

МІНЕНЕРГОВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО
«НАЦІОНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ «УКРЕНЕРГО»

**Аналіз тарифо- та ціноутворення на електроенергію
у країнах ЄС та ОЕСР.
Системи стимулюючого тарифоутворення**

*Підготовлено групою аналізу
відділу стратегічного планування
та аналізу*

Київ – 09/2018

ЗМІСТ

1. Основні напрями та прогнозна оцінка розвитку світової енергетичної сфери.....	2
2. Реформування ринків електроенергії та механізмів ціноутворення. Загальні принципи організації і функціонування енергетичних ринків Європейського Союзу.....	6
2.1. Огляд МЕА практики реформування (лібералізації) ринків електроенергії та механізмів ціноутворення в умовах декарбонізації економіки відповідно до Паризької Угоди.....	6
2.2. Створення внутрішнього ринку електроенергії в Європейському Союзі.....	11
2.2.1. Загальна характеристика структури генерації країн ЄС.....	11
2.2.2. Нормативно-правова база створення внутрішнього ринку електроенергії країн-членів Європейського Союзу.....	14
2.2.3. Напрями діяльності єдиного національного державного регулюючого органу.....	21
2.3. Міжнародні системи обліку та відстеження походження електроенергії з відновлюваних джерел енергії.....	24
3. Досвід формування тарифо- та ціноутворення в електроенергетиці країн ОЕСР та ЄС.....	27
3.1. Особливості державного регулювання ціноутворення в промислово розвинених країнах...	27
3.2. Зарубіжний досвід формування систем тарифоутворення в електроенергетиці.....	32
3.3. Аналіз тарифоутворення на електроенергію в країнах ЄС.....	36
4. Стимулююче тарифоутворення в енергетичній галузі європейських країн.....	49
4.1. Досвід окремих країн ЄС з впровадження стимулюючого тарифного регулювання електроенергетичної галузі.....	59
5. Огляд стану формування тарифів на електроенергію в Україні.....	69
<i>Додаток 1. Динаміка цін на електроенергію країн ЄС для промислових споживачів</i>	<i>99</i>
<i>Додаток 2. Динаміка цін на електроенергію країн ЄС для побутових споживачів.....</i>	<i>101</i>
<i>Додаток 3. Динаміка тарифу на передачу електроенергії у країнах ENTSO-E з 2015 по 2018 р.....</i>	<i>103</i>
<i>Додаток 4. Тарифи на електроенергію в Україні та у країнах Європи.....</i>	<i>104</i>
<i>Додаток 5. Ціни на електроенергію для промислових споживачів Європи за IV квартал 2017р.....</i>	<i>105</i>
<i>Окремі скорочення.....</i>	<i>106</i>
<i>Джерела інформації.....</i>	<i>107</i>

Аналіз тарифо- та ціноутворення на електроенергію у країнах ЄС та ОЕСР.

Системи стимулюючого тарифоутворення

1. Основні напрями та прогнозна оцінка розвитку світової енергетичної сфери

Розвиток світової енергетичної сфери – одне з ключових питань концепції сталого розвитку суспільства. Енергетика на сучасному етапі є основою розвитку економіки. Міжнародне енергетичне агентство (МЕА, IEA) у роботі «Огляд Світової енергетики 2017» (*World Energy Outlook, WEO 2017*) прогнозує інтенсивне зростання економіки країн та регіонів світу *на наступні 20 років*. В основу прогнозу покладено зростання попиту на первинну енергію за регіонами та країнами світу, обумовлене такими ключовими факторами як: середньорічне зростання на 3,4% світової економіки; зростання населення з сьогоднішніх 7,4 млрд осіб до понад 9 млрд осіб у 2040 р. Споживання енергії на душу населення, при середньорічному темпі зростання в 0,7%, до 2040 р. збільшиться на 30%.

Відповідно до висновків прогнозу, МЕА відмічено значне зростання динаміки попиту на первинну енергію за регіонами та країнами світу. При цьому, регіональні тенденції істотного зростання визначатимуть *Китай, Індія, Бразилія та Близький Схід*.

Аналітичні дослідження та прогнозні оцінки визначають загальноекономічні орієнтири для формування національних стратегій та програм розвитку окремих галузей, регіонів та країн.

На основі досліджень та аналізу напрямів розвитку енергетики відповідно до діючих національних стратегій МЕА визначено, що основними джерелами енергозабезпечення залишатимуться *природний газ, відновлювана енергетика та енергоефективність*.

Споживання *природного газу* до 2030 р. зросте приблизно на 20% та залишиться на цьому ж рівні до 2040 р., а з урахуванням зобов'язань країн світу щодо реалізації Паризької кліматичної угоди та інтенсивного розвитку низьковуглецевих та відновлюваних джерел енергії прогнозується підвищення споживання природного газу за цей період до 45%. Прогнозоване зростання споживання природного газу обумовлено також необхідністю розвитку маневрових регулюючих потужностей для режимного регулювання стохастичної (нестабільної) генерації відновлюваних джерел енергії.

За довгостроковим прогнозом споживання *нафти* продовжуватиме зростати до 2040 р., але більш низькими темпами, в основному за рахунок зростання попиту у сфері вантажоперевезення, авіації та нафтохімічної промисловості.

Відповідно до висновків експертів Світового банку, наведених у звіті «Commodity Markets Outlook. 2018» очікується, що в 2018 р. ціна нафти в середньому складе 65 дол. США за барель через підвищення попиту і скорочення видобутку, така ціна збережеться і в 2019 році.

Факторами, що підтримують цю вартість, будуть продовження обмеження видобутку нафти як країнами, що входять в ОПЕК, так і не її членами, і високий рівень попиту.

За експертною оцінкою Світового банку, ціни на природний газ і вугілля підвищуватимуться на 20% у 2019 р., що на 16% вище показників, прогнозованих у жовтні 2017 року.

Сьогодні світові тенденції розвитку енергетики характеризуються поглибленням інтеграції енергетичних систем, зростанням використання *нетрадиційних відновлюваних джерел енергії* та об'єктів розподіленої генерації.

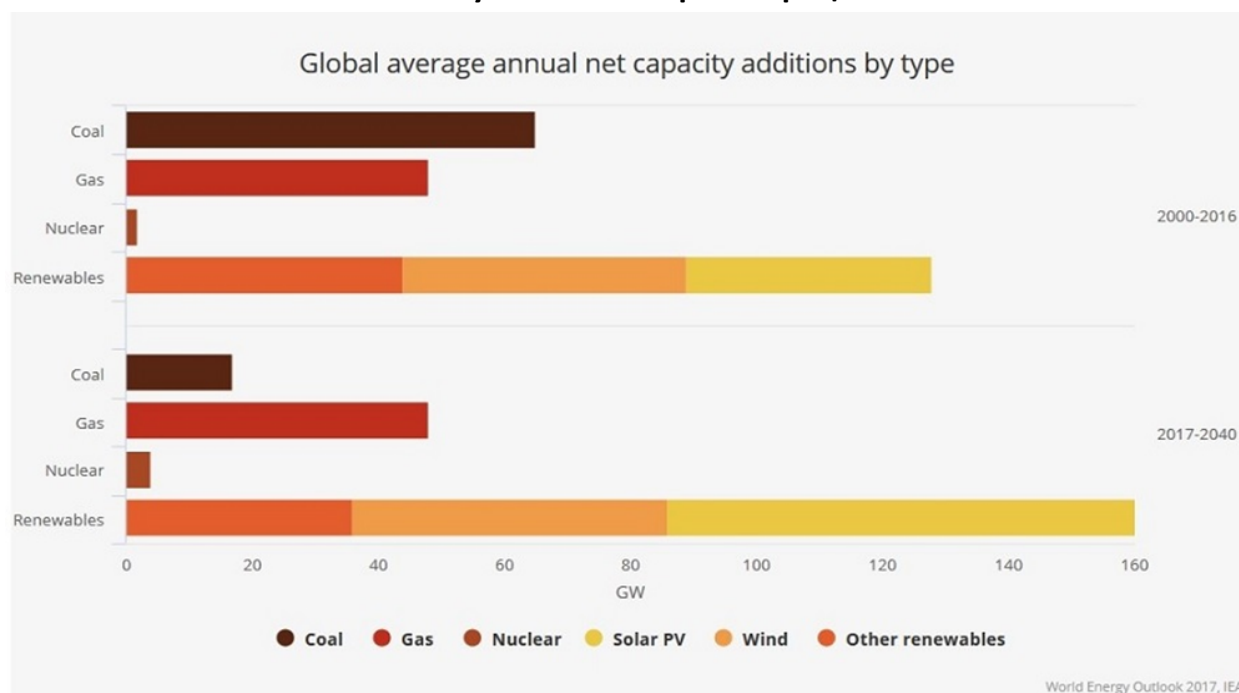
При цьому частка прямого та непрямого використання *відновлюваних джерел енергії* (ВДЕ) зросте з сьогоднішніх 9% до 16%. Інтенсивне зростання використання ВДЕ в електроенергетиці та реалізація цілей кліматичної Паризької угоди «наблизять кінець періоду широкого *використання вугілля*». Зокрема, в ЄС відновлювані джерела енергії стануть основним засобом виробництва електроенергії до 2030 р.

За прогнозом МЕА *енергоефективність*, що визначається через обсяги енергоспоживання на одиницю ВВП, *має підвищуватися в глобальному масштабі прискореними темпами*. Подальше підвищення енергоефективності стримує загальне зростання споживання первинної енергії – без підвищення енергоефективності обсяги кінцевого споживання за прогнозований період мали би зрости більш ніж удвічі.

Стан ринку енергоефективності в глобальному масштабі та заходи щодо підвищення енергоефективності, за оцінкою Європейської економічної комісії Організації Об'єднаних Націй (ЄЕК ООН), вже досягли рівня, при якому їх внесок в енергозабезпечення переважає внесок будь-якого іншого джерела енергії, ставши таким чином *«першим паливом» для економіки* країн-членів МЕА. За прогнозом до 2040 р. (WEO 2017) *енергоємність та вуглецеємність* ВВП за рахунок реалізації енергоефективних програм та виконання зобов'язань країн за *Паризькою угодою* має бути знижено на 37% та 10% відповідно проти рівня 2016 р.

Прогнозована МЕА (WEO 2017) динаміка зміни структури встановленої потужності електростанцій у світі за періоди до 2020 – 2030 рр. підтверджує що приріст генерувальних потужностей електростанцій, що використовують *відновлювані джерела енергії*, складе майже 2/3 загального приросту генерувальних потужностей до 2040 р.

Нові світові потужності електрогенерації за типами

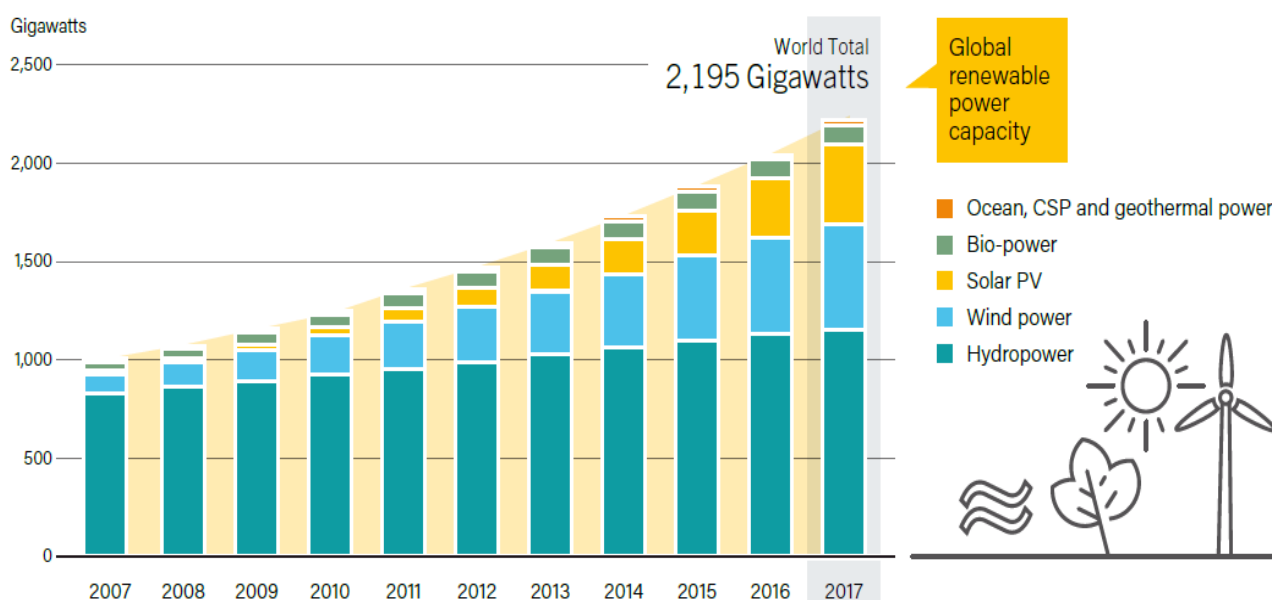


Джерело: MEA, World Energy Outlook 2017

За рахунок розвитку ВДЕ в 2016 р. було забезпечено до 63% чистого приросту світових генерувальних потужностей. Встановлена потужність світової відновлюваної енергетики досягла 2195 ГВт, якою вироблено 26,5% обсягів світової електроенергії.

Динаміка світової потужності ВДЕ за 2007 – 2017 рр.

FIGURE 5. Global Renewable Power Capacity, 2007-2017



Джерело: Renewables 2018. Global Status Report, REN21

Розширення використання ВДЕ стало можливим завдяки технічному прогресу в цій галузі, у тому числі за рахунок значного зниження вартості введення вітрових та

сонячних електростанцій.

У звіті *Міжнародної асоціації у сфері мережевої політики щодо ВДЕ для 21 сторіччя (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, REN21)* наголошується, що питомі інвестиційні та експлуатаційні витрати на виробництво «чистої» енергії та на введення нових потужностей щорічно знижуються, що підтверджується аналітичною роботою «*Levelized Cost of Energy Analysis (LCOE 11.0)*» американської корпорації *Lazard Ltd* та міжнародним агентством з відновлюваних джерел енергії (*International Renewable Energy Agency, IRENA*). Глобальний середньозважений *LCOE* сонячної енергетики промислового масштабу знизився на 73% в період між 2010 та 2017 рр., що привело до зниження вартості МВт·год в сонячній та вітровій енергетиці до 30 дол. США.

В умовах інтеграції великої частки нестабільного виробництва електроенергії ВДЕ за даними *REN21* продовжується зростання введення потужностей мережових систем акумулювання енергії (більше ніж у 7 разів за останні десять років), як одного з інструментів підвищення гнучкості енергосистеми для забезпечення її надійної та безперебійної роботи.

За прогнозом *WEO 2017* електроенергія виходить на провідні позиції, як джерело енергії, забезпечуючи до 40% зростання світового кінцевого енергоспоживання до 2040 р. «у той час як останні двадцять п'ять років цю роль виконувала нафта».

Поряд із зростанням обсягів електроспоживання у традиційних областях, електроенергія стає одним з ефективних джерел у сфері теплопостачання та на транспорті за рахунок інтенсивного розвитку електромобілебудування. Зокрема, реалізація державних програм урядів Франції, Великобританії, Нідерландів та ряду інших країн щодо поетапної відмови від продажу транспортних засобів з традиційними бензиновими та дизельними двигунами до 2040 р., за оцінкою МЕА, приведе до зростання парку електромобілів з сьогоднішніх 2 млн одиниць до 280 млн у 2040 р.

За висновками МЕА та інших міжнародних організацій в умовах, коли електроенергія стає все більш важливим фактором сталого економічного розвитку, дерегулювання (лібералізація) енергетичних ринків стає невід'ємною частиною розвитку електроенергетики. За рахунок поглиблення рівнів конкуренції на лібералізованих ринках електроенергії створюються стимули для підвищення ефективності використання енергоресурсів в усіх сферах економіки, промисловості, електроенергетики та на транспорті за рахунок інвестиційного та інноваційного розвитку.

Надійність поставок доступної для споживача за ціною електроенергії та прийнятних екологічних наслідків є досяжною лише за умови розроблення та реалізації комплексної й ретельно збалансованої нормативно-правової бази. У таких умовах цілеспрямована організація роботи конкурентних ринків електроенергії є

стратегічним напрямом розвитку світової енергетичної сфери, прийнятої до впровадження розвиненими країнами ОЕСР, ЄС та рядом країн, що розвиваються. При цьому обґрунтованість та прозорість дерегулювання з соціально-економічно обґрунтованим впливом держави стає обов'язковою умовою створення конкурентних ринків електроенергії та дієвим інструментом економічної стабільності, попередження зростання інфляції, негативних проявів монополізації та цінового диспаритету.

Незважаючи на різноманітність умов, які склалися до початку *реформування електроенергетики* в зарубіжній практиці, практично у всіх країнах цілі реформування (лібералізації) енергетичних ринків було спрямовано на: оптимізацію цін на електроенергію; залучення інвестицій у електроенергетичну галузь; підвищення ефективності виробництва, передачі та розподілу електроенергії та впровадження інновацій.

Первинна *мета лібералізації* – через створення конкурентного середовища підвищити енергоефективність, максимально задовольнити основні вимоги споживачів:

- забезпечити ринковий рівень цін, їх стабільність та передбачуваність зміни шляхом повсемісного запровадження стимулюючого тарифоутворення;
- створити можливість вільного отримання електроенергії для нових об'єктів або збільшення споживання на існуючих;
- підвищити якість обслуговування – *надійність та якість електропостачання* в умовах активізації розвитку відновлюваних джерел енергії.

Особливої уваги потребує *забезпечення недискримінаційного доступу до мереж* для оптових продавців та покупців електроенергії з метою створення конкуренції між ними, включаючи механізми для ефективного розподілу та недопущення обмеження пропускної спроможності мереж між її користувачами.

Для відділення ціни на електроенергію та супутні послуги, що поставляються конкуруючими збутовими організаціями, від регульованої складової тарифів за використання магістральних та розподільчих мереж, відповідно здійснюється розподіл роздрібних тарифів на складові, що дозволяє споживачам вибирати між конкуруючими збутовими організаціями.

2. Реформування ринків електроенергії та механізмів ціноутворення. Загальні принципи організації і функціонування енергетичних ринків Європейського Союзу

2.1 Огляд МЕА практики реформування (лібералізації) ринків електроенергії та механізмів ціноутворення в умовах декарбонізації економіки відповідно до Паризької Угоди

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) спільно з Європейською Комісією (ЄК) у 2016 р. підготували доповідь «Реконструкція ринків електроенергетики. Структура ринків та регулювання підчас переходу на низьковуглецеву енергетику».

Доповідь містить огляд найкращих практик, які активно застосовуються в країнах Євросоюзу та США, а також визначає можливі шляхи реструктуризації ринків в усіх країнах, у тому числі поза межами ОЕСР. У Доповіді досліджується модель ринку електричної енергії, за якої реалізується перехід на низьковуглецеву енергетику, з одного боку, зі збереженням достатнього рівня енергетичної безпеки, з іншого.

Паризька Угода, ухвалена за результатами Конференції ООН з питань змін клімату (грудень 2015 р.), стала потужним стимулом до перегляду політики щодо змін клімату та переходу на низьковуглецеву енергетику. За прогнозами МЕА для країн ОЕСР середній рівень питомих викидів CO₂ при виробництві електроенергії для досягнення мети обмеження глобального підвищення температури до 2°C має знизитись з 411 г/кВт·год у 2015 р. до 15 г/кВт·год до 2050 р. Ряд досліджень підтверджують економічну можливість, досягнення цієї мети в умовах нової моделі ринку електроенергії.

У довгостроковій перспективі модель ринку електричної енергії переважно базується на наявних технологіях. Не існує єдиної концепції «ідеального» низьковуглецевого ринку. Натомість, зміни матимуть еволюційний характер, відбиваючи відносини між технологіями та ринковими правилами.

За оцінкою МЕА у світовій практиці в основному склалися дві моделі конкурентного оптового ринку: модель обов'язкового пулу або біржі, де продається практично вся вироблена енергія, і модель залишкового пулу, при якому торгівля на біржі відбувається, як правило, після укладення двосторонніх угод поза пулу за умови недискримінаційного доступу до мережі.

Перехід на низьковуглецеву енергетику вимагає об'єднання різних підходів у послідовну модель енергоринку. Конкурентний ринок являє собою важливий інструмент, проте має супроводжуватись регулюванням, що забезпечуватиме ефективний перехід за найнижчих видатків. У таблиці наведено огляд такої моделі.

**Огляд ключових параметрів моделі енергоринку,
що сприятиме декарбонізації**

Мета	Політика	Тип Регулювання	Конкурентні Ринки
Залучення інвестицій у низьковуглецеві технології	Цінова політика для вуглецевих технологій	Регулювання технологій, що передбачають значні викиди вуглецю	- Спеціальний механізм ціноутворення - Довгострокові контракти
	Додатково-заохочувальна політика	Довгострокова підтримка технологій з низьким рівнем викидів вуглецю	- Рівень підтримки визначається аукціонами - Інтеграція

Мета	Політика	Тип Регулювання	Конкурентні Ринки
Операційна ефективність, безпека, надійність	Короткострокові енергоринки	- Регулювання - Підвищена ціна в період дефіциту - Стандарти надійності	- Ціноутворення з високим розширенням за географічною та часовою ознаками - Динамічне ціноутворення
	Додатково – ринки потужності	- Вимоги щодо потужності - Регулювання попиту	- Визначення ціни за потужність - Регулювання попиту
Ефективність мереж	Регулювання	- Регіональне планування - Розподілення витрат на мережу	- Окремий механізм ціноутворення для пікового навантаження - Аукціон на право передачі
Споживання	Оптова ціна	- Мережеві тарифи - Оподаткування	- Конкурентна оптова ціна - Розподілені ресурси

Джерело: МЕА «Реконструкція ринків електроенергетики. Структура ринків та регулювання під час переходу на низьковуглецеву енергетику»

Заохочення інвестицій у низьковуглецеві технології: продовження програми довгострокової підтримки, утримуючи ринкову ціну. Відповідно до рекомендацій МЕА, виробники електричної енергії, що застосовують низьковуглецеві технології, мають більш активно брати участь у діяльності ринку, збільшуючи при цьому рівень дохідності. Така участь дає важливий цикл зворотного зв'язку, демонструючи цінність різних типів низьковуглецевих технологій. Державна підтримка впровадження низьковуглецевих технологій (зокрема, «зелені» тарифи) не має бути основним джерелом прибутку, а інвестори мають враховувати відповідний ступінь цінової невизначеності.

З іншого боку, за експертною оцінкою МЕА, прибутковість на ринку електроенергії – фактор недостатній для заохочення інвестиції у необхідному обсязі за низької вартості. Ціни на електричну енергію в багатьох країнах занадто низькі, аби покрити інвестиції у низьковуглецеві технології, включаючи відновлювану та атомну енергетику. Таким чином, довгострокові договори, гарантовані урядом, для залучення інвестицій на достатньому рівні для капіталомістких низьковуглецевих технологій залишаються актуальними. Довгостроковість політики має неабияке значення для нейтралізації ризиків інвесторів та забезпечення прийнятної вартості фінансування. Ризики мають бути розподілені між інвесторами, споживачами, урядами, наприклад, за допомогою прив'язки рівня підтримки до

ринкової ціни – із підвищенням ринкової ціни рівень підтримки має бути знижений.

У доповіді МЕА «Реконструкція ринків електроенергетики. Структура ринків та регулювання підчас переходу на низьковуглецеву енергетику» наводиться ряд висновків та пропозицій, основні з яких наведено нижче.

Короткострокові ринки: цінове регулювання. *Короткострокові ринки є ключовим елементом.* Важливо мати якомога більш повну та актуальну інформацію щодо цін за останні декілька годин, аби правильно спрямувати стимули розподіленій генерації, агрегаторам та суміжним ринкам щодо потенційної активності. Зі зростаючою часткою сонячної та вітрової генерації збільшується необхідність відповідного реагування на відхилення у прогнозах та похибки. Комплекс послуг балансуючого, ринку на добу наперед та ринку допоміжних послуг – той випадок, коли ціна оптимізує систему у короткостроковій перспективі, демонструючи реальну вартість електроенергії та відповідно, інвестицій в довгостроковій перспективі.

Необхідна модель із широким географічним та часовим охопленням. Системні оператори приймають рішення щодо операційної діяльності на ринку із міркувань безпеки та необхідності інтеграції СЕС та ВЕС, а це має відображатися на цінах, для чого короткострокові ринки мають бути реорганізовані. Більше того, такі ціни мають бути якомога більш прозорими для правильної оцінки місця та обсягу інвестування.

В окремих штатах США такі механізми діють у вигляді вузлового ціноутворення на ринку на добу наперед та реальному ринку. На відміну від Європи, у США не існує внутрішньодобового ринку. Однією з можливих змін може стати встановлення прозорих граничних цін у межах внутрішньодобової торгівлі.

Сьогодні, в Євросоюзі ціноутворення на ринку на добу наперед все ще еволюціонує у напрямку більшого географічного охоплення. Причиною такого положення є недостатня завантаженість мереж, недостатній рівень конкуренції і, найважливіше, політична воля мати однакову оптову ціну по всій території країни. Хоча оператори балансуючих ринків (найближчі еквіваленти реального ринку у США) вже сьогодні мають можливість отримувати інформацію постанційно, що уможливорює керування відхиленнями, навантаженням в мережі тощо.

Надійність механізму ціноутворення для споживачів. Поточний рівень безпеки енергосистем країн ОЕСР є надзвичайно високим. Зростаюча частка СЕС і ВЕС, а також недостатність маневрових та технологічно оновлених генерувальних потужностей – додатковий ризик для безпеки. Під час переходу на нову модель енергоринку уряди мають продовжувати розробку оновлених стандартів надійності системи.

Ціни в умовах підвищеного попиту залишаються основним стимулом підключення усіх наявних ресурсів для покриття дефіциту. Однак, такі ціни не мають бути звільнені від регуляторних інтервенцій.

Ринки потужності: створення системи підтримки. Окрім ціноутворення у

пікові періоди навантаження, перехідні ринки застосовують також механізми регулювання за допомогою потужності для забезпечення достатності ресурсів у довгостроковій перспективі. Саме механізми форм ринку потужності можуть забезпечити необхідний рівень підтримки за умови переорієнтації на низьковуглецеву модель.

Стратегічні резерви – важливий інструмент для вирішення проблем із безпекою постачання у короткостроковій перспективі. Укладення відповідних контрактів із новими об'єктами, або діючими, що підлягають майбутньому оновленню, – визначає шлях для прийняття оперативних рішень.

Транскордонна участь у механізмах потужності може стати додатковою вигодою для інтеграції регіональних ринків. Прогнози достатності ресурсів на регіональному рівні необхідні та не мають конфліктувати один з одним.

Реакція з боку попиту: динамічне ціноутворення. Іншою ознакою історичної еволюції ринкової моделі є цінова еластичність для споживачів електроенергії. До сьогодні цінові стимули були відчутними лише для великих споживачів, які безпосередньо беруть участь в оптовому ринку. Декарбонізація змінює цю ситуацію.

Нова інформація та технології дозволяють навіть невеликому споживачеві зробити особистий внесок у розбудову більш гнучкої та ефективної з точки зору видатків систему, реагуючи на коливання ринкової ціни. Це дозволяє забезпечити більш ефективну взаємодію між генерацією, енергопостачанням та акумуляцією, підвищуючи таким чином гнучкість енергосистеми для інтеграції стохастичних відновлюваних джерел та покращення загальної безпеки енергосистеми. Оптові постачальники мають ключову роль у ефективному використанні такого потенціалу, пропонуючи динамічне ціноутворення та можливість брати участь у роботі оптового ринку.

Реформування механізму оптового ціноутворення потребує невідкладного впровадження з відповідним визначенням рівня та структури видатків. Поточні структури тарифів та схема оподаткування, що не змінюються в часі, можуть виявитися неефективними.

Інвестиції у систему передачі: поза межами локальних інтересів. Мережі електропередачі визначають обсяг ринку електроенергії, а також ступінь конкуренції на ньому. Розподілена генерація могла б розвиватися швидше, якби не мережеві обмеження. Уряди мають надавати пріоритет будівництву нових ліній для розвитку мережі. Перспективним є механізм аукціонів на будівництво та управління (володіння) мережами, оскільки саме конкурентне середовище сприятиме розвитку інновацій.

Аукціони також можуть бути конкурентним важелем визначення рівня підтримки, окремо від прибутковості основного виду діяльності. Аукціони сприяють кращому контролю за рівнем і темпами розвитку, а також зменшенню асиметрії

інформації щодо еволюції видатків та ринкової вартості низьковуглецевих технологій, уможливаючи таким чином виокремлення найбільш конкурентоздатних технологій.

Регулювання мереж дистрибуції (передачі). Регуляторні механізми мають бути спрямовані на забезпечення участі розподіленої генерації, як в оптовому, так і в регіональному ринках. Наразі, експерти МЕА пропонують декілька моделей, включаючи традиційну з системним оператором, який забезпечує інтеграцію розподіленої генерації, а також ринкову, в основі якої – ринкова платформа для розподіленої генерації на локальному рівні. Еволюція у цьому контексті вимагає модернізації регуляторного поля щодо розвитку розподільчих мереж. Основне питання – створення умов для ще більш інтенсивного розвитку ВЕС, СЕС, технологій акумулювання енергії, теплових насосів, мікротурбін. Нова модель дистрибуції вимагатиме більш вагомих інвестицій в інформаційні технології з переважною часткою операційних видатків над капітальними (у трансформатори, кабелі тощо).

2.2 Створення внутрішнього ринку електроенергії в Європейському Союзі

2.2.1. Загальна характеристика структури генерації країн ЄС

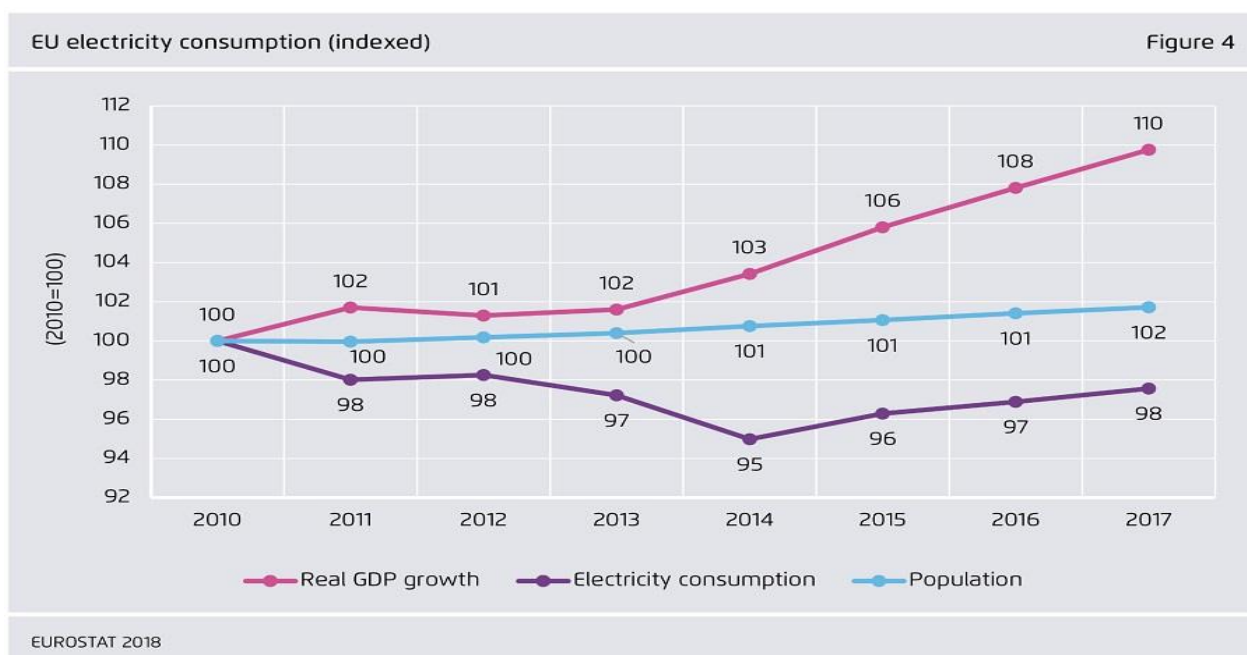
Пріоритетна увага на ринках електроенергії країн Європейського Союзу приділяється: формуванню внутрішнього ринку, забезпеченню енергетичної безпеки, створенню енергетичної інфраструктури, диверсифікації джерел та маршрутів поставок, захисту екології.

Починаючи з 2000-х років виснаження ресурсної бази країн-членів ЄС, що веде до зростання залежності від імпорту енергоносіїв, а також проблема глобальних кліматичних змін сприяли підвищенню вимог до енергетичної політики в ЄС, розв'язанню питань безперебійності енергопоставок і стабілізації цін.

За оцінками європейського статистичного агентства Евростат (Eurostat) населення Європи на початок 2018 р. склало близько 692 млн осіб або 9% населення Землі.

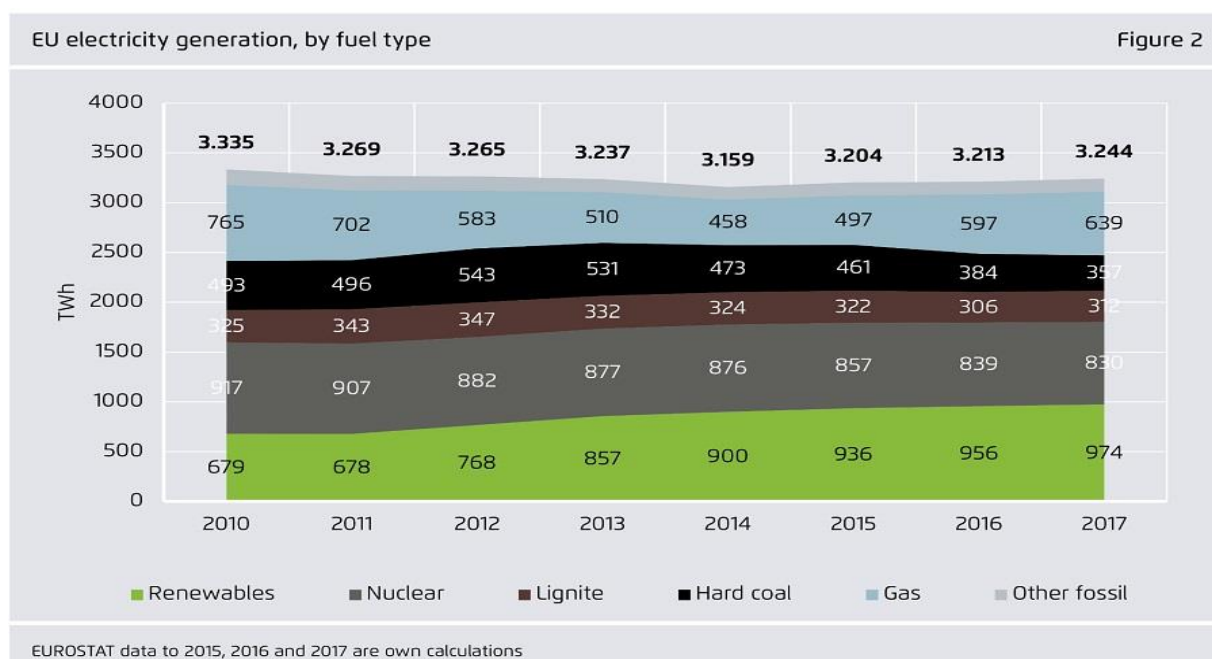
На графіку нижче наведено «класичний» тренд, характерний для розвинених ринків: ВВП зростає, населення зростає незначно, а споживання електроенергії знижується порівняно 2010 р. (при незначному зростанні три останні роки). Обсяги ВВП ЄС за останні 7 років, розраховані агентством, зросли на 10% і становили 18515,361 млрд дол. США при зниженні споживання електроенергії на 2%.

Споживання електроенергії в ЄС



Попит на природний газ в Європі в I-му півріччі 2018 року скоротився на 2,6% вперше з 2015 року. Найбільше зниження споживання газу відмічено в енергетиці – на 4,2%, що, за експертною оцінкою, пов'язано зі зростанням ціни палива. При цьому нішу в балансі було заміщено не вугільними ТЕС, як в 2010 – 2012 роках, а генерацією ВДЕ і ГЕС наростивши 19% і 17% відповідно. Виробництво вугільних станцій знизилося внаслідок підвищення цін на вугілля і плати за викиди CO₂. З наступної діаграми, на якій наведена динаміка зміни структури генерації електроенергії в Європі за 2010 – 2017 рр. видно рівномірне збільшення частки ВДЕ та відхід від вугілля у виробництві електроенергії.

Виробництво електроенергії в ЄС за видами палива



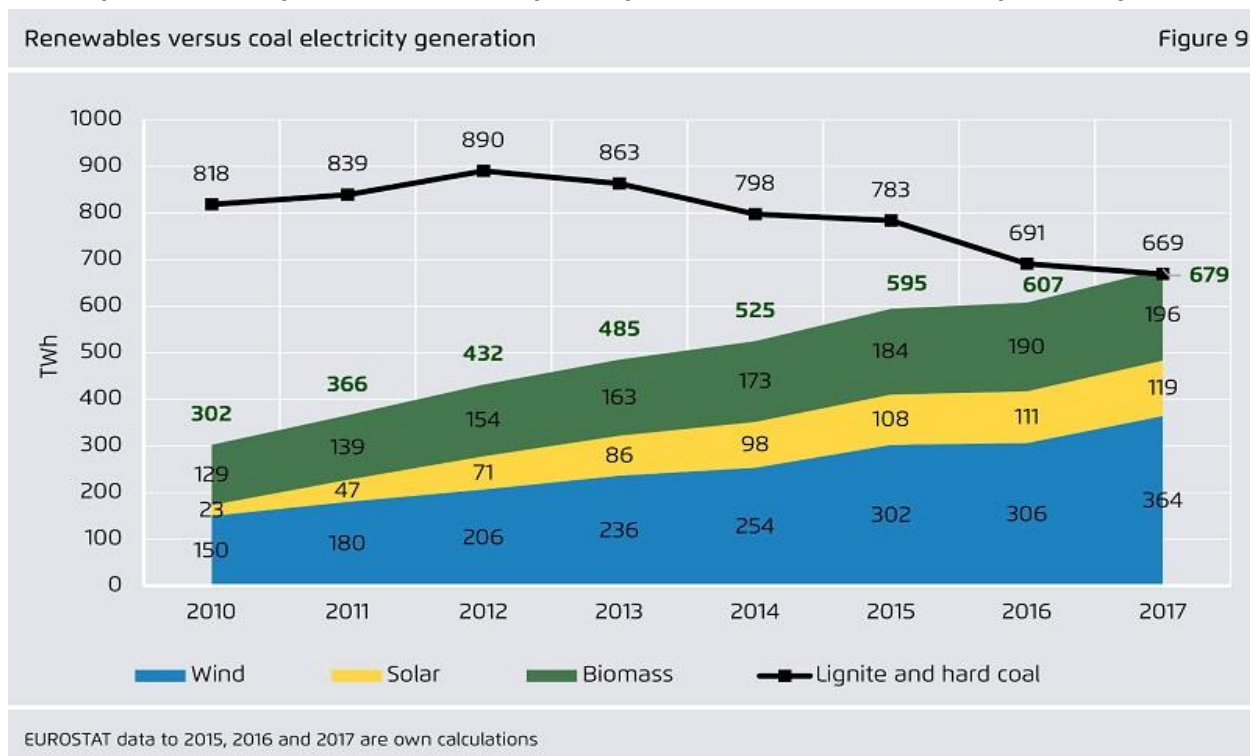
Країни Західної Європи, на відмінну від Східної Європи, поетапно відмовляються від вугілля – *Франція, Великобританія, Нідерланди, Італія, Португалія* оголосили про припинення використання вугілля у визначені періоди. У Німеччині, яка є найбільшим споживачем вугілля в Європі, невизначена кінцева програма обсягів заміщення вугільної генерації.

У країнах ЄС здійснюється поступове виведення з експлуатації традиційних ТЕС. У 2016 р. в ЄС введено в експлуатацію 3358 МВт нових потужностей на викопному паливі (в тому числі 3115 МВт на природному газі та 243 МВт на вугіллі), у той же час було виведено з експлуатації близько 12449 МВт (включаючи 7267 МВт на вугіллі, 2256 МВт на природному газі і 2197 МВт на мазуті).

В умовах проведення активної кліматичної політики, країни ЄС реалізують заходи у галузі енергозбереження, підвищення енергоефективності та розвитку відновлюваних джерел енергії. Ці заходи дозволяють не тільки обмежувати емісію парникових газів, а й знижувати імпортозалежність за рахунок скорочення енергоспоживання, з одного боку, і розвитку власних джерел енергії – з іншого.

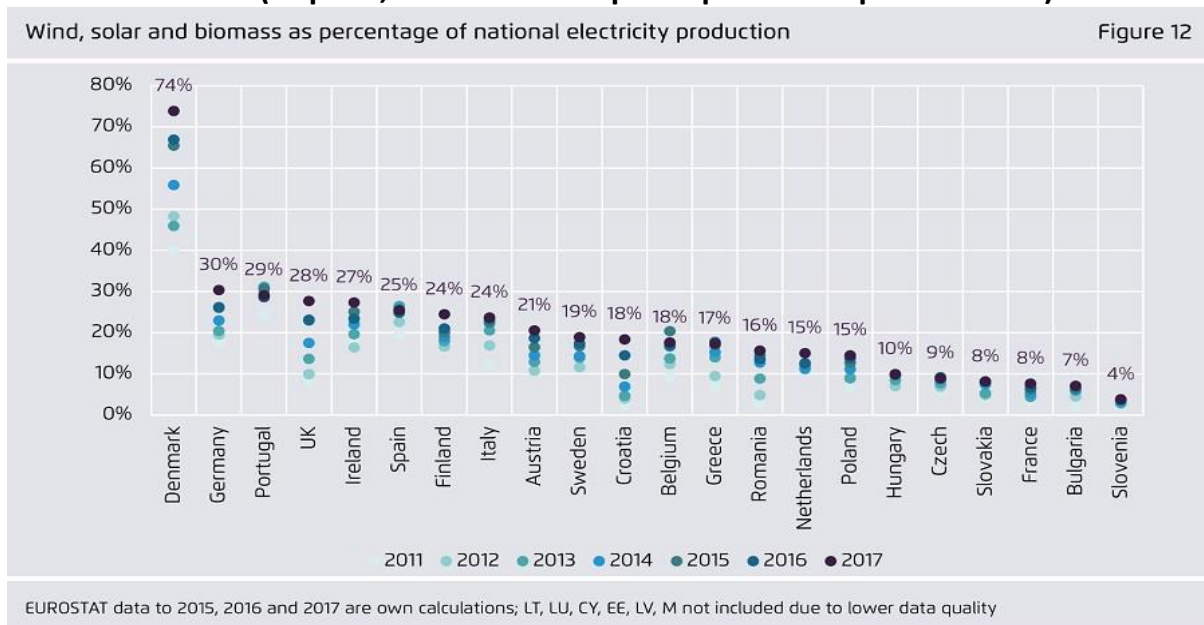
У 2017 р. сонячною, вітровою та біоенергетикою вперше спільно вироблено більше електроенергії, ніж вугільними електростанціями ЄС, що видно з діаграми.

Порівняння виробництва електроенергії з пановлюваних джерел та вугілля



Виробництво електроенергії на основі ВДЕ істотно зросло в 2017 р. та з урахуванням традиційної гідрогенерації перевищило 30% від загального обсягу. На наступній діаграмі показана частка ВДЕ (без урахування ГЕС) у виробництві електроенергії в різних країнах Європи.

Виробництво електроенергії за країнами та різними видами відновлюваних джерел (вітрова, сонячна електроенергія та енергія біомаси)



Відповідно до Енергетичної стратегії до 2030 року ЄС планує знизити викиди на 40% від рівня 1990 року та досягти 27% частки ВДЕ в енергобалансі. Окремі країни ЄС вже досягли поставленої національної цілі, тоді як інші впевнено наближаються до неї.

2.2.2 Нормативно-правова база створення внутрішнього ринку електроенергії країн-членів Європейського Союзу

У 2014 р. Європейською Комісією прийнято Стратегію ЄС щодо енергетичної безпеки, спрямовану на забезпечення безперебійності постачань енергоносіїв та підтримки цінової стабільності (*Communication. European Energy Security Strategy. COM (2014) 330 final. Brussels, 28.5.2014*). Стратегією визначено та конкретизовано заходи короткострокового, середньострокового та довгострокового розвитку зі збільшенням газових резервів, розвитку енергетичної інфраструктури та ВДЕ, підвищення енергоефективності, нарощування внутрішнього виробництва енергії, диверсифікації маршрутів та джерел поставок, завершення формування внутрішнього ринку енергії та реалізації концепції єдиної зовнішньої енергетичної політики.

Реалізація енергетичної політики ЄС відбувається на основі законодавчих норм в області спільного ринку, конкуренції, а також захисту навколишнього середовища.

Створення внутрішнього ринку електроенергії ЄС на сучасному етапі здійснюється за двома напрямками. З одного боку, *створюється система регулюючих і контролюючих державних органів*, що забезпечують функціонування внутрішнього вільного конкурентного ринку, з іншого боку, відбувається *скорочення державного регулювання цін на електроенергію*.

Початок формування ринків газу та електроенергії ЄС – фундаменту

європейської економіки – було покладено Директивою 90/377/ЄЕС від 29 червня 1990 р., про процедури щодо підвищення прозорості цін на газ та електроенергію для кінцевих промислових споживачів.

2 липня 1992 р. Радою Євросоюзу підписаний Маастрихтський договір, відповідно до якого енергетика була віднесена до найважливіших питань Євросоюзу. У 1996 р. прийнята 1-а Директива 96/92/ЄС Європарламенту та Ради Міністрів Європи зі створення внутрішнього ринку електроенергії та газу, якою визначено: *надання недискримінаційного доступу до електричних мереж*. Державам-членам ЄС було надано право вибору між моделлю «доступ для третіх осіб» на регульованій або договірній основі та моделлю «єдиний покупець». Директивою 96/92/ЄС передбачено:

- здійснення відділення функції з передачі електроенергії вертикально-інтегрованих компаній незалежно від інших видів діяльності;
- призначення окремого оператора для кожної передавальної та розподільчої системи, який буде уповноважений здійснювати експлуатацію, технічне обслуговування, та розвиток електромереж;
- правила врегулювання розбіжностей всередині країни щодо вибору будівництва нових електростанцій тощо.

Визначена директивою ціль щодо лібералізації ринків електроенергії всіх країн Євросоюзу до 2003 р. не була досягнута через недостатність заходів щодо лібералізації ринків, відсутності єдності з питання повноважень ЄС та недостатності законодавчої бази.

Документами *"першого енергопакету"* вперше на міждержавному рівні були передбачені: підвищення прозорості цін на газ та електроенергію; впровадження різних моделей забезпечення доступу третіх осіб до систем транспортування і розподілу; встановлення правил про поступове відкриття ринків. *Результати практичного застосування документів "першого енергопакету" виявилися недостатніми для досягнення цілей лібералізації ринку електроенергії в країнах Європейського Союзу.*

З метою формування конкурентного середовища в сфері електроенергетики у липні 2003 р. в енергетичному законодавстві ЄС було проведено корінну реформу. Основна роль на другому етапі правового розвитку ЄС у сфері лібералізації ринку електроенергії належить Директиві 2003/54/ЄС від 26 червня 2003 р., якою встановлено нові загальні правила для внутрішнього ринку електроенергії, та Регламенту (ЄС) N1228/2003 від 26 червня 2003 р. про умови доступу до мереж для транскордонного обміну електроенергією.

На відміну від актів *"першого енергопакету"* актами *"другого енергопакету"* передбачено: посилення захисту прав споживачів; повне юридичне відкриття ринків з 1 липня 2007 р.; встановлення вільного режиму доступу для третіх осіб; заснування регулюючих органів; закріплення механізму компенсаційних виплат операторам

систем транспортування щодо транскордонних потоків електроенергії та інші.

Положеннями Директиви 2003/54/ЄС передбачалося забезпечення створення спільних умов поставки електроенергії споживачам в країнах-членах ЄС, що дозволить в подальшому прийти до єдиного європейського ринку електроенергії. До таких умов віднесено: рівень конкуренції на ринку, економічна обґрунтованість вартості електроенергії, можливість вільного вибору постачальника, система тендерів для введення нової потужності, зниження викидів CO₂ в атмосферу тощо. Передбачалося об'єднання локальних ринків електроенергії в єдиний внутрішній ринок ЄС: лібералізація національних ринків електроенергії (2005 – 2007); розвиток регіональних ринків (2005 – 2009); координація між ринками (2005 – 2010); інтеграція на європейському рівні (2007 – 2012).

Директивою 2003/54/ЄС та Регламентом (ЄС) N1228/2003 визначено основні цілі реформи: підвищення ефективності електроенергетики, зниження цін на електроенергію, поліпшення якості обслуговування та зростання конкуренції.

На засіданні Європейської Ради, яке відбулося 8 – 9 березня 2007 р. Європейській Комісії було доручено розробити пропозиції щодо законодавчого врегулювання ефективного розподілу видів діяльності в сфері електроенергетики на конкурентні – виробництво і продаж, та неконкурентні – транспортування і розподіл. Концептуальною основою директив та регламентів другого енергопакету стала "революційна" ідея про необхідність поступової лібералізації енергетичного ринку: відмова від моделі природних монополій і всебічний розвиток конкуренції в тих секторах, які до цього вважалися абсолютно недоторканими.

В основу реформи був покладений принцип розподілу активів вертикально-інтегрованих компаній відповідно до видів діяльності на природно-монопольні та конкурентні види діяльності зі створенням ефективної інфраструктури для функціонування ринку.

Основні труднощі при проведенні реформи (перший та другий енергопакет): нестача та неоптимальне розміщення мережевої інфраструктури; національний (а не транснаціональний) характер генерації; асиметрія інформації про фактичні показники енергосистем; відсутність прозорості при торгівлі електроенергією.

У результаті першого та другого етапу реформи європейський ринок електроенергії став конгломератом з'єднаних між собою регіональних ринків (Балтія; Східно-Центральна Європа; Західно-Центральна Європа; Південно-Центральна Європа, Північна Європа; Південно-Західна Європа та «Франція-Великобританія-Ірландія»).

Європейською Комісією та Європейським Парламентом для досягнення цілей *Стратегії ЄС 2020* через безпечне, конкурентне, надійне постачання енергії для економіки та суспільства у 2009 р. було прийнято *«третій енергопакет»* для пришвидшення інвестицій у енергетичну інфраструктуру, а також для покращення міжнародної торгівлі та доступу до диверсифікованих джерел енергії.

Третім енергопакетом передбачено комплекс заходів щодо структурного реформування вертикально інтегрованих підприємств (ВІП), спрямований на відділення природно-монопольного (транспортування) від конкурентних видів діяльності (виробництво, продаж). На вибір держав-членів ЄС запропоновані три моделі роз'єднання: (1) майново-правове (*Ownership Unbundling*), (2) незалежний системний оператор (*Independent System Operator*) і (3) незалежний оператор магістральних мереж (*Independent Transmission Operator*).

Третій енергетичний пакет в частині електроенергетики включає наступні документи:

- електроенергетична Директива 2009/72/ЄС, якою встановлено основні засади та правила внутрішнього ринку електроенергії, яка скасовує Директиву 2003/54/ЄС (*Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC*);
- Регламент ЄС №714/2009 про умови доступу до мереж трансграничного обміну електроенергією, який скасовує Регламент ЄС №1228/2003 (*Regulation № 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions of access to the networks for cross border exchanges in electricity and repealing Regulation № 1228/2003*);
- Регламент ЄС №713/2009 про Агентство по взаємодії регуляторів енергетики (*ACER – Agency on cooperation of energy regulators*) (*Regulation № 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)*).

Директиви адресовані державам-членам ЄС та вимагають імплементації їх положень в національні законодавства у встановлений термін, при цьому форми і методи досягнення результату залишені на розсуд держав-членів. Така модель дозволяє, з одного боку, гармонізувати національні законодавства, з іншого боку, врахувати місцеву специфіку. Регламенти на відміну від директив є актами загального характеру, адресованими всім суб'єктам права ЄС (не тільки державам-членам), наділеними прямою дією (не вимагають актів імплементації). Ці властивості прирівнюють регламенти до національних законів.

Директивою 2009/72/ЄС встановлено загальні правила виробництва, передачі, розподілу та збуту електроенергії з урахуванням захисту інтересів споживачів і з метою підвищення конкурентоспроможності та інтеграції електроенергетичних ринків країн Євросоюзу, регламентовано засади організації та функціонування електроенергетичного сектора, відносини у сфері забезпечення відкритого доступу на ринок, а також визначено публічні процедури, які застосовуються під час проведення тендерів.

Ринок електричної енергії країн ЄС (Великобританії, Німеччини, Франції, Польщі,

Швеції, Фінляндії, Норвегії і т. д.), містить такі складові: ринок двосторонніх договорів, ринок «на добу наперед», внутрішньодобовий ринок, балансуючий ринок, роздрібний ринок електричної енергії та ринок допоміжних послуг.

Інструментами для розвитку конкуренції на ринках ЄС є:

- анбандлінг (unbundling): розділення природної монополії (передача, розподіл) і конкурентних видів діяльності (виробництво, постачання);
- забезпечення вільного доступу до мереж і вільний доступ до ринку нових учасників;
- об'єднання ринків (об'єднання бірж, об'єднання балансуючих ринків): перехід від національних до регіональних ринків і на кінцевому етапі – до спільного європейського ринку; спрощення, уніфікація і прозорість правил та інших процедур, у тому числі управління перевантаженнями і розподілу пропускної спроможності транскордонних з'єднань;
- розвиток передавальних мереж, транскордонних з'єднань;
- ринкове ціноутворення на оптовому ринку і роздрібному ринку.

На роздрібному ринку електричної енергії споживачі електроенергії купують електроенергію у постачальників електроенергії. **Споживачі за власним вибором можуть купувати електроенергію у будь-якого з постачальників** електроенергії на підставі укладеного договору на постачання електроенергії.

Можливість споживачів впливати на формування попиту є ключовою рисою будь-якого ефективно функціонуючого конкурентного ринку.

Управління попитом (*Demand Response, DR*) передбачає можливість зниження рівня електроспоживання кінцевими споживачами за появи певних економічних сигналів ринку електроенергії, коли споживачі добровільно змінюють графік електроспоживання за визначеним тарифом на ринку «на добу наперед» без додаткових вказівок від системного оператора, з отриманням відповідної винагороди за здійснення такого зниження рівня споживання. Система DR дозволяє не лише зменшити витрати споживачів на електроенергію, але й сприяє її здешевленню на оптовому ринку, підвищенню рівня надійності енергосистеми, зниженню потреби в додаткових генерувальних потужностях і, відповідно, скороченню обсягу інвестування на їх введення.

Розвиток реально функціонуючого внутрішнього ринку електроенергії за допомогою об'єднаної енергосистеми Європейського Союзу є однією з головних цілей Директиви 2009/72/ЄС. З метою створення внутрішнього ринку електроенергії держави-члени повинні сприяти інтеграції їх національних ринків та співпраці операторів електроенергетичних систем на рівні ЄС та на регіональних рівнях.

Найважливішим аспектом інституціональної реформи, проведеної відповідно до зазначених нормативних актів, стало створення наднаціонального галузевого органу – Агентства зі співпраці регулюючих органів в сфері енергетики ACER (далі – Агентство),

якому державами-членами ЄС були передані основні регулятивні повноваження.

На виконання положень електроенергетичної директиви Європейська Комісія щорічно публікує доповідь (комюніке), адресовану Європейському Парламенту, Раді, комітетам європейської економіки, соціальному комітету та комітету у справах регіонів, про прогрес ЄС на шляху до єдиного енергоринку (*Communication from the Commission "Progress towards completing the Internal Energy Market"*).

У рамках побудови єдиного енергетичного ринку пропонується продовжити розвиток з'єднань між енергетичними мережами держав-членів при інвестиційній підтримці нових механізмів (Європейського фонду стратегічних інвестицій та Форуму по енергетичній інфраструктурі); забезпечити неухильне дотримання у всіх державах-членах загальноєвропейського енергетичного законодавства і правил конкуренції; розширити керуючі і координуючі функції загальноєвропейських структур (ENTSO-E, ACER); просувати регіональне співробітництво; зробити споживачів енергії активними учасниками спільного ринку, поступово скасовуючи державне управління при формуванні роздрібних цін.

У березні 2015 р. Європейською Радою схвалено підготовлений Європейською Комісією пакет документів, що визначають стратегію та основні контури Енергетичного союзу під назвою «*Рамкова стратегія Енергетичного союзу із довгостроковою політикою зміни клімату*» та «*Дорожню карту побудови Енергетичного союзу*».

Одним з напрямів діяльності союзу повинен стати єдиний енергетичний ринок. Станом на 2015 р. для створення єдиного внутрішнього енергетичного ринку визначено необхідність близько 1 трлн євро інвестицій до 2020 р.

Основні нормативні акти щодо організації та функціонування Енергетичного союзу:

- Директива Європейського Парламенту та Ради № 2009/28/ЄС від 23.04.2009 про розвиток використання енергії з відновлюваних джерел;
 - Директива Європейського Парламенту та Ради 2009/72/ЄС від 13.07.2009 про загальні правила внутрішнього ринку електроенергії;
 - Регламент Європейського Парламенту та Ради 714/2009 від 13.07.2009 про умови доступу до електричних мереж при транскордонній торгівлі електроенергією;
 - Регламент Європейського Парламенту та Ради 1227/2011 від 25.10.2011 про цілісність і прозорість функціонування оптового енергетичного ринку;
 - Директива Європейського Парламенту та Ради 2012/27/ЄС від 25.10.2012 про енергоефективність;
 - Регламент Європейського Парламенту та Ради 347/2013 від 17.04.2013 про керівні принципи для транс-Європейської енергетичної інфраструктури;
 - Директива Європейського Парламенту та Ради (ЄС) 2016/1148 від 06.07.2016 щодо підвищення загального рівня безпеки мережевих та інформаційних систем в ЄС.
- У листопаді 2016 р. Єврокомісією представлено Європарламенту та Раді ЄС пакет

документів «Чиста енергетика для всіх європейців» (*Clean Energy for All Europeans*), так званий «Зимовий пакет» (*Winter package*) у склад положень якого включено «*четвертий енергопакет*», який відображає бачення того, за яким сценарієм ЄС може здійснити перехід до нового енергетичного майбутнього.

До складу пакету входять нові редакції Директиви про загальні правила внутрішнього ринку електроенергії та Регламенту внутрішнього ринку електроенергії, Директиви з відновлюваної енергетики, Директиви з енергоефективності. Наразі це набір нормативних пропозицій та заходів, що охоплюють питання енергоефективності, відновлюваних джерел енергії, структури ринку електроенергії, правил постачання та регулювання.

Одним з напрямів четвертого енергопакету є *збільшення залученості споживачів в енергоринок*. Незалежно від способу досягнення, довгострокова ціль ЄС щодо частки відновлюваної енергетики має становити близько 30% у загальному постачанні первинної енергії та 50% у виробництві електроенергії у 2050 році. У таких умовах необхідно розв'язати важливе питання щодо режимного регулювання маневровими потужностями пікового споживання в умовах інтенсифікації нарощування стохастичних потужностей, яке наразі здійснюється за рахунок регулювання потужності теплових електростанцій, що є економічно та технологічно неефективними.

Новий етап розвитку енергоринку Єврокомісія бачить у переході від централізованих систем електропостачання до системи *розподіленої генерації*, де енергетичні кооперативи та окремі домогосподарства перетворюються на учасників ринку і мають можливість генерувати, зберігати та використовувати для власного споживання електроенергію з ВДЕ.

Це дозволить не тільки значно збільшити частку мікросистем, які мають високий рівень автономності, а й залучити нові інвестиції у розробку інновацій для збереження енергії та смарт-систем контролю. У свою чергу, це також збільшить *гнучкість ринку короткострокових договорів*, а отже, дасть змогу більш ефективно реагувати на попит в моменти пікового споживання та покривати його за рахунок акумульованої енергії.

Відповідно до завдання щодо змін та доповнень які стосуються вдосконалення пакету "чистої енергії", включаючи законодавчу пропозицію щодо перегляду положення про внутрішній ринок електроенергії (<http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-9578-2017-INIT/en/pdf>), 18 грудня 2017 року Рада ЄС погодила загальний підхід до регулювання, що встановлює рамки для внутрішнього ринку електроенергії в ЄС. Зокрема, набули чинності прийняті ЄК Регламенти 2017/2195 та 2017/2196 (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesalemarket/electricity-network-codes>).

Регламент Комісії 2017/2195 запроваджує керівництво з питань балансування, що встановлює правила функціонування балансуючих ринків (ринків, де оператори систем передачі купують електроенергію та потужність для утримання балансу системи

в режимі реального часу).

Регламент Комісії 2017/2196 запроваджує мережевий кодекс з надзвичайних ситуацій та відновлення, який встановлює правила, що стосуються управління системою передачі електроенергії в аварійних ситуаціях, блекауту (системної аварії) та відновлення.

Основною метою зазначених правил є перехід до економіки з низьким вмістом вуглецю відповідно цілям Енергетичного Союзу, зокрема кліматичним та енергетичним вимогам до 2030 року. У 2018 році Європейською Радою має бути внесено до Парламенту ряд законодавчих змін, стосовно переведення торгівлі електроенергією в реальному часі, що дозволить підвищити частку виробництва ВДЕ в енергетичних системах, а нові правила щодо диспетчеризації та збалансування обмежуватимуть можливе викривлення цін на ринку електроенергії.

Передбачено також ряд інших змін щодо розподілу "торгових зон" ('bidding zones'), розвитку регулюючих потужностей та систем акумулювання енергії для режимного регулювання пікових навантажень. Нові виробничі установки матимуть право брати участь у роботі ринку після 2025 року лише за умови, якщо їх викиди становлять менше 550 грамів CO₂/кВт·год або менше 700 кг CO₂ на рік за встановлений один кВт.

2.2.3 Напрями діяльності єдиного національного державного регулюючого органу

В ЄС діє дворівнева система регулювання всіх галузей, в тому числі і електроенергетики. Наднаціональними регуляторами, є органи ЄС (Директорат Європейської Комісії з енергетики і Агентство по взаємодії регуляторів енергетики – ACER), на державному рівні регулювання функціонування галузі здійснюється відповідними регуляторами енергетики.

Відповідно до положень *третього енергетичного пакету* країни-члени ЄС зобов'язані призначити незалежний уповноважений орган для:

- впровадження конкурентного, безпечного та екологічно стійкого внутрішнього енергоринку, відкриття ринку та гарантування відповідних умов для ефективного та надійного функціонування електроенергетичних і газових мереж, беручи до уваги довгострокові цілі;
- врегулювання суперечок між енергетичними підприємствами, зокрема, що стосується контрактів, переговорів та відмови в доступі до мереж або відмови в купівлі.

Уповноваженим органам повинно бути надано право доступу до рахунків підприємств по генерації, передачі і розподілу енергії.

До повноважень національного регулюючого органу належить:

- контроль діяльності системних операторів: їх сертифікація, затвердження

та зміна управління навантаженнями, розподіл та нарощування транскордонних потужностей;

- затвердження тарифів на передачу та розподіл або їх методології, можливе включення регулювання методом заохочення;
- моніторинг інвестиційних планів системних операторів;
- моніторинг ринку, вжиття заходів для просування ефективної конкуренції;
- співпраця з ACER та іншими міжнародними організаціями;
- збір та аналіз інформації про функціонування галузі.

Агентство ACER грає центральну роль у розвитку загальноєвропейської енергосистеми та організації ринку електроенергії, наділене загальними консультативними функціями по відношенню до інших європейських інституцій з питань регулювання енергетики.

Агентство ACER як центральний орган з розробки нормативних документів регулювання ринку електроенергії, в тому числі:

- бере участь у розробці системного кодексу *ENTSO-E* та контролює його застосування;
- контролює дотримання Регламенту єдиного та прозорого оптового ринку енергії (*Régulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT)*);
- надає висновки по всіх проектах нормативних документів Європейського Парламенту, Європейської Комісії в частині питань функціонування ринку електроенергії;
- визначає межі розрахункових зон з метою розподілу пропускнуої спроможності (*Capacity Calculation Regions*);
- видає щорічний моніторинг європейського ринку (*Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets*).

Визначення географічних меж торгових зон є одним з етапів впровадження системного кодексу ENTSO-E з розподілу пропускнуої спроможності (*Capacity Allocation & Congestion Management, CACM*), прийнятого Єврокомісією 24 липня 2015 р. У рішенні Агентства від 17 листопада 2016 р. визначено географічні межі торгових зон, для яких будуть проводитися скоординовані розрахунки транскордонної пропускнуої спроможності по передачі електроенергії та її розподіл. Впровадження нових міждержавних торгових зон буде проводитись за графіком, узгодженим національними регуляторами і системними операторами, не пізніше термінів, встановлених для початку спільних розрахунків у регіонах Центрально-Західної (CWE) і Центрально-Східної Європи (CEE). Зокрема, ACER підтверджено необхідність поділу існуючої німецько-австрійської торгової зони в рамках об'єднання регіональних ринків CWE та CEE. Агентством аргументовано зазначене рішення тим, що заплановані торговельні поставки електроенергії через німецько-австрійський перетин можуть бути повністю реалізовані тільки за рахунок масштабних заходів по ліквідації

перевантажень на сусідніх межах, а також всередині самої Німеччини. Таким чином, дані перерізу повинні бути віднесені до категорії тих, для яких характерні наявність постійних обмежень передавальної мережі і відповідно до законодавства ЄС потрібне застосування узгоджених методів ліквідації перевантажень.

Слід зазначити, що міждержавні і, в окремих випадках, внутрішньодержавні торговельні зони *мають недостатню пропускну спроможність*.

Згідно п. 1 ст. 35 Директиви 2009/72/ЄС кожна держава-член ЄС має створити *єдиний державний регулюючий орган* (ДРО). Всі повноваження та обов'язки державних регулюючих органів, передбачені новим законодавством, повинні бути передані цьому єдиному органу. Дана вимога принципово відрізняється від положень "другого енергопакету", якою допускалась можливість розподілу повноважень та обов'язків між декількома державними органами. Пунктом 4 ст. 35 Директиви встановлено обов'язок держав-членів ЄС гарантувати незалежність ДРО, забезпечити їм можливість здійснення своєї діяльності неупереджено і відкрито.

Положення п. 5 ст. 35 Директиви 2009/72/ЄС містять обов'язки держав-членів ЄС забезпечити автономність прийняття рішень ДРО, незалежність від політичних органів, наділення власними адекватними фінансовими ресурсами, достатніми для виконання функцій.

Основні завдання державного регулюючого органу: розвиток конкурентних та ефективно функціонуючих регіональних ринків електроенергії всередині ЄС, ліквідація обмежень у сфері торгівлі електроенергією між державами-членами ЄС, розвиток міждержавних мереж для забезпечення транспортування електроенергії для задоволення зростаючого попиту, сприяння доступу до мережевої інфраструктури нових генеруючих потужностей тощо.

Серед основних слід виділити функції в наступних сферах:

- *регулювання тарифів* на доступ до передавальних та розподільчих мереж: в формі встановлення фіксованих тарифів або затвердження методології для їх розрахунку;

- контролю за дотриманням вимог про поділ вертикально інтегрованих компаній: *сертифікація, контроль виконання заборони на перехресне субсидування між діяльністю з передачі, розподілу і продажу електроенергії*;

- формування оптового ринку електроенергії: створення і супровід національного реєстру учасників оптового ринку, реєстрація суб'єктів оптового ринку, взаємодія і передача даних Агентству;

- загального нагляду за енергетичними компаніями: забезпечення відповідності операторів і власників систем передачі і розподілу вимогам Директиви 2009/72/ЄС, мережевих кодексів та інших відповідних законодавчих актів Європейського Союзу, у тому числі щодо питань транскордонної діяльності;

- захисту прав споживачів: сприяння спільно з іншими відповідними органами

влади при прийнятті заходів щодо захисту прав споживачів.

ДРО здійснює контроль за взаємодією між незалежним системним оператором та власником системи транспортування електроенергії, між незалежним оператором системи передачі електроенергії та вертикально інтегрованою компанією. Відносно останніх, ДРО вправі вирішувати спори між ними, затверджувати всі комерційні та фінансові угоди, що стосуються їх діяльності на ринку електроенергії. На ДРО покладені спеціальні додаткові функції щодо незалежного системного оператора (п. 3 ст. 37 Директиви 2009) та незалежного оператора системи передачі електроенергії (п. 5 ст. 37 Директиви 2009).

Найважливішою відмінністю від положень "другого енергопакету" є повноваження *самостійно затверджувати тарифи або методологію їх визначення*, причому такі рішення мають пряму дію.

Зазначені повноваження ДРО актуальні також для забезпечення відповідності діяльності учасників ринку електроенергії мережевим кодексам.

2.3 Міжнародні системи обліку та відстеження походження електроенергії з відновлюваних джерел енергії

За даними *Міжнародного енергетичного агентства* у щорічному звіті *World Energy Outlook 2017* прогнозується, що в *наступні 25 років* потреба в електроенергії буде в першу чергу задовольнятися ВДЕ та природним газом. *Міжнародне агентство з відновлюваних джерел енергії (International Renewable Energy Agency, IRENA)* прогнозує, що до 2020 р. вартість електроенергії, отриманої з ВДЕ, буде за ціною нижчою від ціни вуглеводневого палива.

Доступність ВДЕ та зобов'язання країн щодо захисту екології стимулюють великі компанії до перегляду стратегій розвитку, особливо щодо використання енергоресурсів. У 2014 р. розпочала діяти глобальна ініціатива *RE100*, яка об'єднує компанії, які взяли зобов'язання повністю перейти на електроенергію, отриману з ВДЕ. Станом на кінець березня 2018 р. до ініціативи долучилася 131 компанія по всьому світу.

Для підтвердження походження електроенергії діють ***інструменти відстеження походження електроенергії***. Найбільш поширеними і широко використовуваними є *гарантії походження (Guarantees of Origin, GO)* та *сертифікати*, що підтверджують вироблення відновлюваної енергії (Renewable Energy Certificates, REC). Один сертифікат відповідає 1 МВт·год електроенергії, отриманої з ВДЕ.

Гарантії походження – це інструмент, який застосовується в Європейському Союзі та закріплені *Директивою (Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009)* щодо відновлюваних джерел енергії. Згідно з документом, гарантії походження є підтвердженням для кінцевого споживача того, що

певний обсяг або частка електроенергії були отримані на основі ВДЕ. Сертифікат може бути використаний тільки один раз і відразу погашається при придбанні електроенергії, що дозволяє уникнути подвійного обліку, і даний обсяг електроенергії буде проданий тільки одному єдиному споживачеві.

Сертифікати, які підтверджують вироблення відновлюваної енергії, використовуються і в США, де сертифікат визначається як ринковий інструмент, який представляє собою майнове право на екологічні, соціальні та неенергетичні характеристики виробництва електроенергії, отриманого з ВДЕ. До характеристик відносять дату випуску сертифіката, джерело відновлюваної енергії, дату введення генерувального об'єкта в експлуатацію та його місцезнаходження, а також іншу фактичну інформацію.

Не всі країни мають прозорі системи відстеження, однак компанії у всіх регіонах для організації роботи потребують відповідних інструментів відстеження. Для цього міжнародною некомерційною організацією *International REC Standard* опрацьовано *стандарт I-REC*, що представляє готову систему та базу даних, створену для випуску, обігу та погашення сертифікатів відстеження. Для приєднання до системи повинен бути обраний місцевий реєстратор. Їм може виступати урядова установа або незалежний орган, який діє за відповідної підтримки держави. Саме місцевий реєстратор контролює роботу всієї системи у відповідній країні або регіоні. *Стандарт I-REC* було створено в результаті десятирічного досвіду та обширних знань, отриманих в рамках Європейської системи гарантування походження для відновлюваної електроенергії.

Для проведення маркування електроенергії з ВДЕ створена міжнародна організація *ЕКОенергія (EKOenergy)* яка працює з системою гарантій походження та зі стандартом *I-REC*. *ЕКОенергія* встановлює критерії, що підтверджують безпечність навколишнього середовища для виробництва електроенергії. Наприклад, ГЕС повинні мати рибоводний канал для міграції риб за течією. Крім того, з кожної МВт-год електроенергії, проданої під цим маркуванням, 0,10 євро надходить у *Кліматичний Фонд* для фінансування проектів по боротьбі з енергетичною бідністю в країнах, що розвиваються.

У США споживачам доступне маркування *Green-E*, яке також є доповненням до системи сертифікатів відстеження.

В *Австралії* діє акредитоване державою маркування *Green Power*. Купуючи марковану електроенергію, споживачі підтримують розвиток сектора відновлюваної енергетики в країні.

В *ОАЕ* місцевий реєстратор *Dubai Carbon Center*, здійснює операції з сертифікатами відстеження не тільки в своїй країні, а й в інших країнах.

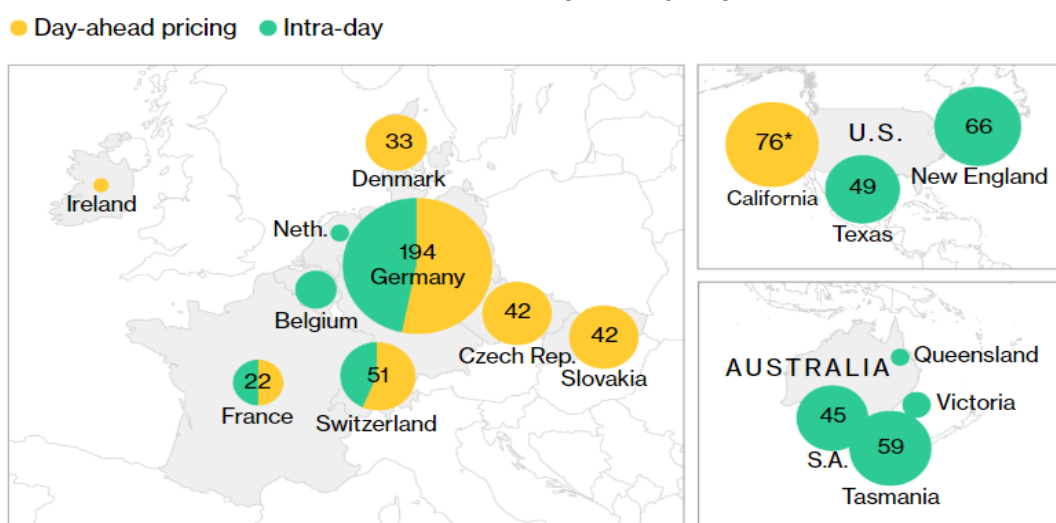
У звіті "*Corporate Sourcing of Renewables: Market and Industry Trends*" IRENA посилається на Протокол про парникові гази, який рекомендує компаніям купувати сертифіковану електроенергію як преміальний продукт (*certified green premium*

electricity products).

Негативні ціни на електроенергію. Компанією *Bloomberg* опубліковано спеціальний огляд щодо негативних цін на електроенергію в різних регіонах світу (www.bloomberg.com/amp/news/articles/2018-08-06/negative-prices-in-power-market-as-wind-solar-cut-electricity).

У зв'язку з інтенсивним розвитком у світовій енергетичній сфері стохастичної сонячної та вітрової генерації на багатьох енергетичних ринках щорічно збільшується кількість періодів часу, за які пропозиція електроенергії (виробництво) перевищує попит (споживання). На графіках показано кількість годин з негативними цінами на електроенергію в 2018 р. в різних країнах протягом дня (зелений колір) і на добу вперед.

Кількість годин з негативними цінами на електроенергію з початку 2018 року

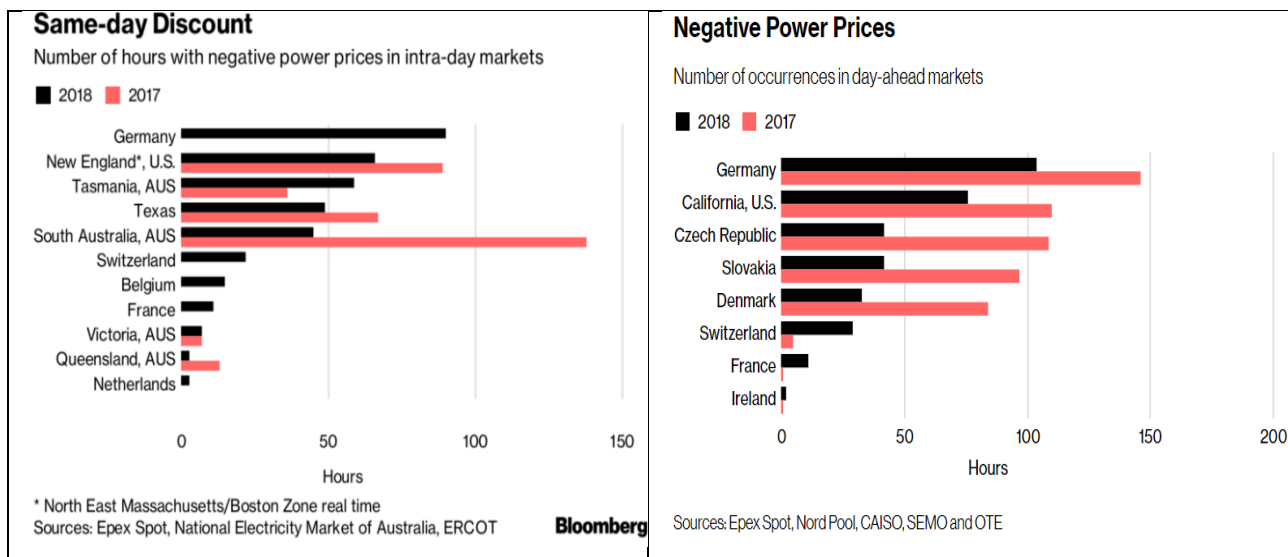


*California hours Jan. 1 to July 16, 2018

Source: Epex Spot, Nord Pool, CAISO, SEMO, OTE, National Electricity Market of Australia, and ERCOT

У таких умовах в енергетичних системах з великим обсягом в енергобалансі низькоманеврових «базових» малорегульованих потужностей (атомні та потужні вугільні електростанції), обмежена можливість операторів енергосистем оперативно коригувати режими генерації відповідно до зміни навантаження. При цьому в умовах дефіциту мобільних регулюючих потужностей, в окремі режимні періоди стає економічно більш доцільно та безпечно поставляти електроенергію «в мінус», ніж знижувати навантаження базових енергоблоків.

У країнах Євросоюзу з випереджаючим розвитком ВДЕ, перш за все в Німеччині, у ряді штатів США (*Техас, Каліфорнія*), в Австралії такі режими генерації-споживання мають місце протягом року. Данія, Бельгія, Чехія, Швейцарія та навіть Франція зареєстрували негативні години протягом останніх років. На графіку показано період в годинах за 2017 та 2018 рр. з негативними цінами на електроенергію в різних країнах протягом дня і на добу наперед.



Негативна ціна є, по суті, ринковим сигналом, який вимагає від регуляторів відключення певних електростанцій.

Впродовж 2017 року в Австралії в порівнянні з попередніми роками було менше днів, коли ціни були нижчими за нуль навіть в умовах значного збільшення потужності вітрової генерації, завдяки збільшенню компанією "Origin Energy" маневрових газових потужностей, призначених для оперативного режимного регулювання.

3. Досвід формування тарифо- та ціноутворення в електроенергетиці країн ОЕСР та ЄС

3.1. Особливості державного регулювання ціноутворення в промислово розвинених країнах

Сучасний соціально-економічний розвиток зумовлює потребу державного регулювання економічних процесів. Державний вплив на економічні процеси виступає цільовою системою законодавчого, виконавчого та контрольного характеру, яка забезпечує інтенсивне економічне зростання, економічну та соціальну стабільність, належне міжнародне становище держави. *Ціни та ціноутворення – індикатор ефективності економічних процесів, який визначає ефективність державного регулювання економіки.*

Ефективне ціноутворення сприяє підпорядкуванню виробництва суспільним потребам. Адекватний рівень цін будь-якої економіки забезпечує її економічне зростання, ефективне конкурентне середовище, орієнтує виробництво на інноваційний напрям, сприяє скороченню витрат виробництва, прискоренню обігу виробничого капіталу, підвищенню якості товарів і послуг, а також їх споживчого попиту.

Аналіз досвіду розвинених країн свідчить, що рівень, форми й методи державного регулювання ринкових процесів і процесів ціноутворення суттєво відмінні

в різних країнах у різні періоди. Зокрема, практика роботи урядів у США, Канаді, Японії, Китаю, країнах Євросоюзу свідчить про значний вплив держави на ринкові процеси з метою мобілізації ресурсів суспільства в умовах довгострокового планування для забезпечення базового рівня розвитку людини в суспільстві.

За оцінкою наукових досліджень Київського національного економічного університету ім. В. Гетьмана *«Цінове регулювання в розвинених країнах світу – дієвий інструмент економічної стабільності, який реалізується передусім з метою попередження зростання інфляції, монополізму виробників, зростання цін на сировинні та енергетичні ресурси, ефективного кредитування інвестиційних процесів»*.

У країнах розвинутої ринкової системи сформована складна система цін, яка зумовлюється як внутрішньою специфікою господарської діяльності підприємств, так і особливостями зовнішнього інституційного поля національних господарств.

Уряди втілюють певні адміністративно-правові та соціально-господарські механізми, які дозволяють аналізувати як співвідношення та рівні цін, так і процеси внутрішнього ціноутворення. Способи та методи державного регулювання цін у різних країнах мають національні, кліматичні особливості, орієнтовані на сировинні, політико-економічні умови та обумовлені місцем держави в світовій економіці. У промислово розвинених країнах державний контроль за цінами товарів національних економік здійснюється від 5% до 50%.

Природні монополії складають значну частину господарського комплексу будь-якої країни. Можливості зловживання монопольним становищем саме цими суб'єктами у вигляді неефективності надання послуг, прагнення отримання додаткового доходу або покриття надмірних витрат за рахунок споживачів електричної енергії є значущими для добробуту громадян, формування витратної частини вартості продукції підприємств тощо. Зазначені обставини обумовлюють важливість реалізації антимонопольної політики держави, перш за все, створення умов для конкуренції в певному секторі і попередження зловживання монопольним становищем.

Традиційно найменша частка державного впливу на ринкові процеси (близько 5%) належить **США**. Контроль за цінами галузей національної економіки здійснює Антитрестове управління Міністерства юстиції та Федеральна торгова комісія. Штатам законодавчо надано повноваження контролю тарифів на електроенергію. Державний вплив на ціноутворення в США здійснюється переважно на продукцію природних монополій – енергетика, продукти фермерського господарства тощо; на рівні штатів – електроенергія, міжміські автомобільні та залізничні перевезення. Спеціальні підрозділи *Федеральної торгової комісії* застосовують пряме державне регулювання цін на електроенергію, комунальні послуги, продукцію аграрного сектора, певні товари роздрібною торгівлі у законодавчо визначених обсягах.

В **Японії** в умовах обмеження державного впливу на ринкові процеси близько

20% споживчих цін в країні регулює Бюро цін при Агенції з економічного планування, яке щорічно публікує аналітичну «Доповідь про ціни» та надає споживачам інформацію про ціни он-лайн. Держава, у визначених нормативними актами обсягах, регулює тарифи на електроенергію, газ, залізничні перевезення тощо.

Аналіз процесів ціноутворення в країнах **Європейського Союзу** свідчить про наднаціональний контроль над цінами в рамках співдружності, який здійснюють комісії ЄС за напрямками, а рішення приймає Рада Міністрів ЄС. *У межах ЄС на національному рівні контролюється до 15% цін.* Саме досвід ЄС, являє собою приклад успіху інтеграції різних конкурентних формацій у єдиний енергетичний ринок.

Стосовно *державного регулювання цін на послуги природних монополій*, то за рекомендацією ЄС у більшості країн не практикуються дотації, а обґрунтовуються ціни на товари та послуги суспільного використання. Це стосується електро-, водо, газопостачання, служби зв'язку, транспорту тощо. *Процеси ціноутворення у країнах ЄС сприяють підвищенню ефективності сучасного ринку, забезпеченню споживачів суспільно значущими товарами й послугами.* Водночас, розгляд специфіки ціноутворчих процесів країн ЄС дозволяє виявити національні особливості формування цін у Європейській співдружності.

Регулюванням цін у державному секторі економіки Франції займаються Департамент з конкуренції, Міністерство економіки, фінансів і бюджету. Передусім це – природні монополісти (газова промисловість, електроенергетика, транспорт), а також деякі конкурентні ринкові галузі (національний та комерційні банки, страхові компанії, окремі підприємства).

У першому випадку держава регулює всі економічні параметри діяльності галузей-монополістів, у тому числі обсяги інвестицій, оплату праці і ціни на готову продукцію, а в другому – здійснює мінімальний вплив на економічні параметри господарської діяльності цих галузей, спонукаючи їх до конкуренції з приватним сектором. Для монополістів держава встановлює суспільно прийнятні економічні параметри, а для конкурентних галузей забезпечує ефективні інституційні основи.

Специфікою економіки Франції визначено співвідношення між регульованими і вільними цінами на товари і послуги: приблизно 20% цін у країні регулюються державою, а інші 80% знаходяться в режимі вільного ринкового ціноутворення. Варто зазначити, що Франція є однією з небагатьох промислово розвинених країн, де тривалий час діяв режим державного регулювання цін.

Лібералізація цін не означала повного припинення втручання держави в процес ціноутворення. Перехід від політики прямого втручання в справи управління підприємствами (на рівні мікроекономіки) до системи глобального регулювання їх діяльності (на рівні макроекономічних процесів) для економіки означав лише зміну форми втручання – перехід від жорсткої політики активного державного втручання до методів *непрямого впливу на ринок і ціни.* Тому одночасно з постановою про

лібералізацію цін було прийнято постанову щодо цінової конкуренції в промисловості положеннями якої заборонялося створення різних союзів виробників, імпортерів, оптових і роздрібних торговців. Одночасно підприємцям заборонялося укладати будь-які угоди про «мінімальні ціни» або про «рекомендовані ціни» на промислову продукцію, товари народного споживання і послуги.

Особливості сучасного ціноутворення Франції зорієнтовані передусім на економічний аналіз механізму ринку, встановлення правової відповідальності господарських суб'єктів за порушення конкурентної поведінки, дотримання принципу «економічної свободи». Для виконання зазначених та інших функцій у Франції діє близько 3 тис. державних контролерів за цінами, які є співробітниками відділу державного регулювання цін та цінової конкуренції департаменту з конкуренції Міністерства планування і фінансів Франції, галузевих міністерств та близько 100 департаментів (у великих містах штат контролерів становить 10 – 12 спеціалістів). Основне завдання державних контролерів – спостереження за державною дисципліною цін. Контролери мають право складати акти за порушення правил ціноутворення з подальшою передачею цих актів у фінансовий трибунал, який приймає рішення про санкції стосовно юридичних осіб, допустивших порушення законодавства.

В Іспанії держава здійснює регулювання та контроль за цінами на основі закону про захист конкуренції. Це насамперед відноситься до товарів і послуг, виробництво яких монополізовано. Перелік товарів і послуг, що підпадають під примусове ціноутворення, регулярно публікуються в бюлетенях комерційної інформації. Це стосується в основному продукції підприємств держсектора та деяких приватних компаній. Контрольовані державою ціни в країні складають до 10% загальної структури споживчих цін країни.

Органом, що здійснює контроль над формуванням цін, є Вища Рада з цін при Міністерстві економіки та фінансів Іспанії. Вища Рада є робочим органом Урядової Комісії з економічних питань. Дозвільні ціни природних монополій формує урядова комісія з економічних питань, яка встановлює контроль за тарифами електроенергії, газу, бензину, керосину, дизельного палива, нафти для виробництва добрив, а також послуг залізничних, автомобільних, пасажирських та вантажних перевезень.

За оцінками Міністерства енергетики Іспанії, урядом країни за останні три роки не тільки збережено незмінний рівень цін, а й знижено ставку оподаткування електроенергії на 2,8%. Лише за 2016 рік знижено ціну в частині регульованого тарифу електроенергії на 11%, а по газу на 9% відносно 2015 р. Крім того, транспортними службами м. Барселони третій рік поспіль залишено незмінними тарифи на проїзд.

Протягом останніх 25 років Єврокомісією розглянуто понад 350 випадків злиттів та монополізації. У країнах ЄС проведено ряд заходів, щодо контролю за вертикальною та горизонтальною інтеграцією, для недопущення можливих проблем, через:

– закритість процесів корпоративних злиттів і поглинань;

– високий рівень концентрації енергетичних ринків та можливості зловживання ринковою владою;

– зниження рівня міжнародної конкуренції через недостатню кількість з'єднувальних потужностей між різними енергетичними системами;

– складний і непрозорий механізм ціноутворення, у т.ч. формування цін на газ через котирування нафти, непрозорі тарифи на електроенергію для кінцевих споживачів, що ускладнювалося регуляторним встановленням їх рівня нижче ринкових цін, перешкоджаючи входу на ринок нових постачальників. Сьогодні основні виклики, які стоять перед ЄС і потребують переосмислення конкурентної політики на ринках електроенергії можна звести до наступного:

- зростання частки відновлюваних джерел енергії у виробництві та кінцевому споживанні;

- необхідність більшою мірою використовувати потенціал гнучкості попиту (перш за все, з боку домогосподарств та малого й середнього бізнесу, муніципалітетів і органів державної влади) для стимулювання конкуренції;

- інтерналізації зовнішніх ефектів шляхом торгівлі квотами на викиди, що обумовлює необхідність державної підтримки не тільки відновлюваної енергетики, але й енергетики з низькими викидами CO₂;

- необхідність підвищення впевненості виробників електроенергії у майбутніх доходах, оскільки диверсифікація джерел виробництва електроенергії та необхідність техніко-технологічного оновлення існуючих потужностей разом з коливаннями попиту на первинному ринку створюють волатильність ситуації для виробників; регульовані оптові та роздрібні ціни знижують ефективність нових інвестицій особливо в умовах фінансово-економічної кризи.

Інтеграція європейських енергетичних ринків створює ситуацію, коли будь-яке державне втручання на одному національному ринку впливає на викривлення цін на інших пов'язаних ринках, що може призвести до нестабільності всієї системи, волатильності спот-цін та обсягів виробництва, переорієнтування інвестицій з проектів створення нових потужностей і переведення їх в менш оптимальні проекти.

За цих умов відбувається перегляд підстав для державного втручання у функціонування ринків електроенергії за наступними напрямками – державне втручання є виправданим, коли конкурентна політика на ринку електроенергії має бути скоординовано з цілями інших напрямів державної політики. При цьому погіршення конкуренції можна виправдати лише в окремих випадках, визначених установчими договорами. Так, державне втручання розглядається як виправдане, коли постачальники або споживачі не виконують заходи, спрямовані на захист навколишнього природного середовища; коли здійснюється підтримка нових технологій, які поки що є неконкурентоспроможними, але, як очікується, у ході реалізації та надбання досвіду, стануть такими.

Держава має стимулювати, по-перше, створення нових генерувальних потужностей в консорціумах виробників та споживачів електроенергії за умови недопущення порушення конкуренції, а по-друге, підтримувати енергоефективну діяльність, зокрема без фінансових вкладень (скасування регульованих тарифів, просування проектів «розумний будинок», стимулювання впровадження інформаційно-комунікативних технологій для оптимізації споживання електроенергії тощо), у т.ч. заходів щодо імплементації норм «aquis communautaire» в національне законодавство.

3.2. Зарубіжний досвід формування систем тарифоутворення в електроенергетиці

Електроенергетика є однією з найважливіших галузей народного господарства, що визначають економічний і соціальний розвиток країни.

Метою будь-якої інтегрованої економічної системи є підвищення ефективності діяльності елементів що входять до неї за рахунок системного ефекту, який може досягатися шляхом координації найважливіших фінансових важелів системної взаємодії всіх учасників. До числа таких важелів можна віднести ціни, рентабельність, структуру витрат учасників, податкові надходження. Активний вплив на ефективність функціонування та розвиток суб'єктів системи, а також на ефективність зовнішнього середовища надає рівень тарифів і цін.

Економічні взаємовідносини між постачальниками і споживачами теплової та електричної енергії визначаються відповідними тарифами. У різних країнах застосовуються тарифні системи, які розрізняють за принципами формування та структурною складністю. Періодично вносяться корективи в ціноутворення відповідно до змін у сферах власності та організації управління, зовнішніх умов розвитку галузі, інтересів споживачів і змін у структурі енергоспоживання.

Під ціноутворенням в електроенергетиці маються на увазі принципи і конкретні механізми формування цін і тарифів. Розрізняють два найважливіших види ціноутворення:

- *регульоване державою*: державні органи встановлюють абсолютне значення цін (тарифів) або методологію їх визначення;
- *конкурентне (ринкове, вільне) ціноутворення*, при якому ціни формуються на основі попиту і пропозиції без втручання державних регулюючих органів; в окремих випадках держава обмежує конкурентні ціни верхніми і нижніми межами.

Застосування цих видів ціноутворення залежить від енергетичної політики країни.

В електроенергетиці різних країн, залежно від методів формування внутрішніх цін на електроенергію, визначалися тарифи на послуги з енергопостачання. У 60 –

80 рр. XX ст. в більшості промислово розвинених країн тарифи визначалися за методом “витрати плюс”. Згодом, коли ціни на первинні енергоресурси почали підвищуватися, що здорожувало вартість електроенергії, уряди країн почали запроваджувати заходи з енергоощадності та активізації розвитку альтернативної енергетики, а відтак – до створення та переходу на *нову систему тарифоутворення*.

Широкого застосування набули три основні концепції формування тарифних ставок:

- тариф, який розраховується з урахуванням отримання доходу, достатнього для покриття сукупних витрат протягом періоду експлуатації енергоджерела та отримання певного прибутку;
- тариф, який розраховується з урахуванням короткострокових граничних витрат, диференційованих за часом (добові, сезонні), що відображають зміну навантаження і пов’язані з цим витрати енергокомпаній на режимне регулювання;
- тариф, який розраховується з урахуванням довгострокових граничних витрат: витрати на розвиток електрогенерувальних потужностей та інфраструктури енергосистеми.

Сьогодні немає єдиних правил щодо формування тарифів (цін) на електроенергію у світовій енергетичній сфері та на внутрішньому ринку країн-членів ЄС, що пов’язано з вимогами раціонального використання енергії та принципами енергоощадності в кожній окремій країні. Водночас роздрібні тарифи на електроенергію у більшості країн формуються з урахуванням закупівельної (ринкової) оптової ціни на електроенергію, витрат на розподіл та постачання, технологічних витрат в електромережах під час транспортування електроенергії та надбавки для покриття витрат на утримання енергосистеми, диспетчеризацію, а також інвестиційної складової.

Основні завдання при формуванні тарифоутворення на електроенергію:

- покриття реальних витрат (короткострокових та довгострокових);
- стимулювання до вирівнювання графіка навантаження енергосистеми;
- заохочення споживачів до проведення енергоощадних заходів;
- стимулювання компаній до інвестування в розвиток генерації та мережевої інфраструктури, в підвищення енергоефективності, надійності та якості енергозабезпечення, вирішення екологічних проблем тощо.

Системи тарифів більшості країн диференціюються:

- за періодами – добові, сезонні (установлюються різні ставки на зимові та літні місяці);
- за рівнем навантаження – пікові, напівпікові та нічні;
- за категоріями споживачів – промислові, побутові та сільськогосподарські.

Особливістю є спеціальні тарифи для великих промислових споживачів, для яких встановлюється висока плата за кількістю спожитої електроенергії і незначна – за

потужність, і навпаки – більша плата за потужність і менша – за рівнем споживання у пікові години навантаження; за надійністю електропостачання – для споживачів, які погоджуються на переривання електропостачання чи на значне його зниження в періоди максимальних навантажень. Наприклад, тариф на електроенергію для промислових споживачів у Німеччині залежить від замовленої потужності та обсягу використаної електроенергії. У Франції, наприклад, доволі жорстко контролюється максимальне навантаження і пропонуються “пільгові” тарифи для споживачів за їх згоди на переривання навантаження чи зменшення потужності в пікові години.

Сукупна вартість обслуговування є необхідною валовою виручкою енергокомпанії у розрахунковому періоді (наприклад, за рік); вона охоплює сумарні поточні витрати і прибуток.

Вартість обслуговування – це основа для визначення середнього тарифу для регіону. Для його розрахунку вартість обслуговування потрібно розділити на обсяг електроспоживання за розрахунковий період. Середні тарифи диференціюються за регіонами країни залежно від умов енергетичного виробництва і характеру електричних навантажень.

Виділяються змінна складова витрат, яка залежить від обсягу виробництва, і постійна, що залежить лише від установленої потужності енергоустановок і вартості основних фондів компанії.

Склад змінних і постійних витрат встановлюється нормативними актами, затвердженими регулятивним органом. Рівень окремих елементів витрат пропонується регулювати на основі спеціально розроблених нормативів, які враховують конкретні умови енергопостачання у відповідному регіоні.

Особливою проблемою є встановлення норми прибутку і вартості обслуговування. Прибуток у більшості енергокомпаній розраховується за статтями витрат, які компанія планує фінансувати з прибутку. Такий метод формування прибутку ініціює *зростання середніх тарифів*. Рішення проблеми полягає в *переході під час формування тарифів до норми прибутку на інвестований капітал* (RAB, Regulatory Asset Base – вартість активів регульованих мережевих компаній) – **це система тарифоутворення на основі довгострокового регулювання тарифів, спрямованого на залучення інвестицій для розвитку та модернізації інфраструктури електричних мереж та стимулювання ефективності витрат електророзподільних компаній.**

Системою передбачається встановлення величини необхідного доходу в залежності від досягнення встановлених показників надійності електропостачання та якості обслуговування споживачів, а також запроваджується мотивація регульованих компаній до зниження витрат. Це відповідає економічній функції прибутку як джерела розширеного відтворення і дозволяє певною мірою компенсувати основні недоліки витратного підходу: основний капітал, як розрахункова база прибутку краще піддається контролю з боку регулятивних органів, ніж витрати. За такого підходу *норма прибутку*

визначається на основі структури (джерел) інвестованого капіталу і витрат на його залучення енергокомпанією (у вигляді відсотків і дивідендів).

Диференціація тарифних ставок. Вище вже було зазначено, що основний принцип ціноутворення – тарифи мають ґрунтуватися на повних витратах електропостачання, тобто на вартості обслуговування. Ці витрати змінюються в досить широких межах залежно від часу виробництва електроенергії, умов енергопостачання та енерготехнологічних характеристик різних споживачів. Тому *ставки плати за потужність і енергію* мають диференціюватися в часовому розрізі, за групами і категоріями споживачів.

Часову диференціацію тарифів викликано нерівномірністю електроспоживання, яка полягає в застосуванні ставок, які розрізняються за годинними зонами доби, днями тижня і порами року. У години *мінімуму навантаження* енергосистеми, коли є вільні потужності і приросту вироблення можна досягти з найменшими витратами, установлюються знижені ставки плати на електроенергію. У години *пікових навантажень* пропонуються максимальні тарифи. Можуть також застосовуватися окремі *ставки плати за потужність* для зон базового і пікового навантаження добового графіка. Залежно від характеру річного графіка навантаження енергосистеми застосовуються різні ставки для зимового і літнього періодів.

Усе це вимагає визначення *постійних і змінних витрат виробництва електроенергії за зонами, графіками навантажень з урахуванням складу обладнання*, яке перебуває в роботі. Розрахунок цих тарифів базується на концепції короткострокових граничних витрат – додаткових витрат, необхідних для покриття приросту попиту в межах діючої потужності усіх видів генерації, а також пропускної спроможності електричних мереж енергосистеми. Такий підхід до формування тарифів на електроенергію стимулює збільшення обсягів споживання в позапікові періоди та його зниження в пікові години, що, як відомо, призводить до зниження загальних витрат електропостачання і середньої ціни.

Внутрішньодобова диференціація тарифних ставок вимагає додаткових витрат, пов'язаних з організацією окремого обліку споживання електроенергії. Тому важливо чітко визначити її мету. У першу чергу такі тарифи слід пропонувати тим споживачам, які мають реальні можливості і виявляють готовність до зниження у пікові години навантаження або збільшити електроспоживання в години спаду навантаження (організація додаткових змін у промисловості, впровадження акумуляційних систем опалення, гарячого водопостачання в побуті тощо). Їх також можна застосовувати для енергомістких промислових підприємств із рівномірним графіком навантаження (безперервні виробництва) з метою зниження середнього тарифу для таких споживачів. Наприклад, у США промислових і комерційних споживачів охоплено диференційованими за часом доби тарифами більш ніж на 50%, у той час як побутових – приблизно на 1 %.

Диференціацію за категоріями споживачів (промисловість, населення, сільське господарство, транспорт тощо) обумовлено галузевими відмінностями в режимах електроспоживання, обсязі попиту на енергію і потужність, витратах на розподіл електроенергії. Так, питома вартість обслуговування великого промислового споживача з високим коефіцієнтом навантаження, який одержує електроенергію безпосередньо від високовольтної ЛЕП (глибокий ввід) і має власну трансформаторну підстанцію, значно відрізняється від витрат електропостачання побутового споживача з нерівномірним упродовж доби навантаженням і потребою в дорогих трансформаторах і низьковольтній розподільчій мережі.

Диференціація за категоріями споживачів застосовується для більш повного врахування енерготехнологічних характеристик представників основних тарифних груп. У промисловій групі окремих споживачів можна об'єднувати в категорії за такими параметрами, як тип виробництва (переривчасте, безперервне), приєднана потужність або максимальне контрактне навантаження, вид напруги живлення (низька, середня, висока), категорія надійності електропостачання.

Спеціальні (контрактні) тарифи розробляються для:

- підвищення енергоефективності в споживчому секторі;
- фінансового підтримання окремих споживачів;
- соціального захисту.

Спеціальні тарифи зазвичай відрізняються від розглянутих вище більш індивідуальним підходом до споживачів, а також тим, що в процесі цільового регулювання допускається їхнє відхилення від вартості обслуговування. Наприклад, для стимулювання енергоощадності тариф підвищується із зростанням обсягу електроспоживання («зворотний ступінчастий» тариф).

Таким чином, в основі концепції ціноутворення лежать техніко-економічні особливості енергетичного виробництва і принцип прийнятності тарифів – як для виробників, так і для споживачів електроенергії.

3.3. Аналіз тарифоутворення на електроенергію в країнах ЄС

Упродовж тривалого періоду свого розвитку ринок електричної енергії відносили до природних монополій, оскільки на ньому неможливою була будь-яка конкуренція. Натомість останніми двома десятиліттями формування конкурентних електроенергетичних ринків стало світовою тенденцією. Загальною для всіх країн стала поступова лібералізації ринків електроенергії – перехід від закритого, монопольного до відкритого, конкурентного ринку електроенергії, зміна інституційної структури, пошук нових і ефективних механізмів взаємозв'язку покупця та продавця електроенергії, можливість підвищення комерційної ефективності діяльності енергокомпаній та їх відповідальності за зниження витрат виробництва електроенергії й якості обслуговування споживачів, залучення широкого кола інвесторів для

спорудження нових і переоснащення діючих енергетичних установок.

На ринку ЄС питання електроенергетики регулюються положеннями Директиви 2009/72/ЄС Європейського парламенту та Ради від 13 липня 2009 р. щодо загальних правил для внутрішнього ринку електроенергії та Регламентом 714/2009 Європейського парламенту та Ради від 13 липня 2009 р. про умови доступу до мережі транскордонного обміну електроенергією. Положення зазначених документів спрямовані на формування сталого розвитку внутрішнього електроенергетичного ринку, гармонізацію спільного функціонування вже існуючих національних електроенергетичних ринків. Документами встановлені загальні правила виробництва, передачі, розподілу та збуту електроенергії з урахуванням захисту інтересів споживачів і з метою підвищення конкурентоспроможності та інтеграції електроенергетичних ринків країн ЄС. Досвід країн Європи засвідчує, що забезпечити прозорість на ринку електроенергії стало можливим завдяки розвитку на ньому біржової торгівлі.

Ключові положення ціноутворення та конкуренція на ринку енергоносіїв у країнах ЄС:

- ціни на газ та електроенергію для промислових споживачів мають визначатися на ринкових засадах (на основі попиту і пропозиції);
- *у якості виключення із правила ринкової торгівлі енергоносіями, держава може встановлювати зобов'язання для компаній, що є суб'єктами «загального економічного інтересу», постачати газ та електроенергію за регульованими цінами. При цьому, дане зобов'язання має бути чітко та прозоро визначеним, підконтрольним, застосовуватись у недискримінаційний спосіб, і мати кінцевий термін застосування. Реалізація зазначеного зобов'язання не має закривати доступ на ринок для інших компаній;*
- *у випадку застосування регульованих цін на газ та електроенергію на внутрішньому ринку держава повинна гарантувати, що методологія розрахунку регульованої ціни буде оприлюднена перед введенням такої ціни в дію, а не навпаки;*
- з метою гарантування ефективної конкуренції та ефективного функціонування ринку, регуляторна агенція (далі – регулятор), на яку покладені функції встановлення регульованих тарифів, повинна бути юридично та функціонально незалежною від будь-якого державного органу чи приватної юридичної особи і мати достатні для цього повноваження. Рішення та процедури, що застосовуються регулятором, повинні бути неупередженими по відношенню до всіх учасників ринку.

Світовий досвід використання ринку «єдиного покупця» показав неефективність такої моделі з причини недостатньої конкуренції на ринку. У Великобританії від такої практики відмовилися ще в 2000 році, на користь принципово нового порядку реалізації електроенергії. Основна суть такого підходу полягає в купівлі-продажу електричної енергії на підставі двосторонніх контрактів між продавцем і покупцем та впровадженні відповідних балансуючих механізмів.

Разом з тим, країни ЄС продовжують вести інтенсивний пошук шляхів розвитку ринкових відносин і реалізовувати стимулюючі методи регулювання природних монополій, удосконалювати тарифні системи. За даними Євростату, це дозволило стабілізувати ціни для населення і знизити їх для непобутових споживачів. Зокрема, як відмічено у звіті німецького Регулятора за 2015 рік, середня ціна електроенергії на спотовому ринку знизилася на 12%, а ціна пікової електроенергії – вдвічі порівняно з 2008 роком.

Одним з чинників, який вплинув на динаміку цін у країнах ЄС, стало зростання конкуренції на ринку електроенергії і сприятлива ситуація на ринку первинних енергоносіїв. *З 1 липня 2007 року (у Німеччині це відбулося раніше), всі споживачі країн Європейського Союзу, включно з населенням, отримали право вільного вибору постачальників електроенергії та газу.* У результаті, до 2015 р., 24,9% побутових споживачів електроенергії Німеччини змінили свого постачальника. У 2013 р. частка таких споживачів становила 20,9%. Зокрема, лише у 2015 р., постачальників змінили 13% споживачів – юридичних осіб, проти 11% у 2014 р.

Євростат на основі формування та аналізу статистичної бази за цінами і тарифами в країнах-членах ЄС кожного півріччя публікує статистичні огляди щодо цін (тарифів) для промисловості та домогосподарств.

Агентством із співпраці органів регулювання енергетики (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER*) на основі даних Євростату проведено аналіз чинників, які впливають на формування ціни на ринку електроенергії в країнах-членах ЄС і опубліковано звіт «*Gilblom K EU Households Missed Out on Biggest Gas Price Drop in Five Years*», основні з яких наведено нижче.

Первинні енергоресурси та ціна на них. Зниження цін на первинні енергоресурси зумовлює відповідне зниження цін на електроенергію. Однак, у той же час, розширення постійних витрат, зокрема податків, субсидування проектів розвитку ВДЕ, змін у природоохоронному законодавстві, наявності регульованих цін та відсутності конкуренції в окремих країнах відповідно впливає на зростання цін на електроенергію.

Наявність власної національної генерації та її собівартість. Одним із важливих факторів ціноутворення на ринку електроенергії є наявність власної генерації. Остання є найбільш дорогим елементом формування кінцевої ціни на електроенергію. Кожна країна володіє різними видами генерації, виробляючи відповідний обсяг електроенергії, що в результаті впливає на її вартість. Оскільки собівартість виробництва електроенергії залежить як від типу і потужності електростанцій, так і вартості позикових коштів на їх будівництво та експлуатацію, має місце певний діапазон розходження показників собівартості.

Розвиток ВДЕ. На формування цін на електроенергію останніми роками впливає не лише коливання цін на первинні енергоресурси, а й активізація розвитку

відновлюваної енергетики. Аналіз стратегічних і програмних документів ЄС свідчить про зростаючі обсяги введення нових електростанцій, які виробляють «чисту» енергію. Будівництво ВЕС та СЕС переважно здійснюється і за рахунок субсидій, які виділяються з бюджетів різних рівнів країн, і за рахунок тарифної складової для кінцевих споживачів. У результаті саме в країнах з найбільш інтенсивним розвитком ВДЕ (Данія, Німеччина, Швеція), відмічається більш високий рівень ціни на електроенергію (додатки 1, 2).

Вартість сертифікатів на емісію CO₂. Ряд країн під час формування кінцевої ціни на електроенергію враховують податок на викиди CO₂. Питання ефективного використання енергії, зменшення залежності від викопних видів палива, використання ВДЕ та зниження рівня емісії CO₂ було порушено європейською Комісією у звіті *“Facing the Challenge of Higher Oil Prices” (COM (2008) 384)*. Для країн ЄС важливою є екологічність виробничого процесу – перехід з палива з великим вмістом забруднюючих речовин на газ, а також установа необхідного очисного обладнання на енергоблоках на вугільних електростанціях.

Мережеві витрати. Мережеві витрати залежать від технічних характеристик, зокрема, від рівня вартості приєднання споживача до енергомережі, рівень зношення та технологічного оснащення діючих енергогенерувальних і передавальних потужностей для відповідної їхньої модернізації, що в умовах лібералізації ціноутворення стає однією з причин зростання внутрішніх цін на електроенергію.

До зазначених чинників, які впливають на формування ціни на електроенергію, важливо додати рівень загальноекономічної кон'юнктури (світової, регіональної та національної), яка впливає на *величину та структуру попиту та пропозиції на електроенергію на національних ринках*, наявність надлишкових потужностей, географічне розташування країни (наявність внутрішніх і міждержавних електричних мереж), витрати на охорону навколишнього середовища та погодні умови.

У звіті *«Gilblom K EU Households Missed Out on Biggest Gas Price Drop in Five Years»* також відмічено, що формування цінової кон'юнктури залежить від комплексу неринкових чинників – інструментів державного регулювання: податків, субсидій, умов кредитування, «зелених» тарифів, механізмів перерозподілу коштів між виробниками електроенергії тощо.

Ціна та надійність енергопостачання, зокрема електроенергії, є ключовими елементами стратегії енергозабезпечення країни. Ціни на електроенергію мають особливе значення для підвищення рівня конкурентоспроможності на регіональних ринках, оскільки електроенергія становить значну частку загальних витрат на електроенергію для промислових підприємств і підприємств, що надають послуги. На відміну від ціни на викопні види палива, які зазвичай торгуються на світових ринках з відносно однорідними цінами, у країнах ЄС відмічено більш широкий діапазон зміни цін на електроенергію. Ціна на електроенергію в певній мірі залежить від ціни на

первинні види палива, а останнім часом – від вартості сертифікатів викидів діоксиду вуглецю (CO₂).

За оцінкою Європейської Ради, Енергетичний союз "має великий потенціал" та може "докорінно змінити ситуацію в Європі, гарантуючи для всіх дешеву та стабільну енергію". Завдання Енергетичного союзу ЄС полягає не лише в зниженні енергетичної залежності, а й в створенні єдиного ринку енергії для підвищення рівня енергетичної безпеки і зниження цін на енергоресурси в країнах-членах ЄС.

Система внутрішніх цін на ринку електроенергії в країнах-членах ЄС сьогодні є доволі *диференційованою*. Ціна електроенергії в ЄС залежить від ряду різних умов попиту і пропозиції, в тому числі геополітичної ситуації, національного енергетичного балансу, диверсифікації імпорту, мережевих витрат, витрат на охорону навколишнього середовища, рівнів акцизу та оподаткування.

Основним джерелом розбіжності цін на рівні Європейського Союзу є *різні податкові режими* в країнах-членах ЄС, що визначаються національним законодавством країн. Іншим джерелом розбіжності ціни на енергію між різними національними ринками є неоднорідність білінгової системи / системи рахунків (*billing system*), що є складовими споживчих рахунків.

Враховуючи зазначене, порівняльний аналіз цін та тарифів, діючих систем ціноутворення в країнах Євросоюзу, деталізується за такими напрямками:

- *ціни на основі оподаткування*: ціни без податків, зборів та ПДВ; ціни без ПДВ та інших податків та зборів, що відшкодовуються; ціни, що включають всі податки, збори та ПДВ.
- *ціни за компонентами*: енергія і постачання; мережеві витрати (*Network costs*); податки, збори, мита.

Регламентом ЄС 2016/1952 визначено дві категорії податків: податки, збори, мита та інші фіскальні нарахування, які *не повертаються* та мають бути враховані в рахунках споживачів (ціни без врахування ПДВ та інших податків, що відшкодовуються). Друга категорія податків: податок на додану вартість та інші податки, що *відшкодовуються*, та вказані в рахунках споживачів (ціни, що включають всі податки).

Раз на рік, разом із звітом по цінам за II півріччя (семестр), країни-члени зобов'язані надавати інформацію стосовно загальної суми податків, зборів, мит та нарахувань за продаж газу та електроенергії. Загальна вартість податків, зборів, мит та нарахувань на продаж газу та електроенергії є сумою всіх субкомпонентів, визначених Регламентом 2016/1952.

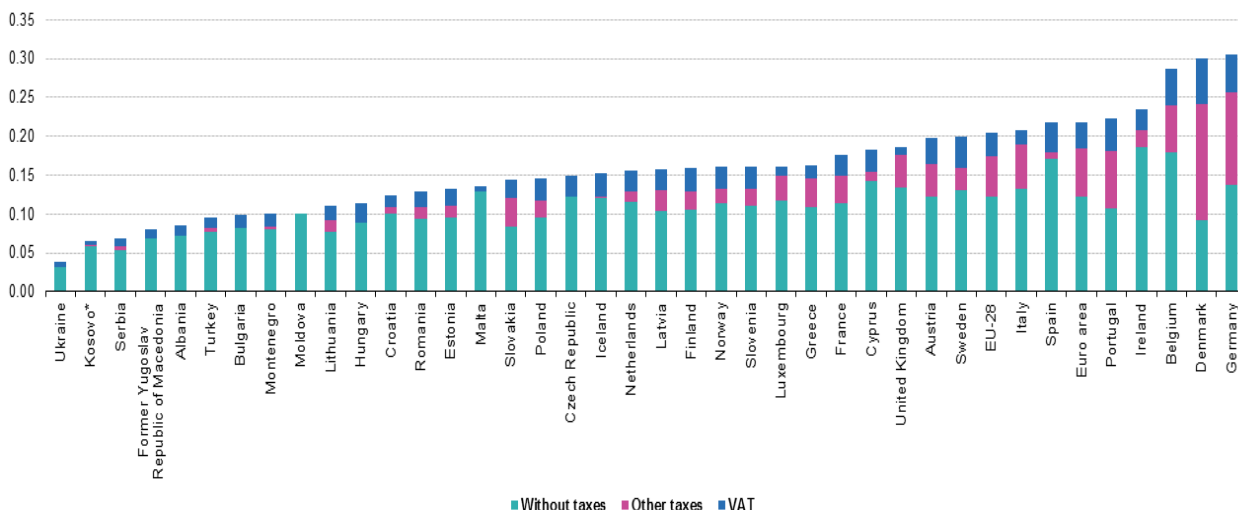
Статистичне бюро Євросоюзу у серпні 2018 р. вперше опублікувало ціни на електроенергію та природний газ, які можна порівняти по країнах ЄС. «Відповідно до положень Регламенту 2016/1952, Евростат надає середньозважену ціну, що визначає загальний рівень споживання домашніх господарств» (<http://ec.europa.eu/eurostat/statistics->

explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_non-household_consumers).

Для домашніх господарств (споживачі середнього розміру з річним споживанням в діапазоні 2 500 – 5 000 кВт·год), ціни на електроенергію в другій половині 2017 р. були найвищими серед держав-членів ЄС у Німеччині (0,305 євро за кВт·год), Данії (0,305 євро за кВт·год) і Бельгії (0,280 євро за кВт·год); найнижчі ціни на електроенергію відмічено у Болгарії (0,096 євро за кВт·год), Литві (0,112 євро за кВт·год) та Угорщині (0,113 євро за кВт·год). При цьому ціна електроенергії для побутових споживачів у Данії та Німеччині була більш ніж у три рази вищою за ціну в Болгарії. На діаграмі наведено *ціни для домогосподарств* з урахуванням затрат на закупівлю електроенергії у виробника, тарифів на передачу, а також встановлені на національному рівні для кожної країни відповідні *податки та збори*.

Ціни на електроенергію за 2017 рік (II півріччя) для домогосподарств із рівнем споживання 2500 – 5000 кВт·год/рік

Electricity prices for household consumers, second half 2017
(EUR per kWh)



(*) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

Source: Eurostat (online data codes: nrg_pc_204)

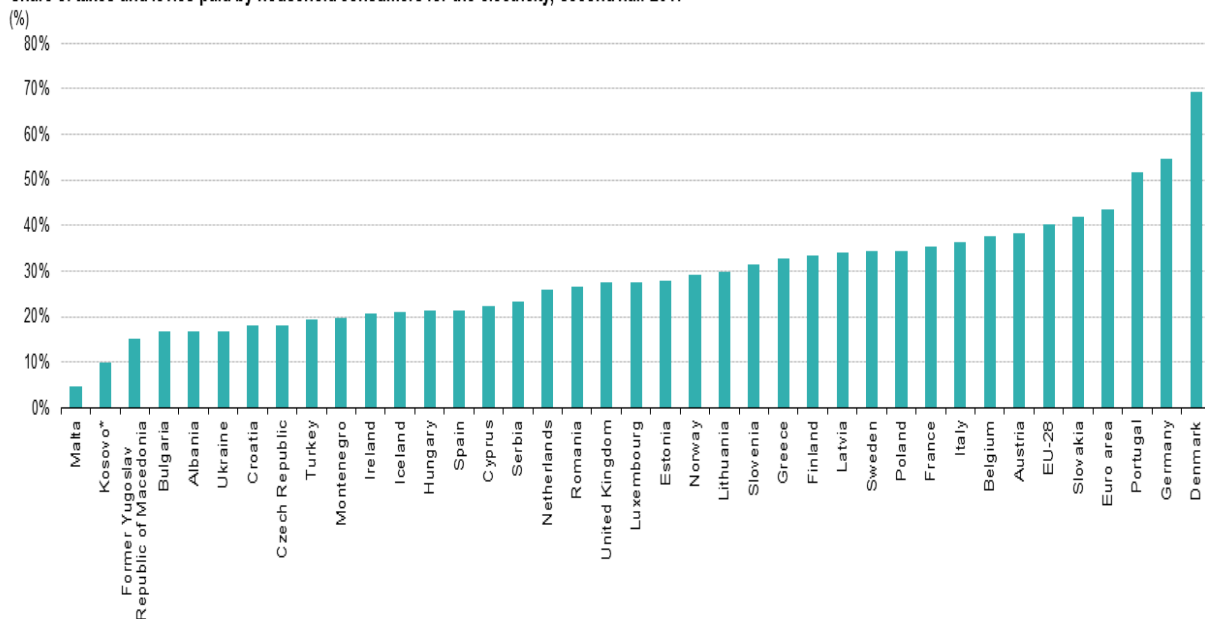
eurostat

З наведеної Євростатом інформації можна зазначити, що найвищі ставки *податкових відрахувань* та інших платежів мали місце в країнах-членах ЄС із більш високою вартістю електроенергії для домогосподарств; зокрема, велика частка податків і зборів у складі ціни на електроенергію мала місце в Данії (69,4%) – у країні без гідроенергетики та заборонаю розвитку атомної енергетики (після Чорнобильської аварії, в 1988 році урядом *Данії* заборонено будівництво атомних електростанцій). Крім того, країна є лідером серед країн Європи з розвитку ВДЕ, що потребує значних фінансових ресурсів. На другому місці – *Німеччина* (51,1%), яка також займає провідні позиції в Європі щодо розвитку альтернативної енергетики. Складова податкового

внеску в другій половині 2017 р. була найменшою у *Великобританії* та на *Мальті* (4,8%), де має місце низька ставка ПДВ. При цьому інші податки не стягуються з побутових споживачів. При цьому, частка *податків і зборів у загальній роздрібній ціні електроенергії* для домашніх господарств, яка значно відрізняється між державами-членами представлена на наступній діаграмі.

Частка податків і зборів у загальній роздрібній ціні електроенергії для домашніх господарств у другому півріччі 2017 р.

Share of taxes and levies paid by household consumers for the electricity, second half 2017



(*) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

Source: Eurostat (online data codes: nrg_pc_204)

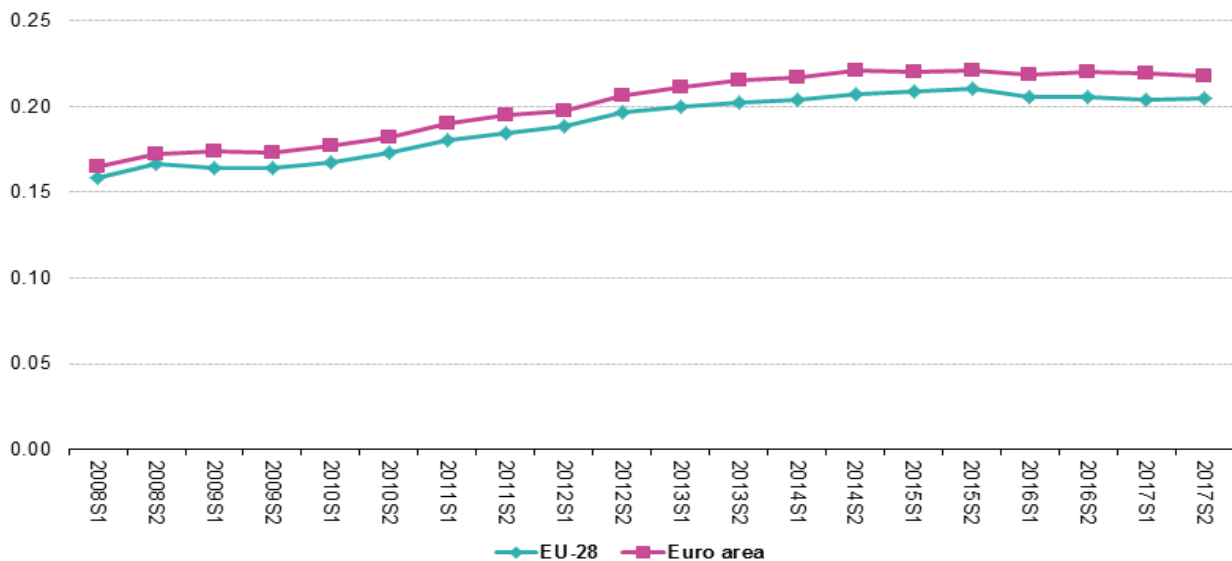
eurostat

Динаміка цін на електроенергію, включаючи податки та збори з першої половини 2008 р. по 2017 р. для побутових споживачів в ЄС-28 представлена на наступній діаграмі. Аналіз показує, що з 2009 р., щорічно безперервно ціни зростали до другої половини 2015 р. Протягом першої половини 2017 р. спостерігалось незначне (до 1%) зростання порівняно з другою половиною 2016 р., з послідуєчим їх зниженням у другій половині 2017 р.

Динаміка цін на електроенергію для побутових споживачів країн-членів ЄС та країн Європи (усереднено), за 2008 – 2017 рр., €/100 кВт·год

Development of electricity prices for household consumers, EU-28 and EA, 2008-2017

(EUR per kWh)



Source: Eurostat (online data codes: nrg_pc_204)

eurostat 

За даними Євростату, у країнах-членах ЄС середня ціна на електроенергію з 2007 по 2017 рр. для побутових споживачів (додаток 2) зросла більш ніж на 29,1%. Податки і збори становили в середньому 27% від кінцевої вартості електроенергії. Однак, у другому півріччі 2016 р. і другому півріччі 2017 р. у 13 державах-членах ЄС знизилися ціни на електроенергію для побутових споживачів, включаючи всі податки і ПДВ у національній валюті. Зокрема, найбільш значне зниження ціни на електроенергію для побутових споживачів мало місце в Італії (-11,2%) і в Хорватії (-8%), у той час як найбільше зростання цін спостерігалось на Кіпрі (17,7%).

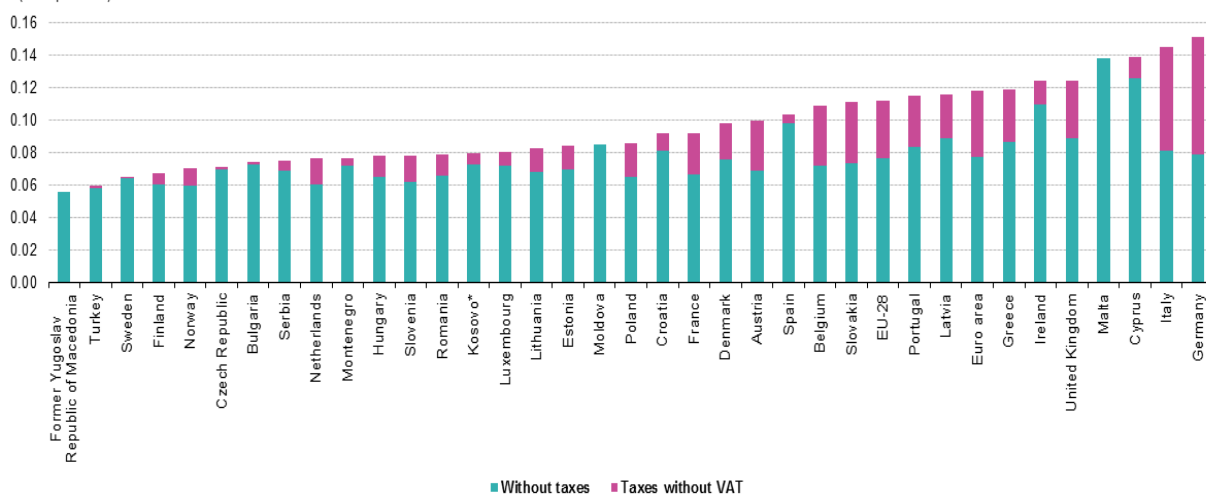
Ціни на електроенергію для промислових споживачів (з річним споживанням в діапазоні 500 – 2000 МВт·год), середня ціна на електроенергію в другій половині 2017 р. по країнам ЄС-28 відповідно до національних даних складала 0,079 євро за кВт·год. Ціни для промисловості з другого півріччя 2016 р. і до кінця 2017 р., включаючи всі невідшкодовувані податки та збори в національній валюті, знизилися в 16 країнах-членах ЄС.

Основними чинниками, що вплинули на динаміку цін у країнах ЄС, стали зростання конкуренції на ринку електроенергії і сприятлива ситуація на ринку первинних енергоносіїв.

На діаграмі наведено статистичну інформацію країн-членів ЄС щодо тарифів на електроенергію для промисловості з урахуванням податків і зборів у 2017 р.

Ціни на електроенергію за 2017 рік (II півріччя) для промисловості із рівнем споживання 500 – 2000 МВт·год/рік

Electricity prices for non-household consumers, second half 2017
(EUR per kWh)



(*) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

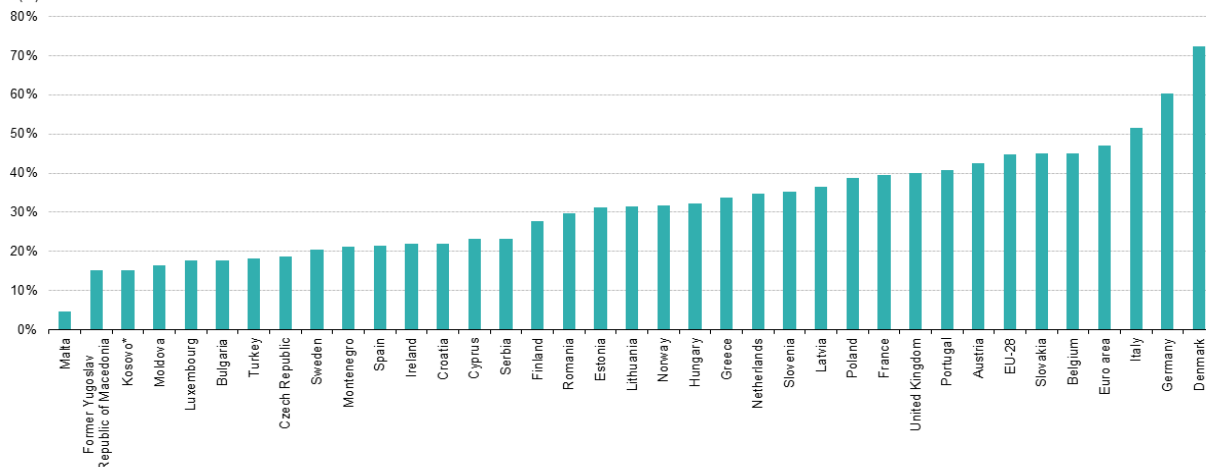
Source: Eurostat (online data codes: nrg_pc_205)

eurostat

Частку *неповернутих податків і зборів* у загальній ціні на електроенергію для промислових споживачів наведено на наступній діаграмі. Зокрема у другій половині 2017 р. найбільшу частку податків, що неповертається було відмічено в Данії, де зазначені податки та збори становили 72,3% від загальної вартості електроенергії.

Частка неповернутих податків і зборів у цінах на електроенергію для промислових споживачів у 2017 р.

Share of taxes and levies paid by non-household consumers for the electricity, second half 2017
(%)



(*) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

Source: Eurostat (online data codes: nrg_pc_205)

eurostat

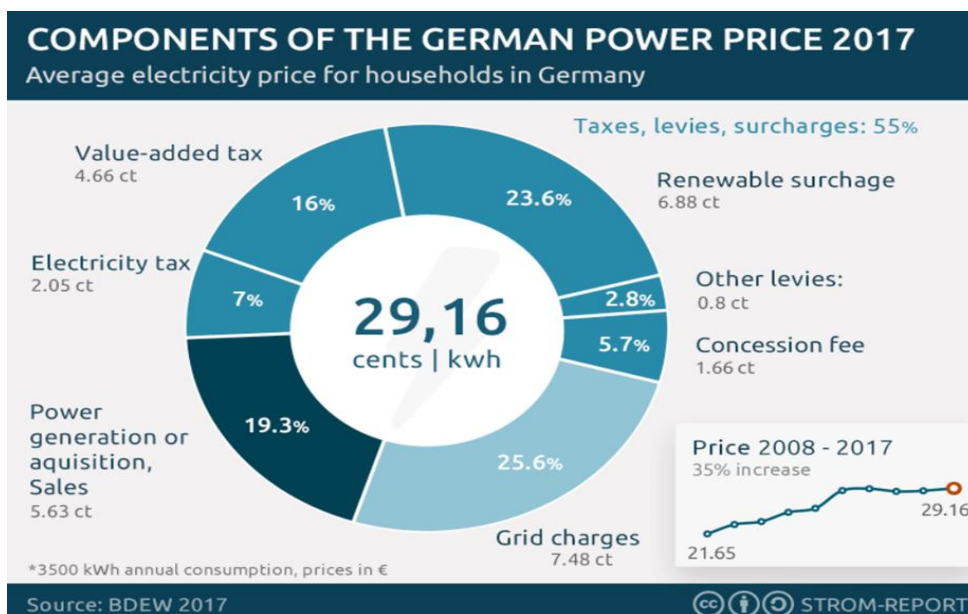
Німеччина: структура цін на електроенергію. За даними Федерального міністерства економіки і енергетики (BMWi), з 2000 по 2017 роки ціни на електроенергію в Німеччині для *приватних домогосподарств* зросли з 13,94 до 29,16 євро центів за кВт·год, або у 2,09 рази (приблизно на 6% в середньому за рік). До складу тарифу 29,16 центів за кВт·год включено витрати на виробництво електроенергії, передачу електроенергії і всі податки та мита. Нижче наведено динаміку зміни структури тарифу на електроенергію для домогосподарств у Німеччині з 2008 року.

Динаміка цін на електроенергію для домогосподарств

Рік	Ціна центів за кВт·год	Податки, збори, надбавки	Плата за передачу електроенергії	Витрати на виробництво електроенергії
2017	29,16	55%	26%	19%
2016	28,69	54%	24%	22%
2015	28,68	52%	23%	25%
2014	29,14	52%	23%	25%
2013	28,84	50%	23%	27%
2012	25,89	45%	24%	31%
2011	25,23	45%	23%	32%
2010	23,69	41%	25%	34%
2009	23,21	38%	25%	37%
2008	21,65	39%	27%	34%

Джерело: BDEW, BMWi

За інформацією BMWi, з 2000 року податки і митні платежі в країні зросли – з 5,19 до 16,2 євро centa за кВт·год. У цілому, податкове навантаження в ціні на електроенергію для домогосподарств становить більше ніж половину. Витрати, пов'язані з діяльністю операторів магістральних мереж, займають в ціні майже 26% і лише 19% припадає на виробництво електроенергії, що представлено на діаграмі.



Для домогосподарств і підприємств малого бізнесу в Німеччині 55% ціни електроенергії становить компонент, який визначається національним державним органом. Він включає в себе плату за використання електричних мереж (25,6%), податки на фінансування інвестицій у відновлювану енергетику (23,6%) та інші види податків (наприклад, GST – 16% (Goods and Services Tax – податок на товари і послуги). Додатковий збір, який сплачують виробникам відновлювальної енергетики, було встановлено в 2017 році у розмірі 6,88 євро центів за кВт·год.

Основною причиною зростання цін на електроенергію в Німеччині є *збільшення платежів за використання електричних мереж і податку на відновлювану енергетику*.

Комерційні і промислові споживачі, у тій чи іншій мірі, звільнені від деяких складових ціни на електроенергію, зокрема, податку EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz - податок на відновлювану енергетику) та плати за використання електричної мережі. Ці складові перерозподіляються між іншими споживачами електроенергії.

Формування тарифів на передачу електроенергії в країнах ENTSO-E. Тарифи на передачу електроенергії є одним із ключових елементів внутрішнього ринку електроенергії країн-членів співтовариства ENTSO-E. Зважаючи на відсутність єдиного "положення" щодо розподілу витрат між споживачами, в Європі співіснують різні системи тарифікації. Залежно від чинної національної нормативної бази плата за додаткові послуги може нараховуватися через тарифи на передачу електроенергії або на основі ринкових механізмів. Так само, електроенергія, необхідна для покриття втрат, може закуповуватися як операторами магістральних мереж (OMM, TSO), так і учасниками ринку. Саме з цієї причини пряме порівняння національних тарифів на передачу електроенергії може бути некоректним.

Робочою групою ENTSO-E підготовлено огляд тарифів на передачу в країнах, що входять в ENTSO-E – «*ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2018, May 2018*». В огляді наведено аналіз тарифів на передачу електроенергії у 2018 р. за "базовим варіантом" у 36 європейських країнах, з новою країною-учасницею – Албанію.

Для порівняльної оцінки тарифів на передачу робочою групою використовується показник "Одиниця тарифу на передачу" ("*Unit Transmission Tariff*" (UTT)) – "*базовий варіант*", що дозволяє легше порівнювати окремі тарифи різних країн. З метою досягнення порівняльності під час розрахунку тарифів до уваги беруться тарифи і нарахування, пов'язані з такими витратами:

- витрати, пов'язані з діяльністю TSO: витрати на інфраструктуру (експлуатаційні та капітальні витрати); вартість системних послуг; витрати на компенсацію втрат електроенергії при передачі;
- інші нормативні нарахування, стягнуті за допомогою відповідних механізмів операторами магістральних мереж у кожній з країн, безпосередньо не пов'язані з

діяльністю TSO. Наприклад: безповоротні витрати, витрати на сприяння виробства енергії з відновлюваних або комбінованих джерел, нормативні збори, витрати на диверсифікацію і надійність енергопостачання тощо.

Відповідно до основних висновків огляду, у наведеній таблиці підсумовано річну зміну (середнє значення) UTT компонентів (за рахунок коштів TSO та через витрати, не пов'язані з TSO) та їх значення за 2018 рік:

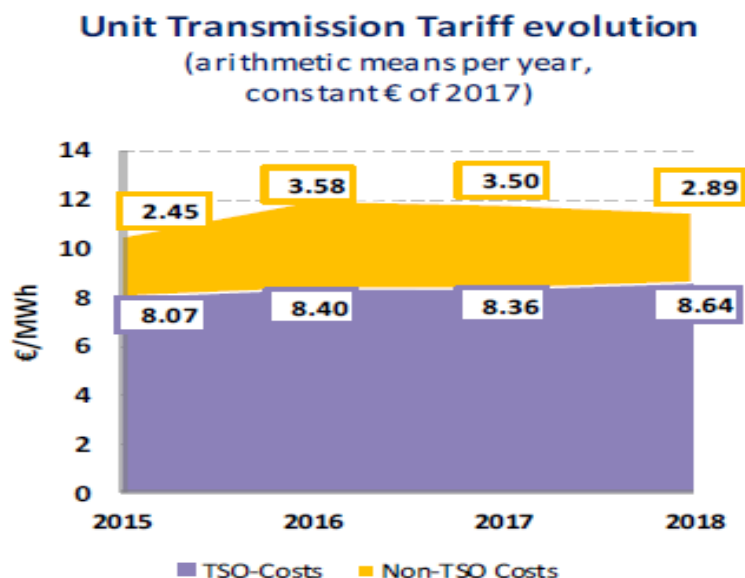
	2018	2018/2017
Average European UTT	11,53 €/MWh	-2,80%
Due to TSO Costs	8,64 €/MWh	+3,24%
Due to Non-TSO Costs	2,89 €/MWh	-20,82%

Джерело: ENTSO-E «ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2018

"Витрати TSO", тобто витрати, пов'язані з діяльністю TSO: витрати на інфраструктуру (експлуатаційні витрати, амортизація та дохід від капіталу), витрати на придбання системних послуг та витрати на відшкодування збитків;

"Витрати, не пов'язані з TSO", тобто витрати, які безпосередньо не пов'язані з діяльністю TSO. Наприклад: заплановані витрати, витрати на відновлювальні або когенераційні схеми, регулюючі збори, витрати на диверсифікацію та забезпечення постачання тощо. Податки на фінансування витрат не-TSO не включаються до розрахунку UTT.

У середньому в 2018 р. компоненти витрат TSO на UTT розподілялись таким чином: 59% на інфраструктуру, 31% на системні послуги та 10% на витрати. У середньому, 60% від вартості компонентів TSO тарифікуються на основі спожитої енергії (тобто на основі обсягу або МВт·год), у той час як 40% тарифікуються на основі заявленої потужності (тобто на основі потужності або МВт). Наведена нижче діаграма показує, як змінювався UTT за компонентами в останні роки:



Джерело: ENTSO-E «ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2018

У 15 європейських країнах частина УТТ застосовується як до генерації, так і до навантаження, тоді як у 21 країні тільки до навантаження. Середній рівень мережевої частини УТТ становить 8,13 €/MWh для навантаження і 0,51 €/MWh для генерації.

Тариф розраховується виходячи з "базового варіанту" шляхом підсумовування нарахувань за споживання (*L*) і виробництво (*G*), (якщо тариф за *G* підлягає нарахуванню). Передбачається, що учасники ринку виробляють і споживають електроенергію відповідно до своїх програм (без врахування окремих відхилень). Для країн, де тарифні ставки залежать від місця розташування (територіальні сигнали), за основу приймається середнє значення.

Нижче у таблиці наведено підсумовані основні характеристики тарифів TSO, прийнятих до уваги під час розрахунку їх на передачу:

- частка мережевих нарахувань на *G* і *L* у %;
- сезонна і територіальна диференціація;
- інформація про включення в тарифи TSO витрат на компенсацію втрат і системних послуг та інформація про їх стягнення TSO.

Основні характеристики тарифів TSO у Європі

	Sharing of network operator charges		Price signal		Are losses included in the tariffs charged by TSO?	Are system services included in tariffs charged by TSO?
	Generation	Load	Seasonal	Location		
Albania	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Austria	14.0 %	86.0 %	No	No	Yes	Yes
Belgium	6.0 %	94.0 %	X	No	No	Yes
Bosnia and Herzegovina	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Bulgaria	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Croatia	0.0 %	100.0 %	X	No	Yes	Yes
Cyprus	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Czech Republic	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Denmark	3.1 %	96.9 %	No	No	Yes	Yes
Estonia	0.0 %	100.0 %	X	No	Yes	Yes
Finland	19.0 %	81.0 %	X	No	Yes	Yes
France	3.0 %	97.0 %	XXX	No	Yes	Yes
Germany	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Great Britain	14.8 %	85.2 %	No	Yes	No	Yes
Greece	0.0 %	100.0 %	X	No	No	Yes
Hungary	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Iceland	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Ireland	25.0 %	75.0 %	No	Yes	No	Yes
Italy	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Latvia	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Lithuania	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Luxembourg	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Macedonia (FYROM)	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Montenegro	35.2 %	64.8 %	X	No	Yes	Yes
Netherlands	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Northern Ireland	25.0 %	75.0 %	XXX	Yes	No	No
Norway	31.0 %	69.0 %	X	Yes	Yes	Yes
Poland	0.0 %	100.0 %	No	No	Yes	Yes
Portugal	7.9 %	92.1 %	XX	No	No	No
Romania	2.6 %	97.4 %	No	No	Yes	Yes
Serbia	0.0 %	100.0 %	X	No	Yes	Yes
Slovakia	2.6 %	97.4 %	No	No	Yes	Yes
Slovenia	0.0 %	100.0 %	XXX	No	Yes	Yes
Spain	10.0 %	90.0 %	XXX	No	No	No
Sweden	38.0 %	62.0 %	No	Yes	Yes	Yes
Switzerland	0.0 %	100.0 %	No	No	No	No

Примітки:

1) Частки мережевих нарахувань (%) між G і L наведено для нарахувань за «базовим варіантом».

2) «х» вказує на диференціацію за часом. Один символ «х» свідчить про один аспект диференціації ("день-ніч", "літо-зима" тощо.). Два або більше символи «х» – існує два або більше аспектів диференціації за часом.

3) Перша колонка: розподіл витрат мережевих операторів (генерація, навантаження). Друга колонка: облік місцевих (територіальних) або сезонних сигналів. Третя колонка: включаються чи ні в тариф втрати, які стягуються TSO. Четверта колонка: чи включаються в тариф системні послуги, які стягуються TSO.

4) Деякі дані в цьому документі оціночні та будуть оновлюватися в 2019 р. (країни відмічені червоним кольором чи заштриховані області).

Джерело: ENTSO-E «*ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2018*

Тарифи на передачу електроенергії з часом змінюються. У 23 європейських країнах з 2015 р. по 2018 р. тариф значно збільшився, зокрема, у Німеччині з 10,25 до 18,49 €/MWh, Литві з 7,37 до 14,09 €/MWh, Великобританії з 10,31 до 13,48 €/MWh. За цей же період у інших країнах відмічено зниження тарифу на передачу електроенергії, зокрема, в Угорщині з 6,28 до 5,11 €/MWh, Ісландії з 9,61 до 7,44 €/MWh тощо. У додатку 3 наведено динаміку зміни тарифів на передачу електроенергії у 36 європейських країнах за період 2015 – 2018 рр.

З огляду «*ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2018, May 2018*» також можна отримати наступну інформацію:

1. Структура мереж по країнам за рівнями напруги.
2. Складові регуляторного (нетарифного) навантаження, у тому числі підтримка ВДЕ та не ВДЕ.
3. Розмір плати за підключення.
4. Спеціальні тарифи, які є не у всіх країнах (інші регулюючі платежі, які безпосередньо не пов'язані з діяльністю TSO).

Детально із звітом можна ознайомитись за посиланням:

[https://docstore.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/ENTSO-E Transmission%20Tariffs%20Overview Synthesis2017 Final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/ENTSO-E%20Transmission%20Tariffs%20Overview%20Synthesis2017%20Final.pdf)

4. Стимулююче тарифоутворення в енергетичній галузі європейських країн

Відставання темпів розвитку електроенергетики від потреб споживачів може призвести до виникнення і наростання дефіциту потужності розподільчих електричних мереж і до обмеження приєднання нових споживачів. Недостатня розвиненість інфраструктури галузі стримує подальший розвиток ринку електроенергії, обмежує рівень гнучкості режимного управління для організації безперебійного і надійного функціонування електромережевого комплексу, а також гальмує економічний розвиток регіонів. Одним з можливих шляхів вирішення проблеми забезпечення розвитку електроенергетичних підприємств в умовах обмеженості бюджетних коштів є залучення в галузь приватних інвестицій.

Довгострокові вкладення інституційних інвесторів добре узгоджуються з умовами фінансування інфраструктурних проектів та можуть допомогти подолати бюджетне недофінансування. Однак залучення цих коштів вимагає формування регуляторних інституцій, які забезпечили б прийнятні рівні доходу і ризику для інвесторів, дозволили підвищити прозорість прийняття управлінських рішень і відповідальність менеджерів компаній, дали можливість реалізації довгострокових інвестиційних програм. Формування таких інститутів було однією з основних причин реформування системи регулювання в електроенергетиці розвинених зарубіжних країн, що передбачає, зокрема, перехід до *застосування методів довгострокового тарифного регулювання*.

Стимулююче тарифне регулювання RAB-регулювання (*Regulatory Asset Base – регульована база інвестованого капіталу*) – це система тарифоутворення на основі довгострокового регулювання тарифів, спрямованого на залучення інвестицій для розвитку та модернізації інфраструктури електричних мереж і стимулювання ефективності витрат електророзподільчих компаній. Досвід розвинених країн свідчить про високу ефективність стимулюючого регулювання.

RAB-регулювання – загальноприйнятий у міжнародній практиці інструмент, який забезпечує можливість реконструкції мереж і розвиток енергетичної інфраструктури. Більшість країн світу, і зокрема всі країни ЄС, перейшли від витратних методів регулювання в енергетиці («витрати+») до стимулюючих (*RAB-регулювання*). Це забезпечило підвищення інвестиційної діяльності компаній, скорочення неефективних витрат, надійного та якісного постачання електроенергії, що досягається через установлення норми дохідності на залучений капітал для оновлення основних фондів компаній та впровадження показників енергоефективності.

Основними елементами стимулюючого регулювання є:

- проведення переоцінки активів з метою встановлення регуляторної бази активів для розрахунку регуляторної амортизації та прибутку;
- встановлення норми прибутку на рівні, достатньому для залучення необхідного обсягу інвестицій;
- покриття обґрунтованих операційних витрат;
- встановлення довгострокових параметрів регулювання (цільових показників якості та надійності).

Норма прибутку має бути достатньою, для гарантування фінансової стабільності енергокомпаній і для залучення додаткового капіталу.

Таким чином, дозволена регулятивними органами частка прибутку в тарифі визначається розміром залученого капіталу та його середньозваженою вартістю.

Наприклад, у США при методі встановлення прибутку у регульованій ціні спочатку визначається тарифна база, яка визначає величину капіталу, що використовується компанією для здійснення регульованих видів діяльності. Надалі

встановлюється «розумна і справедлива» норма прибутку на інвестований капітал. Така норма прибутку дорівнює вартості залученого капіталу (його альтернативним витратам). «Розумна» норма прибутку, яку регулюючий орган дозволяє регульованій компанії, встановлюється на рівні норми прибутку в конкурентних галузях з подібним господарським ризиком. Дозволена норма прибутку має бути достатньою для утримання капіталу в даній сфері застосування. Регульована ціна, обчислена за ставкою розрахункового прибутку дорівнює поточним витратам виробництва плюс прибуток, до встановленої тарифної бази.

Досвід деяких зарубіжних країн (Франції, Швеції) показує, що в основу розрахунку тарифів може бути покладено не лише метод повних середніх витрат енергокомпанії, а й концепцію довгострокових граничних витрат. Її засновано на врахуванні всіх витрат компанії в довгостроковій перспективі, необхідних для покриття прогнозованого приросту попиту на електроенергію, витрат на спорудження та введення в експлуатацію нових генерувальних потужностей. При цьому стає можливим краще враховувати інфляцію й отримувати тарифи на електроенергію, діючі впродовж тривалого періоду. Проте водночас значно зростають вимоги до достовірності довгострокових прогнозів.

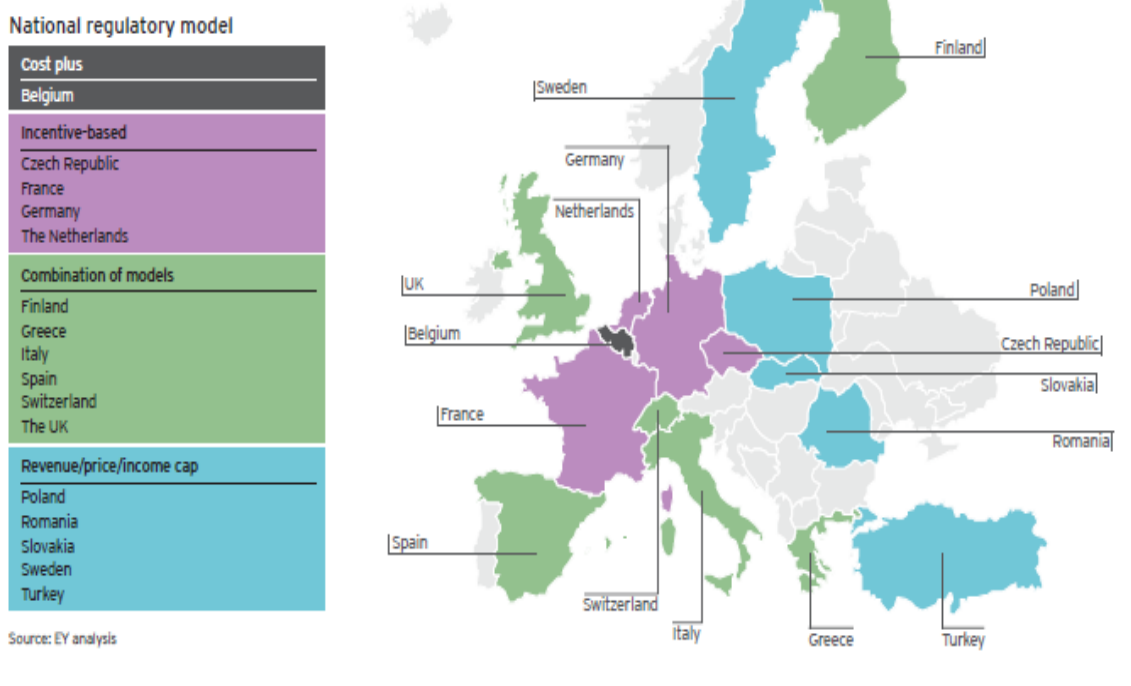
Впровадження стимулюючого тарифоутворення (RAB-регулювання) передбачено стратегічними документами ЄС та Директивою 2009/72/ЄС прямо визначено, що в методиках тарифоутворення мають передбачатися елементи стимулювання, що сприятиме залученню інвестицій у сферу електроенергетики та забезпечить енергокомпаніям стимули для ефективної роботи і надання якісних послуг споживачам.

У світовій енергетичній сфері стимулююче тарифоутворення діє в ряді країн понад 25 років. Першою країною була Великобританія – з 1989 року. Після чого було ще дві хвилі впровадження: північно-західні країни Європи, Канади, США, Австралії з 2000 р.; Південними країнами Європи запроваджено стимулююче тарифоутворення у 2005 р., і великі країни, такі як Німеччина та Франція, запровадили його у 2009 році.

У звіті компанії Ernst & Young «*Звіт Ernst and Young 2013. «Mapping power utilities regulation in Europe», (Співставлення моделей регулювання тарифоутворення по всій Європі)*» розподілено регулювання електроенергії та газу на чотири основних типи в 16 країнах.

Figure 1. Mapping selected power and utilities regulation in Europe

See Appendix for full details of the regulatory system covered in each country



Джерело: Zaim Ernst & Young 2013 р. «Mapping power and utilities regulation in Europe»
(Співставлення моделей регулювання тарифоутворення по всій Європі)

У Звіті наведено короткий огляд роботи системи RAB в 16 європейських країнах та наголошується, що енергетичне і газове тарифне регулювання в Європі визначається *регулюючими органами на національному рівні*, без єдиної європейської схеми. Національні регулюючі органи визначають ефективність, надійність та якість електропостачання та інші показники кращих сервісних та регуляторних характеристик за виправданих витрат. При цьому відмічено окремі особливості методів регулювання тарифоутворення в окремих країнах. У зазначеній роботі згруповано енергетичне і газове регулювання у чотири основні типи для 16 країн:

- «Витрати +»: Бельгія
- «Регулювання засноване на стимулюванні»: Чеська Республіка, Франція, Німеччина, Нідерланди
- Регулювання по принципу «Прибуток/ціна/дохід із капіталу»: Польща, Румунія, Словаччина, Швеція, Туреччина
- «Поєднання моделей»: Фінляндія, Греція, Італія, Іспанія, Швейцарія, Великобританія.
- За висновками Звіту система RAB-регулювання «у чистому вигляді» не використовується ні в одній із 16 відзначених країн. У ряді країн впроваджено комбінацію моделей. Різні країни адаптували цю структуру RAB по-різному: моделі

"заохочення" та "обмеження доходу" багато в чому спираються на RAB. У ряді країн (Польща, Румунія, Словаччина, Швеція, Туреччина) було прийнято відповідне обмеження по зростанню тарифів. При цьому, Регулятором вводився ліміт зростання тарифу на передачу: 10, 15, чи 20 відсотків.

Відповідно до *Zviny Ernst & Young* досвід всіх зарубіжних країн, без винятку, свідчить, що на протязі перших 3-х років дії RAB-регулювання, тариф на розподіл електроенергії, а не загальний тариф на електроенергію, збільшується в межах 10 %. На 6-му році дії системи RAB тарифний розподіл знижується приблизно на 15-20 % проти базового року. *На 10-му-15-му році тариф на розподіл знижується більш ніж удвічі, приблизно до 40 % проти базового року.*

У сучасних економічних умовах основним індикатором, на який покладаються інвестори в рамках прийняття рішень щодо придбання або продажу акцій компанії, є *ринкова оцінка вартості активів або компанії в цілому*. Тобто від того наскільки максимально точно і об'єктивно було проаналізовано і оцінено вартість компанії залежить обсяг залучених коштів, які підприємства зможуть спрямувати на розвиток і розширення своєї виробничої бази.

За висновками *Zviny Ernst & Young* *оцінка власних інвестицій компанії розраховується незалежним експертом*. Істотним критерієм оцінки повинен бути *реальний ринок* – вартість, необхідна для проектів розвитку генерації. *Компанії отримують нові джерела доходу по гарантованому державою нормативу прибутку.*

Тарифи фіксуються на 3-5 років, тому мережеві компанії можуть прогнозувати їх доходи і витрати протягом декількох років. У Звіті відзначено деякі недоліки, які виникають при переході компаній на визначення тарифів по системі RAB-регулювання. Якщо компанія отримує додаткові джерела фінансування для свого розвитку або для стабільної підтримки свого фінансового стану, то для споживачів дана реформа може стати фінансовим бар'єром – підвищення тарифів на електроенергію.

В Європі, оскільки це практика досить нова, були і помилки, зокрема, саме в частині переоцінки бази фондів. Так у Румунії, було застосовано метод заміщення (replace and cost), що призвело до зростання вартості фондів у 37 разів, що унеможливило застосування RAB-тарифу через надто високий рівень переоцінки. У результаті в країні було запроваджено інший метод переоцінки.

Інвестиційні витрати становлять переважну частину енерготарифу. Відповідно до цього система RAB-регулювання у світовій енергетичній сфері вважається зразком тарифного регулювання, у першу чергу, для розподільчих електричних і газових мереж, систем водопостачання та зв'язку. З переходом на дану модель тарифного регулювання у енергорозподільчих компаній з'явиться стимул інвестувати в модернізацію інфраструктури. Відповідно, зменшуються втрати, виникають об'єктивні передумови до зниження тарифів на розподіл, причому вже у коротко- і

середньостроковій перспективі.

Системою RAB-регулювання передбачається визначення обсягу доходу залежно від досягнення встановлених показників енергоефективності, рівня надійності та якості електропостачання з подальшим зниженням витрат і відповідно тарифу для споживачів.

Сьогодні у більшості країн Європи діє єдина ставка RAB-регулювання як на нову, так і на стару базу активів, і такий підхід дозволяє залучати інвестиції в передачу електроенергії.

В окремих країнах Європи застосовуються як диференційовані, так і уніфіковані (єдині) ставки повернення інвестицій на "стару" і "нову" базу активів. Наприклад, у Німеччині, Швейцарії, Хорватії та деяких інших країнах встановлено диференційовані ставки. Однак необхідно звернути увагу на те, що різниця між ставками досить незначна (у Німеччині, приміром, 7% – "стара" база, 9% – "нова"). Зазначений показник безпосередньо пов'язаний з рівнем стабільності або, навпаки, ризиковості економіки тієї чи іншої країни. При цьому ризики можуть бути й політичними, й економічними.

Інтегральним показником, що характеризує рівень стабільності або ризиковості економіки, на який орієнтуються потенційні інвестори, є ставка прибутковості за *облігаціями держпозик (ОДП)*, що розміщують країни на ринках зовнішніх запозичень, і ставка за *довгостроковим кредитуванням* усередині країни. При цьому слід мати на увазі, що ОДП є найменш ризиковим інструментом інвестування, тоді як електроенергетика – відносно ризикова сфера. Відповідно до цього рівень прибутковості інвестицій в електроенергетику суттєво вищий, ніж дохід від вкладень в ОДП.

Порівняльний аналіз ставок прибутковості за ОДП і ставок повернення на вкладений капітал, застосовуваний у разі RAB-регулювання у ряді європейських країн, де ці ставки є єдиними для "старої" і "нової" бази активів, дає такі результати:

Країна	Ставки RAB	Ставки прибутковості за ОДП
Велика Британія	4,7	0,15–1,087
Німеччина	7–9	- 0,9–1,25
Греція	11	2–6,9
Польща	8,8	1,3–3,9
Словаччина	6,0	- 0,35–0,37
Франція	7,25	- 0,63–1,9
Чехія	7,9	0,02–2,3

Джерело: <http://reform.energy/analitics/>

З даних таблиці видно, що норма доходу, встановлювана у разі RAB-регулювання, у декілька, а інколи й у десятки разів перевищує рівень прибутковості за ОДП.

Відмінність механізмів формування тарифів. Якщо традиційну модель «Витрати +» представлено формулою «Собівартість + Прибуток (відсоток від собівартості) = Ціна послуги», то новий метод визначає інше трактування: «Ціна - Прибуток (вимоги до рівня дохідності капіталу) = Собівартість (виробництво по цільовій собівартості)».

Методика «Витрати +» дозволяє підприємствам-ліцензіатам у складі тарифу враховувати операційні витрати, амортизаційні відрахування та встановлений рівень рентабельності, стимулюючи методика RAB-регулювання перетворює останній компонент цієї формули в рівень доходу на капітал. Цей дохід визначається двома складовими: регуляторною базою активів компанії та регуляторною нормою прибутковості.

Система RAB-регулювання тарифів природних монополій (зокрема, мережевих компаній) приходить на зміну старого механізму тарифоутворення «Витрати +»; порівняння даних систем представлено в таблиці.

Порівняння методів регулювання тарифів «Витрати +» і RAB

Критерій	Витрати +	RAB
Період регулювання	1 рік	5 років (3 роки)
Коригування у зв'язку з об'єктивними відхиленнями	Відсутнє	Існує 6 видів щорічних коригувань
Основа для розрахунку	Економічно обґрунтовані витрати	Регуляторна база капіталу (вартість активів на момент введення RAB) + новий інвестований капітал
Операційні витрати	Економічно обґрунтовані витрати (непрозорий механізм регулювання)	Зафіксовані із коригуванням на індекс інфляції
Амортизація	На основі бухгалтерського обліку	Регуляторний облік (нарахування амортизації на активи, включені до регуляторної бази, згідно із строком використання та обраного методу)
Прибуток	Економічно обґрунтована величина прибутку (непрозорий механізм)	Фіксований дохід на капітал
Стимули до зниження операційних витрат	Економія 2 роки	Економія протягом 5 років залишається в компанії

Критерій	Витрати +	RAB
Джерела для оплати інвестицій	Амортизація + прибуток поточного року	Акціонерний і позиковий капітал, новий інвестований капітал + Прибуток на інвестований капітал. Інвестований капітал буде оплачено споживачами через тарифи протягом 35 років
Регулювання вартості капіталу	Відсотки за кредитами у фактичному обсязі за фактичною вартістю	Нормативний метод. Фактична вартість капіталу може відрізнятись
Регулювання надійності та якості обслуговування споживачів	Відсутнє	Інвестпрограми і НВВ, прив'язані до рівня надійності, якості та енергоефективності

Джерело: «Економічні науки». – Серія «Облік і фінанси». – Випуск 9 (33).

З аналізу двох вищенаведених методик видно, що метод «Витрати +» не дає регулятору достатньої інформації про майбутні витрати підприємства, у той час, як суб'єкт господарювання має можливість маніпулювати наданою інформацією. При цьому процедура регулювання вимагає значних витрат часу і фінансів, а також перевірки достовірності наданої підприємством інформації для об'єктивного аналізу потреби залучення зовнішніх кваліфікованих інвесторів.

Стимулюючий метод регулювання *визначає тариф як джерело фінансування інвестицій підприємства*. Для формування інвестицій можна використовувати як весь дохід (інвестований капітал), так і ту частину повернення інвестованого капіталу, яка покриває амортизацію майна. Однак кошти, отримані у вигляді тарифу, не направляються прямо на інвестиції, а йдуть на обслуговування позикового капіталу, які компанія отримує на інвестиційні цілі, для його погашення протягом визначеного з кредитором періоду.

Регуляторна база активів визначається як *справедлива вартість активів підприємства*, які використовуються в регульованій діяльності; її може бути оцінено кількома способами: як ринкова вартість компанії, відновлювана вартість активів, дисконтований потік грошових коштів, балансова вартість або вартість заміщення активів. До впровадження системи RAB-регулювання необхідно на основі **незалежної експертизи** провести оцінювання основних фондів підприємств.

Норма прибутковості або норма інвестованого прибутку. Згідно з європейськими RAB-методиками **середньозважена вартість капіталу** (Weighted Average Cost of Capital, WACC) розраховується за формулою, що враховує вартість власного капіталу і вартість позикового капіталу (позики, облігації, прямі інвестиції). Крім того, обидва зазначені елементи (як власні кошти компанії, так і позикові) мають свою ціну, обумовлену відповідною процентною ставкою.

Середньозважена вартість капіталу підприємства характеризує ціну залучення

підприємством фінансових ресурсів, тобто винагороду інвестору за вкладання коштів у розвиток активів підприємства. WACC визначає середній очікуваний дохід капіталодавця (власники та кредитори) при інвестуванні в підприємство. Рівень доходу залежить від структури капіталу, а також вартості залученого капіталу власників і кредиторів. Зокрема, вартість власного капіталу можна розраховувати в розрізі капіталу, залученого в результаті емісії простих і привілейованих акцій, реінвестованого прибутку тощо. Позиковий капітал можна поділити на короткострокові та довгострокові банківські позики, комерційні позики, облігаційні позики тощо. У таблиці наведено основні компоненти WACC на початок 2013 р. для окремих країн Євросоюзу.

Ілюстрація компонентів WACC – електроенергія

	Німеччина	Польща	Фінляндія		Чехія	Франція	Словаччина
	ПіР ³	ПіР ³	Розподіл	Передача	Розподіл	ПіР ³	ПіР ³
Вільна від ризику ставка	3,80%	5,421%	1,82%	1,82%	4,60%	4,20%	4,01%
Погашення боргів	0,60%	Н/заст.	1%	1%	Н/заст.	0,60%	Н/заст.
Бета-коеф. активів ⁴	0,32	0,40	0,4	0,4	0,350	0,33	0,3
Бета власного капіталу ⁵	0,79	0,690	0,529	0,853	Н/заст.	0,66	Н/заст.
Премія за ринковий ризик	4,55%	4,80%	5%	5%	6,4%	4,50%	3%
Частка позикового капіталу (борг / борг + власний капітал)	60%	42%	30%	60%	40%	60%	60%
Податкова ставка	15,82%	19%	24,5%	24,5%	19%	34,43%	20,00%
Вартість боргових зобов'язань	3,80%	6,42%	1,82%	1,82%	4,91%	4,80%	5,13%
Вартість власного капіталу	9,05%	8,73%	3,97%	5,59%	8,05%	10,92%	6,00%
WACC	5,90% ¹	8,95% ¹	3,19% ²	3,06% ²	7,923% ¹	7,25% ¹	6,04% ¹

1 - номінальний курс;

2 - реальна ставка;

3 - передача та розподіл;

4 - відносний ступінь ризику, пов'язаний з цим типом активу, визначений національним регулятором;

5 – коефіцієнт що визначається національним регулятором

Джерело: Звіт Ernst & Young 2013 р. «Mapping power and utilities regulation in Europe» (Співставлення моделей регулювання тарифоутворення по всій Європі)

Завданням регулятора також стане визначення рівня операційних витрат в тарифах, які включають як контрольовані витрати (наприклад, на енергоносії), так і неконтрольовані (індексація на рівень інфляції, відрахування у фонд оплати праці, податки, збори). Зменшуючи контрольовані витрати, підприємство-ліцензіат зможе заощаджувати кошти (як прибуток компанії). Під час переходу на 2-й регуляторний період, який триватиме 5 років, регулятор також встановлюватиме вимоги до ефективності та якості послуг.

При цьому, загальні цільові показники ефективності має бути досягнуто всіма компаніями протягом періоду регулювання. Наприклад, для країн:

- *Німеччина*: цільовий показник установлюється на рівні 1,25% річних у перший регуляторний період, і 1,5% – у другому періоді регулювання для всіх регульованих видів діяльності;
- *Фінляндія*: для операторів розподільних і магістральних електричних мереж регулятор встановив цільовий показник ефективності 2,06% на рік у поточному періоді регулювання;
- *Польща*: цільова ефективність становить 2,38% упродовж поточного періоду регулювання для передачі та розподілу електроенергії;
- *Чеська Республіка*: для розподілу електроенергії протягом третього періоду регулювання (2010-2014 рр.) компанії повинні досягти визначених основних цілей ефективності – 9,75% (2,031% щорічно);
- *Словаччина*: цільовий показник становить 3,5% щорічно впродовж регуляторного періоду 2012 – 2016 рр. для всіх компаній.

Необхідна валова виручка має бути достатньою для поступового (на визначений нормативом термін) повернення акціонерам та інвесторам інвестованого капіталу (нового і початкового). *Необхідна валова виручка включає в себе три компоненти: поточні витрати, дохід на інвестований капітал і повернення інвестованого капіталу.*

Головними вигодами впровадження стимулюючого регулювання **для енергопередавальних та енергопостачальних компаній** є обмежене втручання регулятора в операційну діяльність, збереження обсягів досягнутої економії внаслідок підвищення ефективності діяльності в розпорядженні компанії і, головне, *забезпечення необхідного обсягу фінансування інвестиційних програм шляхом залучення акціонерного та позикового капіталу.*

Для потенційних інвесторів – істотне зниження ризиків при інвестуванні коштів у активи підприємств галузі, гарантований тарифом дохід на вкладений капітал дозволить їм повертати свої кошти і отримувати прибуток. Одночасно для концесіонерів, орендарів, керуючих компаній, кредиторів та прямих інвесторів посилюється рівень контролю за виконанням їхніх власних зобов'язань. У складі тарифу регулюючим органом *визначається відповідна ставка норми прибутковості на інвестований капітал.*

Для споживачів електричної енергії та економіки країни в цілому впровадження стимулюючого регулювання дозволяє забезпечити створення привабливого інвестиційного клімату для залучення приватних інвестицій, підвищення надійності та якості електропостачання, а також підвищення ефективності операційної діяльності компанії шляхом зниження неефективних операційних витрат і повернення споживачам частини досягнутої вигоди (економії) у вигляді відповідного **зниження**

тарифів. Основні положення зазначеної методології обумовлюють необхідність приведення тарифів до економічно обґрунтованого рівня з одночасним визначенням на державному рівні джерел та порядку компенсації малозабезпеченим верствам населення різниці між реальною вартістю послуги і рівнем їх доходу.

Слід відзначити, що тариф встановлюється не на один рік, як при методі «Витрати +», а на п'ятирічний період, що дозволяє прогнозувати доходи мережевих організацій, а також залучати довгострокові кредити.

Крім того, за новими умовами мережеві компанії, продовжуючи працювати за затвердженими тарифами, мають щорічно знижувати поточні витрати на 1-2%. Якщо економія буде більшою, то компанія *протягом 5 років зможе самостійно розпоряджатися зекономленими коштами*. Наприклад, вкладати їх в модернізацію інфраструктури.

Енергетичні компанії мають можливість планувати довгострокові вкладення з відповідним залученням інвестиційного та банківського капіталу, а регулятор має дотримуватися м'якої динаміки тарифоутворення навіть у період найвищої інвестиційної активності.

Досвід країн Євросоюзу підтверджує що економічно виважена система RAB-регулювання безпосередньо пов'язує тарифи з *показниками надійності, якості електропостачання та підвищення енергоефективності* що є важливою її перевагою.

4.1. Досвід окремих країн ЄС з впровадження стимулюючого тарифного регулювання електроенергетичної галузі

Великобританія. За висновками звіту підготовленого компанією IHS ENERGY для Асоціації операторів розподільчих електричних мереж *«Стимулююче регулювання розподілу електроенергії в Україні. Застосування уроків, засвоєних із міжнародного досвіду»* на основі вивчення міжнародного досвіду реформування інфраструктурних галузей, відзначено, що у Великобританії реформа електроенергетичної галузі досягла найбільш позитивних результатів. Більшість принципів тарифного регулювання електроенергетичної галузі з використанням методу прибутковості на інвестований капітал, згодом застосовуваних під час реформування електроенергетичної галузі в інших європейських країнах, здійснювалось з урахуванням досвіду Великобританії.

В умовах стимулюючого тарифоутворення у Великобританії за 15 років у 2 рази скорочено витрати електророзподільчих компаній.

До 1947 р. електроенергетична галузь Великобританії перебувала в державній власності як єдина вертикально-інтегрована структура, що здійснювала весь цикл виробництва, передачі, розподілу та збуту електричної енергії (потужності) споживачам. При цьому Державне центральне електроенергетичне управління (Central Electricity Generating Board, CEGB) здійснювало управління більшою частиною

генерувальних потужностей країни (100% потужностей в Англії та Уельсі), національними магістральними мережевими компаніями і дванадцятьма районними розподільчими мережевими компаніями. У цих умовах у галузі почали виникати серйозні проблеми, викликані як неефективним державним управлінням, так і значним соціальним навантаженням на електроенергетичну галузь. Так, до кінця 1980 рр. основними проблемами енергетичної галузі країни були:

- зростання цін (тарифів) на електричну енергію (один з найвищих у Європі), супроводжуване низькою якістю послуг;
- відсутність інвестиційної привабливості галузі, і як наслідок – відсутність відповідних джерел фінансування розвитку галузі та заміни зношених об'єктів інфраструктури;
- низька якість управління енергокомпаніями, яка виражалася зростанням витрат виробництва і збитковістю діяльності енергокомпаній.

У ході реформи, розпочатої в 1983 р., британську електроенергетику було розділено на потенційно конкурентні і монопольні види діяльності – виробництво електричної енергії та збутова діяльність. У рамках цих сегментів було створено відповідні суб'єкти ринку (з подальшою їх приватизацією), які конкурували між собою і формували ціни (тарифи) на власні послуги, керуючись принципами вільного ціноутворення.

У ході реформи електроенергетичної галузі Урядом Великобританії було прийнято рішення щодо приватизації компаній з надання послуг з передачі та постачання електричної енергії. Надання послуг із передачі електричної енергії (мережевий бізнес) було віднесено до монопольних видів діяльності, у результаті чого було створено дванадцять районних приватних розподільчих мережових компаній, які в подальшому стали співвласниками Національної мережевої компанії (National Grid Company).

Відповідно до законодавства Великобританії послуги з передачі та постачання електроенергії здійснюють інфраструктурні компанії, діяльність яких регулюється Управлінням з контролю газового і електроенергетичного ринку (Ofgem) для підтримання балансу між інтересами споживачів енергетичних послуг та інвесторів.

Після реформування та приватизації інфраструктурних галузей було створено систему стимулів, спрямованих на залучення інвесторів у інфраструктурні галузі. Одним із найбільш ефективних стимулів стало введення *методу цінового (тарифного) регулювання на основі прибутковості інвестованого капіталу* (RAB-регулювання) на початку 1990 років.

В умовах RAB-регулювання до витрат компаній, реєстрованих у базовому періоді (як правило, це – рік, який передує періоду регулювання), застосовуються два коефіцієнти:

K1 – коефіцієнт збільшення витрат, метою якого є компенсація інфляції на придбані матеріали, роботи, послуги;

K_2 – коефіцієнт зменшення витрат – відображає необхідне підвищення продуктивності праці.

Водночас, якщо компанія скорочує витрати більш швидкими темпами, ніж встановлено відповідним коефіцієнтом, регулятивний орган упродовж установленого періоду часу (кілька років) не враховує це скорочення витрат, а одержаний приріст прибутку залишається в розпорядженні компанії.

Таким чином, відповідні коефіцієнти методології встановлення цін (тарифів) на основі прибутковості інвестованого капіталу дозволяють регулювати ціни (тарифи) вверх з метою врахування інфляції, і ціни (тарифи) вниз – з метою стимулювання компаній на підвищення продуктивності праці.

У результаті проведених реформ ринок мережевих послуг Великобританії є монопольним і підлягає державному регулюванню, яке передбачає:

- установлення вимог щодо надійності та якості надаваних послуг мережевими компаніями;
- визначення умов недискримінаційного доступу споживачів до мережевих послуг;
- установлення граничного рівня ціни (тарифу) на мережеві послуги.

Регульовані ціни (тарифи) на послуги з передачі електричної енергії у Великобританії включають п'ять параметрів:

- операційні витрати;
- амортизація;
- втрати електричної енергії в мережах;
- загальносистемні послуги;
- відсотковий дохід на інвестований капітал.

Навантаження на споживача через включення до ціни (тарифу) витрат на інвестиційні програми відсутнє.

З упровадженням RAB-регулювання, по-перше, керівництву регульованих компаній надається свобода щодо прийняття управлінських рішень і планування витрат, по-друге, стимулюється менеджмент компаній до впровадження інновацій з метою підвищення продуктивності праці.

При цьому в умовах регулятивного обмеження зростання цін (тарифів) на послуги інфраструктурних енергокомпаній збільшення прибутку компаній є можливим лише за рахунок: по-перше, скорочення витрат; по-друге, залучення приватних інвестицій і збільшення обсягів надання інфраструктурних послуг, що робить метод RAB-регулювання найбільш ефективним механізмом обслуговування фінансового капіталу і захисту інтересів приватних інвесторів.

Одним з основних моментів, важливих як для інвесторів, так і для споживачів послуг інфраструктурних компаній, є **визначення вартості інвестованого капіталу** для цілей ціноутворення.

У приватизованих мережевих енергетичних компаніях Великобританії оцінка активів для цілей RAB-регулювання виявилася набагато нижчою за чисту балансову вартість, оскільки під час приватизації у 80-х роках мережеві активи було продано державою зі значною знижкою. Так, поточна сукупна відновна вартість активів мережевих компаній Великобританії становила 224 млрд фунтів стерлінгів, у той час як надходження від приватизації – 5,3 млрд фунтів стерлінгів (за даними звіту «The Role of The Regulatory Asset Base As An Instrument of Regulatory Commitment. - London, 2013»). Таким чином, початкова вартість активів мережевих компаній, яка враховувалась для RAB-регулювання, визначалася як різниця між залишковою вартістю активів мережевої компанії та приватизаційною знижкою. Крім того, розрахунок проводився з урахуванням середньоринкової вартості приватизованих мережевих компаній упродовж перших двохсот днів із моменту приватизації.

Важливо звернути увагу на висновки, зроблені у звіті «The Role of The Regulatory Asset Base As An Instrument of Regulatory Commitment» про те, що приватизацію було проведено не зовсім коректно, тому з метою уникнення реприватизації урядом лейбористів на чолі з Т. Блером було *введено податок на надмірні доходи* «Windfall tax» із застосуванням ставки податку на рівні 23%, який підлягав сплаті протягом двох років. Загальна сума, коштів за рахунок податку, становила понад 5 млрд фунтів стерлінгів, що стало *відчутним внеском до бюджету Великобританії*. Впровадження податку Windfall tax є позитивним як для бюджету країни, так і як засіб очищення (умов та методів) приватизації, що мали місце в період приватизації. Таке рішення стало визначальним для формування **єдиної ставки дохідності капіталу** при впровадженні системи стимулюючого тарифоутворення.

В умовах проведених реформ початкова вартість активів мережевих компаній щорічно коригується з урахуванням інфляції та підсумовується з плановими інвестиціями поточного року. Одночасно враховується величина інвестиційної програми інфраструктурної компанії, узгоджується з інститутами, які здійснюють регулювання і захист інтересів споживачів.

Необхідно відзначити, що в результаті проведених реформ в інфраструктурних галузях Великобританії тією чи іншою мірою дотримується принцип розмежування інвестиційної діяльності та діяльності з надання послуг інфраструктурними компаніями. Економічний сенс цього розмежування полягає в тому, що власник інфраструктурної компанії є її інвестором, і навпаки, особа, яка здійснює інвестиції, є власником інфраструктурної компанії. Разом з тим *споживач послуг інфраструктурної компанії оплачує лише собівартість послуг і вартість обслуговування інвестованого капіталу* (дивідендну прибутковість).

Узагальнений підхід і результати RAB-регулювання у Великобританії

Діяльність	Розподіл електроенергії	Розподіл газу
Регулятор	Служба ринків газу та електроенергії у Великобританії (OFGEM)	Служба ринків газу та електроенергії у Великобританії (OFGEM)
Формат регулювання	ІРЦ (індекс роздрібних цін) - X (1) (верхня межа цін)	Модель RIIО (Дохід = Стимули + Інновації + Продукція) (на основі стимулювання)
Регуляторний період (роки)	5	8
Регуляторні періоди	2010-2015 (1)	2013-2021
Регуляторна база активів (RAB)	Витрати капіталізуються в RAB упродовж періоду регулювання відповідно до настанов OFGEM. Інфляція і амортизація RAB також застосовуються.	Витрати капіталізуються в RAB упродовж періоду регулювання відповідно до настанов OFGEM. Інфляція і амортизація RAB також застосовуються.
Дозволена рентабельність	4,7%, до вирахування податків	4,2%, до вирахування податків
Дозволені обсяги інвестицій	14 млрд фунтів упродовж регуляторного періоду (6,7 млрд фунтів - мережеві інвестиції і 7,3 млрд фунтів - мережеві експлуатаційні витрати)	Середньорічна вартість 1,8 млрд фунтів, що становить 14,4 млрд фунтів за восьмирічний регуляторний період у цінах 2009/10 рр..
Коефіцієнт ефективності	Відрізняється для кожного ОРМ, коливається від 4,3% до +11,1%	Н/заст.
Дозволена амортизація	20 років у RAB	(2) Доповнення до регуляторної вартості активів (РВА) до 2002 р. - 56 років Доповнення до РВА після 2002 р. - 45 років
Допустимий рівень інфляції	ІРЦ (індекс роздрібних цін)	ІРЦ

(1) З 1 квітня 2015 р. формат регулювання для розподілу електроенергії стане RIIО (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs) впродовж наступного контрольного цінового періоду, який становитиме 8 років з 2015-2023рр.

(2) Остаточні пропозиції для газових компаній покривають інші ускладнення з відставанням амортизації і перехідних ставок капіталізації Rerex.

Джерело: Звіт Ernst and Young 2013. «Mapping power utilities regulation in Europe», (Співставлення моделей регулювання тарифоутворення по всій Європі)

У результаті закладені в RAB-регулюванні принципи дозволяють:

- захищати інвестора та інвестований капітал інфраструктурної компанії від інфляційних ризиків;
- забезпечувати інвестора гарантованим доходом (прибутковістю

інвестованого капіталу), який дозволяє захищати капітал від знецінення, а також забезпечувати гарантованим відсотковим доходом;

- створювати механізм залучення приватних інвестицій в інфраструктурні компанії;
- захищати інтереси споживача послуг інфраструктурних компаній від монопольного завищення цін (тарифів) унаслідок прийняття менеджментом інфраструктурних компаній неефективних рішень з управління витратами та оплати інвестиційних програм компаній.

Основні правила, які роблять конкуренцію на ринку газу та електроенергії у Великобританії прозорими та динамічними. У Великобританії діє орган з питань конкуренції та ринків (Competition and Markets Authority, CMA). CMA є не міністерським державним департаментом у Великобританії, відповідальним за посилення ділової конкуренції та запобігання і зменшення антиконкурентної діяльності.

CMA є найвищим органом з питань конкуренції у Великобританії, тому OFGEM звернувся у CMA із запитом дослідити енергетичний ринок, оскільки OFGEM був занепокоєним тим, що, незважаючи на запровадження ряду великих програмних реформ, ринок все ще не працював для кінцевих споживачів. Як підсумок, по-перше, CMA виявлено, що клієнти (побутові споживачі та підприємства) платять 1,4 мільярда фунтів більше на рік, ніж вони би платили, якби ринок був цілком конкурентним.

По-друге, CMA також впроваджує низку заходів для поживлення конкуренції та зменшення витрат, що покриваються клієнтами, на ринку електроенергії.

До них відносяться поживлення реформування застарілих підходів в частині застосовуваних заходів та системи покриття витрат, які спотворюють конкуренцію між постачальниками, зменшення витрат на передачу електроенергії, використовуючи конкуренцію для забезпечення фінансової підтримки низьковуглецевої генерації з найменшими витратами для споживачів.

CMA проведено розслідування ринку електроенергії, виклавши широкий спектр реформ для модернізації ринку на користь покупців. Після аналізу та дослідження енергетичного ринку Великобританії, зробленого протягом 2014-2016 років, було опубліковано вичерпний звіт для впровадження подальшого відповідного реформування енергетичної галузі.

Енергетичний регулятор Великобританії OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) використовує ціновий контроль у транспортуванні енергії. Таке регулювання цін встановлюється на 8-річний період, коли OFGEM може визначити потенційний максимальний дохід, який можуть отримати компанії, аналізуючи їхні плани видатків.

OFGEM погоджує з компаніями результати, які вони повинні досягнути по відношенні до кінцевих споживачів, встановлюючи стимули, які можуть їм принести штраф або винагороду. Також OFGEM встановлює вартість капіталу компанії.

Відповідно до висновків звіту CMA, у лютому 2018 року на урядовому рівні

країни ініційовано введення верхньої межі для цін на енергію, а на початку березня 2018 р. регулятором OFGEM опубліковано пропозиції про нові принципи регулювання інфраструктурних послуг в сфері електроенергетики та газопостачання – RIIО-2 (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs; Дохід = Стимули + Інновації + Результати).

В основі обох ініціатив лежить один фундаментальний фактор – забезпечення на державному рівні більш справедливого і економічно обґрунтованого розподілу витрат і вигоди між виробниками і споживачами. Важливим аспектом мотивації для введення верхньої межі цін стали результати дослідження британського антимонопольного органу СМА від 2016 року, які показали, що клієнти шести найбільших постачальників газу і електроенергії на роздрібних ринках переплачують близько 1,4 млрд фунтів щорічно. Ці результати і супутня інформаційна кампанія підготували ґрунт для *внесення в парламент в кінці лютого 2018 р. законопроекту про внутрішній ринок газу і електроенергії*. У разі прийняття закону OFGEM отримає завдання щодо *введення обмеження на газові та електроенергетичні тарифи в 2019-2020 роках* (з можливим продовженням до 2023 року) майже для 11 млн домогосподарств, на додаток до 5 млн, для яких це регулювання вже було введено раніше. Винятком можуть стати тарифи на відновлювану енергію.

Попередні оцінки за підсумками періоду дії RIIО-1 дозволяють Ofgem розраховувати на виконання планів за обсягом послуг, що надаються і скорочення витрат, у тому числі за рахунок розвитку технологій, що привело до деякої економії для споживачів. Позитивні результати RIIО-1 дозволяють розвинути її положення в RIIО-2, *але з особливою увагою до розширення впливу споживачів на тарифну політику і посилення конкуренції в умовах справедливого розподілу економічних результатів*.

Однак навіть при такому забезпеченні сучасної, науково обґрунтованої розробки та впровадженні методології стимулюючого тарифоутворення британською організацією із захисту прав споживачів Citizens Advice у 2017 році оцінено втрати споживачів і доходи компаній в поточному періоді регулювання (з 2013 по 2021 роки) в обсязі 7,5 млрд фунтів. Причиною цього названі прорахунки Ofgem в частині переоцінки ризику інвестування в інфраструктуру, переоцінки рівня процентних ставок і завищення початкового рівня витрат інфраструктурних компаній, яке дозволило їм легко забезпечити «економію» (при довгостроковому стимулюючому регулюванні компанії можуть залишати цю економію собі). Регулятором OFGEM у відкритому листі енергетичним компаніям влітку 2017 року *визнано недоліки системи*. Крім цих недоліків, прискоренню розробки RIIО-2 сприяла остання холодна зима з перебоями в постачанні природного газу.

У складі RIIО-2 виділено п'ять ключових напрямів: посилення ролі споживачів у ціноутворенні; зміна в функціонуванні мереж; стимулювання інновацій та ефективності; спрощення системи контролю цін; забезпечення справедливого доходу компаній (таблиця нижче).

Основні пункти удосконалення системи тарифного регулювання газової та електричної інфраструктури в рамках RIIO-2

Предложения в RIIO-2	Обоснование	Особые позиции сторон
1. Усиление роли потребителей		
учреждение формализованных групп потребителей и пользователей и механизмов их взаимодействия с сетевыми компаниями и Ofgem	- взаимодействие со стейкхолдерами улучшит качество бизнес-планов; - информационные преимущества для оценки требований к сети; - появление государственного мониторинга качества взаимодействия компаний со стейкхолдерами	сетевые компании против навязывания правил по составу и механизмам взаимодействия со стейкхолдерами
2. Функционирование сетей		
- сокращение длительности периода регулирования с 8 до 5 лет; - разделение тарифных источников финансирования для системного оператора и для национальной сети электропередачи; - усиленный контроль необходимого объема инвестиций	- сектор энергетики быстро меняется, и предположения в 2013 году при назначении 8-летнего периода не подтвердились; - для обеспечения работы всей системы необходимо применять разные стимулы для разных сторон в электросетевом комплексе; - необходимость отбора рентабельных инвестиционных проектов	- большинство компаний хотят сохранить 8-летний период для более долгосрочного горизонта планирования; - стейкхолдеры находят обоснованным финансовое разделение системного оператора и сетей электропередачи
3. Инновации и эффективность		
- поддержка инноваций за счет сохранения механизмов стимулирования в скорректированном формате (отход от специальных стимулов для инновационных проектов в пользу их включения в стандартные инвестпрограммы, поддержка отдельных критически важных проектов); - расширение конкуренции – за рынок – между инфраструктурными компаниями и использование квазиконкурентных механизмов ценообразования на рынке	- инновационный характер и открытость сетевой деятельности для конкуренции могут снизить издержки и обеспечить трансформацию энергетической системы; - формирование справедливой цены для потребителей за счет конкурентных механизмов ценообразования (например, эталонное ценообразование); - значительные положительные эффекты от развития конкуренции – за рынок – (например, на основе конкурсов на реализацию проектов между инфраструктурными компаниями)	- большинство сетевых компаний поддерживают сохранение инновационных стимулов RIIO-1; - стейкхолдеры поддерживают развитие конкуренции
4. Прозрачность контроля цен		
альтернативные сочетания двух предшествующих инструментов для повышения качества раскрытия информации (финансовые стимулы или ускоренное рассмотрение для более качественных планов): отмена одного из них или введение модифицированного сочетания	- для установки справедливой для потребителей цены требуются качественные бизнес-планы с более тщательным обоснованием затрат; - эффективность ранее действовавших механизмов раскрытия информации не подтвердилась	сетевые компании поддерживают сохранение механизма ускоренного рассмотрения бизнес-планов, хотя есть сомнения в эффективности обоих механизмов
5. Справедливая доходность		
- сокращение ожидаемой нормы доходности инвестированного капитала с 6-7 до 3-5%; - новые опции снижения риска получения компаниями необоснованного дохода	доходность сетевых компаний является слишком высокой с учетом низких рисков в отрасли	- многие из сетевых компаний оспаривают утверждение о том, что доходность была выше, чем ожидалось; - споры о релевантности показателей прибыльности компаний

Джерело: на основі доповіді OFGEM «RIIO-2 Framework Consultation»

Отримуючи відносно високий і гарантований на тривалий період тариф, енергокомпанії беруть на себе жорсткі зобов'язання, за невиконання яких вводяться гнучкі санкції. У Великобританії за кожні 12 годин відсутності енергопостачання енергокомпанії зобов'язані компенсувати споживачеві неустойку в розмірі 70 фунтів. Регулятор може зняти до 0,5% доходу, якщо підключення нових споживачів

затягується, а при успішному виконанні завдань надаються відповідні бонуси з включенням до тарифу додаткових коштів у розмірі до 1,4% доходу.

Ключові показники ефективності для енергорозподільчих компаній Великобританії на регуляторний період 2015 – 2023 рр.

Индикатор	Критерии оценки	Размер санкций/поощрения за невыполнение/выполнение
Качество услуг	Длительность прерывания энергоснабжения	+/- 2,5% возврата на регулируемый капитал
	Отсутствие энергоснабжения	Возмещение потребителю в размере £70 за каждые 12 часов отсутствия энергоснабжения
Клиентский сервис	Итоги мониторинга	+/- 1,5% дохода
Время подключения	Количество дней	-0,5%/+1,4% дохода
Замена воздушных линий подземными кабельными в опасных районах	Количество замененных км	Включение в тариф до £104 млн
Инновации	Инициативы компаний	Увеличение доходов на сумму до 0,5% их общего объема (максимум £90 млн)
Качество предоставляемой информации	Оценка регулятора реалистичности предоставляемых энергокомпаниями бизнес-планов	1,7% общих расходов

Данные: IHS Energy

Джерело: <http://reform.energy/analitics/eksklyuziv-oblenergo-v-ozhidanii-rab-tarifov-34>

Підвищення рівня участі споживачів в тарифному регулюванні та посилення механізмів контролю інвестпрограм за участю споживачів є ще одним загальним напрямом британських реформ.

Довгостроковий період тарифного регулювання відповідає основним критеріям про стимулюючий підхід до тарифоутворення, проте британський досвід свідчить про істотні ризики надмірного розтягування довгострокового періоду. За восьмирічний термін відбувається занадто багато змін як в енергетиці, так і в фінансовій сфері, що істотно підвищує ризики помилок в ході довгострокового планування. Відповідно до цього визнано за доцільне обмеження періоду регулювання до 5 років, що відповідає стратегії регулятора Ofgem, або запровадження механізмів проміжного коригування умов регулювання.

Румунія. У 2004 р. у Румунії для проведення реформування систем регулювання діяльності розподільчих (електричних і газових) мереж було залучено італійський концерн Enel та інвестиційний банк Credit Suisse. Реформу було проведено за кілька років, у ході якої було інвестовано сотні мільйонів доларів у модернізацію та розвиток мереж. У результаті з 2004 до 2011 року рівень зношення інфраструктури

електромереж у цій країні скоротився з 75% до 48%, а рівень втрат електроенергії в електромережах знижено майже вдвічі.

На спільній конференції регулюючих органів країн Євросоюзу, Східної Європи та СНД у 2006 р. румунський досвід було рекомендовано для впровадження в інших країнах.

Узагальнений підхід та результати RAB-регулювання у Румунії

Діяльність	Розподіл електроенергії	Передача електроенергії
Регулятор	Національний орган регулювання електроенергетики (ANRE)	Національний орган регулювання електроенергетики (ANRE)
Формат регулювання	Групи тарифів на основі верхньої межі	Ціни на основі верхньої межі
Регуляторний період (роки)	5	5
Регуляторні періоди	2012 – 2017	-
Регуляторна база активів (RAB)*	RABt 31 грудня = RAB 1 січня+IAt-EAt-AMrt	RABt 31 грудня = RAB 1 січня+IAt-EAt-AMrt
Дозволена рентабельність	10% до оподаткування	-
Коефіцієнт ефективності	Коефіцієнт ефективності обчислюється за результатами попереднього регулятивного періоду мінімум 1%	-
Дозволені обсяги інвестицій**	Станом на 1 квітня попереднього року, що передуює початку нового регулятивного періоду, DSO зобов'язане подати на затвердження ANRE інвестиційну програму для майбутнього періоду регулювання	-
Дозволена амортизація	Прямий метод застосовується до RAB	Прямий метод застосовується до RAB
Дозволена інфляція	До 7%. Понад 7%, щоквартальне збільшення тарифів може бути запропоноване DSO	До 5%. Понад 5%, щоквартальне збільшення тарифів може бути запропоноване TSO
Вплив обсягів ризиків	Ні	Ні
Інвестиційні стимули	Ні	Ні
Інші механізми стимулювання	Так	Ні

*RRABt: RAB санкціонований прибуток за рік t

RRR: санкціонована норма прибутку;

RABt 1 січня: RAB на 1 січня року t

RABt 31 грудня: RAB станом на 31 грудня року t

IAtB: основні видатки протягом року t

EAt: видатки основних засобів протягом року t (продано, списано, передано)

*** ANRE може відхилити програму капітальних видатків, якщо запропоновані інвестиції не вважаються ощадливими. Після схвалення програму буде повністю включено у систему RAB*

Джерело: Zвіт Ernst and Young 2013. «Mapping power utilities regulation in Europe», (Співставлення моделей регулювання тарифоутворення по всій Європі)

В умовах стимулюючого тарифоутворення, за даними Національного агентства по регулюванню в енергетиці Румунії (ANRE), ціни на електроенергію для побутових споживачів в Румунії до 2015 р. зросли понад 30%, а з 2016 р. почали поступово знижуватися.

З 1 січня 2018 р. ринок електроенергії для домашніх господарств у Румунії став повністю лібералізованим, споживачі отримали свободу у виборі постачальника електроенергії.

У I півріччі 2018 р. ANRE затверджено тарифи в середньому на 0,34% нижче, ніж у попередньому півріччі, що визначено введеною в дію новою методологією розрахунку тарифів, прийнятою ANRE в кінці травня 2018 р. Відповідно до методології ANRE тепер тільки погоджує визначені конкурентним ринком тарифи для споживачів, які не змінили своїх постачальників.

Оскільки закупівельна ціна електроенергії є лише одним з компонентів кінцевої ціни, ANRE продовжуватиме регулювати тарифи на послуги з транспортування та розподілу, які встановлюються щорічно.

5. Огляд стану формування тарифів на електроенергію в Україні

Відповідно до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства (ЕС) 24.09.2010 р., членом якого Україна стала з 01.02.2011 р., і Закону України від 15.12.2010 р. №2787-VI *Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про Енергетичне Співтовариство та ратифікувавши Угоду про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони*, Україна гармонізує національне законодавство з нормами законодавства ЄС у сфері енергетики, зокрема, положення Директив Третього Енергетичного пакету: Директиви 2009/72/ЄС *про спільні правила внутрішнього ринку електричної енергії*, Регламенту (ЄС) 714/2009 *про умови доступу до мережі транскордонного обміну електроенергією*, Директиви 2005/89/ЄС *про заходи для забезпечення безпеки інвестування до системи електропостачання та інфраструктури*.

На виконання положень Директиви 2009/72/ЄС прийнято Закон України від 13.04.2017 р. №2019-19 *«Про ринок електричної енергії»*. Метою нового *ринку електричної енергії* є запровадження конкурентних механізмів функціонування ринку електроенергії, вільний вибір контрагентів та забезпечення права споживача вільно обирати постачальника електроенергії. Законом передбачено різні механізми купівлі-

продажу електроенергії – двосторонні договори, ринок «на добу наперед» та внутрішньодобовий ринок. Для забезпечення достатніх обсягів електроенергії, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електроенергії і споживання та експорту електроенергії, врегулювання системних обмежень в ОЕС України, а також фінансового врегулювання небалансів електроенергії, передбачено «балансуючий ринок» та ринок «допоміжних послуг».

Прийняття закону є необхідною передумовою структурних змін в електроенергетиці України, підґрунтям для модернізації галузі та інтеграції ринку електроенергії України до регіональних енергетичних ринків, з наступним входженням до загальноєвропейського енергетичного ринку.

У процесі впровадження нової моделі ринку електричної енергії провідна роль відведена двом ключовим операторам – ДП «НЕК «Укренерго» (у майбутньому – Оператор системи передачі) та ДП «Енергоринок» (Оператор ринку).

Однією з ключових передумов формування та посилення конкуренції на оптовому та роздрібному ринках електроенергії є відокремлення монопольних видів діяльності (передача, розподіл) від конкурентних видів діяльності (виробництво, постачання та трейдерська діяльність).

Після завершення роботи з підготовки та прийняття відповідних нормативних актів нова модель енергоринку має запрацювати у країні з другої половини 2019 р.

ДП «НЕК «Укренерго» 28.06.2017 р. у Брюсселі підписано *«Угоду про умови майбутнього об'єднання енергосистем України та Молдови з енергосистемою континентальної Європи»*, схвалену 28 європейськими системними операторами Групи ENTSO-E «Континентальна Європа». Угодою набуто чинності 07.07.2017 р.

Метою інтеграції в електроенергетичній сфері є забезпечення синхронної роботи ОЕС України з енергосистемою синхронної зони континентальної Європи ENTSO-E. Максимальна потужність передачі електроенергії до, або з ENTSO-E в разі повної синхронізації становитиме 4 ГВт, що надасть додаткові можливості для балансування енергосистеми та створення умов до більш досконалої конкуренції на енергетичних ринках. При успішному виконанні заходів з підготовки до інтеграції, ОЕС України приєднається до ENTSO-E до 2025 р.

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. №605-р, схвалено *Енергетичну стратегію України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» (ЕСУ-2035)*, якою визначено мету і цілі розбудови енергетичного сектору відповідно до потреб економічного і соціального розвитку країни на період до 2035 р.

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 06.06.2018 р. №497-р затверджено *«План заходів з реалізації етапу «Реформування енергетичного сектору (до 2020 року)» Енергетичної стратегії України до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»* тощо.

Об'єднана енергетична система України (ОЕС України) працює у паралельному режимі з енергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Республіки Молдови, Російської Федерації (ОЕС Центра, ОЕС Півдня). Південно-західна частина енергосистеми Західного регіону – «Острів Бурштинської ТЕС», працює у складі об'єднання енергетичних систем країн Європи – ENTSO-E. Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по магістральних та міждержавних електромережах напругою 110 – 750 кВ.

Загальна встановлена потужність ОЕС України станом на 01.01.2018 р. становила 51,8 ГВт, з яких потужність ТЕС, ТЕЦ та блок-станцій становила 59,0%; АЕС – 26,7%; ГЕС – 9,1%; ГАЕС – 2,9%; СЕС – 1,5%; ВЕС – 0,6%; та БіоЕС – 0,2%.

Виробництво електроенергії електростанціями ОЕС України за 2017 р. становило 155,4 млрд кВт·год, що на 0,4% більше порівняно з 2016 р. З них АЕС – 55,1%; ТЕС, ТЕЦ і Блок-станціями – 36,9%; ГЕС – 5,8%; ГАЕС – 1,0%; ВЕС – 0,6%; СЕС – 0,5% та БіоЕС – 0,1%.

Виробництво електроенергії електростанціями ОЕС України за перше півріччя 2018 р. збільшилось на 1,9% порівняно з відповідним періодом 2017 р. і становило 79,9 млрд кВт·год, при цьому альтернативні джерела енергії за цей період збільшили виробництво електроенергії на 38,2% (338,82 млн кВт·год) та становило 1,2 млрд кВт·год.

Експорт електроенергії за 2017 р. становив 5,2 млрд кВт·год, що на 28,6%; більше порівняно з 2016 р. За перше півріччя 2018 р. експорт електроенергії зменшився на 0,9% порівняно з відповідним періодом 2017 р. і становив 3,1 млрд кВт·год,

Відповідно до затвердженого Міненерговугілля України 15.06.2018 р. «Прогнозного балансу електроенергії Об'єднаної електроенергетичної системи України на 2018 рік» виробництво електроенергії електростанціями ОЕС України становитиме 160,057 млрд кВт·год, у тому числі АЕС – 52,4%; ТЕС, ТЕЦ і Блок-станціями – 38,6%; ГЕС і ГАЕС – 7,6%; ВЕС, СЕС і БіоЕС – 1,4%. Експорт електроенергії за 2018 р. передбачено в обсязі 6,095 млрд кВт·год.

Відповідно до Закону України від 22.09.2016 р. №1540-19 (у редакції від 10.06.2018 р.) НКРЕКП здійснює регулювання діяльності природних монополій, зокрема шляхом проведення цінової і тарифної політики, у тому числі у сфері електроенергетики.

Відповідно до постанови НКРЕКП від 16.12.1996 р. №256 (у редакції від 21.06.2018 р.) «Про затвердження Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з оптового постачання електричної енергії» та постанов Кабінету Міністрів України від 05.05.2000 р. №755 і від 05.06.2000 р. №922 (у редакції від 17.03.2018 р.) Оптовий ринок електроенергії України (ОРЕ України) функціонує за моделлю «єдиного покупця».

Основними факторами, які негативно впливають на роботу ОЕС України є:

комплекс проблем паливозабезпечення та паливоспоживання ТЕС; фізичне зношення і моральне старіння енергоблоків ТЕС і ТЕЦ більше, ніж 80%; наближення до закінчення строку проектної експлуатації енергоблоків АЕС; відпрацювання розрахункового технічного ресурсу більшістю ліній електропередачі і електричних підстанцій напругою 220 кВ і вище; недостатня забезпеченість мобільним резервом ОЕС України в умовах впровадження відновлюваних джерел енергії, що мають стохастичний режим роботи тощо.

На ринку електроенергії державному регулюванню підлягають: тарифи на послуги з передачі електроенергії; тарифи на послуги з розподілу електроенергії; тарифи на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління; ціни на універсальні послуги; ціни постачальника «останньої надії» та ціни на допоміжні послуги у випадках, визначених Законом України «Про ринок електричної енергії»; плата за приєднання до електромережі; «зелені» тарифи тощо.

Постановами НКРЕКП прийнято основні нормативно-правові акти, що регулюють відносини на новому ринку електроенергії, зокрема, розроблені НКРЕКП та затверджені постановами від 14.03.2018 р:

- №312 «Правила роздрібного ринку електричної енергії», які регулюють взаємовідносини купівлі-продажу електроенергії між електропостачальником (електропостачальниками) та споживачем (для власного споживання), у тому числі вільний вибір споживачем електропостачальника і його заміну; взаємовідносини електропостачальників з іншими учасниками роздрібного ринку електроенергії тощо;

- №310 «Кодекс систем розподілу», який визначає вимоги та правила взаємовідносин оператора систем розподілу (ОСР), користувачів системи розподілу і замовників послуги з приєднання, оперативного та технологічного управління системою розподілу, її розвитку та експлуатації; забезпечення доступу і приєднання електроустановок; встановлює базові системні вимоги, спрямовані на забезпечення надійного функціонування і розвитку системи розподілу тощо.

Крім того, постановами НКРЕКП було прийнято «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з передачі електричної енергії» (від 09.11.2017 р. №1388) та від 27.12.2017 р.: №1469 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії споживачу»; №1470 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії»; №1466 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності зі здійснення функцій оператора ринку»; №1467 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії»; №1468 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з перепродажу електричної енергії (рейдерська діяльність)»; №1471 «Ліцензійні умови провадження господарської діяльності зі здійснення функцій гарантованого покупця»; №1406 «Порядок складання, подання, погодження, оприлюднення програми відповідності оператора системи розподілу, звіту про її виконання та погодження

уповноваженої особи з питань відповідності» та від 10.08.2017 р. №1016 «Порядок здійснення сертифікації оператора системи передачі електричної енергії» тощо.

ДП «Енергоринок» розроблено та затверджено постановою НКРЕКП від 14.03.2018 р. №308 «Правила ринку «на добу наперед» та «внутрішньодобового ринку», які визначають взаємовідносини між учасниками ринку «на добу наперед» та «внутрішньодобового ринку» (РДН/ВДР) та оператором ринку (ОР); порядок визначення ціни на електроенергію; порядок та вимоги до забезпечення виконання зобов'язань за договорами купівлі-продажу електроенергії тощо.

ДП «НЕК «Укренерго» розроблено та затверджено постановами НКРЕКП від 14.03.2018 р.:

- №307 «Правила ринку», якими регулюються взаємовідносини та функції Ринку двосторонніх договорів, Ринку допоміжних послуг; Балансуючого ринку та Адміністратора розрахунків;

- №309 «Кодекс системи передачі», який регулює взаємовідносини Оператора системи передачі (ОСП) та користувачів системи передачі щодо планування, розвитку та експлуатації (у тому числі оперативно-технологічного управління) системи передачі у складі ОЕС України, а також приєднання та доступу до системи передачі);

- №311 «Кодекс комерційного обліку електричної енергії», яким визначено принципи організації комерційного обліку електроенергії на ринку електроенергії (виробленої, експортованої та імпортованої), а також переданої, розподіленої та спожитої електроенергії; організацію точок обліку, збір та обробку даних обліку; права та обов'язки сторін стосовно організації комерційного обліку електроенергії тощо.

ДП «НЕК «Укренерго» впроваджена і працює з травня 2017 р. електронна аукціонна платформа DAMAS (компанії-розробника Unicorn Systems) з розподілу доступу до пропускної спроможності міждержавних електромереж України, безпосередній доступ до якої здійснюється через офіційний сайт Компанії, і будь-який ліцензіат з передачі чи постачання електроенергії після реєстрації може брати участь в аукціонах (<https://ua.energy/kliyantam/auksiony/auksionna-platforma-2/>).

Розроблено та затверджено постановою НКРЕКП від 23.08.2018 р. №893 «Методика визначення доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів (міждержавних електричних мереж України)».

ДП «НЕК «Укренерго» 19.07.2018 р. підписано контракт на постачання програмного забезпечення для балансуєчого ринку та ринку допоміжних послуг з інтегрованим рішенням для системи розрахунків в межах впровадження нового ринку електричної енергії. Постачальниками визначено угорську компанію-розробника IP Systems Zrt та австрійського розробника Smart Technologies Management-Beratungs und Beteiligungs mbH. Субпідрядником визначена компанія Siemens AG Austria. Загальна сума контракту склала \$8 млн. Контракт передбачає постачання та технічну підтримку програмного забезпечення протягом п'яти років. Проект фінансується в рамках

співпраці ДП «НЕК «Укренерго» зі Світовим Банком. ДП «НЕК «Укренерго» планує у грудні 2018 р. – лютому 2019 р. провести тестування програмного забезпечення для організації роботи балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг тощо.

Для спрощення та уніфікації процедур з приєднання об'єктів ВДЕ до електромереж ОЕС України ДП «НЕК «Укренерго» розроблено та введено «єдине вікно» для потенційного інвестора. Нова *інтерактивна мапа електромережі Укренерго* допомагає попередньо визначити технічні можливості приєднання нової генерації. «Зелений калькулятор» дозволяє розрахувати орієнтовну вартість такого приєднання (<https://ua.energy/kliiyentam/pidklyuchennya/>). Подати заяву в режимі on-line на виконання комплексу заходів з приєднання та підключення електроустановок можливо шляхом заповнення відповідних електронних форм. Термін видачі технічних умов на приєднання скоротився до 15 днів.

Оптовий ринок електричної енергії (ОРЕ). У 2017 р. продаж електроенергії в ОРЕ здійснювали 225 виробників електроенергії, у тому числі ДП «НАЕК «Енергоатом» (4 АЕС, 15 енергоблоков); 5 компаній теплових електростанцій (12 великих ТЕС); 2 компанії великих ГЕС/ГАЕС, у тому числі ПрАТ «Укргідроенерго» (7 ГЕС та 2 ГАЕС); 26 підприємств, які виробляють електроенергію на ТЕЦ та когенераційних установках та 192 підприємства, що виробляють електроенергію з використанням відновлюваних джерел енергії.

Середні та середньозважені тарифи виробників електроенергії

ОРЕ України, коп/кВт·год

Назва	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
АЕС	15,8	18,8	21,4	21,7	27,7	39,5	46,9	47,4
ТЕС	44,8	55,7	59,1	63,4	70,7	88,0	124,2	159,6
ТЕЦ*	68,8	87,2	104,9	106,6	112,5	168,3	153,5	187,8
ГЕС	11,4	12,9	20,7	20,0	30,2	71,0	70,1	58,3
ВДЕ*	93,8	137,4	276,9	262,4	286,0	434,1	471,5	474,1

Примітка: *Середньозважені тарифи

Джерело: НКРЕКП

Загальний обсяг проданої виробниками електроенергії в ОРЕ за 2017 р. становив 42,2 млрд кВт·год, у тому числі ДП «НАЕК «Енергоатом» – 80,5 млрд кВт·год; ГК ТЕС – 40,5 млрд кВт·год; ПрАТ «Укргідроенерго» – 9,8 млрд кВт·год; 26 підприємствами ТЕЦ – 9,3 млрд кВт·год та 192 підприємствами ВДЕ – 2,1 млрд кВт·год. Частка найбільшого виробника – ДП «НАЕК «Енергоатом» за встановленою потужністю становила 26,7% та за обсягом відпуску електроенергії – 56,5%. Вартість електроенергії, проданої всіма українськими виробниками в ОРЕ, за 2017 р. становила 164,01 млрд грн (з ПДВ), що на 1,1% більше порівняно з 2016 р.

**Структура електроенергії
за обсягом та вартістю на ринку електроенергії України за 2017 р.**

Джерело енергії	Частка в обсягах електроенергії, %	Частка у вартості електроенергії, %
АЕС	56,46	27,85
ГК ТЕС	28,49	47,31
Великі ГЕС	7,04	4,40
ТЕЦ	6,54	12,98
Малі ГЕС	0,15	0,55
ВЕС	0,68	2,34
СЕС	0,50	4,05
Біомаса	0,07	0,27
Інші	0,07	0,25
Усього	100,00	100,00

Джерело: ДП «Енергоринок», <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=3432>

Відповідно до Правил ОРЕ оптова ринкова ціна (ОРЦ) визначається як середньозважена величина вартості закупівлі електроенергії від усіх виробників, що продають електроенергію в ОРЕ з урахуванням тарифу на передачу, витрат на забезпечення функціонування ОРЕ та додаткових загальнодержавних витрат.

Структура оптової ринкової ціни, %

Назва	2013	2014	2015	2016	2017
ГК ТЕС	34,19	32,71	25,09	31,18	34,03
ДП «НАЕК «Енергоатом»	13,66	17,27	21,03	20,09	20,57
Дотаційні сертифікати та інше	32,16	31,18	30,75	25,87	20,54
ГЕС	2,18	1,93	2,87	3,35	3,07
ТЕЦ	9,93	8,28	9,69	8,47	9,35
ВДЕ	3,20	4,30	4,92	4,75	5,47
ДП «НЕК «Укренерго»	2,64	2,30	3,42	3,94	4,30
Цільова надбавка/акцизний податок	2,04	2,03	2,24	2,34	2,51

Джерело: НКРЕКП

У 2017 р. фактична ОРЦ продажу електроенергії з ОРЕ зросла на 2,9% (з 1315,03 грн/МВт·год у 2016 р. до 1353,27 грн/МВт·год у 2017 р.).

Закупівля електропостачальниками електроенергії у 2017 р. на ОРЕ для експорту становила 138,4 млрд кВт·год, що на 0,58% більше порівняно з 2016 р. При цьому загальна вартість купленої електроенергії електропостачальниками на ОРЕ у 2017 р. становила 181,06 млрд грн (з ПДВ), що на 11,59% більше порівняно з 2016 р.

Фактичні обсяги та ціни купівлі електроенергії в ОРЕ

Назва	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Обсяги електроенергії ПРТ*,%	83,20	81,50	78,40	86,10	89,50	86,40
Ціна електроенергії ПРТ, грн/кВт·год	0,55	0,59	0,66	0,90	1,15	1,27
Обсяги електроенергії ПНТ** на експорт, %	5,60	5,80	6,90	6,20	3,00	3,80
Ціна електроенергії ПНТ на експорт, грн/кВт·год	0,60	0,61	0,79	1,32	1,53	1,58
Обсяги електроенергії ПНТ для споживачів України, %	11,30	12,70	14,70	7,70	7,50	9,80
Ціна електроенергії ПНТ для споживачів України, грн/кВт·год	0,77	0,80	0,85	1,26	1,47	1,59

*ПРТ – постачальники електроенергії за регульованим тарифом

**ПНТ – постачальники електроенергії за нерегульованим тарифом

Джерело: НКРЕКП

«Порядок формування прогнозованої оптової ринкової ціни електричної енергії» затверджено постановою НКРЕКП від 03.03.2016 р. №289. Прогнозована оптова ринкова ціна формується, виходячи з вартості електроенергії, яка закуповується ОРЕ у Виробників, з урахуванням вартості імпортованої електроенергії, витрат на диспетчеризацію та утримання магістральних і міждержавних електромереж, платежу за послуги ДП «Енергоринок», платежів Виробникам на реконструкцію та модернізацію енергетичного обладнання, прогнозного обсягу акцизного податку, платежів для компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії за регульованим тарифом, платежів Виробникам на виконання законодавчих актів та урядових рішень.

Постановою НКРЕКП від 28.12.2017 р. №1513 затверджено «Прогнозовану оптову ринкову ціну на 2018 рік» на рівні 1561,99 грн за 1 МВт·год (без ПДВ) із розбивкою на квартали (за 1 МВт·год без ПДВ): I кв. – 1495,46 грн; II кв. – 1586,69 грн; III кв. – 1586,69 грн; IV кв. – 1586,69 грн.

Ліцензіати з постачання електроенергії застосовують цю прогнозовану оптову ринкову ціну при розрахунку роздрібних цін на електроенергію згідно з «Ліцензійними умовами провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії», затвердженими постановою НКРЕКП від 13.04.2017 р. № 504.

Для реалізації цінової і тарифної політики у сфері енергетики НКРЕКП регулює ціни (тарифи) продажу електроенергії, виробленої на АЕС, ГЕС/ГАЕС, ТЕЦ та іншими виробниками, встановлює «зелені» тарифи на електроенергію, вироблену об'єктами електроенергетики з використанням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), для продажу на ОРЕ. Розрахунок тарифів на електроенергію, що виробляється на ТЕЦ, АЕС та ГЕС/ГАЕС, здійснюється відповідно до методик, затверджених НКРЕКП. Продаж

електроенергії за ціною, що визначається за Правилами ОРЕ, здійснюють лише ГК ТЕС, що працюють за ціновими заявками і формуються погодинно.

ТЕС. У 2017 р. тариф продажу електроенергії ГК ТЕС в ОРЕ зріс у порівнянні з 2016 р. на 28,4% (з 124,23 коп/кВт·год до 159,5 коп/кВт·год). У структурі тарифу частка собівартості виробництва електроенергії збільшилась на 40,3%, (з 100,43 коп/кВт·год до 140,91 коп/кВт·год). Зростання собівартості виробництва електроенергії відбулось за рахунок збільшення умовно-постійних витрат на 25%, (з 23,04 коп/кВт·год до 26,83 коп/кВт·год), зокрема через збільшення витрат на виробничі послуги, допоміжні та інші матеріали, витрати на оплату праці та соціальні виплати.

Структура платежів ГК ТЕС у 2017 р. становила: за електроенергію – 69,9%; за робочу потужність – 13,6%; за маневреність – 5,6%; зменшення платежу блоку за порушення – (-0,6%); додатковий платіж на реконструкцію та модернізацію енергетичного обладнання – 0,4%; інші платежі – 11,1%.

Паливна складова у структурі собівартості у 2017 р. збільшилась на 45%. При цьому, калорійність вугілля зменшилась на 1,4% (з 5115 до 5044 ккал/кг). Питомі витрати умовного палива на виробництво електроенергії зменшилися на 1,35% (з 406,5 до 401,1 г/кВт·год).

Середній тариф закупівлі електроенергії у ГК ТЕС, грн/МВт·год

Місяць	2013	2014	2015	2016	2017
Січень	583,5	603,1	857,3	936,2	1383,6
Лютий	503,7	586,4	740,1	930,0	1483,9
Березень	552,7	591,0	791,4	1062,5	2031,4
Квітень	736,5	554,3	852,7	1197,6	1922,8
Травень	771,9	584,2	827,3	1078,8	1944,8
Червень	684,7	684,0	860,5	991,9	1603,3
Липень	587,5	745,0	919,4	1056,1	1536,0
Серпень	645,0	767,7	972,3	1164,8	1416,8
Вересень	660,0	818,5	968,8	1264,2	1447,9
Жовтень	638,9	887,7	967,9	1696,5	1450,5
Листопад	605,1	927,0	910,0	1802,2	1635,1
Грудень	623,5	896,1	978,2	1669,8	1778,4

Джерело: НКРЕКП

Відповідно до розпорядження Кабінету Міністрів України від 08.09.2004 р. №648-р «Про заходи щодо реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей» із змінами (в редакції розпорядження Кабінету Міністрів України від 01.03.2017 р. №133-р), яким схвалено «План реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей» Міненерговугілля України наказом від 22.03.2017 р. №221 затверджено «Графік

реконструкцій енергоблоків теплоелектростанцій енергогенеруючих компаній у 2017 – 2019 роках, передбачених розділом II Плану реконструкції – «Першочергові проекти теплоелектростанцій. Проекти, які реалізуються за рахунок механізму нарахування інвестиційної складової».

З метою реалізації «Плану реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей» та оптимізації тарифів на електроенергію, продану в ОРЕ виробниками, які працюють за ціновими заявками, постановою НКРЕКП від 23.02.2017 р. № 224 затверджено «Порядок затвердження, коригування та вилучення інвестиційної складової в тарифі на електричну енергію», яким передбачено механізм повернення коштів, отриманих як інвестиційної складової тарифу за проектами реконструкції теплоелектростанцій, щодо яких змінилися пріоритети їх фізичної реалізації, або за невиконання компаніями взятих на себе зобов'язань щодо реалізації відповідних проектів реконструкції.

АЕС. Встановлення тарифів на відпуск електроенергії для АЕС регулюється «Методикою формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляється на атомних електростанціях», яку затверджено постановою НКРЕКП від 01.08.2017 р. №990.

Тариф на відпуск електроенергії, що виробляється на АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом», з 01.01.2017 р. становив 46,64 коп/кВт·год, а з 09.11.2017 р. – 46,61 коп/кВт·год.

Основні складові витрат тарифу на електронергію АЕС, млн грн

Назва	2015	2016	2017
Витрати на оплату праці	4183	5083	5985
Паливо (свіже та використане ядерне паливо)	14007	17188	18387
Витрати на ремонт	773	1143	1164
Амортизаційні відрахування	1535	1642	1744
Фінансовий результат від звичайної діяльності	4725	3127	3665
Інші операційні витрати (без з/п)	1898	1409	1831
Фінансові витрати	1406	1830	2418
Інші витрати	3967	4163	2874

Джерело: НКРЕКП

ГЕС та ГАЕС. Загальний обсяг відпущеної в ОРЕ електричної енергії, виробленої на ГЕС та ГАЕС ПрАТ «Укргідроенерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом», у 2017 р. становив 10,0 млрд кВт·год.

НКРЕКП встановлює тарифи на виробництво електроенергії на ГЕС та ГАЕС (крім мікро-, міні- та малих ГЕС) для ПрАТ «Укргідроенерго» (7 ГЕС загальною встановленою

потужністю 4537,3 МВт та 2 ГАЕС загальною встановленою потужністю 1207,5 МВт), а також для ДП «НАЕК «Енергоатом» (1 ГЕС встановленою потужністю 11,5 МВт та 1 ГАЕС встановленою потужністю 302 МВт).

«Методикою формування, розрахунку та встановлення тарифу на електричну енергію, що виробляється на гідроелектростанціях», яку затверджено постановою НКРЕКП від 01.08.2017 р. №989 передбачено встановлення окремих тарифів для ГЕС та ГАЕС.

З метою зниження впливу сезонності виробництва електроенергії на дохід підприємства для ГЕС та ГАЕС встановлюється двоставковий тариф, який складається зі ставки плати за відпущену електроенергію (за 1 кВт·год) та ставки плати за робочу потужність (за 1 МВт) і встановлюються на кожний квартал року.

Для ПрАТ «Укргідроенерго» з 01.01.2017 р. був встановлений двоставковий тариф, при якому середній річний тариф (для ГЕС та ГАЕС разом) становив 66,57 коп/кВт·год (без ПДВ). З урахуванням усіх змін середній тариф ГЕС ПрАТ «Укргідроенерго» за 2017 р. становив 58,29 коп/кВт·год, що на 16% менше, ніж за 2016 р.

Основні складові витрат тарифу на електроенергію ГЕС ПрАТ «Укргідроенерго», млн грн

Назва	2015	2016	2017
Амортизаційні відрахування	205	401	484
Електроенергія на заповнення водойм ГАЕС	1228	1308	1360
Рентна плата за воду	81	151	197
Оплата праці та ЄСВ	353	375	485
Податок на прибуток	306	568	486
Капітальні інвестиції	1150	532	1058
Повернення кредитів (без %)	400	630	610
Інше	603	1042	597

Джерело: НКРЕКП

Для ГЕС та ГАЕС ДП «НАЕК «Енергоатом» (Ташлицька ГАЕС та Олександрівська ГЕС) у 2017 р. діяв двоставковий тариф на відпуск електроенергії, при якому середній тариф становив 144,62 коп/кВт год, що на 6% нижче, ніж у 2016 р.

ТЕЦ. НКРЕКП здійснює регулювання діяльності 34 суб'єктів господарювання, які виробляють електроенергію на ТЕЦ та когенераційних установках.

Тарифи на відпуск електроенергії для ТЕЦ та когенераційних установок встановлюються відповідно до «Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках», яку затверджено постановою НКРЕКП від 01.08.2017 р. № 991.

Середньозважений тариф на відпуск електроенергії для ТЕЦ та когенераційних установок у 2017 р. становив 187,78 коп/кВт·год, що на 22,4% більше, ніж за 2016 р.

Основні складові витрат тарифу на електроенергію ТЕЦ, млн грн

Назва	2015	2016	2017
Паливо	11240	12739	15160
Виробничі послуги	149	289	208
Сировина та допоміжні матеріали	109	169	166
Витрати на оплату праці	410	523	650
Амортизаційні відрахування	338	400	414
Інше	951	1016	1548

Джерело: НКРЕКП

Відновлювані джерела енергії. В Україні діє система стимулювання розвитку відновлюваної енергетики, яка включає номіновані в євро «зелені» тарифи, диференційовані за типом та потужністю об'єктів, а також за строками введення в експлуатацію об'єктів енергетики. Держава зобов'язується купувати електроенергію у об'єктів ВДЕ за «зеленим» тарифом до 2030 року. Впровадження стимулюючих механізмів розвитку виробництва електроенергії з ВДЕ сприяло активізації розвитку цього виду генерації в країні. За період 2012 – 2017 рр. загальна встановлена потужність об'єктів ВДЕ збільшилась понад 2 рази, а біоенергетики – майже у 12 разів; ВЕС – у 2,4 рази; СЕС – майже у 2 рази. За перше півріччя 2018 р. введено 268,7 МВт об'єктів ВДЕ за «зеленим» тарифом. На 01.07. 2018 р. встановлена потужність ВДЕ становила 1643,4 МВт.

Встановлена потужність енергоустановок виробників електроенергії з ВДЕ за «зеленим» тарифом, МВт/%

Назва	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ВЕС	193,8/30	339,1/29	426,1/44	426,1/43	437,8/39	465,1/34
СЕС	371,6/58	748,4/63	411,9/43	431,7/43	530,9/48	741,9/54
МГЕС	73,5/11	75,3/6	80,2/8	86,9/9	90,0/8	94,6/7
БіоЕС	6,2/1	23,7/2	49,1/5	52,4/5	59,1/5	73,1/5
Усього	645,1/100	1186,5/100	967,3/100	997,1/100	1117,8/100	1374,7/100

Джерело: НКРЕКП

Виробництво електроенергії за 2017 р. енергоустановками виробників електроенергії з ВДЕ за «зеленим» тарифом збільшилось у 2017 р. на 18%, порівняно з 2016 р. та становило 2095,6 млн кВт·год, що складає 1,47% від загального обсягу виробництва електроенергії електростанціями ОЕС України. За перше півріччя 2018 р. виробництво електроенергії об'єктами ВДЕ за «зеленим» тарифом становило 1226,4 млн кВт·год, що складає 1,53% від загального обсягу виробництва

електроенергії за перше півріччя 2018 р.

НКРЕКП у 2017 р. встановлено «зелений» тариф для 88 нових об'єктів електроенергетики, що виробляють електроенергію з альтернативних джерел енергії.

Постановою НКРЕКП від 26.06.2018 р. №595 «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію та надбавки до «зелених» тарифів за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва для суб'єктів господарювання» встановлено «зелені» тарифи (коп/кВт·год, без ПДВ) на вироблену електроенергію:

- наземними об'єктами, величина встановленої потужності яких перевищує 10 МВт – від 460,23 до 791,80 коп/кВт·год;
- наземними об'єктами, величина встановленої потужності яких менша або дорівнює 10 МВт – від 460,23 до 1425,23 коп/кВт·год;
- об'єкти, які вмонтовані (встановлені) на дахах та/або фасадах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких перевищує 100 кВт – 1068,92; 1365,85 коп/кВт·год;
- об'єкти, які вмонтовані (встановлені) на дахах та/або фасадах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких не перевищує 100 кВт – від 988,09 до 1306,46 коп/кВт·год;
- об'єкти, які вмонтовані (встановлені) на дахах та/або фасадах будинків, будівель та споруд та введені в експлуатацію після 30 червня 2015 р. – від 501,47 до 527,86 коп/кВт·год;
- виробники електроенергії з енергії вітру – від 178,15 до 346,41 коп/кВт·год;
- виробники електроенергії з біомаси та біогазу – 379,40 коп/кВт·год;
- виробники електроенергії мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями – від 356,31 до 593,85 коп/кВт·год.

Постановою НКРЕКП від 26.06.2018 р. №556 «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію для приватних домогосподарств» встановлено «зелений» тариф на електроенергію для приватних домогосподарств, які виробляють електроенергію з енергії сонячного випромінювання та з енергії вітру об'єктами електроенергетики, величина встановленої потужності яких не перевищує 30 кВт в залежності від термінів введення в експлуатацію (<http://www.nerc.gov.ua/?id=32802>).

З метою залучення інвестицій у великомасштабні проекти будівництва об'єктів «зеленої» енергетики, що потребують позикового капіталу, НКРЕКП спільно з ЄБРР та Міжнародною фінансовою корпорацією (IFC) розроблено «Зміни до Примірного договору про купівлю-продаж електричної енергії між державним підприємством «Енергоринок» та суб'єктом господарювання, що виробляє електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії» («bankable PPA» (*pay per action*) – банківський договір купівлі-продажу), які затверджено постановами НКРЕКП від

14.09.2017 р. № 1118 та від 09.01.2018 р. №1 для приведення показників договору купівлі-продажу до міжнародних стандартів.

Ключові новації договору передбачають: концепцію *попереднього укладення договору (Pre-PPA)*; фіксацію терміну дії договору до 01.01.2030 р.; чітке визначення форс-мажору; можливість переуступлення права вимоги для захисту прав кредиторів; міжнародний арбітраж для захисту прав інвесторів; урахування стандартних позицій PPA, визначених Корпорацією приватних закордонних інвестицій.

Законопроектом України від 07.06.2018 р. №8449 «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» передбачено, починаючи з 01.07.2019 р., запровадити новий порядок надання державної підтримки об'єктам електроенергетики, що виробляють електроенергію з енергії сонця або вітру: для СЕС – об'єкти встановленої потужності більше 10 МВт, для ВЕС – більше 20 МВт, які будуть введені в експлуатацію після 01.07.2019 р. Такі об'єкти набувають право на державну підтримку на аукціоні з розподілу квоти державної підтримки. Нові інвестори матимуть можливість отримувати «зелений» тариф на умовах аукціону, який буде діяти не до 2030 р, а протягом 20 років з моменту введення об'єкта в експлуатацію.

Всі проекти меншої потужності будуть мати можливість вибору – або працювати до 2030 р. по «зеленому» тарифу, або працювати за тарифом, який визначається на аукціоні.

Тарифи на послуги з передачі електроенергії та послуги централізованого диспетчерського управління. Передача електроенергії магістральними та міждержавними електромережами та централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України, управління режимами енергосистем, забезпечення надійності та реалізацію умов паралельної роботи ОЕС з енергосистемами інших країн, експлуатацію та розвиток електромереж здійснює ДП «НЕК «Укренерго» на підставі відповідних ліцензій НКРЕКП.

На балансі ДП «НЕК «Укренерго» на 01.01.2018 р. було 23,6 тис. км (по ланцюгах) магістральних і міждержавних ліній електропередачі напругою 35 – 800 кВ та 137 електричних підстанцій напругою 110 – 750 кВ із потужністю силових трансформаторів на них 78,7 тис МВ·А (17 підстанцій знаходяться на території тимчасово окупованої АРК і 17 підстанцій знаходяться на тимчасово непідконтрольній Уряду України території).

Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» щодо здійснення процесу відокремлення та забезпечення незалежності функціонування оператора системи розподілу (ОСР) електроенергії розпорядженням Кабінету Міністрів України від 22.11.2017 р. №829-р погоджено «Перетворення державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» у приватне акціонерне товариство» зі 100% акцій у державній власності. Корпоратизація ДП «НЕК «Укренерго» – одна з

ключових умов успішної сертифікації оператора системи передачі (ОСП), разом з анбандлінгом та передачею права власності на мережі. Наразі триває робота зі створення незалежної Наглядової ради, аудиторського, номінаційного комітетів та комітету з винагород та визначенням повноважень і функцій цих органів і порядку призначення/обрання їх членів.

Сьогодні тарифи на передачу електроенергії для ДП НЕК «Укренерго» встановлюються відповідно до постанови НКРЕ від 26.12.2003 р. №1456 (у редакції від 18.09.2008 р. №1092) «Процедури встановлення (перегляду) тарифу для ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами» та «Методики розрахунку тарифів на послуги з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, а також послуги з централізованого диспетчерського управління об'єднаною енергетичною системою» затвердженою постановою НКРЕ від 04.05.2006 р. №563, а також «Процедури встановлення тарифу для ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання» затвердженою постановою НКРЕКП від 27.07.2017 р. №978 та «Порядку визначення необхідного доходу і тарифу на передачу електричної енергії від здійснення діяльності з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання» затвердженою постановою НКРЕКП від 27.07.2017 р. №980.

**Середньорічний тариф на передачу електроенергії
магістральними та міждержавними електромережами
ДП «НЕК «Укренерго» (без ПДВ)**

Одиниця виміру	2012	2013	2014	2015	2016	2017
коп/кВт·год	2,493	2,501	2,369	4,438	6,316	7,05

Джерело: Тариф 2018 року: назустріч споживачам. ДП «НЕК «Укренерго» Презентація 2017.

У результаті проведеної роботи щодо оптимізації виробничих процесів, зростання доходів від іншої діяльності та новим підходам в інвестиційній політиці ДП «НЕК «Укренерго» стало єдиним державним підприємством, що ініціювало зниження тарифу на свої послуги на 2018 р. на 10%.

Відповідно до постанови НКРЕКП від 28.12.2017 р. №1512 «Про встановлення тарифу на передачу електричної енергії ДП «НЕК «Укренерго» на 2018 рік» середньорічний тариф на передачу електроенергії, включаючи плату за централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України, встановлено на рівні 4,894 коп/кВт·год (без ПДВ) з розбивкою по кварталах:

Тарифи на передачу електроенергії ДП «НЕК «Укренерго» на 2018 рік

Одиниця виміру	Рік	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.
коп/кВт·год	4,894	3,598	6,400	4,640	5,137

Джерело: НКРЕКП

Проектом постанови НКРЕКП «Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 28.12.2017 р. №1512», схваленому 07.08.2018 р. на засіданні НКРЕКП, щодо перегляду тарифу на передачу електроенергії ДП «НЕК «Укренерго» на 2018 р., в частині підвищення фонду оплати праці, середньорічний тариф на передачу електроенергії ДП «НЕК «Укренерго» на 2018 р., включаючи плату за централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України, становитиме (без ПДВ) 4,969 коп/кВт·год (збільшення на 1,5% від середньорічного рівня тарифу на 2018 р., встановленого на рівні 4,894 коп/кВт·год (без ПДВ) та тариф на IV квартал збільшиться на 5,2% і становитиме 5,406 коп/кВт·год. Постанова має набрати чинності з 01.10.2018 р.

ДП «НЕК «Укренерго» проведено відкриті громадські слухання щодо «Проекту структури тарифу на передачу електричної енергії ДП «НЕК «Укренерго» на 2019 рік» (<https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/07/Struktura-taryfu-2019-1.pdf>) і до нього «Обґрунтування щодо зміни тарифу на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, включаючи плату за централізоване диспетчерське управління ОЕС України, на 2019 рік ДП «НЕК «Укренерго»» (<https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/07/OBGRUNTUVANNYA-SHNODO-ZMINY-TARYFU-2019-1.pdf>) і «Протокол відкритого обговорення тарифу на передачу електроенергії магістральними мережами, включаючи плату за централізоване диспетчерське управління ОЕС України ДП «НЕК «Укренерго» на 2019 рік». Також обговорено Інвестиційну програму ДП «НЕК «Укренерго» на 2019 рік» (https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/08/Protokol-_spilnyj.pdf).

За результатами проведених розрахунків, враховуючи великий відсоток зносу основних фондів та збільшення витрат на ремонти і технічне обслуговування основного обладнання, необхідність збільшення заробітної плати працівників компанії та наближення її до середньоринкового рівня, а також підвищення амортизаційних витрат, ДП «НЕК «Укренерго» запропоновано підвищити тариф у 2019 р. до 7,486 коп/кВт·год, що на 6% більше фактичного тарифу за 2017 р. Крім того, у 2019 р., відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії», ДП «НЕК «Укренерго» буде виконувати функції оператора системи передачі (ОСП). За цим законом ОСП має здійснювати купівлю-продаж електроенергії для компенсації технологічних витрат електроенергії при її передачі електромережами, а також закуповувати допоміжні послуги, для забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України. З урахуванням цих

двох факторів загальний тариф ДП «НЕК «Укренерго» у 2019 р. має збільшитись до 17,034 коп/кВт·год.

**Порівняння тарифу ДП «НЕК «Укренерго»
та Європейських операторів системи передач (TSO)**

Одиниця виміру	TSO APG Австрія	TSO Fingrid Фінляндія	TSO PSE Польща	TSO GSE Грузія	ДП «НЕК «Укренерго» Україна
євро/МВт·год	6,47	5,78	6,74	7,07	2,07
Частка тарифу TSO у роздрібному тарифі, %	9,24	8,87	9,48	17,10	4,30

Джерело: Тариф 2018 року: назустріч споживачам. ДП «НЕК «Укренерго». Презентація 2017

Тариф на передачу електроенергії ДП «НЕК «Укренерго» є найнижчим порівняно з тарифами Європейських операторів системи передач.

Тарифи на постачання та розподіл електроенергії (передача електроенергії місцевими (локальними) електромережами). Відповідно до «Процедури встановлення або перегляду тарифів для ліцензіатів з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами та з постачання електроенергії за регульованим тарифом» (постанова НКРЕ від 01.08.2001 р. № 801, зі змінами) з 01.01.2017 р. тарифи були переглянуті для всіх компаній із застосуванням єдиного підходу.

**Середньозважені тарифи на розподіл та постачання
електроенергії, грн/МВт·год (без ПДВ)**

2012	2013	2014	2015	2016	2017
Середньозважений тариф на постачання електроенергії					
14,64	15,96	15,36	16,43	20,62	22,16
Тариф на постачання електроенергії для 1 групи споживачів					
4,86	5,14	4,79	5,46	7,00	7,49
Тариф на постачання електроенергії для 2 групи споживачів					
35,74	37,00	33,52	37,14	47,12	50,77
Середньозважений тариф на розподіл (передачу) електроенергії					
85,93	89,00	82,15	92,67	127,80	134,62
Тариф на розподіл (передачу) електроенергії для споживачів 1 класу напруги					
20,88	21,63	20,22	21,88	28,42	27,19
Тариф на розподіл (передачу) електроенергії для споживачів 2 класу напруги					
125,12	127,19	117,04	133,29	185,31	197,98

Джерело: НКРЕКП

Для забезпечення розподілу електроенергії електромережами, що не належать електророзподільній компанії, між нею та відповідним власником мереж, який не має

ліцензії на здійснення діяльності з передачі електроенергії місцевими (локальними) електромережами, укладається договір щодо спільного використання електромереж. Електророзподільні компанії, які використовують технологічні електромережі інших власників електромереж, сплачують останнім плату за спільне використання технологічних електромереж, що визначається відповідно до «Методики обрахування плати за спільне використання технологічних електричних мереж» (постанова НКРЕ від 12.06.2008 р. №691). Регулятор відповідно до вимог Методики щорічно розраховує питомі витрати на утримання технологічних електромереж.

Тарифи на постачання електроенергії, що діють з 01.04.2018 р. (дата оновлення – 04.06.2018 р.) розміщено на сайті НКРЕКП (<http://www.nerc.gov.ua/?id=16033>).

Тарифи на розподіл електроенергії, що діють з 01.04.2018 р. (дата оновлення – 04.06.2018 р.) розміщено на сайті НКРЕКП (<http://www.nerc.gov.ua/?id=16027>).

Постановою НКРЕКП від 29.12.2017 р. №1618 затверджено «Методику розрахунку вартості робіт з *підключення електроустановок споживачів* до електричних мереж ліцензіата та інших додаткових робіт і послуг, пов'язаних із ліцензованою діяльністю».

Для зручності визначення вартості послуг НКРЕКП було розроблено та запроваджено «Калькулятор визначення вартості послуги зі стандартного приєднання електроустановок замовника до електромереж електропередавальної організації», який надає орієнтовний розрахунок з урахуванням внесених вихідних даних (<http://www.nerc.gov.ua/?id=25693>).

Терміни стандартного приєднання: до 16 кВт – 20 днів; 16 – 50 кВт – 30 днів.

Постановою НКРЕКП від 04.09.2018 р. №954 затверджено «Порядок погодження будівництва та експлуатації прямої лінії», який визначає умови та процедуру погодження НКРЕКП будівництва прямої лінії між електроустановками виробника електроенергії та електроустановками споживача або юридичних/фізичних осіб, умови щодо будівництва та експлуатації прямої лінії.

На **роздрібному ринку електроенергії** упродовж 2017 р. діяльність з постачання електроенергії здійснювали 126 електропостачальників: 32 постачальники за регульованим тарифом (ПРТ) та 94 постачальники, що здійснюють постачання за нерегульованим тарифом (ПНТ). Електроенергія для постачання споживачам придбавається електропостачальниками на ОРЕ, а також у невеликих виробників, які не мають зобов'язання продавати електроенергію в ОРЕ.

Для ПРТ НКРЕКП встановлює тарифи на електроенергію для побутових споживачів та роздрібні тарифи на електроенергію для непобутових споживачів, яка постачається постачальниками за регульованим тарифом, а також здійснює регулювання тарифів на постачання електроенергії.

Постачальники ПНТ здійснюють постачання електроенергії непобутовим споживачам на конкурентних засадах за договірними цінами. Такі

електропостачальники можуть здійснювати постачання електроенергії споживачам на всій території України (на відміну від ПРТ, які здійснюють свою ліцензовану діяльність на закріпленій території).

Сьогодні відносини між учасниками роздрібного ринку електроенергії та побутовими споживачами регулюються «Правилами роздрібного ринку електричної енергії», які затверджено постановою НКРЕКП від 14.03.2018 р. №312 та нормативними документами, затвердженими постановами НКРЕКП від 14.03.2018 р.: №309 «Кодексом системи передачі»; №310 «Кодексом систем розподілу»; № 311 «Кодексом комерційного обліку».

У зв'язку з цим втратили чинність «Правила користування електричною енергією», затверджені постановою НКРЕКП від 31.07.1996 р. №28 та «Правила користування електричною енергією для населення» затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 26.07.1999 р. № 1357.

До 2017 р. на території України діяли *єдині роздрібні тарифи* на електроенергію, які визначались як середньозважена величина роздрібних тарифів, розрахованих енергопостачальними компаніями. Відповідно до постанови НКРЕКП від 13.06.2016 р. № 1129 «Про затвердження Порядку ринкового формування роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається споживачам», з січня 2017 р. розпочався поступовий відхід від застосування єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію та *перехід до ринкового формування роздрібних тарифів* на електроенергію для споживачів.

Відповідно до постанови НКРЕКП від 24.04.2017 р. №538 «Про ринкове формування роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, на території України» такі тарифи з 01.05.2017 р. формуються ліцензіатами з постачання електроенергії за регульованим тарифом згідно з нормативно-правовими актами НКРЕКП.

НКРЕКП було удосконалено нормативну базу, яка передбачає відхід від економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електроенергії та перехід до прогнозованих (фактичних) технологічних витрат та, відповідно, їх урахування при формуванні електропостачальниками роздрібних тарифів на електроенергію. Крім того, змінено розрахунковий період середньої закупівельної ціни на електроенергію та роздрібних тарифів на електроенергію з місячного на квартальний, що дозволить залишати роздрібні тарифи незмінними протягом більш тривалого періоду та матиме позитивний ефект для споживачів у частині прогнозованості витрат на електроенергію.

Зазначені зміни передбачені такими постановами НКРЕКП від 27.12.2017 р.: №1424 «Про внесення змін до Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів нормативних та прогнозованих технологічних витрат електроенергії»; №1417 «Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 19.11.2015 р. № 2810 «Про затвердження Порядку розрахунку середньої закупівельної

ціни на електричну енергію ліцензіатами з постачання електричної енергії за регульованим тарифом»; №1418 «Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 13.04.2017 р. №512 «Про затвердження Порядку розрахунку роздрібних тарифів на електричну енергію, тарифів на розподіл електричної енергії (передачу електричної енергії місцевими (локальними) електромережами), тарифів на постачання електричної енергії за регульованим тарифом».

Сьогодні в країні завершено перехід до ринкового формування роздрібних тарифів на електроенергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, які раніше розраховувались як середньозважена величина роздрібних тарифів енергопостачальних компаній.

Середній роздрібний тариф на електроенергію у 2017 р. за структурою складався з ОРЦ на електроенергію – 83,6%; тарифу на розподіл електроенергії – 8,3% і тарифу на постачання електроенергії – 0,5%. Крім того, роздрібний тариф ураховував відшкодування вартості технологічних витрат електроенергії в мережах при її транспортуванні та інші фактори – 7,6%.

Середньозважені роздрібні тарифи на електроенергію у 2017 р. становили: на 1 класі напруги – 143,60 коп/кВт·год порівняно з 138,72 коп/кВт·год у 2016 р. (зростання на 3,5%); на 2 класі напруги – 182,54 коп/кВт·год порівняно з 175,89 коп/кВт·год у 2016 р. (зростання на 3,8%).

Тарифи для промисловості залежать від класу напруги. До першого класу напруги відносяться споживачі, що живляться від ліній електропередачі напругою вище 27,5 кВ та споживають понад 150 млн кВт·год за рік. Зазвичай, це металургійні або хімічні підприємства, шахти та інші великі споживачі. Для них електроенергія коштує дешевше.

До другого класу відносяться споживачі, що живляться від ліній електропередачі напругою менше 27,5 кВ. Це малий та середній бізнес, офіси, державні та комунальні установи, водоканали та інше. Для них електроенергія коштує дорожче.

Кожна енергопостачальна компанія (обленерго) має свій тариф, який залежить від обсягу споживання електроенергії на кілометр електромереж. Тариф для кінцевого споживача в кожній області різний – в індустріальних регіонах, де більше споживання, тариф менший, а у неіндустріальних або аграрних областях – тариф більший.

«Інформацію щодо роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, на території України, на III квартал 2018 року» розміщено на сайті НКРЕКП <http://www.nerc.gov.ua/?id=32668>

Найнижчий тариф на сьогодні у споживачів, яких обслуговує ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі» – 1,59 грн та 1,76 грн за кВт·год (без ПДВ) для 1-го та 2-го класу відповідно.

Найбільші тарифи у споживачів ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання» – 1,98 грн та 2,52 грн (без ПДВ) для 1-го та 2-го відповідно.

Негативним фактором для ціноутворення на роздрібному ринку електроенергії залишається *високий рівень перехресного субсидіювання* промисловими споживачами вартості електроенергії, що відпускається окремим категоріям споживачів за фіксованими тарифами. Підставою для надання цим споживачам зниженого (фіксованого) тарифу на електроенергію є ряд законодавчих актів. При цьому загальна сума компенсації втрат енергопостачальним компаніям від здійснення постачання електроенергії окремим категоріям споживачів у 2017 р. становила 36,6 млрд грн, що на 8,9 млрд грн менше порівняно з 2016 р.

За статистичними даними тарифи на електроенергію для побутових споживачів (додаток 2) та для промислових споживачів (додаток 4) порівняно з цінами на електроенергію у країнах Європи – найнижчі.

Тарифи для населення єдині на всій території України. Відповідно до постанови НКРЕКП від 26.02.2015 р. №220 «Про встановлення тарифів на електроенергію, що відпускається населенню» сьогодні діють такі тарифи на електроенергію для мешканців міст та сіл, які не мають електричного опалення: *до 100 кВт·год – 0,90 грн за один використаний кіловат; від 100 кВт·год – 1,68 грн*. Спеціальні тарифи діють для населення, яке не має газового або централізованого опалення (лише для багатоквартирних будинків); населення, яке обладнало будинок спеціальними електроопалювальними установками. При використанні не більш як 3000 кВт на місяць – 0,90 грн за 1 кВт; тариф 1,68 грн діятиме для споживачів з перевершенням встановленого ліміту.

Постановою НКРЕКП від 26.02.2015 р. №221 «Про внесення зміни до Порядку застосування тарифів на електроенергію» затверджено зниження тарифів, диференційованих за періодами часу. Перехід на *нічний тариф* (0,5 тарифу) має забезпечити зниження обсягів споживання електроенергії у пікові години доби з відповідним вирівнюванням графіка навантажень ОЕС України та стимулюватиме населення використовувати електроенергію за зниженим тарифом у нічний період.

Постановою НКРЕ від 23.04.2012 р. №498 (у редакції від 07.07.2017 р.) затверджено «Порядок застосування тарифів на електроенергію». За наявності обліку споживання електроенергії за періодами часу розрахунки населення проводяться за відповідними тарифами та такими тарифними коефіцієнтами (за вибором споживача):

- за двозонними тарифами, диференційованими за періодами часу – 0,5 тарифу в години нічного мінімального навантаження енергосистеми (з 23 до 7 години);
- за тризонними тарифами, диференційованими за періодами часу – 1,5 тарифу в години максимального навантаження енергосистеми (з 8 до 11 години та з 20 до 22 години);
- повний тариф у напівпіковий період (з 7 до 8 години, з 11 до 20 години та з 22 до 23 години);
- 0,4 тарифу в години нічного мінімального навантаження енергосистеми (з

23 до 7 години).

Для соціального забезпечення вразливих споживачів у країні на державному рівні передбачено надання окремим категоріям населення відповідних пільг на оплату підвищених тарифів на житлово-комунальні послуги. Сьогодні в Україні діє система надання державної соціальної допомоги населенню відповідно до Закону України від 01.07.2014 р. №1555 (у редакції від 02.08.2018 р.) «Про державну допомогу суб'єктам господарювання»; Закону України від 09.11.2017 р. №2189 (у редакції від 09.06.2018 р.) «Про житлово-комунальні послуги»; постанов Кабінету Міністрів України від 28.02.2015 р. №106 (у редакції від 01.05.2018 р.) «Про удосконалення порядку надання житлових субсидій»; від 26.06.2015 р. №475 (із змінами від 30.10.2015 р.) «Про спрощення порядку призначення та надання населенню житлових субсидій» тощо.

Відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 08.11.2017 р. №951 «Про внесення змін та визнання такими, що втратили чинність, деяких постанов Кабінету Міністрів України» з 2018 р. розпочато перший етап *монетизації житлово-комунальних субсидій*, який передбачає монетизацію субсидій на рівні підприємств-надавачів послуг, що дає можливість вибору виконавцями послуг постачальника енергоносіїв та розрахунків з ним коштами. Наступний етап монетизації субсидій на рівні споживачів енергоресурсів має бути запроваджений з 01.01.2019 р., відповідно до ст. 11 Закону України від 09.11.2017 р. №2189 (у редакції від 09.06.2018 р.) «Про житлово-комунальні послуги», що передбачає виплату споживачу пільг та субсидій на оплату житлово-комунальних послуг у грошовій формі.

На основі даних Держстату України та Євростату *Телеканалом «24»* опубліковано порівняння розміру середньої зарплати і тарифу на електроенергію для населення у 2017 р. в Україні та у країнах Європи (додаток 5). Для визначення співвідношення зарплати і платежів за електроенергію взято за основу обсяг споживання електроенергії за місяць – 150 кВт·год. В Україні за такий обсяг споживання електроенергії вартість 1 кВт·год коштувала 1,68 грн/кВт·год. Хоча тариф на електроенергію в Україні один із найнижчих у Європі, та середня зарплата – також найнижча. У той час, коли українець із тарифом 1,68 грн/кВт·год витрачає на електроенергію 3,43% місячної зарплати, громадянин Данії з тарифом 9,51 грн/кВт·год витрачає більш ніж вдвічі менше – 1,47% від зарплати.

Директивою 2009/72/ЄС передбачено для захисту прав споживача «гарантування існування незалежного механізму, такого як, наприклад, захисник громадських прав у сфері енергетики або орган із захисту прав споживачів, уповноважений на ефективний розгляд скарг та позасудове врегулювання спорів».

Енергетичний омбудсмен – це одна з моделей позасудового вирішення споживчих спорів. Незалежні інститути енергетичного омбудсмена функціонують у таких країнах як Німеччина, Великобританія, Франція, Бельгія.

В Україні сьогодні функцію захисту прав споживачів у сферах енергетики і

комунальних послуг виконують НКРЕКП та інформаційно-консультативні центри при енергокомпаніях. Наразі у Верховній Раді України розглядається проект Закону України від 04.09.2017 р. №7059 «Про енергетичного омбудсмена».

Кабінетом Міністрів України 06.06.2018 р. схвалено «План заходів з реалізації етапу «Реформування енергетичного сектору (до 2020 року)» Енергетичної стратегії України до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», яким передбачено, зокрема, ліквідацію перехресного субсидювання між різними категоріями споживачів до початку дії конкурентного ринку електроенергії; запровадження стимулюючого тарифоутворення для оператора системи передачі та операторів систем розподілу; покращення якості електропостачання за рахунок підвищення ефективності роботи електрообладнання; підвищення якості енергопостачання, захист прав споживачів тощо.

Комерційна якість надання послуг характеризує якість взаємовідносин електророзподільчої компанії та електропостачальника зі споживачем, зокрема дотримання встановлених законодавством строків надання послуг та виконання робіт, надання доступу до електромереж, відновлення електропостачання, обліку електроенергії, укладення договорів тощо.

Основи переходу на стимулююче тарифоутворення. В Україні середній термін експлуатації розподільчих електромереж перевищує 40 років. Інфраструктура зношена на 60 – 85%. Через зношеність електромережевої інфраструктури виникають складнощі із забезпеченням безперебійного постачання електроенергії споживачам. Протягом багатьох років було суттєве недофінансування відновлення активів, зокрема, електромереж. За інформацією директора Департаменту електроенергетичного комплексу Міненерговугілля України, за останні п'ять років у вітчизняні обленерго за фактом було вкладено лише 14 млрд грн, тоді як відповідно до плану розвитку електромереж ці обсяги мали скласти 68 млрд грн – майже у 5 разів більше.

За оцінкою «Асоціації операторів розподільчих електромереж України» (ОРЕМ) для забезпечення надійної і безперебійної поставки електроенергії споживачам при 90% поставок електроенергії через розподільчу електромережу на її модернізацію у найближчі 10 років необхідно приблизно \$25 млрд.

Залучити кошти у розвиток та оновлення мережевої інфраструктури у країні можливо через впровадження системи *стимулюючого тарифоутворення або RAB-регулювання* – системи довгострокового тарифоутворення, що широко застосовується у країнах Євросоюзу та спрямоване на підвищення інвестування у розвиток і модернізацію електромереж. Розрахунок регуляторної норми доходу в RAB-регулюванні здійснюється за методом «Витрати + Повернення інвестованого капіталу + Дохід на інвестований капітал».

Метою RAB-регулювання є створення системи балансу взаємовідносин споживача і постачальника в умовах лібералізованого (конкурентного) ринку при яких

споживачі (як побутові, так і промислові) повинні отримати якісний, надійний сервіс і низькі ціни, а постачальник – умови для залучення інвестицій у галузь.

Підходи до ціноутворення в Україні та Європі відрізняються, оскільки український ринок електроенергії не переведено на конкурентні засади. Вартість електроенергії для кінцевого споживача залишається регульованою. НКРЕКП, поряд із середньозваженим тарифом, встановлює також тарифи відповідно до категорій споживачів.

Сьогодні тарифи на електроенергію, за якими обленерго закуповують її у ДП «Енергоринок», установлюються НКРЕКП за принципом «Витрати +», що не стимулює обленерго до зниження неефективних витрат, оскільки обсяг прибутку за методикою «витрати плюс» фактично мало залежить від ефективності роботи підприємства. Амортизація не відображає вартості активів; прибуток розраховується за залишковим принципом, виходячи з обсягу інвестиційних програм; у складі діючих тарифів прибутковість не визначається. За даними енергорозподільчих компаній за останні 8 років у тариф обленерго практично не закладалася рентабельність більше 2%. НКРЕКП також обмежує обсяг інвестпрограм обленерго, щоб не допустити суттєвого подорожчання їх послуг. Щорічний перегляд тарифів для енергопостачальних компаній унеможливує довгострокове інвестиційне планування. Збереження принципу «витрати плюс» стимулюватимуть подальше економічно необґрунтоване зростання тарифу і подальшу деградацію електромереж, без відповідного їх оновлення.

Однією з передумов інтеграції енергетичного сектору України до енергетичних ринків ЄС є запровадження ринкових підходів до тарифного регулювання природних монополій, які базуються на застосуванні концепцій норми прибутку на інвестований капітал та регуляторної бази активів, впровадженні механізмів багаторічного стимулюючого регулювання із застосуванням методів порівняльного аналізу ефективності компаній (бенчмаркінгу) та врахуванні показників якості послуг.

Необхідність впровадження стимулюючого регулювання передбачено Угодою про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами – членами, з іншої сторони та Договором про заснування Європейського Співтовариства в умовах впровадження Директиви 2009/72/ЄС. Стратегією сталого розвитку «Україна – 2020» та Програмою Уряду передбачено вдосконалення існуючої нормативної бази тарифоутворення в енергетиці, зокрема перехід до стимулюючого тарифоутворення відповідно до Закону України *«Про ринок електричної енергії»*, що є важливим чинником для організації його роботи у 2019 р.

В Україні впровадження **стимулюючого тарифоутворення** почалося з прийняттям Закону України від 21.06.2012 р. №4998-VI «Про внесення змін до Закону України «Про природні монополії», яким введено поняття: *стимулюючого*

регулювання; регуляторної бази активів; регуляторної норми доходу; застосування стимулюючого регулювання, тощо.

НКРЕ у 2013 р. підготовлено необхідну нормативну базу для переходу обленерго на стимулюючий принцип ціноутворення. Постановою НКРЕ від 23.07.2013 р. №1009 «Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання» було визначено ставки на стару базу активів обленерго на перші три роки відповідно від 0 до 2%, та на нову – 14,79%. Однак, впровадження зазначеної методики не було підтримано на урядовому рівні.

НКРЕКП у 2015 р. постановами від 08.10.2015 р.: №2561 «Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання» та №2562 «Про затвердження Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики» було передбачено переоцінку необоротних фондів енергокомпанії з встановленням 5% ставки прибутковості на стару базу активів і 14,79% – на нову. Ставки прибутковості встановлювались спочатку на три роки з подальшим можливим переходом на 5-річний цикл. При цьому енергопостачальники повинні були вкладати в інвестиційні програми в обов'язковому порядку не менше 50% одержуваного прибутку. Друга спроба теж не була запроваджена через відтермінування переходу на RAB з різних причин.

НКРЕКП у 2017 р. за участі громадськості, міжнародних організацій, урядових органів розроблено *нову нормативну базу з впровадження стимулюючого регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг* з встановленням однакової ставки прибутку на стару та нову базу активів – 12,5%, яка наразі обговорюється.

Постановою НКРЕКП від 27.07.2017 р. №972 «Про внесення змін до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 23 липня 2013 року №1009» закладено в RAB-регулювання дохідність для обленерго на рівні 12,5% річних на нову базу (інвестиції в нові активи) і так само 12,5% річної дохідності на стару базу (наявні активи компаній) та 10.01.2018 р. ця постанова набула чинності. Зокрема, у 2017 р. прийнято вичерпний пакет документів (постанови НКРЕКП від 27.07.2017 р. №973 – 980), щодо впровадження стимулюючого регулювання у сфері передачі та розподілу електроенергії магістральними та міждержавними електромережам: встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії для цілей стимулюючого регулювання; розподілу активів, витрат і доходів між видами діяльності ліцензіата; визначення необхідного доходу і тарифу на послугу з централізованого диспетчерського управління ОЕС України тощо.

**Основні параметри впровадження стимулюючого регулювання
за видами діяльності в електроенергетиці**

№ з/п	Назва параметра	Розподіл електроенергії	Передача електроенергії
1.	Оцінка активів	Оцінка здійснюється відповідно до «Методики оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії», затвердженої наказом Фонду державного майна України (ФДМУ) від 12.03.2013 №293 (у редакції від 18.11.2016 №з1463-16),	
2.	Регуляторний період	Перший регуляторний період – 3 роки, наступні регуляторні періоди – по 5 років кожний	
3.	Показники енергоефективності:		
3.1.	по операційних витратах	1. Загальний показник ефективності – 1% (з другого року першого регуляторного періоду). 2. Ідивідуальний показник ефективності – 0% на перший регуляторний період, далі буде встановлюватися за результатами бенчмаркінгу	Загальний показник ефективності – 1% (з першого року першого регуляторного періоду)
3.2.	Інші показники енергоефективності	1. Цільові показники SAIDI (мають бути досягнуті у 8 році з початку переходу на стимулююче регулювання): – 150 хвилин для міської місцевості; – 300 хвилин для сільської місцевості. 2. Показник ефективності технологічних витрат електроенергії в мережах (з першого року першого регуляторного періоду): – для 1-го класу напруги – 1%; – для 2-го класу напруги – 3,5%	1. Цільовий індекс середньої тривалості відключень у системі (АІТ) – 1 хвилина (з другого року першого регуляторного періоду). 2. Цільове значення показників якості електроенергії (рівень напруги, частота тощо) – з другого регуляторного періоду)
4.	Норма доходності	12,5%	
5.	Штрафні санкції	До 5% від доходу за недотримання цільових показників якості	До 100 млн грн за недотримання цільового показника АІТ (за шкалою)
6.	Реінвестиції	50% від прибутку	
7.	Амортизація активів, створених до переходу на стимулююче регулювання	30 років	

Джерело: НКРЕКП

Консалтинговою компанією *IHS Energy* (підрозділ *IHS Markit*, США) на замовлення «Асоціації операторів розподільчих електричних мереж України» виконано дослідження «Стимулююче регулювання розподілу електроенергії в Україні. Застосування уроків, засвоєних із міжнародного досвіду» (20.09.2016 р.).

Компанією *IHS* проаналізовано запропоноване в Україні бачення RAB-регулювання з урахуванням міжнародного досвіду і кращими практиками та розроблено низку рекомендацій щодо внесення змін в існуючі формулювання регуляторної системи, які є актуальними на сьогодні, зокрема:

- *IHS* рекомендує не порівнювати методологію розрахунку вартості заміщення, яка використовується у Європі, з ціною приватизації підприємств, оскільки цей підхід несе ризики отримання невірних або неточних оцінок;
- норма прибутковості має базуватися на оцінці середньозваженої вартості капіталу (WACC), а також доцільно враховувати реальні ставки по довгостроковому кредитуванню в гривні;
- європейська практика показує, що норма прибутковості на старі і нові активи однакова або відрізняється незначною мірою і не має різниці чи є актив новим або старим бо це не впливає як на комерційні ризики, так і на вигоди від обслуговування, пов'язані з експлуатацією активу, і, таким чином, одна і та ж норма прибутковості застосовується як до нових, так і до існуючих активів в регулятивній системі ЄС;
- *IHS* також рекомендує, щоб ставка доходу встановлювалась у реальних, а не номінальних термінах, що перекладають інфляційні ризики з обленерго на споживачів, дотримуючись стандартних європейських практик;
- *IHS* рекомендує, щоб перший регуляторний період тривалістю три роки був використаний для внесення змін та поліпшень у категорію витрат, зазначену в регуляціях, щоб вони оптимально стимулювали ті елементи, які допомагають обленерго надавати послуги. При цьому рекомендовано вилучити ті категорії витрат, які безпосередньо не пов'язані з наданням послуг.

Компанія *IHS* відзначає, що вимоги щодо покращення якості обслуговування повинні бути чіткими, жорсткими та впроваджуватися послідовно, з відповідним стимулюванням інвестиційної діяльності. Рекомендовано встановити відповідні терміни виконання завдань щодо покращення якості послуг.

За висновками звіту міжнародної компанії *Ernst & Young* «Mapping power utilities regulation in Europe» (Співставлення моделей регулювання тарифоутворення по всій Європі) щодо огляду роботи системи RAB-тарифоутворення у 16 країнах Євросоюзу зазначено, що в умовах роботи реального ринку оцінка власних інвестицій компанії має розраховуватись *незалежним експертом*. При цьому в умовах регулятивного обмеження зростання цін (тарифів) на послуги інфраструктурних енергокомпаній збільшення прибутку компаній є можливим лише за рахунок скорочення витрат,

залучення *приватних інвестицій* і збільшення обсягів надання інфраструктурних послуг, що робить RAB-регулювання найбільш ефективним механізмом обслуговування фінансового капіталу і захисту інтересів приватних інвесторів. Крім того *навантаження на споживача* через включення до ціни (тарифу) витрат на інвестиційні програми у країнах ЄС *відсутнє*. У звіті, як приклад, відмічено, що окремими країнами (Польщею, Румунією, Швецією та Турцією) впроваджено відповідне *обмеження зростання тарифів*.

Секретаріатом європейського Енергетичного Співтовариства розглянуто методологію встановлення тарифів на електроенергію в Україні та в опублікованому 04.06.2018 р. документі «Звіт про методику стимулюючого тарифоутворення на послуги з розподілу електричної енергії в Україні» на основі детального аналізу мережевих тарифів на електроенергію в Україні надано відповідні рекомендації щодо впровадження методології, заснованої на регулюючих активах (RAB).



Звіт про методику стимулюючого тарифоутворення на послуги з розподілу електричної енергії

- ✓ Проаналізована методика стимулюючого тарифоутворення визначає чіткий підхід до розрахунків та керівні принципи, що відповідають загальносвітовим регуляторним практикам
In general, the analysed RAB Methodology gives clear guidelines for the RAB calculation and its main principles are in line with the general regulatory practice
- ✓ Методики, що базуються на «Базі активів», в цілому є найкращим інструментом для встановлення тарифів
Regulatory asset based (RAB) methodologies are in general the best tool for tariff setting
- ✓ Тарифоутворення за методикою «витрати плюс» не стимулює до інвестування та підвищення ефективності
The cost plus tariff calculation methodology did not encourage investments and improved efficiency
- ✓ Результат оцінки, з використанням методики заміщення, відповідає законодавству та керівним принципам Секретаріату Енергетичного Співтовариства
The outcome of the revaluation, applying replacement cost methodology, pursuant to the Law and also in line with [ECS Policy guidelines](#)
- ✓ Тарифи для промисловості нижчі ніж у будь-якій європейській країні
Industrial end-user electricity tariffs lower than in any EU country
- ✓ Тарифи на дистрибуцію досить низькі, у 2017 році складали 0,77 євроцента за кВт, що суттєво нижче ніж у будь-якій країні ЄС
The network tariffs (including losses) are rather low; in 2017 they were 0,77 ct/kWh only, much less than in any EU Member State
- ✓ Українські електричні мережі тривалий час страждають від поганого технічного обслуговування через недофінансування. Це призводить до скорочення строку їх корисного використання та зменшення їх вартості
Ukrainian electricity distribution networks are suffering from long time underinvestment and poor maintenance. Poor maintenance usually shortens useful life of networks and results in lowers their value in comparison with expected lifetime and normal maintenance
- ✓ Зважаючи на суттєвий знос дистрибуційних мереж, важливо сфокусуватись на їх надійності
Due to significant tear and wear of the distribution grids, it is reasonable to focus on its reliability

Джерело: <http://www.nerc.gov.ua/?news=7598>

У Звіті зазначено, що керівним принципом для кожної тарифної методології є забезпечення того, щоб тарифи були недискримінаційними, *враховували справедливі законні інтереси інвесторів та користувачів мережі* та відображати економічно виправдані витрати. Звіт містить комплекс рекомендацій для підтримки України при переході на систему стимулюючого тарифоутворення на основі стимулів та низку

рекомендацій щодо погодження методології RAB з нормативно-правовою базою Енергетичного Співтовариства.

Наразі НКРЕКП доопрацьовує проекти постанов з RAB-регулювання з урахуванням усіх зауважень, переглядається методика, проводяться консультації з Секретаріатом Енергетичного Співтовариства. Так НКРЕКП було розроблено та оприлюднено 30.08.2018 р. на сайті (http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Proekty/2018/pr_259/pr_259-2018.pdf) проект постанови «Порядок встановлення (формування) тарифу на послуги з передачі електричної енергії» для обговорення. Проектом постанови враховано законодавчі зміни, визначено процедуру надання ліцензіатом матеріалів з передачі електроенергії на встановлення тарифу, у тому числі перегляд, уточнення та коригування тарифу на послуги; детальний механізм розрахунку прогнозованого необхідного доходу від здійснення діяльності, а також алгоритм розрахунку тарифу на послуги з передачі електроенергії. Проектом постанови передбачено можливість визначення доходу від передачі електроенергії та розрахунок тарифу на послуги з передачі електроенергії ліцензіата за умови застосування стимулюючого регулювання та у перехідний період до стимулюючого регулювання, крім того передбачена також можливість уточнення та відповідного коригування тарифу.

Також НКРЕКП розроблено та розміщено на сайті (http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Proekty/2018/pr_258/pr_258-2018.pdf) для обговорення проект постанови «Про затвердження Порядку формування тарифу на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління», яким враховано законодавчі зміни та визначено процедуру встановлення та детальний механізм розрахунку тарифу, що регламентує порядок дій та оформлення необхідних документів, зокрема: вимоги до оформлення заяви на встановлення тарифу; порядок розрахунку витрат (необхідного доходу); визначення операційних витрат за економічними елементами та їх окремими складовими; розрахунок тарифу; перелік документів, які суб'єкт господарювання повинен надати разом із заявою на встановлення тарифу; порядок та строки розгляду заяви, та умови, за яких здійснюється встановлення тарифу на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління. При цьому, для розрахунку тарифу на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління пропонується залишити механізм формування витрат за методом «Витрати +».

Введення стимулюючого тарифоутворення у країні для забезпечення розвитку та модернізації електромереж і підвищення надійності електропостачання підтримує Міненерговугіля України.

Кабінет Міністрів України в цілому підтримує ефективний метод стимулюючого тарифоутворення на послуги з постачання та розподілу електроенергії. Разом з тим Уряд вважає, що той варіант рішення, який був прийнятий НКРЕКП 27.07.2017 р., може

призвести до необґрунтованого зростання тарифів для промисловості, що безпосередньо відобразиться на споживачах через відповідне зростання цін на товари та послуги. Уряд звернувся до НКРЕКП з пропозицією щодо прийняття виваженого рішення з впровадження стимулюючого RAB-тарифоутворення у країні.

В Україні продовжується робота з організації виконання міжнародних зобов'язань та положень *Угоди про асоціацію з ЄС* щодо впровадження конкурентного ринку електричної енергії та імплементації положень Директив Третього Енергетичного пакета ЄС.

Динаміка цін на електроенергію в європейських країнах
для промислових споживачів, євро/кВт·год

Країна	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EU(28 countries)	:	0,088	0,095	0,091	0,093	0,096	0,094	0,092	0,088	0,082	0,079
EU(27 countries)	0,082	0,088	0,095	0,091	0,093	0,096	0,094	0,092	0,088	0,082	0,079
Euro area (changing composition)	0,084	0,088	0,096	0,091	0,093	0,096	0,093	0,092	0,087	0,081	0,079
Belgium	0,088	0,099	0,103	0,094	0,098	0,095	0,091	0,092	0,090	0,085	0,084
Bulgaria	0,047	0,056	0,064	0,064	0,064	0,068	0,080	0,074	0,068	0,099	0,075
Czech Republic	0,078	0,110	0,106	0,102	0,110	0,103	0,101	0,082	0,076	0,072	0,068
Denmark	0,064	0,071	0,061	0,072	0,078	0,065	0,066	0,065	0,061	0,060	0,060
Germany	0,095	0,093	0,098	0,092	0,090	0,090	0,086	0,084	0,081	0,079	0,076
Estonia	0,053	0,051	0,059	0,057	0,062	0,065	0,084	0,079	0,076	0,074	0,072
Ireland	0,113	0,130	0,121	0,112	0,112	0,129	0,133	0,130	0,129	0,120	0,110
Greece	0,070	0,086	0,095	0,086	0,092	0,101	0,104	0,109	0,104	0,093	0,086
Spain	0,081	0,092	0,110	0,111	0,108	0,116	0,117	0,119	0,112	0,105	0,101
France	0,054	0,060	0,067	0,069	0,072	0,081	0,078	0,077	0,078	0,071	0,074
Croatia	0,060	0,074	0,085	0,093	0,090	0,089	0,094	0,090	0,087	0,085	0,082
Italy	0,103	:	:	:	0,115	0,119	0,112	0,108	0,094	0,084	0,083
Cyprus	0,105	0,141	0,116	0,148	0,161	0,217	0,200	0,167	0,132	0,095	0,128
Latvia	0,044	0,066	0,090	0,089	0,098	0,110	0,095	0,090	0,091	0,090	0,091
Lithuania	0,055	0,083	0,092	0,099	0,105	0,114	0,096	0,096	0,082	0,078	0,070
Luxembourg	0,096	0,093	0,110	0,096	0,096	0,101	0,094	0,095	0,084	0,078	0,070
Hungary	0,081	0,112	0,122	0,104	0,098	0,089	0,090	0,084	0,078	0,073	0,067 ^p
Malta	0,090	0,122	0,151	0,172	0,178	0,179	0,179	0,177	0,160	0,142	0,141
Netherlands	0,092	0,091	0,096	0,086	0,084	0,082	0,080	0,077	0,072	0,065	0,061
Austria	0,079	0,090	0,099	0,092	0,092	0,091	0,087	0,083	0,073	0,070	0,062
Poland	0,054	0,081	0,086	0,093	0,096	0,087	0,088	0,078	0,083	0,076	0,079
Portugal	0,086	0,078	0,092	0,090	0,090	0,105	0,102	0,103	0,099	0,094	0,084
Romania	0,084	0,089	0,081	0,085	0,080	0,083	0,090	0,075	0,071	0,064	0,064

Країна	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Slovenia	0,075	0,090	0,099	0,092	0,089	0,087	0,084	0,075	0,071	0,068	0,062
Slovakia	0,093	0,120	0,142	0,116	0,123	0,127	0,124	0,111	0,108	0,105	0,077
Finland	0,054	0,061	0,066	0,067	0,069	0,068	0,068	0,066	0,064	0,061	0,060
Sweden	0,063	0,069	0,066	0,080	0,089	0,080	0,080	0,070	0,062	0,061	0,064
United Kingdom	0,095	0,094	0,108	0,095	0,094	0,110	0,112	0,125	0,118	0,104	0,093
Liechtenstein	:	:	:	:	:	:	:	0,136	0,143	0,126	0,116
Norway	0,072	0,065	0,067	0,089	0,096	0,077	0,081	0,065	0,061	0,057	0,061
Montenegro	:	:	:	:	0,062	0,068	0,075	0,076	0,077	0,079	0,077
Serbia	:	:	:	:	:	:	0,057	0,051	0,059	0,062	0,059
Turkey	:	0,066	0,075	0,086	0,076	0,083	0,089	0,072	0,079	0,072	0,062
Bosnia and Herzegovina	:	:	:	0,062	0,061	0,065	0,065	0,065	0,063	0,061	0,058
Moldova	:	:	:	:	:	:	:	:	0,071	0,083	0,083
Ukraine	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:

Джерело: за даними Eurostat

: — дані відсутні

p — умовно

Ціни на електроенергію для промислових споживачів визначаються таким чином: середня внутрішня ціна в євро за кВт·год без податків, яка застосовується для першого півріччя кожного року для середніх промислових споживачів з річним споживанням від 500 до 2000 МВт·год.

Динаміка цін на електроенергію в європейських країнах
для побутових споживачів, євро/кВт·год

Країна	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EU(28 countries)	:	0,158	0,164	0,168	0,180	0,188	0,200	0,204	0,209	0,205	0,204
EU(27 countries)	0,153	0,159	0,164	0,168	0,181	0,189	0,201	0,205	0,210	0,206	0,205
Euro area (changing composition)	0,161	0,165	0,174	0,177	0,190	0,198	0,212	0,217	0,220	0,218	0,220
Belgium	0,158	0,197	0,192	0,196	0,214	0,233	0,217	0,210	0,213	0,254	0,280
Bulgaria	0,066	0,071	0,082	0,081	0,083	0,085	0,092	0,083	0,094	0,096	0,096
Czech Republic	0,107	0,140	0,146	0,150	0,166	0,166	0,168	0,139	0,139	0,142	0,144
Denmark	0,258	0,264	0,270	0,267	0,291	0,300	0,300	0,304	0,307	0,309	0,305
Germany	0,195	0,215	0,228	0,238	0,253	0,260	0,292	0,298	0,295	0,297	0,305
Estonia	0,075	0,081	0,092	0,097	0,097	0,110	0,135	0,131	0,130	0,121	0,121
Ireland	0,166	0,177	0,203	0,180	0,190	0,216	0,230	0,241	0,243	0,232	0,231
Greece	0,072	0,105	0,115	0,118	0,125	0,139	0,156	0,177	0,177	0,172	0,194
Spain	0,123	0,137	0,158	0,173	0,198	0,219	0,223	0,217	0,231	0,219	0,230
France	0,121	0,121	0,121	0,128	0,138	0,139	0,152	0,159	0,168	0,169	0,169
Croatia	0,092	0,099	0,115	0,115	0,114	0,121	0,137	0,131	0,132	0,131	0,120
Italy	0,233	0,203	0,210	0,197	0,199	0,213	0,229	0,245	0,245	0,241	0,214
Cyprus	0,138	0,178	0,156	0,186	0,205	0,278	0,276	0,229	0,196	0,153	0,186
Latvia	0,069	0,084	0,105	0,105	0,117	0,138	0,138	0,137	0,164	0,163	0,159
Lithuania	0,078	0,086	0,095	0,116	0,121	0,126	0,137	0,133	0,126	0,123	0,112
Luxembourg	0,168	0,165	0,188	0,173	0,168	0,170	0,167	0,174	0,177	0,170	0,162
Hungary	0,122	0,155	0,148	0,170	0,168	0,155	0,140	0,120	0,113	0,111	0,113
Malta	0,099	0,099	0,171	0,165	0,165	0,167	0,166	0,147	0,126	0,126	0,128
Netherlands	0,218	0,177	0,198	0,177	0,180	0,185	0,190	0,184	0,199	0,162	0,156
Austria	0,155	0,178	0,191	0,197	0,199	0,198	0,208	0,202	0,201	0,203	0,195
Poland	0,122	0,126	0,113	0,134	0,147	0,142	0,148	0,142	0,144	0,133	0,146
Portugal	0,150	0,148	0,151	0,158	0,165	0,199	0,208	0,218	0,228	0,235	0,228
Romania	0,102	0,106	0,098	0,103	0,108	0,105	0,132	0,129	0,130	0,126	0,120

Країна	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Slovenia	0,106	0,115	0,135	0,140	0,144	0,154	0,161	0,163	0,159	0,162	0,161
Slovakia	0,154	0,142	0,154	0,152	0,168	0,172	0,170	0,151	0,151	0,142	0,144
Finland	0,116	0,122	0,130	0,133	0,154	0,155	0,158	0,156	0,155	0,154	0,158
Sweden	0,171	0,170	0,160	0,184	0,209	0,203	0,210	0,197	0,185	0,189	0,194
United Kingdom	0,132	0,146	0,147	0,139	0,143	0,168	0,174	0,192	0,213	0,195	0,177
Iceland	:	:	:	:	:	0,111	0,105	0,113	0,120	0,131	0,160
Liechtenstein	:	:	:	:	:	:	:	0,153	0,184	0,166	0,172
Norway	0,186	0,164	0,157	0,203	0,213	0,188	0,191	0,165	0,161	0,152	0,164
Montenegro	:	:	:	:	0,087	0,091	0,096	0,099	0,098	0,096	0,097
Albania	:	:	:	:	0,115	0,116	0,116	0,116	0,081	0,082	0,084
Serbia	:	:	:	:	:	:	0,056	0,061	0,058	0,064	0,066
Turkey	:	0,100	0,114	0,134	0,122	0,131	0,150	0,119	0,136	0,127	0,105
Bosnia and Herzegovina	:	:	:	0,074	0,075	0,080	0,080	0,079	0,081	0,083	0,086
Moldova	:	:	:	:	:	:	:	:	0,082	0,096	0,098
Ukraine	:	:	:	:	:	:	:	:	:	0,025 ^p	0,039

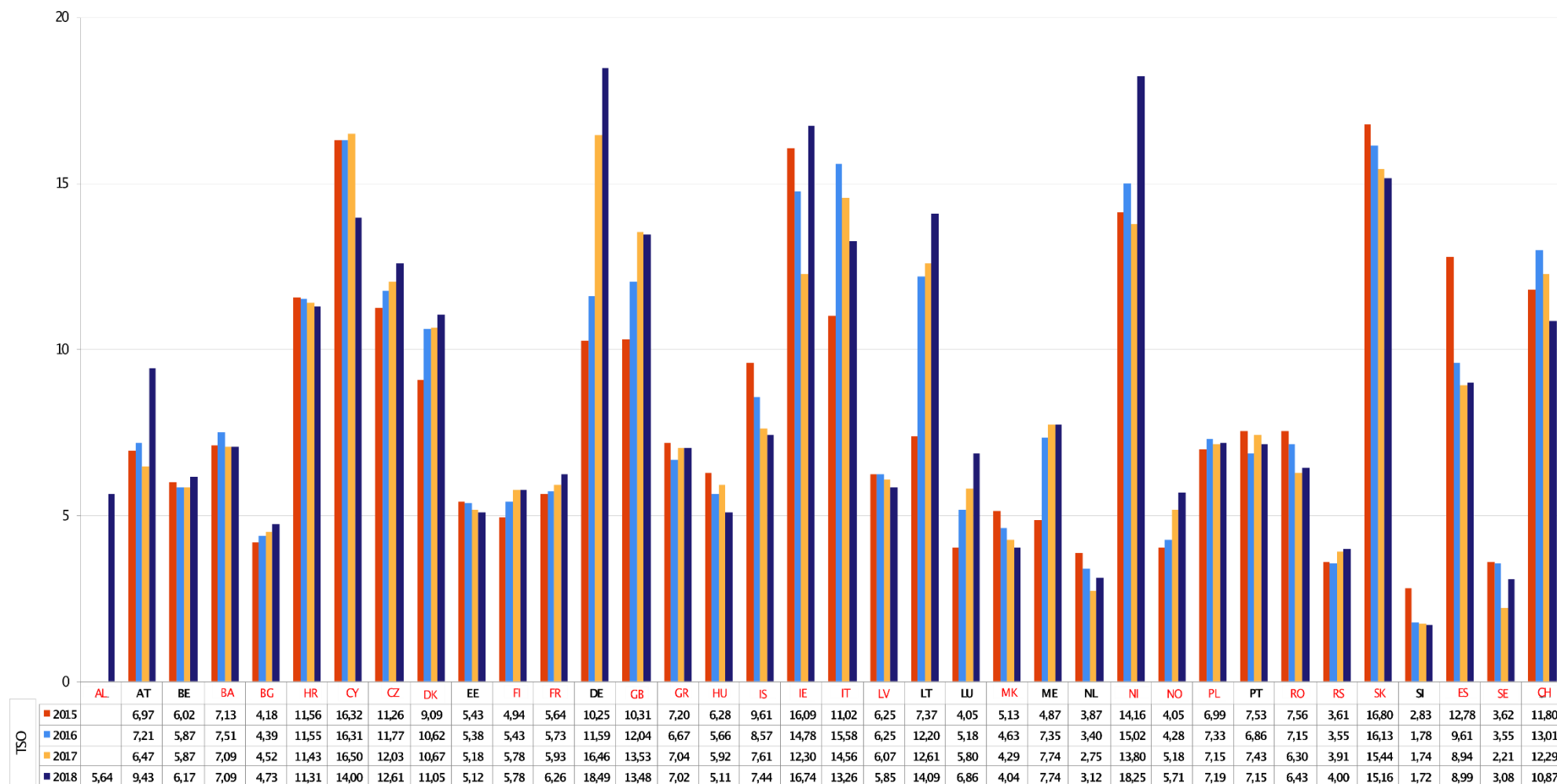
Джерело: за даними Eurostat

: — дані відсутні

p — умовно

Ціни на електроенергію для побутових споживачів (домашні господарства) визначаються таким чином: середня національна ціна в євро за кВт·год, включаючи податки та збори, що застосовуються до першого півріччя кожного року для споживачів з річним споживанням від 2500 до 5000 кВт·год.

Динаміка тарифу на передачу електроенергії у країнах ENTSO-E з 2015 по 2018 роки
(у євро за курсом 2017 року)



Джерело: ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2018

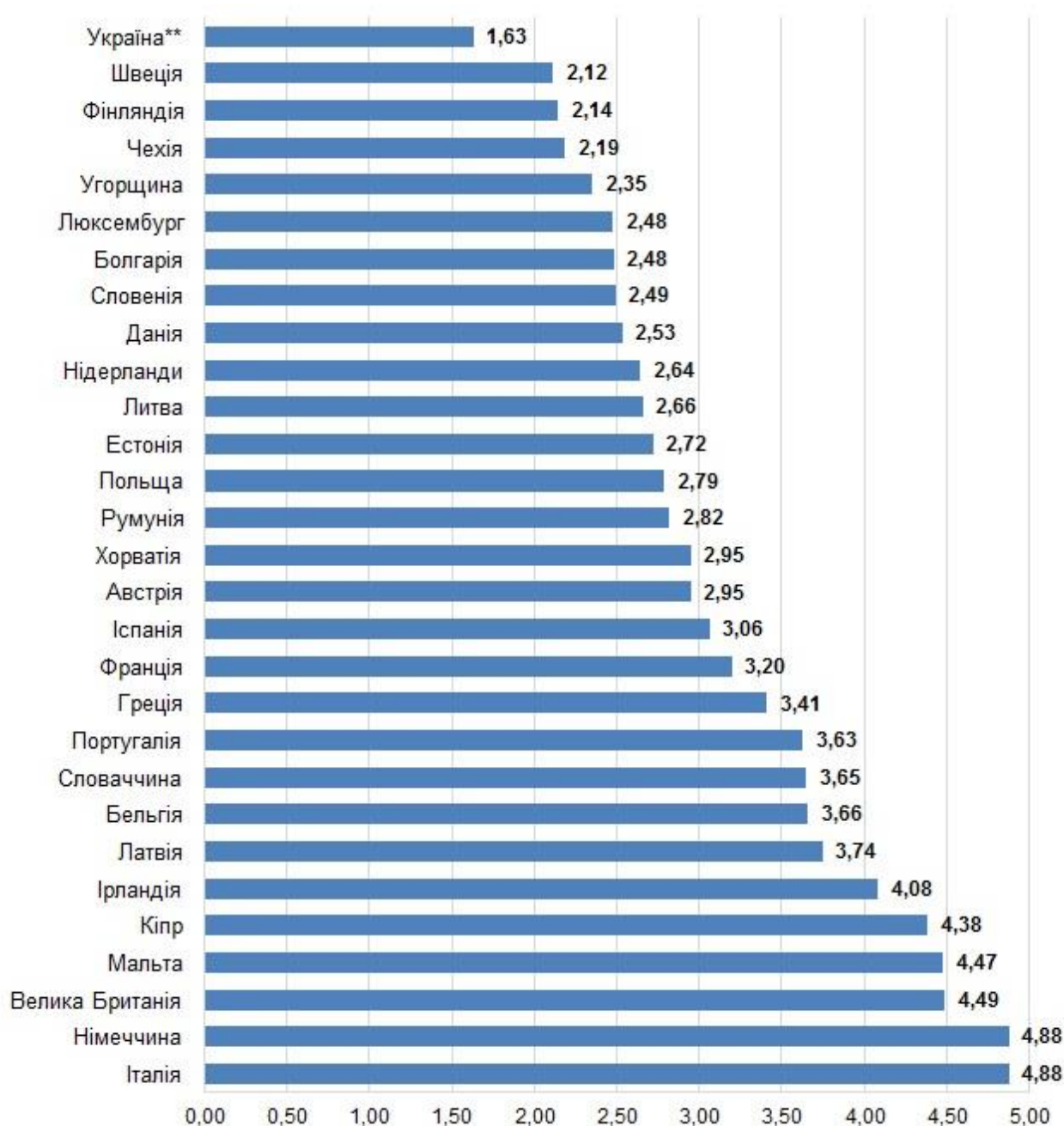
Тарифи на електроенергію в Україні та у країнах Європи, 2017 р.

Країна	Ціна 1 кВт·год, грн	Середня зарплата, грн	Частка вартості 150 кВт·год у % до зарплати
Австрія	6,25	63022,33	1,49
Бельгія	7,81	65594,67	1,79
Болгарія	2,95	12736,22	3,48
Велика Британія	6,00	65939,74	1,36
Греція	5,42	29707,39	2,73
Данія	9,51	97090,15	1,47
Естонія	3,72	29644,65	1,88
Ірландія	7,11	77295,68	1,38
Ісландія	4,03	107599,10	0,56
Іспанія	6,74	53893,66	1,88
Італія	7,42	55273,94	2,01
Кіпр	4,71	52011,46	1,36
Латвія	5,02	22053,11	3,41
Литва	3,78	19982,69	2,84
Ліхтенштейн	5,11	170182,25	0,45
Люксембург	5,23	94392,33	0,83
Мальта	3,88	32028,77	1,82
Нідерланди	4,99	70990,31	1,05
Німеччина	9,14	71209,90	1,93
Норвегія	4,68	106814,85	0,66
Польща	4,10	23590,24	2,61
Португалія	7,23	30868,08	3,51
Росія	1,32	14044,00	1,41
Румунія	3,88	16155,55	3,60
Словаччина	4,37	23684,35	2,77
Словенія	4,99	33691,38	2,22
Угорщина	3,41	19512,14	2,62
Україна	1,68	7339,00	3,43
Фінляндія	4,74	78707,33	0,90
Франція	5,20	67665,09	1,15
Хорватія	4,03	24845,04	2,43
Чехія	4,37	6256,69	2,50
Швеція	5,81	77327,05	1,13

Джерело:

https://24tv.ua/tarifi_na_elektroenergiyu_2017_v_ukrayini_porivnyano_z_yevropoyu_n867665
(дані Євростату та Держкомстату України)

**Ціни на електроенергію для промислових споживачів
у країнах Європи за IV квартал 2017 року*
(без ПДВ та інших податків, що відшкодовуються), грн/кВт·год**



Джерело: НКРЕКП

*Дані країн ЄС промислових споживачів з обсягом річного споживання від 500 до 2000 МВт·год.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q4_2017_final.pdf

** Середньозважене значення роздрібного тарифу для промислових споживачів 1-го та 2-го класів напруги (за офіційним курсом НБУ за IV квартал 2017 року, 1 євро = 31,76грн.)

http://www.bank.gov.ua/files/Exchange_r.xls

Окремі скорочення

- МЕА** – Міжнародне Енергетичне Агентство (*International Energy Agency, IEA*)
- ОЕСР** – Організація економічного співтовариства та розвитку (*Organisation for Economic Cooperation and Development*)
- BP** – нафтогазова, нафтохімічна та вугільна транснаціональна монополія Великої Британії (*British Petroleum*)
- IRENA** – Міжнародне агентство з відновлюваних джерел енергії (*The International Renewable Energy Agency*)
- EIA** – Управління енергетичної інформації Міністерства енергетики США (*Energy Information Administration*)
- CIGRE** – Міжнародна рада з великих електричних систем (*International Council on Large Electric Systems*)
- ЄБРР** – Європейський банк реконструкції та розвитку (*European Bank for Reconstruction and Development*)
- ЄС** – Європейський Союз (*European Union, EU*)
- ЄР** – Європейська Рада (*The European Council, EC*)
- ЄК** – Європейська Комісія (*The European Commission*)
- ОПЕК** – організація країн-експортерів нафти (*The Organization of the Petroleum Exporting, OPEC*)
- REN21** – Всесвітня мережа з вивчення політики в галузі відновлюваної енергії 21-го століття (*Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*)
- РДЕ** – розподільчі джерела енергії
- ACER** – Агентство зі співпраці регулюючих органів в сфері енергетики (*Agency on cooperation of energy regulators*)
- ENTSO-E** – європейська мережа системних операторів передачі електроенергії (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*)
- REMIT** – Регламент єдиного та прозорого оптового ринку енергії (*Régulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*)
- ВДЕ** – відновлювані джерела енергії (*Renewable Energy Sources, RES*)
- LCOE** – показник сукупної вартості електроенергії (*Levelized Costs of Electricity*)
- TYNDP** – десятирічний план з розвитку електричних мереж ЄС (*Ten-Year Network Development Plan*)
- ITC** – оператор системи передачі (*Inter-Transmission System Operator*)
- TLC** – тристороння схема з'єднання ринків (*Trilateral Market Coupling*)
- CEE** – центрально-східна Європа
- ОЕС** – об'єднана енергосистема
- ПЕР** – паливно-енергетичні ресурси
- ПЕБ** – паливно-енергетичний баланс
- ANRE** – Національне агентство по регламентації в енергетиці (*Agency for Natural Resources and Energy*)
- RAB** – регульована база інвестованого капіталу (*Regulatory Asset Base*)

Джерела інформації

1. *World Energy Outlook 2017 (Огляд Світової енергетики 2017)*, International Energy Agency (Міжнародне енергетичне агентство), 2017
2. *BP Annual Report, 2017 (Річний звіт BP 2017)*
3. *World Energy Resources 2016*, World Energy Council, (Світові енергоресурси, Світова Енергетична Рада), Wales, United Kingdom
4. Eurostat, <https://ec.europa.eu/eurostat>
5. *BP Statistical Review of World Energy June 2018 (BP Статистичний огляд світової енергетики, 2018.*
6. *BP Energy Outlook 2018 Edition (Енергетичний прогноз BP), 2018*
7. *Commodity Markets Outlook. 2018. Oil Exporters: Policies and Challenges, A World Bank Report (Перспективи товарних ринків 2018. Експортери нафти: політика та виклики, Звіт Світового банку), квітень 2018*
8. *World Energy Issues Monitor 2017, Exposing the new energy realities, World Energy Council, (Моніторинг світових енергетичних питань 2017. Визначення нових енергетичних реалій. Світова енергетична Рада), 2017*
9. *Wind in Power 2017. Annual combined onshore and offshore wind energy statistics (Частка вітрової енергії в енергосистемі 2017. Щорічний збірник статистичної інформації з вітрової енергії (берегової та морської)*
10. *Renewables 2018. Global Status Report, (Поновлювальні джерела енергії 2018. Доповідь про глобальний стан.), REN21, 2018*
11. *Renewable power generation costs in 2017 (Витрати на виробництво відновлюваних джерел енергії в 2017 р.), IRENA, 2018*
12. *Market Report Series. Renewables 2017. (Серія звітів про ринок. Повнозвучальні джерела енергії 2017 р.), MEA, 2017*
13. *Lazard's latest annual Levelized Cost of Energy Analysis (LCOE 11.0), NOV 2017*
14. *The European Power Sector in 2017. State of Affairs and Review of current Development, (Європейський енергетичний сектор за 2017 рік. Стан та огляд поточного розвитку).*
15. *USAID Office of Global Climate Change, 2017, (Управління глобальними змінами клімату USAID, 2017)*
16. *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets (Річний звіт про результати моніторингу внутрішніх ринків електроенергії)*
17. *Re-powering electricity markets. Market Design and Regulation during the Energy Transition (Реорганізація ринків електроенергії. Структура ринків та регулювання при переході на низьковуглецеву енергетику), MEA, 2015*
18. *ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2017, (Огляд тарифів на передачу в Європі: синтез). May 2018*
19. *Mapping power utilities regulation in Europe (Співставлення моделей регулювання тарифоутворення в Європі), Звіт Ernst and Young 2013*
20. *Energy consumption in the EU below its 1990 level, (27. Споживання електроенергії в ЄС знизилось нижче рівня 1990 р.) Eurostat, February 2017*
21. *Energy prices in 2017 (Ціни на енергоносії в 2017 р.) Режим доступу: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/energy-prices-2017-household-energy-prices-eu-down-compared-2016-05-electricity-and-63-gas>*
22. *Electricity price statistics. Eurostat, May 2018 (Статистика цін на електроенергію, Евростат, травень 2018)*
23. *Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC (Директива Європейського Парламенту та Ради 2009/72 / ЄС від 13 липня 2009 р. щодо загальних правил внутрішнього ринку електроенергії та скасування Директиви 2003/54 / ЄС)*
24. *Углеродное ценообразование. Обзор возможностей, Энергетический бюллетень, Аналитический центр при правительстве РФ, август 2016*
25. *Механизм государственной поддержки возобновляемых и традиционных источников энергии в ФРГ: сравнительный анализ, отличия и последствия проводимой политики регулирования, Н.Козаева, 2016*

26. Интеграция энергетических систем, В. Кононенко, Вести в электроэнергетике 2018
27. Электроэнергия: передача и распределение, май-июнь 2018, №3
28. Либерализация или мировой опыт реформирования электроэнергетики, Ю. Жилкина, Электрические станции 2018, №7
29. Энергорынок и тарифная политика Украины в сфере электроэнергетики, Киев
30. ЕС. Цены на электроэнергию для бытовых потребителей. Самые высокие цены на электроэнергию в Дании и Германии, март 2018
31. Особливості державного регулювання ціноутворення в промислово розвинених країнах Андрусъ О.І., КПІ ім. І.Сікорського
32. Ціноутворення та конкуренція на ринку енергоносіїв, Інститут економічних досліджень
33. Assessment of the set of regulations and methodologies for network tariff setting in Ukraine / Energy Community. – 2018. Режим доступу: <https://www.energy-community.org/news/Energy-Community-News/2018/06/04.html>.
34. Біла книга. «Регулювання роздрібного ринку електричної енергії: концепція регуляторної реформи». / Офіс ефективного регулювання (BRDO). – Київ, 2017 (www.brdo.com.ua).
35. Дослідження IHS Energy дає відповіді на головні запитання щодо RAB-регулювання / В.В. Григоровський. <https://gazeta.ua/articles/economics/doslidzhennya-ihs-energy-daye-vidpovidi-na-golovni-zapitannya-schodo-rabregulyuvannya-grigorovskij/818443>
36. Зелена книга. Системний перегляд якості державного регулювання. «Регулювання ринку виробництва електричної енергії». / Офіс ефективного регулювання (BRDO). – Київ, 2018 (www.brdo.com.ua)
37. Карлос Паскуаль: Гарантія возврата вложенного капитала дает облэнерго веские аргументы в переговорах с заимодавателями. <https://interfax.com.ua/news/interview/398510.html>
38. Карлос Паскуаль: Завданням якраз є зацікавити облэнерго інвестувати в мікс старих і нових активів, що забезпечить найбільш ефективну роботу системи. – 27.05.2018. – Електрон. дан. – Режим доступу: <https://rozmova.wordpress.com/2018/06/22/karlos-paskual/>
39. Матеріали сайту НКРЕКП. – Електрон. дан. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/>.
40. НКРЕКП показала, як по новому будуть формуватися RAB-тарифи. – 26.06.2018. – Електрон. дан. – Режим доступу: <http://www.epravda.com.ua/news/2018/07/26/639071/>
41. POLICY GUIDELINES by the Energy Community Secretariat on the distribution network tariffs PG 02/2018 / 3 April 2018. / Energy Community, 2018, Електрон. дан. – Режим доступу: Policy Guidelines 01/2018-ECS on the grid integration of prosumers
42. Проблеми RAB-регулювання в Україні / Асоціація OPEM-Україна. – Електрон. дан. – Режим доступу: <http://adsoeukr.org/problems-of-rab-regulation-in-ukraine>.
43. RAB-тарифи в Україні: чому і коли ціни на електроенергію можуть злетіти. – 08.06.2018. <http://www.obozrevatel.com/ukr/economics/rab-tarifi-v-ukraini-chomu-i-koli-tsini-na-elektroenergiyu-mozhut-zletiti.html>
44. Резонансні рішення НКРЕКП пройдуть перевірку з боку Енергоспівтовариства ЄС. – 22.03.2018 http://zik.ua/news/2018/03/22/rezonansni_rishennya_nkrekp_proyduť_dodatkovu_perevirku_z_boku_129
45. Реформа ринку електроенергії: запасний варіант / О. Оржель. – Електрон. дан. – Режим доступу: <https://www.epravda.com.ua/columns/2018/04/25/636161>
46. Секретариат Энергосообщества провел оценку правил и методологии установления сетевых тарифов в Украине. // Энергобизнес. – 2018. – №23.
47. Як RAB-тариф вплине на українського споживача. / Український інститут майбутнього. – 20.03.2018. <https://from-ua.com/obzor-pressi/437993-yak-rab-tarif-vpline-na-ukrainskogo-spozivacha.html>.
48. Як «RABське» регулювання вплине на українців. Частина 2. / Український інститут майбутнього. – 03.06.2018. – Електрон. дан. – Режим доступу: <https://www.uifuture.org/post/tarifi-v-ukraini-ak-rab-reguluvanna-vpline-na-ukrainciv/>