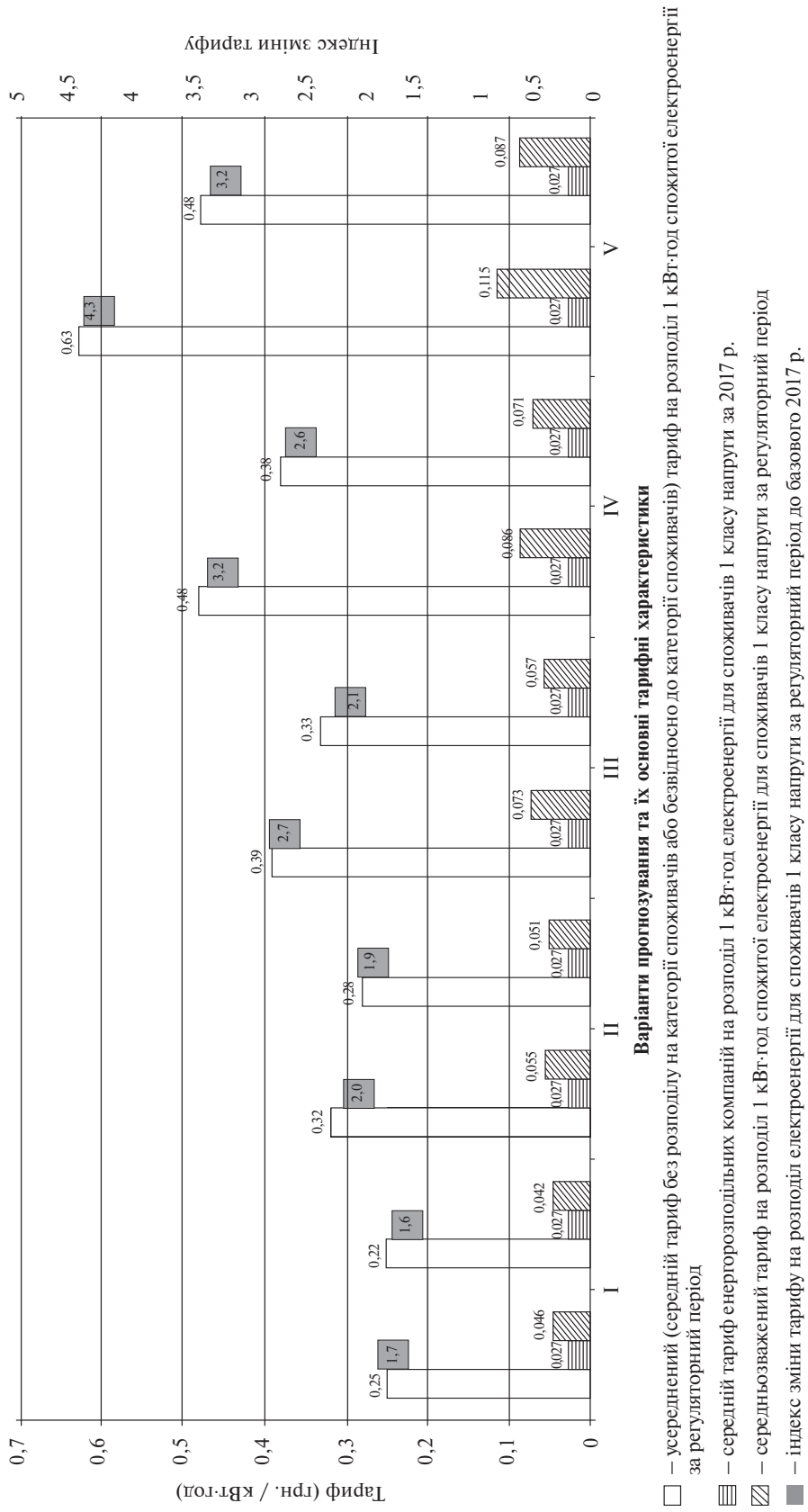
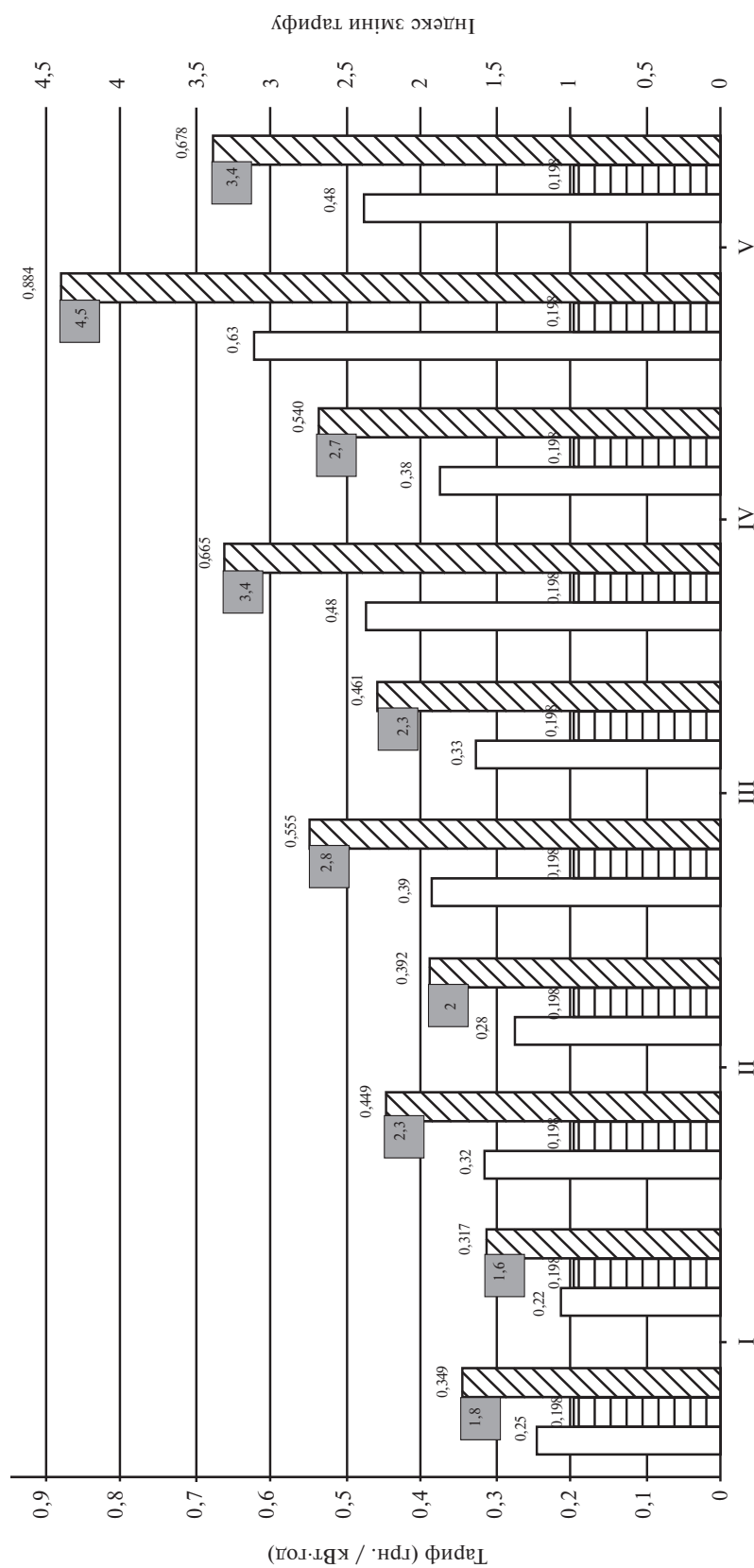


Рис. 6. Порівняльна діаграма роздрібних тарифів на розподіл електроенергії для споживачів, підключених до електричних мереж 1 класу напруги, на регуляторний період за варіантами прогнозування

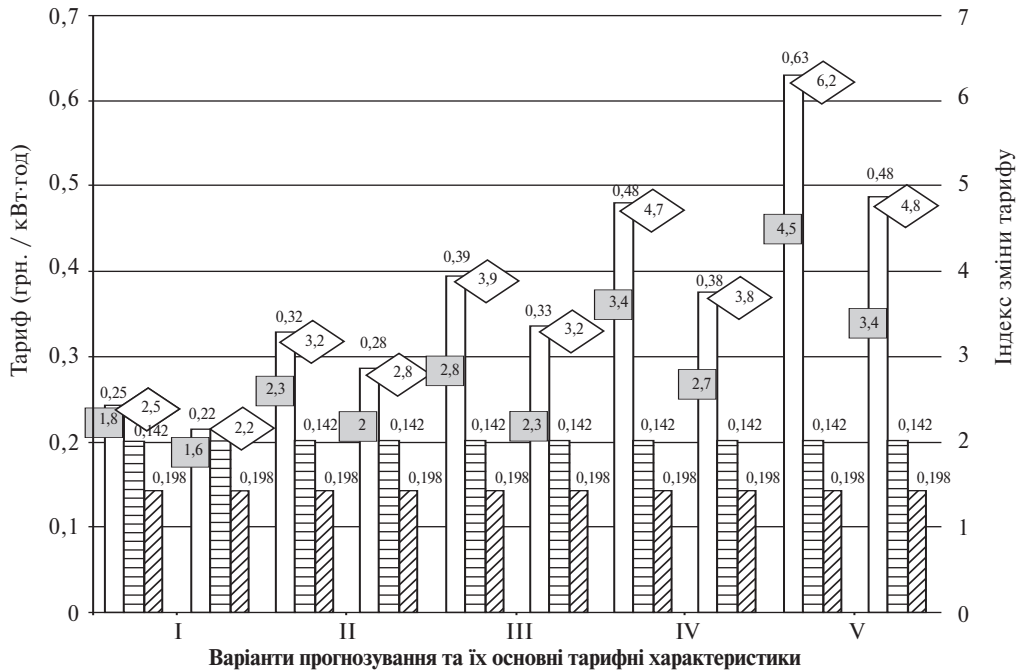


Варіанти прогнозування та їх основні тарифні характеристики

- — усереднений тариф на розподіл 1 кВт-год спожитої електроенергії за регуляторний період
- ▨ — середній тариф енергорозподільних компаній на розподіл 1 кВт-год електроенергії для споживачів 2 класу напруги за 2017 р.
- ▩ — середньозважений тариф на розподіл 1 кВт-год спожитої електроенергії для споживачів 2 класу напруги за регуляторний період
- — індекс зміни тарифу на розподіл електроенергії для споживачів 2 класу напруги за регуляторний період до базового 2017 р.

Рис. 7. Порівняльна діаграма роздільних тарифів на розподіл електроенергії для споживачів, підключених до електричних мереж 2 класу напруги, на регуляторний період за варіантами прогнозування

модернізацію своїх енергетичних мереж, що створюватиме додаткові ризики для забезпечення надійності та безперервності енергопостачання і досягнення цілей Енергетичної стратегії України на період до 2035 р. за показником тривалості незапланованих перерв в енергопостачанні (System Average Interruption Duration Index – SAIDI).



- – усереднений тариф на розподіл 1 кВт-год спожитої електроенергії за регуляторний період
- ▨ – економічно обґрунтований тариф енергорозподільних компаній на розподіл 1 кВт-год електроенергії для побутових споживачів за 2017 р.
- ▩ – розрахунковий середній фактичний тариф енергорозподільних компаній на розподіл 1 кВт-год електроенергії для побутових споживачів за 2017 р.
- – індекс зміни тарифу на розподіл електроенергії для побутових споживачів за регуляторний період до економічно обґрунтованого тарифу базового 2017 р.
- ◇ – індекс зміни тарифу на розподіл електроенергії для побутових споживачів за регуляторний період до розрахункового середнього фактичного тарифу базового 2017 р.

Рис. 8. Порівняльна діаграма роздрібних тарифів на розподіл електроенергії для побутових споживачів на регуляторний період за варіантами прогнозування

Водночас найбільш радикальними є варіанти 5.1. і 5.2 *, які передбачають збільшення загального середньорічного тарифу з розподілу електроенергії, відповідно, щонайменше у 4,4 та 3,4 рази порівняно з базовим 2017 р. При цьому сумарний тариф (дозволений дохід) енергорозподільних компаній за весь регуляторний період досягне рекордних сум: відповідно, 391,7 і 302,1 млрд. грн. Такий дохід, з огляду на слабкий розвиток потужностей спеціалізованих підрядних організацій з будівництва та виробництва обладнання для модернізації електричних мереж, на нашу думку, буде надмірним і не може бути ефективно використаний (освоєний) енергорозподільними компаніями. До того ж це може призвести до розбалансованості ринку електричної енергії, галузевих і макроекономічних диспропорцій. Адже за цими варіантами питомий середній тариф на розподіл електроенергії за весь регуляторний період зросте порівняно з базовим 2017 р.:

– для споживачів 1 класу напруги – відповідно, в 4,3 і 3,2 рази;

* У варіантах 5.1 і 5.2 використовується однакова норма дохідності (WACC) – 12,5% на наявні та нові активи, згідно з Постановою НКРЕКП від 27.07.2017 р. № 972/2017 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.nerc.gov.ua/?id=26692>.

- для споживачів 2 класу напруги – відповідно, в 4,5 і 3,4 раза;
- для побутових споживачів – відповідно, у 6,2 і 4,8 раза.

Натомість результати розрахунків за варіантами 2.1, 2.2, 3.1, 3.2, 4.1 і 4.2 дають проміжні результати і пропонуються для подальшого розгляду та детального аналізу. На наш погляд, найбільш збалансованими за прогнозними показниками варіантами для переходу до стимулюючого тарифу на розподіл електроенергії для першого регуляторного періоду є варіанти 2.2 і 3.2, які базуються на нормативі інвестування 50% від суми чистого прибутку у створення нової бази активів. Основні тарифні показники за цими варіантами моделювання наводяться в таблиці 3.

Таблиця 3

Основні тарифні показники за варіантами моделювання 2.2 і 3.2 при запровадженні стимулюючого тарифу на розподіл електричної енергії *

Показники	Одиниці виміру	Варіанти моделювання та їх характеристики	
		В-2.2	В-3.2
Загальний тариф (дозволений дохід) на розподіл електроенергії за весь регуляторний період (5 років)	млрд. грн.	172,0	205,2
Середньорічний тариф (дозволений дохід) на розподіл електроенергії в межах регуляторного періоду	млрд. грн.	34,4	41,0
Коефіцієнт зростання загального середньорічного тарифу на розподіл електроенергії до базового 2017 р.	рази	1,9	2,3
Середньозважений тариф на розподіл електроенергії на весь регуляторний період (5 років) для споживачів 1 класу напруги	грн./кВт-год	0,051	0,057
Коефіцієнт зростання тарифу на розподіл електроенергії для споживачів 1 класу напруги порівняно з базовим 2017 р.	рази	1,9	2,1
Середньозважений тариф на розподіл електроенергії на весь регуляторний період (5 років) для споживачів 1 класу напруги	грн./кВт-год	0,392	0,461
Коефіцієнт зростання тарифу на розподіл електроенергії для споживачів 2 класу напруги порівняно з базовим 2017 р.	рази	2,0	2,3
Середньозважений тариф на розподіл електроенергії на весь регуляторний період (5 років) для побутових споживачів	грн./кВт-год	0,392	0,461
Коефіцієнт зростання тарифу на розподіл електроенергії для побутових споживачів порівняно з базовим 2017 р.	рази	2,8	3,2

* Складено автором.

Варіанти 2.2 і 3.2 передбачають зростання середньорічного тарифу (або дозволеного доходу) для енергорозподільних компаній, відповідно, в 1,9 і 2,3 раза. Завдяки цьому, як показано на рисунку 6, у межах регуляторного періоду енергорозподільні компанії матимуть можливість створити нові енергорозподільні активи на суму 60,8 і 69,5 млрд. грн., а вартість інвестиційної програми становитиме, відповідно, 71,5 і 82,9 млрд. грн. Сумарний прибуток підприємств з розподілу електроенергії прогнозується за регуляторний період у розмірі 60,9 і 86,8 млрд. грн., а сума податку на прибуток – відповідно, 11,0 і 15,6 млрд. грн.

За цими двома пропонованими варіантами передбачається таке зростання середніх питомих тарифів на розподіл електроенергії на весь регуляторний період порівняно з базовим 2017 р.:

- для споживачів 1 класу напруги – відповідно, в 1,9 і 2,1 раза;

- для споживачів 2 класу напруги – відповідно, у 2 і 2,3 раза;
- для побутових споживачів – відповідно, у 2,8 і 3,2 раза.

З метою усунення негативного для економіки України ефекту “цінових ножиць”, який призводить до “перехресного” субсидіювання певних категорій споживачів за рахунок інших категорій, передбачається, що тариф на розподіл електроенергії для побутових і непобутових споживачів 2 класу напруги має бути, принаймні, вирівняним. Це, насамперед, впливає з технічних особливостей приєднання до електромережі, які в основному є ідентичними як для побутових, так і непобутових споживачів 2 класу напруги, що у принципі формує однакові витрати енергорозподільних компаній та однакові технологічні регламенти і підходи до технічного обслуговування цих двох категорій. Ліквідація “цінових ножиць” і “перехресного” субсидіювання у сфері енергетики належить до основних завдань Енергетичної стратегії України до 2035 р.

До того ж слід зазначити, що у всіх країнах ЄС, у тому числі в сусідній Молдові, питомі енергетичні тарифи для побутових споживачів є вищими, ніж тарифи для підприємств і організацій. Отже, при переході на стимулююче ціноутворення на мережеві послуги з розподілу електроенергії та за умови вирівнювання тарифів між категоріями побутових і непобутових споживачів, підключених до електромереж 2 класу напруги, за варіантами 2.2 і 3.2 прогнозується досягнення ними таких рівнів:

- споживачів 1 класу напруги – відповідно, 0,051 і 0,057 грн. за 1 кВт·год;
- споживачів 2 класу напруги та побутових споживачів – відповідно, 0,392 і 0,461 грн. за 1 кВт·год.

Отримані результати розрахунків за пропонованими десятима варіантами спонукають ще раз звернути увагу на використання такого базового показника при формуванні стимулюючих тарифів, як середньозважена вартість капіталу (WACC), та його обґрунтування. Як виявилось, варіанти 5.1 і 5.2, в яких застосовується норматив WACC на рівні 12,5% на нові та старі активи, виявилися найбільш радикальними і створюватимуть підвищені ризики розбалансування енергоринку у випадку їх імплементації. Разом з тим саме таку норму дохідності (12,5%) формально має бути застосовано в Україні сьогодні *. На практиці часто орієнтирами для встановлення WACC є норма дохідності на ОВДП та/або облікова ставка національного банку. З урахуванням українських реалій, норма дохідності на ОВДП, за даними біржі ПФТС на 10 вересня 2018 р., становила близько 18% річних, а діюча облікова ставка НБУ – ті самі 18%. Якщо зазначену ставку використовувати як норматив WACC для формування тарифу на розподіл електроенергії, то отримаємо сценарій для ще радикальнішого підвищення тарифів, що є абсолютно неприпустимим. За попередніми розрахунками, залежно від категорії споживачів тарифи на розподіл електроенергії мали б зрости у 6–9 разів порівняно з 2017 р. За таких умов при встановленні WACC варто звернути увагу на досвід країн, які використовують різні норми дохідності на нові та наявні активи (Німеччини, Швейцарії). Саме такий підхід дозволив би застосувати ставки WACC на нові активи на рівні 18–19%, що відповідало б дотриманню орієнтиру облікової ставки НБУ чи нормативу дохідності ОВДП, номінованих у гривні, на рівні 18% річних. Натомість, враховуючи занедбаний технічний стан наявних (старих) активів енергорозподільних компаній та їх завищену вартість за результатами пе-

* Про внесення змін до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 23 липня 2013 року № 1009 : Постанова НКРЕКП від 27.07.2017 р. № 972/2017 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.nerc.gov.ua/?id=26692>.

реоцінки, рекомендується встановити норматив WACC на такі активи на значно нижчому рівні – 5–7%. Безсумнівно, що використання вищих ставок WACC на новостворювані активи порівняно із ставками на існуючі активи створить додаткові стимули для інвестицій в оновлення мережевої енергетичної інфраструктури компаній, оскільки забезпечить їм підвищений дохід у майбутньому. Саме такий підхід пропонується у варіантах 2.2 і 3.2.

Висновки

Впровадження нової моделі ринку електричної енергії, що планується з 1 липня 2019 р., має на меті не тільки усунути певні диспропорції в ціноутворенні на електричну енергію та послуги з її транспортування і розподілу, але й створити стимули для модернізації електромереж. Отже, коли ціни на електричну енергію (як товар) визначатиме ринок, то ціноутворення на мережеві послуги з транспортування і розподілу електроенергії залишаться регульованими з боку НКРЕКП, що потребує відповідного методологічного забезпечення їх формування, оскільки таке регулювання має забезпечити, з одного боку, належний технічний стан мережевої енергетичної інфраструктури, а з іншого – галузеву і макроекономічну збалансованість, коли ціни на електричну енергію та послуги з її розподілу залишаться посилюючими для споживачів.

З метою визначення певних галузевих орієнтирів у сегменті розподілу електроенергії та прогнозування ціноутворення на ці послуги при переході на нову модель ринку електричної енергії та впровадженні стимулюючого тарифу на її розподіл створено відповідну економіко-математичну сценарну модель для розрахунку тарифів на розподіл електроенергії, яка базується на методичних підходах, заснованих на визначенні регуляторної бази активів і застосуванні у розрахунках фактичних даних роботи сектору електроенергетики України у 2017 р. та прогнозних показників середньозваженої вартості капіталу, інфляції тощо.

За результатами розрахунків з використанням економіко-математичної моделі, найбільш збалансованими сценаріями для впровадження стимулюючого тарифу на розподіл електроенергії є варіанти, засновані на застосуванні нормативу WACC на наявні (старі) активи на рівні 5–7% і на нові активи – 18–19% при інвестуванні 50% чистого прибутку у створення нової бази активів. Запропонована ставка WACC на нові активи відповідає орієнтиру діючої облікової ставки НБУ та поточному нормативу доходності облігацій державної позики, номінованих у гривні.

При переході на стимулююче ціноутворення на мережеві послуги з розподілу електроенергії, з метою ліквідації “перехресного” субсидіювання одних категорій споживачів за рахунок інших, рекомендується вирівнювання тарифів між категоріями побутових і непобутових споживачів, підключених до мереж 2 класу напруги, що відповідає основним завданням Енергетичної стратегії України до 2035 р. та європейській практиці, де роздрібні тарифи для побутових споживачів у цілому перевищують тарифи для підприємств і організацій. Уразливі категорії побутових споживачів мають отримати пряму адресну фінансову допомогу. Зазначені тарифи забезпечать достатній фінансовий ресурс енергорозподільним компаніям для істотної модернізації їх енергетичних мереж у перший регуляторний період впровадження стимулюючого ціноутворення. Натомість, застосування більш високих ставок WACC на нові активи або уніфікація нормативу WACC на нові та наявні активи на вищих рівнях призведуть до надмірного підвищення тарифу на розподіл

електроенергії, що може викликати розбалансування ринку електричної енергії та виникнення макроекономічних диспропорцій.

Використання запропонованої економіко-математичної моделі є можливим у межах окремої області та конкретної енергорозподільної компанії для обґрунтування нею тарифів на розподіл електричної енергії та їх захист у НКРЕКП. При цьому очевидно, що нормативи WACC, як і питомі значення тарифів, отриманих за результатами розрахунків для енергорозподільних компаній, можуть дещо відрізнятись від компанії до компанії залежно від техніко-економічних умов їх функціонування.

Список використаної літератури

1. Логацький В.М., Омельченко В.Ю., Юрчишин В.В. Роль і місце української енергетики у світових енергетичних процесах. – К. : Центр Разумкова, 2018. – 90 с.

References

1. Logatskiy V.M., Omel'chenko V.Yu., Yurchyshyn V.V. *Rol' i Mistse Ukrain's'koi Energetyky u Svitovykh Energetychnykh Protsesakh* [The Role and Place of Ukraine's Energetics in the World Energy Processes]. Kyiv, Razumkov Centre, 2018 [in Ukrainian].

*Стаття надійшла до редакції 12 вересня 2018 р.
The article was received by the Editorial staff on September 12, 2018.*
