

9. Dealing with Problem Debts. – Supervisor of Banks. Proper Conduct of Banking Business (12/10): Bank of Israel [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://www.bankisrael.gov.il/deptdata/pikuah/nihul_takin/eng/314_et.pdf

10. European Banking Coordination Vienna Initiative. Working Group on NPLs in Central, Eastern and South-eastern Europe. Report. – March 2012.

11. FDIC Law, Regulations, Related Acts. – 2000 – Rules and Regulations. Appendix A to Subpart A [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.fdic.gov/regulations/laws/rules/2000-5050.html>

12. Financial Soundness Indicators – Compilation Guide. – IMF. – March, 2006 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.imf.org/external/pubs/ft/fsi/guide/2006/index.htm>

13. Ukrainian Banking Sector Outlook: Some Bumps on the Long Road to Recovery [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.imf.org/external/pubs/ft/fsi/guide/2006/index.htm>

УДК 621.311

А. С. КОЛЄСНІЧЕНКО

ПРИЗНАЧЕННЯ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ СКЛАДОВОЇ ТАРИФУ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ

В даній статті проаналізовано сутність інвестиційної складової у тарифі на електричну енергію. Висвітлені її позитивні та негативні риси в сучасних умовах роботи ринку електричної енергії України.

В данной статье проанализирована сущность инвестиционной составляющей в тарифе на электрическую энергию. Освещены ее положительные и отрицательные черты в современных условиях работы рынка электрической энергии Украины.

This article examines the nature of the investment component in electricity tariffs. Its positive and negative features in modern conditions of the electricity market in Ukraine are highlighted.

Ключові слова: інвестиційна складова, тариф на електричну енергію, ринок електричної енергії.

Постановка проблеми. Підвищення інвестиційної привабливості в умовах обмежених ресурсів та гострої конкуренції є одним з головних завдань сучасного енергетичного ринку України. Перед спеціалістами галузі стоїть ряд питань, пов'язаних з активізацією інвестиційної діяльності енергетичної галузі, оцінкою та прогнозуванням поведінки зовнішніх і внутрішніх інвесторів, враховуючи вплив процесу реформування вітчизняного ринку електроенергії.

Сьогодні в енергетичній галузі України співіснують елементи приватної власності і централізоване адміністративне управління. З одного боку, держава, виконуючи зобов'язання перед міжнародними фінансовими організаціями, погодилася передати в руки приватних власників деякі обласні енергопостачальні компанії (обленерго), а з іншого боку, має контролювати фінансові потоки в енергетиці [1].

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Розробкою теоретичних основ та аналізом практичного впровадження окремих процесів на ринку електроенергії, який перебуває у стадії реформування, і аналізом ціни як його основної складової займаються такі дослідники, як Дерзкий В.Г. [1], Подковальников С.В., Беляєв Л.С. [2], Ливень О., Колесніков А.В. [8] та інші. Більш детальну характеристику та аналіз складових тарифу на електричну енергію та його інвестиційне призначення можна знайти в роботах Бялого Ю. [6], Павлової С.І., Юхимчука І.О. [7] та інших. Однак, залишається дискусійним питання обґрунтування інвестиційної складової тарифу на електроенергію.

Постановка завдання. На основі викладеного можна сформулювати завдання дослідження, яке полягає в проведенні аналізу складових тарифу на електричну енергію і виокремленні тої його частки, яка виконує інвестиційну функцію, відображає розмір вкладень, що здійснюються в електроенергетику.

Виклад основного матеріалу дослідження. Особливість реформування енергетичного ринку полягає в тому, що такі його структурні компоненти, як діяльність з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, передача електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами, а також система оперативно-диспетчерського управління, залишаються під державним контролем та зберігають статус регульованої природної монополії. Перелічені сфери діяльності в основному належать постачальникам електроенергії за регульованим тарифом. Механізм фінансування їх розвитку констатує включення інвестицій у тариф на передачу електроенергії, що встановлюється регулюючим органом. Тому впровадження ринкових відносин утворює низку проблем, що стосуються, в першу чергу, підприємств генерації. Це виражається в недостатніх інвестиціях у нові електростанції, скороченні резервів потужності, припиненні будівництва капіталомістких ГЕС, АЕС тощо. Проблеми фінансування будівництва нових електростанцій в умовах конкурентного ринку недостатньо розроблені на сьогодні та потребують подальшого вивчення й проведення глибокого аналізу концепцій переходу до ринку.

Енергетичні потужності, як генеруючі, так і передавальні, є дуже капіталомісткими і вимагають тривалих термінів будівництва. У той же час капіталовіддача за рахунок оплати енергії порівняно низька. Тобто енергетика – це галузь з високими термінами окупності проектів і високими інвестиційними ризиками. Всі ці особливості унеможливають моментальну ліквідацію дефіциту, який має місце на ринку електроенергії. Для ефективного функціонування ринку необхідно постійно підтримувати певний надлишок виробничих потужностей, який можна покрити лише проведенням завчасного планування і своєчасним введенням нових електростанцій. Фактично для уникнення дефіциту на ринку електроенергії потрібно централізоване управління розвитком електроенергетичних систем (далі – ЕЕС), аналогічне оперативно-диспетчерському управлінню [2].

Ціна залишається базовим джерелом для покриття інвестиційних ризиків. Перед підприємством стає подвійне завдання: визначити такий її рівень, щоб було досягнуто планові показники рентабельності, з одного боку, і знайти оптимальну комбінацію всіх складових ціни для визначення потрібної інвестиційної складової, з іншого боку. Якщо собівартість продукції не відповідає умовам ринку і не дозволяє формувати прийнятну ціну, підприємство інвестує в реалізацію заходів по зниженню собівартості, скороченню витрат чи втрат. Внаслідок впровадження інновацій відбувається зниження собівартості, вихід на рівень прибутковості і відновлення конкурентоспроможності продукції (рис. 1). Опіраючись на положення економічної теорії, можна стверджувати, що рентабельність роботи фірми в даній стратегічній зоні господарювання буде пропорційною зробленим в цю зону капіталовкладенням [3]. Тобто інвестиції йдуть попереду рентабельності і є її чинником. Правила прийняття рішень з вибору стратегічної позиції, розглянуті І. Ансоффом, не передбачають в жодному з випадків простого підвищення ціни на продукцію. Суть підходу, який проваджує ідею підвищення цін до рівнів, які б забезпечили не тільки заплановану рентабельність, але й «інвестиційну» складову, зображено на рис. 2.

Тобто в ціну закладаються об'єктивно обумовлені витрати, втрати і до цього додаються суми, які встановлюються законодавчо та дозволять інвестору накопичити кошти на інновації. В результаті гарантом ефективної господарської діяльності власника або інвестора стає інвестиційна складова тарифу. Сьогодні реальними джерелами вкладень в електроенергетику є інвестиційна складова в тарифах "Укренерго", "Енергоатом і розподільчі компанії", кредит Світового банку для реабілітації гідроелектростанцій і невелика частка інвестиційної надбавки, яка розподіляється через державний бюджет для ТЕС [4]. При цьому істотного приросту інвестицій із зазначених джерел найближчими роками не очікується.

У Верховній Раді України зареєстрований проект закону № 10119 від 24 лютого 2012 про внесення змін до закону України "Про електроенергетику" (щодо стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії). З метою розвитку в Україні

альтернативних джерел енергії пропонується закласти в "зелений" тариф інвестиційну складову для фінансування суб'єктами будівництва нових або реконструкції (модернізації) діючих об'єктів електроенергетики з використанням альтернативних джерел енергії в розмірі 50% чистого прибутку від виробництва і реалізації електроенергії за "зеленим" тарифом. Це дозволить зробити сферу поновлюваних джерел енергії більш інвестиційно привабливою і залучити приватних інвесторів [5].

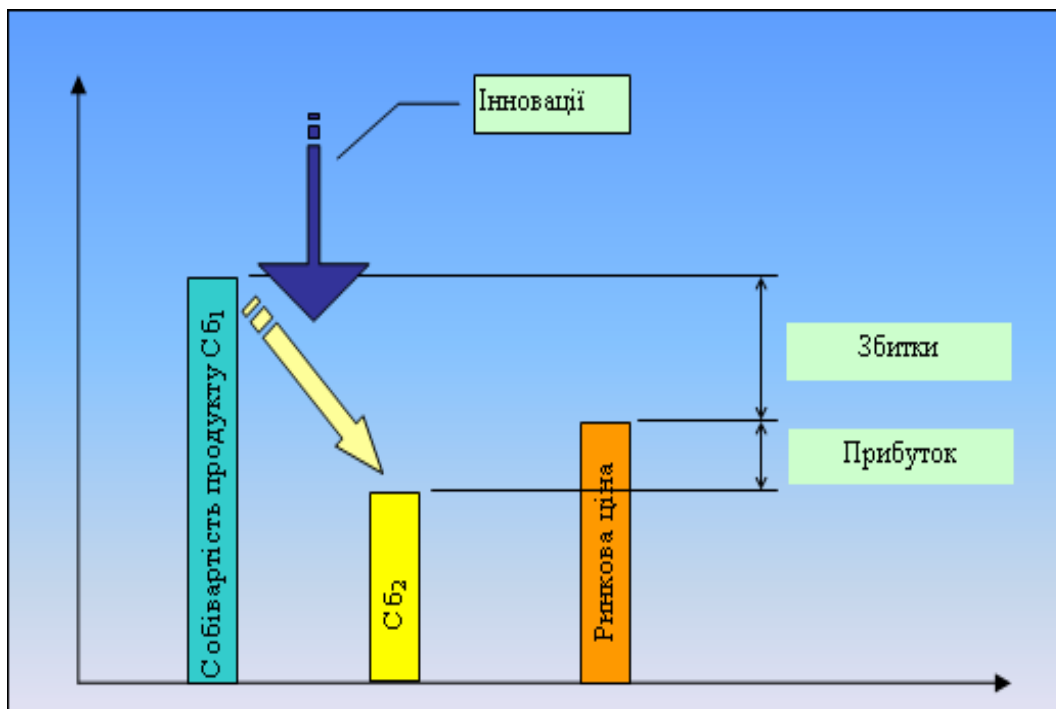


Рис. 1. Схема формування прибутку за рахунок інноваційно-інвестиційних чинників

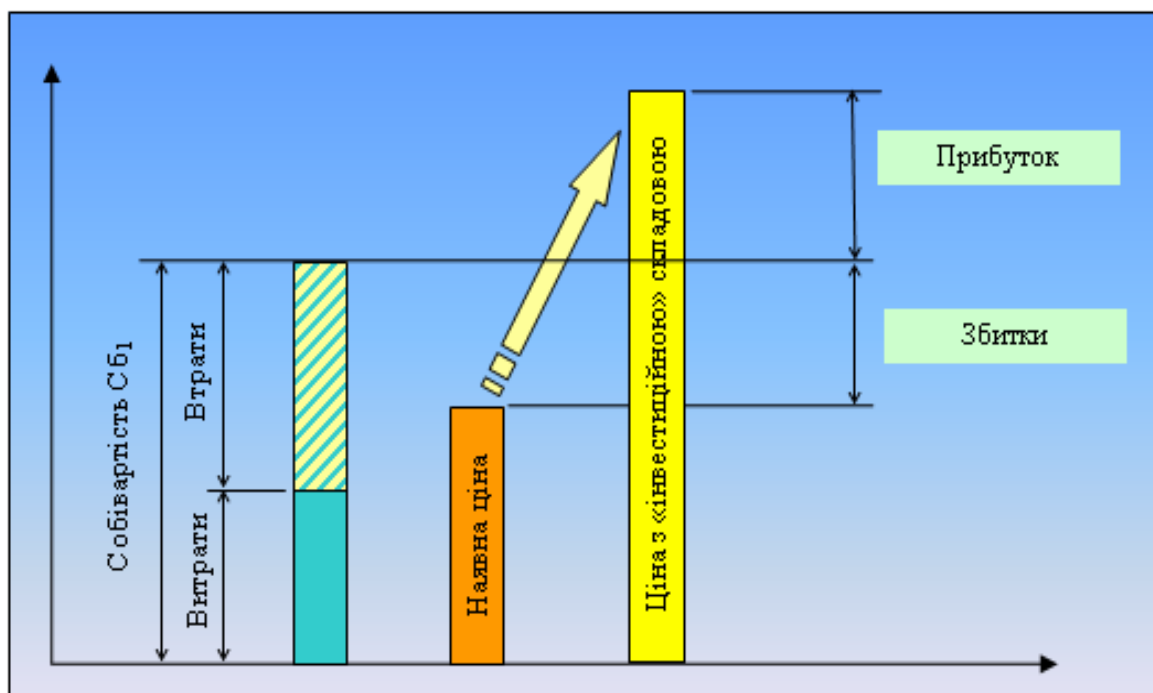


Рис. 2. Схема формування прибутку за рахунок адміністративних чинників

В законопроекті пропонується встановити величину "зеленого" тарифу для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію внаслідок переробки побутових

відходів, на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 року, помноженого на коефіцієнт "зеленого" тарифу для електроенергії, виробленої в результаті переробки побутових відходів.

Цільова надбавка до тарифу на електроенергію є основним джерелом фінансування інвестиційних проектів в енергетиці, відповідно до чинних правил ринку електроенергії, вона включається до ціни електроенергії. У структурі роздрібних тарифів частка оптової ринкової ціни складає близько 80%, а також включає надбавки для покриття витрат на утримання енергосистеми, диспетчеризацію, дотаційні сертифікати та інвестиційну складову. Проте наявність інвестиційної складової не тільки не вирішує існуючі проблеми енергетики, а й породжує нові. По суті, за рахунок цієї інвестиційної складової частини штучно підвищується ринкова ціна на електроенергію. Крім того, необхідність включення надбавки до складу тарифу призводить до труднощів при обґрунтуванні його економічно доцільного рівня, оскільки на сьогодні відсутні дієві методики оцінки рівня вказаної надбавки. Такі обставини приховують в собі ризик необґрунтованого зростання тарифів на електроенергію, всіх вітчизняних підприємств, зокрема, енергоємних промислових виробництв, особливо чутливих до зміни вартості електроенергії.

Експерти часто оперують формулюванням економічно обґрунтованого тарифу, однак на практиці виходить, що це досить умовне поняття. Для того, щоб можна було говорити про його обґрунтованість, необхідно розуміти, що є обґрунтованими витратами на виробництво послуги. Проаналізуємо ряд показників, з яких формується вартість енергії для споживачів. Сьогодні методика тарифоутворення виглядає так: до витрат додається деякий показник рентабельності. Національна комісія регулювання електроенергії як регулятор не дає ліцензіатам перевищувати тривідсотковий рівень рентабельності. Оптимальність цього показника для галузі стає сумнівною, адже «Турбоатом» чи «Електроважмаш» продають на ринку свою продукцію з рентабельністю близько 50 %. Тому стверджувати, що економічно обґрунтований тариф може формуватися з урахуванням усього тривідсоткового показника прибутковості недоцільно. Детального реформування потребує амортизація, оскільки в нашій країні вже більше 20 років не переглядалася вартість основних фондів. У зв'язку з цим, рівень амортизації визначається законодавством. Він занижений в порівнянні з реальною амортизацією в 4–6 разів. Якщо згадати, що амортизація – єдине джерело відновлення основних фондів, то такий рівень її заниження означає, що ніколи не буде можливо відновити електростанцію.

Для інвестування в розвиток енергетики, включаючи оновлення і розширення основних фондів, цілком достатньо не підвищувати багаторазово ціни на енергію, а ввести планку обов'язкових амортизаційних відрахувань на рівні 20–25% від тарифу. Крім того, варто звернутися і до досвіду Китаю, де державна енергосистема будується за зразком радянської ЕЕС і щорічно вводиться в експлуатацію близько 100 мегават нових генеруючих і розподільних потужностей – більше, ніж в усьому іншому світі [6]. По-третє, показник, який впливає на тариф – заробітна плата енергетиків. Навряд чи теперішня середня зарплата в галузі в 3 500 гривень може вважатися економічно обґрунтованою. Тобто важливо розуміти, що є показники рентабельності, амортизації і зарплати, які юридично вважаються обґрунтованими, проте сумнівною є обґрунтованість цих даних з точки зору реальної економічної ситуації.

Окрім ризиків необґрунтованого зростання тарифів на електроенергію, існують ризики, які пов'язані із сумнівною ефективністю застосування інвестиційної надбавки як джерела. Їх виокремлюють у групу – ризики нецільового використання. Ці ризики носять постійний характер та є досить значними [6]. Однак навіть цільове спрямування надбавки на інвестиційні потреби має неоднозначні наслідки. Так, можливість отримання інвестиційних ресурсів шляхом їх включення у собівартість продукції звільняє енергетичні компанії від необхідності пошуку потенційних інвесторів і знижує вимоги до відбору ефективних інвестиційних проектів. До того ж, за такого порядку інвестування енергетики практично весь інвестиційний ризик несуть безпосередні споживачі електроенергії, що скорочує їхні

власні інвестиційні можливості. В результаті відсутні стимули до енергозбереження, подолання економічного спаду та відновлення конкурентоспроможності української промисловості в цілому та електроенергетики зокрема [7, с. 279].

Більш того, при будь-якій організації енергетичного ринку інвестиції в нові електростанції в кінцевому підсумку завжди оплачують споживачі, які купують електроенергію. Це відбувається і при так званому самофінансуванні розвитку ЕЕС, і при будівництві за рахунок кредитів, і при приватних інвестиціях в умовах конкурентного ринку. Тому для споживачів вигідна така організаційна структура електроенергетики і такі форми фінансування розвитку, за яких інвестиційна складова тарифів або цін електроенергії мінімальна. Для фінансування розвитку ЕЕС, в тому числі і генеруючих потужностей, необхідне підвищення тарифів або цін на електроенергію в порівнянні з чистими експлуатаційними витратами. У своєму аналізі автори виявили, що для інвестування нових електростанцій в умовах конкурентного ринку необхідні більш високі ціни електроенергії, ніж тарифи при регульованій монополії. Пояснюється це зміною механізмів формування інвестиційної складової. При регульованій монопольній компанії для нового будівництва, що включаються в тарифи, розподіляються на всіх споживачів ЕЕС. Інвестиційна складова виходить при цьому відносно невеликою. В умовах конкурентного ринку інвестиції (приватні) в нову електростанцію повинні окупатися за рахунок продажу електроенергії тільки однієї цієї електростанції. Крім того, зважаючи на високий ступінь невизначеності та підвищений фінансовий ризик інвестор буде розраховувати на повернення інвестицій з більш високим відсотком на капітал, у порівнянні з кредитами в умовах регульованої монополії. Ці обставини роблять необхідну інвестиційну складову ціни на електроенергію більш високою, ніж при регульованій монополії в розрізі електростанцій одного і того ж виду.

Одночасно в умовах конкурентного ринку з'являється протиріччя, а саме відбувається «розрив» між цінами (витратами) діючих електростанцій і цінами, необхідними для залучення інвестицій в нові аналогічні електростанції. Витрати діючих електростанцій можуть знижуватися під впливом конкуренції на оптовому ринку. У той же час ціни, які можуть запропонувати нові електростанції такого ж типу, будуть перевищувати експлуатаційні витрати на величину зазначеної вище інвестиційної складової, що вимагається для повернення (окупності) інвестицій.

Якщо на оптовому ринку встановлюються ціни на рівні витрат діючих електростанцій, то буде створено економічний бар'єр для будівництва нових електростанцій, у тому числі для входження в ринок нових виробників електроенергії. В міру зростання електроспоживання або виведення з експлуатації зношених електростанцій це повинно призвести до дефіциту електроенергії та викликаного ним підвищення цін. При цьому замість очікуваного зниження цін при переході до ринку відбудеться, навпаки, їх підвищення. Якщо ж ціни підвищаться до рівня, необхідного для інвестицій, то на діючих електростанціях буде утворюватися підвищений прибуток, що завдасть невиправдані збитки споживачам. Тим самим буде порушено ефективне функціонування ринку, порівняно з тим, що було б в умовах досконалої конкуренції [2]. На даний момент Мінпаливенерго готує законопроект в сфері надання послуг з передачі газу та електроенергії кінцевому споживачеві. Цим документом передбачено перехід на новий метод розрахунку тарифів. Йдеться про так зване стимулююче регулювання. Щоб відбити бажання енергетичної компанії завищувати свої витрати, і тим самим збільшувати вартість наданих послуг, компанії буде запропоновано на 5 років встановити тариф, який не можна буде знизити протягом заданого періоду. Тобто всі ті кошти, які компанія «вивільнить» в результаті зниження своїх витрат і економії, будуть прибутком компанії. Тоді в учасників ринку з'явиться бажання економити і вкладати в модернізацію та енергозбереження. Для того, щоб запропонований механізм мав економічні підстави, необхідно здійснити переоцінку активів, основних фондів, на яких буде встановлена відповідна прибутковість.

З введенням стимулюючих тарифів компанія сама буде планувати свої інвестиції в модернізацію, проведення ремонтів, витрати тощо. Тобто у компанії з'являться реальні

економічні стимули як для інвестицій в розвиток, так і для зниження своїх витрат на виробництво послуги.

Висновки з проведеного дослідження. Підвищення інвестиційної привабливості вітчизняних підприємств є одним з найважливіших пріоритетів державної інвестиційної політики України, що, в свою чергу, впливає на рівень розвитку інвестиційного ринку загалом та галузей економіки зокрема. Системна та комплексна інвестиційна державна політика щодо діяльності ринку електричної енергії України, який знаходиться у стадії реформування, сприятиме стабілізації інвестиційного ринку України, мобілізації та диференціації інвестиційних ресурсів. Головне призначення інвестиційної складової тарифу на електричну енергію полягає в передбаченні ризиків для суб'єктів енергоринку, а також забезпеченні потреб для розвитку галузі.

Список використаних джерел

1. Дерзский В.Г. Анализ эффективности функционирования оптового рынка электроэнергии / В.Г. Дерзский, О.В. Мозенков // Энергетика та електрифікація. – 2009. – № 5. – С. 7–13.
 2. Беляев Л.С. Рынок в электроэнергетике: Проблемы развития генерирующих мощностей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников. Новосибирск : Наука, 2004. 220 с.
 3. Ансофф И. Стратегическое управление / Ансофф И. ; [сокр. пер. с англ. ; науч. ред. и авт. предисл. Л. И. Евенко]. – М. : Экономика, 1989. – 519 с.
 4. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року [Електронний ресурс] : закон України : [прийнято ВР 15.03.2006 № 145-р]. – Режим доступу : <http://www.zakon1.rada.gov.ua/signal/kr06145a.doc>
 5. Регіонали хочуть закласти в "зелений" тариф 50% інвестиційної складової від реалізації // РБК-Україна [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://ua-energy.org/post/17453>
 6. Бялий Ю. Энергокапкан [Електронний ресурс] / Ю. Бялий. – Режим доступу : <http://www.zavtra.ru/cgi//veil//data/zavtra/08/752/32.html>
 7. Павлова С.І. RAB-регулювання тарифів як метод підвищення інвестиційної привабливості підприємств енергетичної галузі / С.І. Павлова, І.О. Юхимчук // Вісник ЖДТУ. – 2010. – № 3(53). – С. 278–279.
 8. Колесников А.В. Дифференциация в регулировании энергорынка / А.В. Колесников // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. – № 1(83). – С. 29–31.
-