

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України
«НЕК «Укренерго»
Науково-технічний центр електроенергетики

**Аналіз тарифо- та ціноутворення на енергетичні ресурси
у провідних зарубіжних країнах. Частка тарифу
на передавання електроенергії в електромережах**

*Підготовлено відділом
інформаційно-аналітичного
забезпечення зарубіжною інформацією
ВП НТЦЕ ДП «НЕК «Укренерго»*

Київ – 06/2016

ЗМІСТ

1. Загальний огляд стану та тенденцій розвитку світового паливно-енергетичного комплексу.....	2
1.1 Стан і прогноз виробництва та споживання енергоносіїв у світовій енергетичній сфері.....	2
1.2. Загальносвітові тенденції та довгострокові прогнози виробництва і споживання енергоресурсів.....	3
2. Ціноутворення та цінова політика на енергоносії в зарубіжній практиці.....	5
2.1. Ціноутворення на ринку нафти.....	6
2.2. Механізми ціноутворення на ринку природного газу.....	8
2.3. Ціноутворення на ринку вугілля.....	10
3. Огляд основних напрямів енергетичної та цінової політики Європейського Союзу.....	13
3.1. Енергетичні ресурси ЄС	13
3.2. Ціноутворення та цінова політика в паливно-енергетичному комплексі ЄС	16
3.3. Створення єдиного Енергетичного Союзу.....	29
4. Зарубіжний досвід формування тарифної політики в електроенергетиці	31
4.1. Стимулююче регулювання тарифів в енергетичній галузі зарубіжних країн.....	36
4.2. Великобританія. Досвід впровадження тарифного регулювання електроенергетичної галузі.....	45
5. Система ціно- та тарифоутворення на передавання електроенергії країн-членів співтовариства ENTSO-E	50
5.1. Особливості формування тарифу на послуги з передавання електроенергії в окремих країнах ЄС.....	60
6. Огляд умов приєднання споживачів до електромереж у зарубіжній практиці	65
6.1. Нормативно-правове забезпечення та основні підходи приєднання споживачів до електромереж в ЄС.....	65
7. Огляд цінової і тарифної політики в електроенергетиці України.....	69
<i>Додаток 1. Ціни на основні енергоресурси у світі.....</i>	<i>88</i>
<i>Додаток 2.. Динаміка цін на електроенергію країн ЄС для промислових споживачів</i>	<i>89</i>
<i>Додаток 3. Динаміка цін на електроенергію країн ЄС для побутових споживачів.....</i>	<i>90</i>
<i>Додаток 4. Структура цін на електроенергію в країнах ЄС для промислових споживачів.....</i>	<i>91</i>
<i>Додаток 5. Структура цін на електроенергію в країнах ЄС для побутових споживачів.....</i>	<i>92</i>
<i>Додаток 6. Рейтинг країн світу з приєднання споживачів до електромережі.....</i>	<i>93</i>
<i>Додаток 7. Середньозважені тарифи на постачання та розподіл електроенергії в Україні.....</i>	<i>95</i>
<i>Додаток 8. Нормативно-правові акти з впровадження стимулюючого регулювання в електроенергетиці України.....</i>	<i>96</i>
<i>Окремі скорочення.....</i>	<i>97</i>
<i>Джерела інформації.....</i>	<i>98</i>

Аналіз тарифо- та ціноутворення на енергетичні ресурси у провідних зарубіжних країнах. Частка тарифу на передавання електроенергії в електромережах

1. Загальний огляд стану та тенденцій розвитку світового паливно-енергетичного комплексу

1.1 Стан і прогноз виробництва та споживання енергоносіїв у світовій енергетичній сфері

Структура споживання первинних енергоносіїв окремими країнами визначається як наявністю природних ресурсів і транспортних можливостей, так і специфікою внутрішніх потреб. Зони виробництва енергоресурсів і райони їх споживання багато в чому не співпадають. Виробництво енергоносіїв є достатньо сконцентрованим і зосередженим в окремих регіонах світу.

Регіональні тенденції істотного зростання світового попиту на первинну енергію визначають такі країни та регіони, як Китай, Індія, Бразилія та країни Близького Сходу. Ряд країн з обмеженими запасами енергетичних ресурсів віддають перевагу атомній енергії (Франція, Швеція, Швейцарія, Фінляндія тощо).

Із появою нових видів енергетичних ресурсів у XX столітті істотно змінилася структура споживання первинних енергоресурсів.

Крім ядерної енергії, посилилася увага до використання поновлюваних джерел енергії (ПДЕ): як традиційного їхнього виду (гідроенергії), так і нетрадиційних видів – енергії сонця, вітру, геотермальних вод, біомаси тощо, сумарне споживання яких на кінець 2015 р. становило 364,9 млн т н. е., або 2,8 % світового споживання первинних енергоресурсів.

Завдяки розвитку технологій виробництва нетрадиційної нафти, зокрема сланцевої нафти, за останні роки у США поставки нафти на власний внутрішній ринок збільшилися з 5 млн барелів/день у 2005 р. до 8,65 млн барелів/день у 2014 р. США значно знизили залежність від зовнішніх поставок і вже на кінець 2015 р. стали експортером нафти й нафтопродуктів. Найбільшими запасами сланцевої нафти володіють Росія (75 млрд бар.), США (58 млрд барелів) і Китай (32 млрд барелів).

Темпи зростання споживання різних видів енергоресурсів істотно відрізняються. Так, найвищий темп зростання за останні роки (2001–2015 рр.) є характерним для нетрадиційних видів ПДЕ, споживання яких за цей період збільшилося в 7 разів; далі йдуть вугілля і гідроенергія, споживання яких зросло в 1,6 і 1,52 раза відповідно. За ними слідує природний газ і нафта з темпами зростання відповідно в 1,41 і 1,19 раза. За відмічений період споживання ядерної енергії знизилося на 3 %, що пов'язано з політикою стримування розвитку ядерної

енергетики в окремих країнах, перш за все після аварії у 2011 р. на АЕС Фукусіма в Японії.

Обсяги виробництва і споживання первинних енергетичних ресурсів у світовій енергетичній сфері за 2001–2015 рр., за статистичними даними British Petroleum, наведено в таблиці.

**Виробництво і споживання первинних енергетичних ресурсів у світі
за 2001–2014 рр. за їх видами, млн т н. е.**

Роки	Усього	За видами енергетичних ресурсів								
	Споживання	Нафта		Природний газ		Вугілля		Ядерна енергія	Гідро-енергія	ПДЕ
		Виробництво	Споживання	Виробництво	Споживання	Виробництво	Споживання	Споживання		
2001	9501,3	3618,0	3620,9	2246,9	2223,7	2423,9	2416,5	600,9	586,9	52,5
2002	9715,3	3601,7	3650,9	2290,3	2285,2	2451,5	2511,3	610,6	598,1	59,2
2003	10081,8	3736,1	3739,5	2376,4	2349,5	2627,1	2732,9	598,5	596,6	64,7
2004	10562,6	3903,6	3881,1	2452,6	2433,3	2853,9	2913,7	625,0	636,0	73,6
2005	10940,0	3937,8	3933,9	2519,4	2504,5	3033,6	3130,6	626,4	661,4	83,2
2006	11267,8	3963,9	3977,2	2609,9	2579,4	3188,5	3292,2	635,0	690,2	93,9
2007	11617,3	3951,2	4032,3	2675,7	2679,8	3326,7	3476,0	621,8	699,7	107,8
2008	11780,8	3986,8	4018,1	2772,5	2753,7	3436,0	3523,9	619,8	741,4	123,9
2009	11598,5	3887,0	3948,7	2692,1	2680,2	3435,3	3473,6	613,9	737,9	144,2
2010	12181,4	3979,1	4079,9	2893,9	2886,7	3627,6	3634,3	626,3	784,2	169,9
2011	12450,4	4012,4	4121,6	2976,1	2929,3	3891,4	3800,0	600,4	795,5	203,6
2012	12622,1	4119,2	4168,6	3034,0	3005,8	3930,2	3814,4	559,3	835,6	238,5
2013	12873,1	4126,6	4209,9	3079,2	3062,5	3986,5	3890,7	564,0	864,8	281,1
2014	13020,6	4228,7	4251,6	3130,2	3081,5	3988,9	3911,2	575,5	884,3	316,6
2015	13147,3	4361,9	4331,3	3199,5	3135,2	3830,1	3839,9	583,1	892,9	364,9

Джерело: BP Statistical Review of World Energy June 2016

1.2. Загальносвітові тенденції та довгострокові прогнози виробництва і споживання енергоресурсів

Відповідно до прогнозу Міжнародного Енергетичного Агентства (МЕА) до 2050 р. очікується скорочення обсягів використання викопного палива, але його частка у використовуваних первинних джерелах енергії залишиться в межах 40%, насамперед для споживання в промисловості, транспортному секторі та виробництві електроенергії.

Нові тенденції розвитку світового ПЕК несуть економічні, політичні та соціальні ризики, зокрема ринкові, пов'язані зі зменшенням попиту на енергоресурси; технологічні, які визначаються появою на енергетичних ринках

більш енергоефективних технологій та обладнання; екологічні, пов'язані із запровадженням підвищених екологічних норм і стандартів на енергоресурси та енергетичне обладнання; соціальні, пов'язані з уповільненням соціального розвитку країни та з надмірною орієнтацією на експорт енергетичних ресурсів тощо.

Довгостроковому прогнозованому розвитку як глобальної і регіональної енергетики, так і національної енергетики різних країн приділяють значну увагу міжнародні енергетичні організації та компанії, серед яких загальносвітове значення мають, зокрема, МЕА, Всесвітня Енергетична Рада (ВЕР), Міжнародна рада з великих електроенергетичних систем (CIGRE), Організація країн-експортерів нафти (ОПЕК), компанія British Petroleum (BP) тощо, виділяючи під час прогнозування розвинені країни, країни, які розвиваються, та країни з перехідною економікою.

МЕА у 2014 р. підготовлено аналітичну роботу «Прогноз розвитку світової енергетики на перспективу до 2035 р.», згідно з якою світовий попит на енергоресурси у 2035 р., порівняно з 2013 р., збільшиться на 37% із середньорічним темпом 1,4%: найнижчий приріст обсягу споживання очікується на вугілля (13%), найвищий – на ПДЕ (до 87%).

За прогнозом МЕА на період до 2035 р., викопні види палива (нафта, природний газ і вугілля) залишаться домінуючим джерелом енергії і в зазначений період їх частка становитиме близько 81% загального попиту на енергоресурси. Видобуток нетрадиційних видів нафти буде здійснюватися більш високими темпами, ніж видобуток традиційної нафти, а в країнах поза зоною ОПЕК видобуток останньої буде навіть знижуватися середнім темпом – 0,5 % на рік.

Попит на природний газ, за прогнозом компанії British Petroleum, зростатиме швидкими темпами – у середньому на 1,9% за рік. Найбільший рівень зростання попиту очікується в промисловості та електроенергетиці.

За останні роки високі темпи зростання видобутку сланцевого газу в США мають значний вплив на світові ринки газу. На ринку сланцевого природного газу (СПГ) появились нові потужні видобувники (крім США і Канади). Зокрема, Австралія до 2018 р. зможе випередити Катар за обсягом потужностей виробництва скрапленого газу. Відповідно до зазначеного практично всіма міжнародними енергетичними організаціями прогнозується суттєве зростання виробництва електроенергії на газовому паливі та за рахунок ПДЕ.

Вугілля, за оцінкою МЕА, буде другим щодо використання видом первинного палива (24%). Передбачається зростання попиту на вугілля, в основному для потреб електроенергетики. За сценарієм ВЕР, попит на вугілля зростатиме за умови впровадження ефективних технологій уловлювання вуглецю та його захоронення, а також розвитку технологій перетворення вугілля на рідке паливо, що знайшло відображення у висновках міжнародної екологічної Конференції COP21

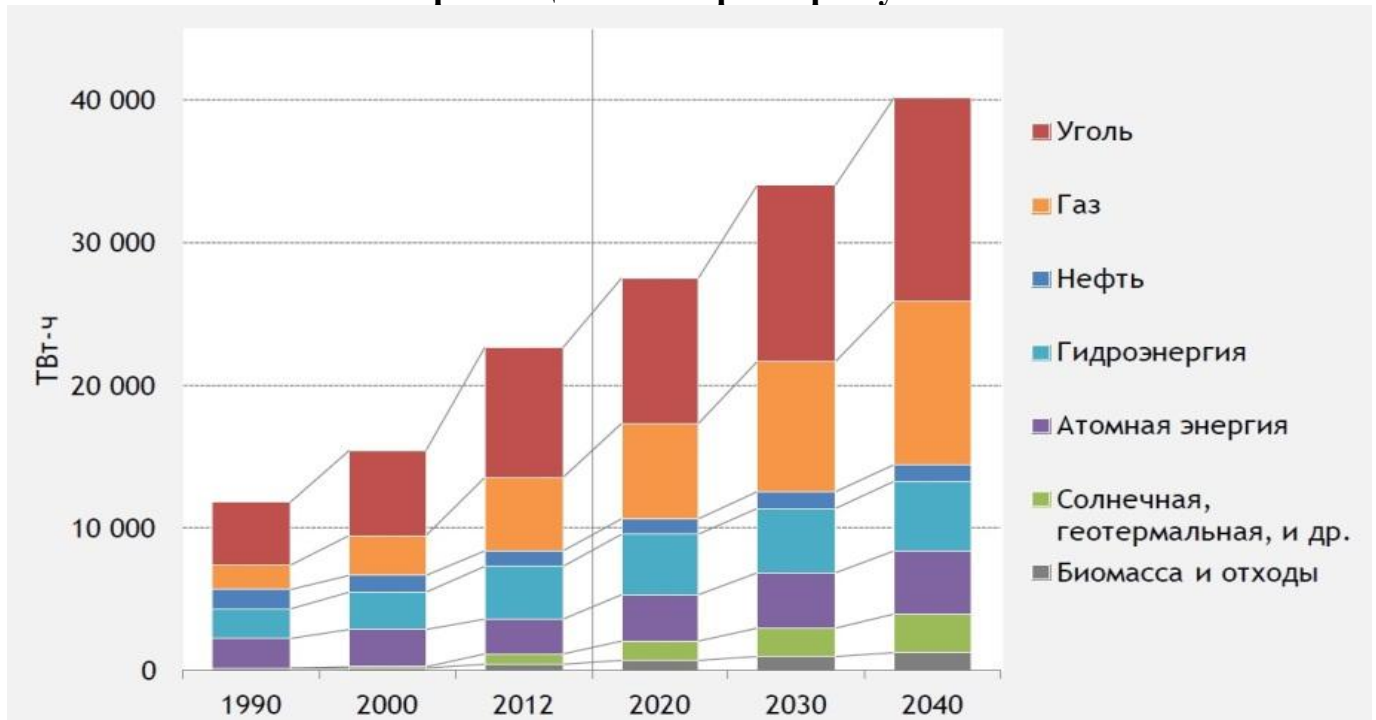
(Париж, 2015 р.).

Електроенергія. У світовій економіці зростання попиту на електроенергію випереджає попит на всі інші види енергії, які використовуються кінцевим споживачем.

За прогнозом MEA «World Energy Outlook 2014» (WEO 2014), майже половину приросту світового обсягу споживання первинних енергоносіїв зумовлено зростанням обсягу виробництва електроенергії. Частка електроенергії в кінцевому споживанні за середньорічного темпу 2,2% зросте з 16% у 2003 р. до 23% у 2050 р. (56% приросту до 2035 р.).

У звіті MEA WEO 2014 наведено прогнозне оцінювання обсягу виробництва електроенергії за видами використання первинних енергоносіїв, що видно з діаграми.

Виробництво електроенергії у світі



Джерело: World Energy Outlook (WEO) 2014

На вартість виробництва електричної енергії і екологічний стан довкілля суттєво впливатимуть технології виробництва електричної і теплової енергії.

2. Ціноутворення та цінова політика на енергоносії в зарубіжній практиці

Ціни на енергетичні ресурси формуються під впливом ряду факторів і критеріїв. До них відносяться: обсяги споживання; співвідношення попиту і пропозиції; ціни на енергоносії на світовому ринку; інвестиційна політика та державна політика регулювання діяльності підприємств ПЕК тощо.

За прогнозом міжнародних енергетичних організацій, з розвитком ринкових

відносин вплив регульованих державними органами цін на світовому енергетичному ринку зменшуватиметься при зростанні частки вільних ринкових цін. На процес ціноутворення все більше впливатиме конкуренція – як між окремими видами енергоносіїв, так і між паливовидобувними підприємствами.

Ціни на паливно-енергетичні ресурси для споживачів різних регіонів значно відрізняються (приблизно у 8–10 разів). Це в основному обумовлено:

- нерівномірним розподілом ресурсів;
- високими транспортними витратами.

Істотно відрізняються також ціни паливовидобувних підприємств (у межах 2–4 разів) і ціни на продукти нафтопереробки (приблизно у 2 рази).

Для паливно-енергетичних галузей розвинених країн із ринковою економікою характерною є наявність природних монополій. Монополія дає виробникам можливість завищувати витрати, часто в умовах неконтрольованого зговору не виправдано підвищувати ціни, не поліпшуючи при цьому в ряді випадків якості послуг тощо. Такі дії, як правило, мають врегульовуватися відповідними антимонопольними агентствами та регулюючими органами. Чинне сьогодні антимонопольне регулювання цін зустрічає потужний опір зацікавлених сторін (політичних і економічних) і не спроможне повною мірою змінити цінову кон'юнктуру та ситуацію на ринку енергетичних ресурсів.

При проведенні аналізу динаміки цін на окремі енергоресурси відмічаються як загальні, так і специфічні причини їхнього формування. Спільність нафти з вугіллям і газом як невідновлюваного енергоресурсу зумовлює на якісному рівні загальні закономірності формування економічних показників та операцій з ними в різних ланках енергогоспоживання. Особливості ж нафтового бізнесу, зумовлені як об'єктивними, так і суб'єктивними факторами, можуть призводити на окремих етапах їх формування до невідповідності величин і тенденцій зміни цих показників, що має місце сьогодні на ринку нафти.

2.1. Ціноутворення на ринку нафти

З моменту завоювання нафтою великих ринків її ціна завжди визначалася сукупністю економічних, політичних, військово-стратегічних і природних факторів. Однак на окремих етапах економічного розвитку їхні пріоритети змінювалися.

Для оцінювання та організації експорту-імпорту було визначено певні стандартні сорти нафти, пов'язані або з основним родовищем, або з групою родовищ. Для Росії – це важка нафта Urals і легка Siberian Light, у Великобританії – Brent, у Норвегії – Statfjord, в Іраку – Kirkuk, у США – Light Sweet і WTI. Окремі країни видобувають два сорти нафти – легку й важку (наприклад, в Ірані – це Iran Light та Iran Heavy).

Ціни на відповідних регіональних біржах визначають такі базові види нафти:

Light Sweet Crude Oil; WTI; Brent Crude Oil (ICE) – нафтова суміш Північного моря; OPEC Reference Basket of crudes – нафтовий кошик ОПЕК.

Стандартом для цін є нафта сортів WTI й Light Sweet (є орієнтиром для інших сортів нафти), а також Brent (для ринків Європи й країн ОПЕК).

Сьогодні, згідно з даними ВР, основна частина ресурсів рідкого палива видобувається на Близькому і Середньому Сході, а 15,4 % всього імпорту нафти надходять до США. Відмічається що в країні створено потужний фонд низькопродуктивних нафтових свердловин, які працюють у половину потужності та виконують роль малопродуктивної резервної системи країни (регіону). Разом з тим у разі серйозної світової політичної (чи економічної) кризи та можливої перерви в поставках США є спроможними за відносно короткий термін подвоїти власний видобуток нафти. Крім цього, у ряді розвинених країн (США, Японія тощо) створено і постійно поповнюються стратегічні резерви нафти, достатні для заміщення імпорту впродовж 90 днів. Зокрема, у зазначених країнах планується подвоїти ці запаси, довівши стратегічні запаси до 1,5 млрд барелів.

Згідно з доповіддю ОПЕК світовий попит на нафту, який у 2015 р. становив 94,4 млн барелів на день, у період між 2019 і 2020 рр. перевищить рубіж у 100 млн барелів.

Стрімкий обвал світових цін на нафту почався у 2014 р. Ще влітку 2014 р. барель Brent коштував 111 дол. США, а з початку 2016 р. ціна коливалася в межах від 30 до 42 дол. США за барель. Врегулювання нафтових цін згідно з оцінкою ОПЕК, очікується у 2017 р. після вирівнювання співвідношення попиту і пропозиції на ринку енергоносіїв.

За підсумками 2015 р. середньорічна вартість нафти в кошику Міжнародної організації 12 країн-експортерів ОПЕК становила 55 дол. США за барель. Згідно з прогнозом ОПЕК середня вартість щороку зростатиме на 5 дол. США і до 2020 р. сягне позначки у 80 дол. США.

Радою ОПЕК визначено, що формування цін на нафту буде здійснюватися ринком залежно від співвідношення попиту і пропозиції на ринку.

За даними Управління енергетичної інформації Міністерства енергетики США, «... виробники США можуть почати скорочення видобутку у 2016 р. Якщо це відбудеться, ринок може відновитися, але поки країни, що не входять в ОПЕК, планують нарощувати видобуток, ринок продовжуватиме падіння...». Разом з цим низькі котирування на нафту поки що не вплинули на видобуток сланцевої нафти в США.

У додатку 1 наведено динаміку світових цін на нафту та відповідні спотові ціни на біржах.

2.2. Механізми ціноутворення на ринку природного газу

Світові механізми ціноутворення на природний газ у енергетичній практиці та в Європі визначаються ринком, в основному, відповідно до світових цін на нафту і за наявності опорного розрахункового періоду (6–9 місяців) є менш схильними до різких змін порівняно з коливаннями світових цін на нафту.

За підсумками 2014 р., сумарне споживання природного газу у світі становило 3518 млрд м³. Сумарні обсяги його імпорту досягли позначки 921 млрд м³, або 26% від загального обсягу споживання природного газу.

Види механізмів ціноутворення на природний газ.

Газо-газові конкурентні ціни. Зазначена категорія цін визначається за підсумками торгів на провідних віртуальних і фізичних спотових ринках (ціни з поставкою протягом газового дня, наступного дня, уїк-енду тощо) та ф'ючерсів на біржових ринках (ціни з поставкою в один з наступних місяців, кварталів, сезонів або років).

Саме на газо-газові конкурентні ціни припадає найбільша частка ціноутворення загальносвітового обсягу споживання природного газу – 1494 млрд м³, або 43%, у тому числі, у Північній Америці – 936 млрд м³, Європі – 292 млрд м³.

За період 2005–2014 рр. частка газо-газових конкурентних цін зросла на 12%, тоді як рівень ціноутворення за нафтовою формулою впав на 7%.

Формування цін за нафтовою формулою. Згідно з даними Міжнародного газового союзу у 2014 р. 21% всіх цін на природний газ визначався виходячи з формул, які базуються на кон'юктурі цін на нафту/нафтопродукти.

Обсяг природного газу, ціна якого визначалася в такий спосіб, становив у 2014 р. 610 млрд м³, у тому числі:

- в Європі – 152,9 млрд м³,
- в Азіатсько-Тихоокеанському регіоні (АТР) – 230,7 млрд м³,
- в Азії – 130,4 млрд м³ тощо.

Ціноутворення за нафтовою прив'язкою не практикувалося лише в Північній Америці.

Регульовані ціни. Обсяги природного газу, вартість якого визначалась державними регуляторами, становили у 2014 р. 1215,3 млрд м³. Найбільшою складовою була регульована частка за пріоритетом соціальної політики, визначеної на національному рівні відповідних країн. Регульовані ціни соціальної політики – 595,4 млрд м³ – практикувалися у 26 країнах, особливо в Ірані, Саудівській Аравії, ОАЕ та Росії.

Регульовані на державному рівні ціни з прив'язкою до собівартості (384,2 млрд м³ газу) мали місце в 16 країнах.

Регульовані ціни, нижчі від собівартості (235,7 млрд м³), які охоплювали 7% ціноутворення, практикувалися в Казахстані, Туркменистані, Узбекистані, Єгипті, Алжирі, Венесуелі, всього у 13 країнах світу.

Протягом останнього десятиріччя регулювання цін на природний газ, яке базується на собівартості, зросло на 10%, а соціально-політичне регулювання – на 5%. Частка регульованих цін, нижчих від собівартості, зменшилася на 18%.

Двосторонні монопольні ціни. На цю категорію у 2014 р. припадало 147,5 млрд м³ газу. Ціни монопольного покупця та монопольного продавця мали місце в 24 країнах світу, зокрема, у Білорусі, Туреччині, в Ізраїлі, Індонезії, у Малайзії, Катарі, ОАЕ тощо.

Нижче у таблиці наведено деталізацію структури механізму ціноутворення на природний газ по регіонах світу, яка свідчить про домінування нафтової прив'язки в Азії, Африці та Латинській Америці. Водночас газо-газове конкурентне ціноутворення домінує в Північній Америці, Європі і досягло помітної частки на теренах колишнього СРСР з розвитком незалежних компаній з видобутку та постачання газу.

Структура механізмів ціноутворення на природний газ по регіонах світу у сукупному споживанні природного газу, млрд. м³

Регіон	Ціни з нафтовою прив'язкою	Конкурентні газо-газові ціни	Двосторонні монопольні ціни	Нетбек*	Регульовані ціни			Безкоштовно	Всього
					виходячи із собівартості	виходячи із соціальної політики	нижче собівартості		
Північна Америка	0,0	936,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	942,1
Європа	152,9	292,1	9,5	0,4	10,6	8,3	0,0	4,4	478,2
Азія	130,4	12,0	3,4	0,0	117,3	18,6	9,1	0,0	290,9
АТР	230,7	70,3	20,9	0,0	10,9	71,8	0,0	4,5	409,1
Латинська Америка	44,3	36,2	6,4	14,2	10,7	32,2	27,0	1,0	172,1
Кол. СРСР	34,2	144,4	27,8	0,0	233,1	90,0	103,3	8,8	641,6
Африка	8,4	0,0	6,4	1,3	1,5	16,8	86,0	0,8	121,1
Близький Схід	9,2	2,9	73,1	0,0	0,0	357,6	10,3	9,5	462,6
ВСЬОГО	610,1	1493,9	147,5	15,8	384,2	595,4	235,7	35,0	3517,6

* Ціна «нетбек» визначається постачальником за формулою, залежно від ціни кінцевого продукту, виробленого покупцем з використанням відповідного газу (наприклад, у хімічній промисловості для виробництва мінеральних добрив або інших хімічних речовин). На ціни цієї категорії у 2014 р. припало 35 млрд. м³, або менше 1% загального ціноутворення (Норвегія, Тринідад та Екваторіальна Гвінея)

Джерело: Міжнародний газовий союз (International Gas Union: Wholesale Gas Price Survey – 2014 Edition)

У 2014 р. 35% від усіх видів цін на природний газ було визначено державними регуляторами, 60% цін визначалися на контрактній основі: з прив'язкою до цін на

нафту/нафтопродукти та до спотових/ф'ючерських цін.

Механізми ціноутворення на природний газ та їхні частки в сукупному світовому ціноутворенні на природний газ за підсумками 2014 р.

Вид ціни	Частка
З нафтовою ескалацією (Oil Price Escalation), також відомі, як з нафтовою індексацією	17%
Газо-газові конкурентні (агреговані спотові та ф'ючерські ціни на віртуальних і фізичних хабах і газових біржах)	43%
Двостороння монополія* (Bilateral Monopoly)	4%
Регульовані державою виходячи із собівартості	11%
Регульовані державою, виходячи із соціальної політики	17%
Регульовані державою та встановлені на рівні, нижчому від собівартості	7%
Безкоштовний природний газ (No Price)	1%
* Ринок, який складається з одного продавця та одного покупця	

Джерело: Міжнародний газовий союз (International Gas Union: Wholesale Gas Price Survey – 2014)

Слід зазначити, що наведені види цін стосуються лише споживання газу та усереднюють ціни імпорту та власного видобутку.

Світова структура ціноутворення на природний газ, яка склалася у 2014 р., свідчить про домінування механізму із спотово-біржовою індексацією (43%).

У додатку 1 наведено динаміку світових цін на газ та відповідні спотові ціни на біржах.

2.3. Ціноутворення на ринку вугілля

Багато країн світу мають достатні запаси вугілля, яке зазвичай видобувається для внутрішніх потреб. На міжнародних біржах продається менше 20% світового обсягу видобутку вугілля. В основному це енергетичне і високоякісне коксівне вугілля. Міжнародна торгівля дешевим бурым вугіллям практично відсутня. Сьогодні по суті існують два окремих ринки – енергетичного та коксівного вугілля.

Ціни на вугілля змінюються залежно від його якості, витрат на транспортування та інших умов. Ціни на енергетичне вугілля коригуються відповідно до показника теплотворної здатності.

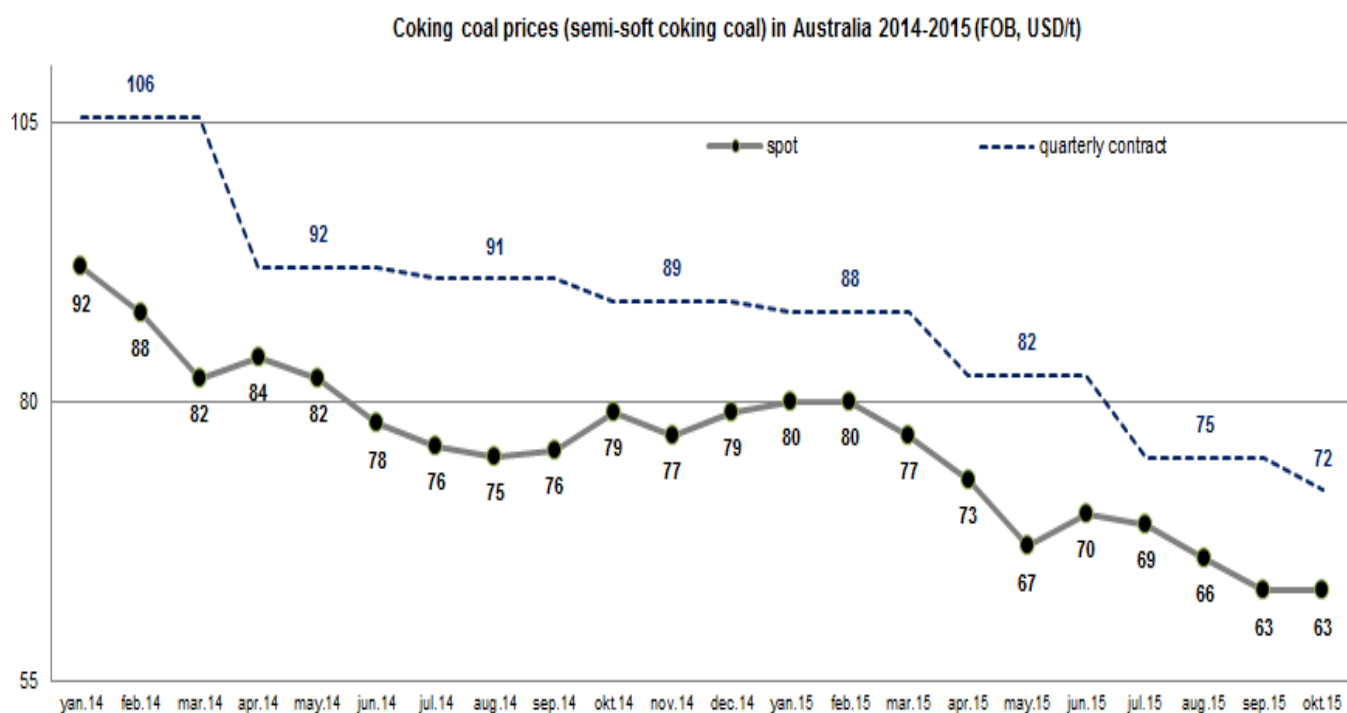
У зв'язку з необхідністю значних капіталовкладень у створення транспортних інфраструктур (залізниця, порти, судна) для транспортування вугілля, для вугільної галузі характерним є використання **довгострокових контрактів**. При цьому одним з визначальних чинників у торгівлі вугіллям є його якість та теплотворна спроможність.

У міжнародній торгівлі вугіллям поняття **спотових контрактів** охоплює практично всі угоди, які не передбачають довгострокових відносин. Спотовий контракт може бути укладено на постачання однієї партії товару, частини партії або серії партій. Одні спотові контракти використовуються дрібними постачальниками або покупцями, які не мають постійних торгівельних відносин, інші ґрунтуються на довгострокових контрактах між продавцями і покупцями.

Сьогодні застосовується ряд усталених спотових цін відповідно до стандартних специфікацій, прив'язаних до різних регіонів. Так, існує два основних види спотових цін, застосовуваних під час експорту вугілля. Це спотова ціна на умовах FOB Річардс Бей (Південна Африка), яка визначається на експорт південноафриканського енергетичного вугілля, і на умовах FOB Ньюкасл (Австралія) для експорту австралійського енергетичного вугілля. Основною ціною для імпортерів є спотова ціна на умовах CIF ARA (Амстердам - Роттердам - Антверпен) для Північно-Західної Європи. Має місце також ряд спотових цін і по регіонах США.

У секторі торгівлі вугіллям сьогодні почали з'являтися **ф'ючерсні біржі**, які забезпечують більшу прозорість, ніж позабіржові ринки. Разом з тим ринки ф'ючерсних контрактів на вугілля не досягли того рівня розвитку, що й ринки ф'ючерсів на нафту. Такий змішаний механізм підтверджує, що поточна торгівля вугіллям все ще перебуває на стадії переходу від торгівлі, прив'язаної до оптових ринків, до торгівлі на ринках ф'ючерсних контрактів. Проте ф'ючерсні ринки вже починають грати ту саму роль у формуванні цін на вугілля, яку раніше мали двосторонні переговори між великими видобувними компаніями і кінцевими споживачами, їх вплив на вугільні ціни підвищується.

На діаграмі представлено динаміку цін за спотовими цінами та поквартальними контрактами у 2014-2015 рр. на коксівне вугілля з Австралії.



Джерело: Обзор рынка угля и кокса - <http://coal-coke.at.ua/>

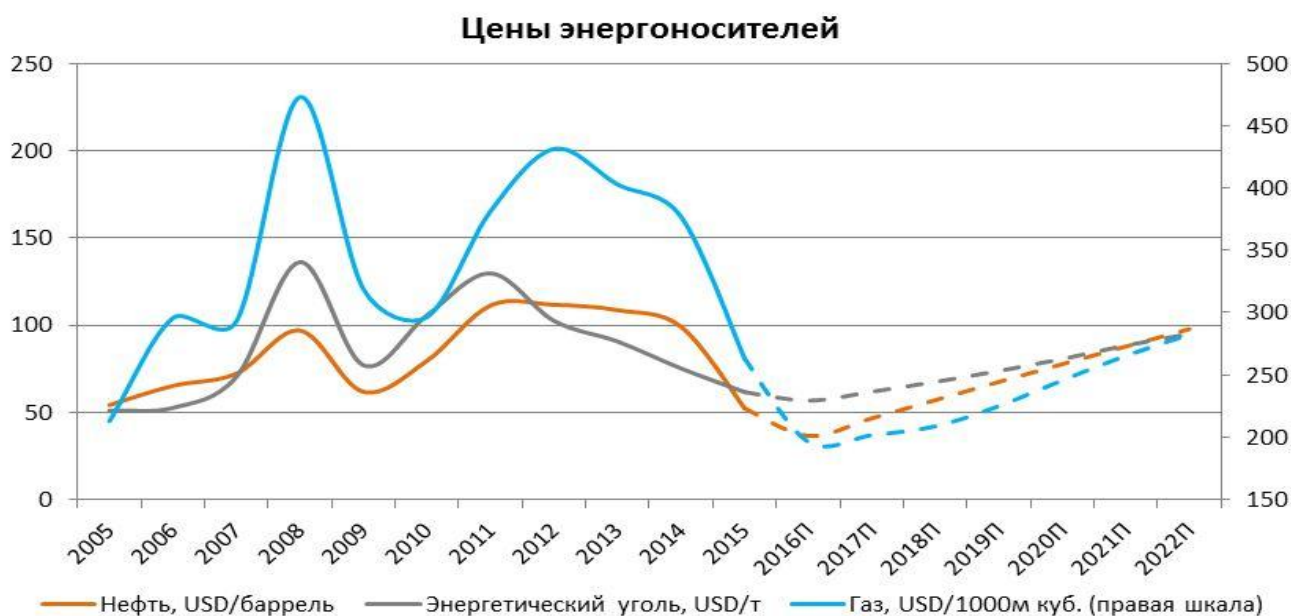
Світовий ринок енергетичного вугілля. На світовому ринку енергоносіїв у цілому і енергетичного вугілля зокрема зберігається невизначена ситуація, яка виражається в різних підходах аналітиків щодо прогнозування цінової динаміки. Слід відзначити, що ціна 1 т енергетичного вугілля в травні 2015 р. опустилася на найнижчий рівень за останні шість років – усього 63 дол. США за 1 т (у 2011 р. було 150 дол.).

Причиною зниження цін на вугілля стало його перевиробництво на тлі зниження попиту. Вугільні компанії Австралії, Південної Африки, Колумбії та інших великих виробників вугілля за останні роки нарощували обсяги видобутку вугілля. Однак зростання попиту з боку країн-імпортерів вугілля виявилось значно нижчим. Хоча Китай, Японія та Індія продовжують імпортувати вугілля, попит на нього швидко падає в Європі і Північній Америці. Так, за останні десять років обсяг споживання вугілля в Європі знизився на 15%, а в США – на 17%. Це в основному обумовлено зміною основ енергетичної політики, спрямованої на підвищення енергетичної та екологічної ефективності, активізацією розвитку поновлюваних джерел енергії та підвищенням вимог екологічних стандартів. Зокрема, попит на ринку енергетичного вугілля в Європі залишається досить помірним. Споживачі проводять закупівлю в міру скорочення резервів.

За нових ринкових реалій експортери змушені йти на поступки. Південноафриканські постачальники знизили ціни в середньому на 2–3 \$/т; вугілля теплотворної спроможності 5500 ккал/кг пропонувалося по 40–41 \$/т FOB, 6000 ккал/кг – 50–51 \$/т FOB. Подібні зміни, в першу чергу, дозволили підвищити конкурентоспроможність висококалорійного вугілля на європейському напрямі. За повідомленням МЕК, з початку 2016 р. контрактні ціни на вугілля з постачанням в II півріччі 2016 р. знизилися на 25%. Ціна за ф'ючерсними контрактами на вугілля в Європі вперше впала нижче \$ 50 за 1 т на тлі зниження світового попиту на цей вид палива.

На китайському ринку австралійське вугілля пропонується по 50,5 \$/т CFR (Cost & Freight, «вартість і фрахт»). Ціни на висококалорійне вугілля формувалися на рівні 57–58 \$/т FOB, однак у даному сегменті мали місце разові угоди з відповідними дисконтами, обумовленими достатніми запасами вугілля як у кінцевих споживачів (перш за все, у енергогенерувальних компаніях), так і в морських портах, які приймають імпорт.

За оцінкою компанії Метал Експерт Консалтинг, загальну динаміку зміни цін за 2005–2015 рр. на енергетичні ресурси і прогноз цін до 2022 р. відображено на діаграмі.



Джерело: Метал Експерт Консалтинг

У додатку 1 наведено динаміку цін на вугілля на відповідних світових ринках.

3. Огляд основних напрямів енергетичної та цінової політики Європейського Союзу

3.1. Енергетичні ресурси ЄС

За оцінкою британського Інституту глобального сталого розвитку (Global Sustainability Institute, GSI) від 2013 р., «вугілля, нафта і газ в Європі вичерпуються, і потребують альтернативних джерел». Статистичні дані провідних світових компаній останніх десятиріч підтверджують прогноз інституту GSI.

Нафта. У сфері видобутку нафти внутрішній видобуток через виснаження родовищ знизився більш ніж удвічі – із 157 у 2004 р. до 71,7 млн т. у 2015 р.

У країнах Євросоюзу сьогодні видобувають нафту Норвегія – 1,9 млн барелів на добу і Англія – 0,9 млн барелів на добу. Ще 0,5 млн барелів на добу видобувають всі інші країни. Відповідно залежність ЄС від імпорту російської нафти є навіть більшою, ніж від поставок природного газу. Усього ж ЄС споживає 9,5 млн барелів нафти та нафтопродуктів за добу.

За експертною оцінкою ОПЕК, у ЄС до 2020 р. зростатиме лише норвезький нафтовидобуток за рахунок введення в експлуатацію недавно розвіданих ділянок шельфу Північного моря з подальшим зниженням його після зазначеного періоду. При цьому попередні прогностичні оцінки країн Центральної та Східної Європи щодо повторення «сланцевої революції», як у США, можуть не виправдатися. Уже зараз потужності перших пробурених дослідних свердловин, зокрема у Польщі, не підтверджують попереднього прогнозу.

Вугілля. Потенційні запаси вугілля, яке залягає неглибоко (відкритий спосіб

видобутку), також зменшуються, а собівартість підземного видобутку кам'яного вугілля економічно є не вигідною – занадто дорогою стає енергія. У зв'язку з цим Великобританія, Чехія та Іспанія за останні роки постійно заявляють про плани закриття низки шахт.

У Польщі та Німеччині з традиційним видобутком вугілля ситуація є аналогічною. При цьому в перерахунку на отриману 1 кВт·год буре вугілля використовувати на 35-40 % вигідніше, ніж кам'яне.

Природний газ. За даними компанії ВР, за період з 2000 по 2014 рр. доведені запаси газу в ЄС скоротилися більше ніж удвічі – з 3,4 до 1,5 трлн м³. Слід відмітити, що серед 28 країн ЄС природний газ видобувають лише у 7 країнах. Нідерланди мають найбільш вагомий запаси природного газу, обсяг яких на початок 2014 р. становив 1,1 трлн. м³ (73%).

За останнє десятиріччя видобуток природного газу в ЄС знизився більш ніж на третину.

Через відсутність власної ресурсної бази європейські країни змушені імпортувати природний газ. Більшість європейських країн майже 100% потреб у природному газі забезпечують за рахунок імпорту.

Протягом 2000-2014 рр. лише дві європейські країни – Данія та Нідерланди – експортували природний газ, оскільки вони видобувають більше, ніж споживають. Слід відмітити, що з 2004 р. через значне скорочення обсягів видобутку природного газу Великобританія припинила його експорт.

Газовий баланс ЄС, 2000–2014 рр.

	Роки										
	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2014
Обсяг споживання, млрд м ³	440,4	451,2	473,2	486,0	494,2	486,9	481,2	489,7	458,5	492,5	386,9
Обсяг видобутку, млрд м ³	231,9	227,6	223,6	227,3	212,0	201,3	187,5	189,4	171,5	174,9	132,3
Обсяг дефіциту, млрд. м ³	208,5	223,6	249,6	258,7	282,2	285,6	293,7	300,3	287	317,6	254,6
Коефіцієнт енергетичної залежності, %	47,34	49,56	52,75	53,23	57,10	58,66	61,03	61,32	62,60	64,49	65,8
Доведені запаси, трлн м ³	3,4	-	-	-	3,0	-	-	-	-	-	1,5

Джерело: звіти компанії ВР

У країнах ЄС певний рівень дефіциту природного газу покривається за рахунок внутрішнього імпорту – із Данії та Нідерландів. Основними зовнішніми імпортерами трубопроводного газу до країн ЄС є Російська федерація, Алжир, Норвегія та Лівія.

Для зниження рівня енергетичної залежності європейські країни намагаються диверсифікувати постачання енергоресурсів. Наприклад, Австрія імпортує природний газ із трьох країн (Німеччина, Норвегія та Російська Федерація); Бельгія – із чотирьох (Німеччина, Нідерланди, Норвегія, Велика Британія); Франція має сім імпортерів газу (Бельгія, Нідерланди, Німеччина, Норвегія, Велика Британія, Іспанія, Російська Федерація); Німеччина – п'ять (Нідерланди, Норвегія, Велика Британія, Данія, Російська Федерація); Італія – шість (Нідерланди, Норвегія, Німеччина, Велика Британія, Алжир, Російська Федерація).

Диверсифікацію поставок природного газу Євросоюз забезпечує також завдяки використанню технологій *LNG*, тобто транспортуванню природного газу в скрапленому вигляді спеціальними суднами-газовозами.

Споживачами скрапленого газу серед європейських країн є Бельгія, Франція, Греція, Італія, Іспанія, Португалія та Велика Британія, основними імпортерами – Катар, Алжир і Нігерія. Певні обсяги скрапленого газу європейські країни отримують від Норвегії, Перу, Тобаго і Тринідаду, Єгипту, Ємену, Оману, Екваторіальної Гвінеї та Лівії.

Для зниження рівня енергетичних ризиків Євросоюз планує й надалі диверсифікувати постачання природного газу за рахунок будівництва нових газопроводів та *LNG*-терміналів. ЄС постійно поглиблює співпрацю з країнами-експортерами енергетичних ресурсів, проводить енергодіалоги і з пошуку альтернативних постачальників, розвиває різносторонні маршрути, впроваджує нові технології.

За прогнозом МЕА, до 2025 р. внутрішній видобуток природного газу в ЄС знизиться на 40 млрд м³ при зростанні обсягів його споживання на 43 млрд м³.

Зміни співвідношення споживання природного газу та вугілля в ЄС. Цінові тренди на газовому та вугільному ринках ЄС виявилися протилежними. Порівняно з середньорічною ціною за 2011 р. у 87 євро за 1 т вугілля в Північно-Західній Європі (ARACIF) середня ціна за перші три квартали 2012 р. зупинилася на позначці 73 євро і продовжує знижуватися.

На найбільших європейських газових хабах ціни безперервно знижуються з початку грудня 2015 р. Серед звичайних причин, які впливають на їх зниження, з'явилася і нова – у грудні 2015 р. почав роботу польський *LNG*-термінал у Свіноустьї, куди прибув перший газовоз із Катару. У квітні 2016 р. американський танкер *Creole Spirit* доставив скраплений газ компанії *Cheniere Energy*, яка базується в Х'юстоні (штат Техас), до португальського порту Синиш. Із початком експорту американського скрапленого газу можуть створитися умови для суттєвого переформатування європейського ринку вуглеводнів. За прогнозами аналітиків, поява нового гравця на ринку газу може створити конкуренцію між *LNG* і

трубопроводним газом, що сприятиме зниженню вартості природного газу для споживачів.

Компанією Cheniere Energy укладено угоди про постачання LNG газу до Франції і Великобританії в найближчі роки.

З початку 2015 р. природний газ у США подешевшав на 36% – такий різкий спад востаннє було зафіксовано у 2006 р.

Таким чином, сланцевий газ, переповнивши ринок Північної Америки і витіснивши з нього екологічно неблагополучне вугілля, почав конкурувати з поставками природного газу на європейський ринок.

Слід відзначити загострення протиріччя нинішнього вугільного ренесансу в Європі з основними пріоритетами європейської енергетичної політики відповідно до Стратегії ЄС до 2030 р. щодо підвищення енергоефективності (27%), розвитку ПДЕ (27 %) та зниження викидів CO₂ (40%). Зазначені пріоритети визначено рядом основних стратегічних програмних документів Єврокомісії щодо перспективного розвитку енергетики в регіоні (Стратегія – 40/27/27).

3.2. Ціноутворення та цінова політика в паливно-енергетичному комплексі ЄС

З розвитком ринкових відносин обсяги енергоресурсів за регульованими державними органами цінами зменшуються, зростає частка вільних ринкових цін. На процес ціноутворення все більше впливає конкуренція – як між окремими видами енергоносіїв, так і між паливовидобувними підприємствами.

На динаміку цін значний вплив мають інфляційні процеси та інтереси виробників, перш за все генерувальних компаній. Для поточних оптових цін генерувальних компаній характерним є, в основному, їх підвищення.

У процесі аналізу динаміки цін на окремі енергоресурси визначаються як загальні, так і специфічні умови їхнього формування.

Ціни на природний газ у світовій енергетичній практиці та в Європі визначаються ринком, в основному, відповідно до світових цін на нафту і за наявності відповідного розрахункового періоду (6–9 місяців) є менш схильними до різких змін порівняно з коливаннями світових цін на нафту.

Відзначаються переважно два основні підходи, які застосовуються в Європі під час визначення цін на газ. Один з них – визначення формули ціни на газ, яка використовується в довгострокових контрактах на постачання газу, полягає в її прив'язці до ціни кошика нафтопродуктів на біржі в Роттердамі з часовим кроком у дев'ять місяців. Інший підхід полягає у прив'язці газових цін до цін кошика альтернативних енергоносіїв у кожній конкретній країні – вугілля, мазуту, нафти.

Динаміка механізмів ціноутворення в Європі. В умовах 2005 р.

ціноутворення з нафтовою прив'язкою становило в Європі 78%, на початок 2015 р. – 32% (таблиця нижче). При цьому частка газо-газових конкурентних цін становила у 2015 р. 61%.

Основні етапи еволюції ціноутворення включають:

- скорочення обсягу природного газу, імпортованого за контрактами з ціною за нафтовою прив'язкою;
- заміна обсягу спотового газу з одночасним збільшенням обсягів торгів на хабах;
- відмова від переукладання контрактів з нафтовою прив'язкою після закінчення їхньої чинності або переукладання контрактів з частковим включенням спотового ціноутворення або, в окремі періоди, переходом до 100% індексації за цінами хабів;
- впровадження гібридного ціноутворення, за якого частка нафтової прив'язки утримується в межах діапазону цін хабів, та в межах «цінового газового коридору»;
- у ряді випадків – зниження обсягів або відхід від ціноутворення за формулою «бери або плати».

Зміни механізмів ціноутворення залежно від регіонів Європи

Регіон Європи	Частка нафтової індексації		Частка конкурентних газо-газових цін	
	2005 р.	на 01.01.15	2005 р.	на 01.01.15
Північно-Західна Європа	72%	12%	28%	88%
Центральна Європа	85%	32%	0	понад 50%
Європа - Середземномор'я	100%	64%	0	27%
Південно-Східна Європа	100%		0	4%

Джерело: Міжнародний газовий союз (International Gas Union: Wholesale Gas Price Survey – 2014)

Зростання частки «хабового» ціноутворення на природний газ у Центральній Європі відбулося здебільшого за рахунок реекспорту його компаніями Німеччини.

Згідно з висновками турецького Інституту ринків та політики енергетики на території ФРН фактично створюється хаб Центральної та Східної Європи з потужним потенціалом постачання природного газу по реверсу до сусідніх енергетичних ринків.

У Середземноморському регіоні Європи частка газо-газових конкурентних цін формувалася за рахунок імпорту СПГ та внаслідок змін умов контрактів компаній Італії з Росією.

Відповідно до звіту європейської компанії DG Energy «Квартальний звіт про європейські газові ринки» (Quarterly Report on European Gas Markets) та інших джерел (додаток 1) сучасне ціноутворення на природний газ характеризується

такими аспектами:

- з 1 вересня 2015 р. ціни на провідних хабах природного газу Західної Європи з постачанням в наступні 8 місяців коливалися в діапазоні 220 – 256 дол. США/тис. стандартних м³;

- у I кварталі 2015 р. роздрібна ціна на природний газ для населення в ЄС була вдвічі вищою від роздрібною ціни для промислових підприємств; оптові ціни були на 28% вищими від роздрібних цін для промисловості;

- соціально орієнтовані ціни на газ в ЄС застосовуються у Польщі, Угорщині, Хорватії та Болгарії.

Нижче у таблиці, за даними Трансконтинентальної біржі ICE та Віденської біржі, наведено актуальні біржові ціни на основних хабах Західної Європи (газові ф'ючерси).

Підсумкова ціна взаєморозрахунків на 01.09.2015 р. на основних хабах Західної Європи з постачанням в один з місяців у період з жовтня 2015 р. (front month) по червень 2016 р. (газові ф'ючерси в дол. США/тис. стандартних м³ (20⁰С))

Місяць поставки / хаби - розрахункова ціна	NCG	Gaspool	TTF	NBP	CEGH
Жовтень 2015 р.	234	233	231	229	245
Листопад 2015 р.	241	236	237	244	247
Грудень 2015 р.	244	240	241	253	249
Січень 2016 р.	245	241	242	255	-
Лютий 2016 р.	247	243	244	256	-
Березень 2016 р.	241	237	238	249	-
Квітень 2016 р.	236	232	233	236	-
Травень 2016 р.	230	225	226	227	-
Червень 2016 р.	229	225	226	220	-

Примітка. За даними Європейського центрального банку (ЄЦБ), 01.09.2015 р. курс євро/дол. США становив 1,1236. За даними Банку Англії, курс фунт стерлінгів/дол. США на 01.09.2015 р. становив 1,5325. Джерело: Міжнародний газовий союз

За новою методикою Євростату обсяги споживання природного газу розбито на декілька діапазонів. Середній діапазон обсягу споживання (D2) для населення становить 20–200 ГДж, тобто близько 525 – 5250 м³ на рік, для промислових підприємств – 100 000 – 1 000 000 ГДж на рік, тобто близько 2,6 – 26 млн м³ на рік.

Нижче у таблиці наведено оптові та роздрібні ціни на природний газ в країнах ЄС для населення та для промисловості.

Ціни на природний газ в країнах ЄС у I кварталі 2015 р.: порівняння оптових цін і роздрібних цін для населення та для промисловості, дол. США/тис. стандартних* (20⁰C) м³

Країна	Роздрібна ціна для населення	Роздрібна ціна для промисловості	Оптові ціни
Швеція	1363	483	291
Португалія	1209	477	
Італія	1153	358	298
Іспанія	1117	405	309
Данія	1009	354	258
Греція	989	531	334
Нідерланди	962	326	255
Франція	925	371	273
Ірландія	889	364	
Німеччина	807	377	265
Бельгія	772	313	255
Великобританія	757	335	245
Словенія	748	421	297
Чехія	683	341	267
Словаччина	612	407	263
Польща	591	375	279
Латвія	576	400	333
Естонія	563	413	391
Хорватія	559	448	
Болгарія	553	357	337
Литва	550	347	393
Угорщина	417	341	300
Румунія	381	329	377

Примітка. До роздрібних цін включено всі діючі у відповідних країнах податки. Що стосується оптових цін, там, де Єврокомісія подає для країни ціни різних джерел постачання, в таблиці наведено середню ціну імпортного газу хаба, отриманого країною на її кордоні від різних країн-постачальниць.

** Виходячи з прийнятих в Україні стандартів ціни подано за стандартні кубічні метри (20⁰C, міждержавний ГОСТ). У разі європейських стандартних кубічних метрів (15⁰C) та нормальних кубічних метрів (0⁰C) ціни будуть вищими на 1,7% та 7,4% відповідно.*

Джерело: Єврокомісія (ГД енергетики Єврокомісії, Квартальний звіт щодо європейських газових ринків, I квартал 2015 р.)

З наведених у таблиці даних видно, що оптові ціни на природний газ в ЄС у I кварталі 2015 р. були в середньому на 28% вищими від роздрібних цін для промисловості.

Вартість природного газу сьогодні залишається принциповим і вкрай важливим питанням для більшості європейських країн. Ціна на природний газ впливає на конкурентоспроможність економіки, стійкість бюджетів, динаміку розвитку компаній, рівень життя населення тощо. При цьому, незважаючи на швидкий розвиток в Європі спотового ринку, ціни на газ для споживачів у різних

країнах можуть суттєво відрізнятися. Про це свідчить рейтинг країн Європи за цінами на природний газ для населення, підготовлений експертами РІА Рейтинг за даними Євростату та статистики регулюючих органів різних країн.

Рейтинг країн Європи за вартістю природного газу для населення, дані першого півріччя 2015 р.

Место	Страна	Стоимость природного газа, руб. за м³ в 2015 году	Изменение стоимости в национальной валюте за год, %	Справочно, количество м³ газа, доступных на среднемесячный чистый заработок жителей (оценка)	Справочно, цена, \$ за тыс м³
1	Швеция	68,1	- 7,0	2 395	1 289
2	Португалия	62,1	11,3	981	1 176
3	Испания	57,3	7,5	1 690	1 085
4	Италия	56,8	0,5	1 762	1 076
5	Дания	52,5	- 10,2	3 026	993
6	Лихтенштейн	51,3	н.д.	н.д.	970
7	Нидерланды	49,0	- 3,0	3 288	928
8	Греция	47,7	- 10,1	1 527	903
9	Франция	45,5	4,5	2 818	862
10	Ирландия	44,6	3,1	2 959	843
11	Австрия	43,6	- 3,2	3 067	826
12	Германия	40,7	- 1,0	3 279	771
13	Бельгия	38,9	- 2,6	3 315	736
14	Великобритания	38,6	9,9	4 199	731
15	Словения	37,9	- 10,7	1 513	718
16	Чехия	33,6	- 2,2	1 245	637
17	Словакия	31,0	0,2	1 236	588
18	Люксембург	30,7	- 9,2	5 989	581
19	Босния и Герцеговина	30,6	0,0	н.д.	580
20	Польша	29,9	- 1,7	1 224	566
21	Литва	29,8	- 18,7	959	565
22	Эстония	29,5	3,8	1 628	559
23	Латвия	29,2	- 3,1	1 069	553
24	Хорватия	28,4	1,5	1 445	538
25	Болгария	28,3	- 8,7	663	535
26	Сербия	26,9	2,6	н.д.	510
27	Турция	22,3	0,6	1 528	422
28	Венгрия	21,0	- 16,5	1 465	397
29	Румыния	19,1	3,9	1 047	361
30	Молдавия	18,8	0,0	529	356
31	Украина	15,0	403,5	482	285
32	Белоруссия	6,1	17,6	3 100	116
33	Россия	5,1	3,0	5 552	97
34	Казахстан	3,7	6,3	8 244	71
35	Среднее	34,5	11,3	2362	654

Источник: расчёты РІА Рейтинг по данным Евростата, статистических и регулирующих органов стран, не входящих в ЕС, Росстата, ЦБ РФ. Для стран ЕС использованы данные на начало года, для России и Казахстана — по итогам апреля 2015 года, для Украины, Молдавии и Белоруссии — действующие тарифы на июнь 2015 года. Для Молдавии, Украины и Белоруссии использовались расчёты РІА Рейтинг, исходя из средних или наиболее характерных для большинства населения установленных тарифов

Великий діапазон зміни цін на споживчому газовому ринку країн Європи в основному визначається відповідними положеннями соціальної, податкової та екологічної політики тощо.

Серед першої п'ятірки країн з найвищою ціною на газ для населення чотири з них, зокрема Швеція, Португалія, Іспанія, Італія, входять до числа європейських лідерів з виробництва електроенергії з ПДЕ. У цих країнах, з метою стимулювання «екологічності» виробництва електроенергії, систему тарифоутворення вибудовано таким чином, що ціни на газ пов'язано не так з газовим ринком, як із собівартістю дорогої «зеленої» електроенергії. При цьому Швеція є країною з найменшою часткою газу в енергобалансі (менше 2 %, за даними ВР), тому газ тут має найвищу серед країн Європи вартість. Таким чином, основним фактором ціноутворення для зазначених країн є екологічний фактор.

Італія, яка ввійшла в п'ятірку країн з найдорожчим газом, також має досить розвинену альтернативну енергетику, але, на відміну від Швеції, відповідно до структури енергобалансу вона споживає близько 40 % газу, причому різних його видів: трубопровідного, скрапленого з Росії та Алжиру. При цьому головним ціновим фактором в Італії, як і в Греції (на восьмому місці в рейтингу), є податкова політика держави в умовах кризи. Відповідно в Італії дорогим є не лише газ, а й електроенергія та продукти нафтопереробки.

Особливістю цінової політики країн Західної Європи є те, що ціна газу для населення є вищою, ніж для промислових підприємств. Тобто це є також одним з видів так званого «перехресного субсидування», але воно має дзеркально-протилежний вигляд порівняно з «перехресним субсидуванням» пострадянських країн. При цьому **слід звернути увагу на розмір середньомісячної заробітної плати**, визначеної в рейтингу купівельної спроможності для придбання відповідного обсягу природного газу.

Слід відмітити, що ціна газу в європейських країнах абсолютно не залежить від того, чи видобуває ця країна газ на своїй території чи ні. Наприклад, Нідерланди, які є одним з найбільших європейських газовидобувників, посідають сьоме місце за вартістю газу для населення.

Росія, яка є другим після США виробником газу у світі, за цінами на газ займає третє місце з кінця рейтингу із середнім рівнем тарифів для населення 5 руб. за 1 м³. Це в 13 разів менше, ніж у лідера рейтингу – Швеції. При цьому слід зазначити, що оптові ціни для населення в Росії є значно нижчими, ніж ті, за якими його купують домогосподарства. Більш висока підсумкова вартість газу складається вже на подальших етапах формування цінового ланцюжка на шляху до населення.

Найдешевший газ серед країн, які потрапили до рейтингу, купують жителі Казахстану – 3.7 руб. за м³ у перерахунку на російські рублі, що у 18 разів менше, ніж в лідируючій в рейтингу Швеції. У кінці рейтингу розташувалася Республіка Білорусь з 6,1 руб. за м³, за оцінкою РІА Рейтинг. Багато в чому таке низьке місце в рейтингу Білорусі обумовлено підтримкою з боку Росії, яка поставляє газ в республіку за пільговими тарифами.

Україна в рейтингу на перше півріччя 2015 р. за фактичної вартості газу зайняла 31 місце. У результаті масштабних економічних проблем за рік тарифи в

Україні збільшилися в національній валюті в 5 разів. Також у числі лідерів за темпами зростання тарифів на газ стали Республіка Білорусь, Португалія і Великобританія. У той же час найбільше зниження вартості газу для населення відбулося в Литві – на 19%, а також в Угорщині та Словенії.

Порівняльна оцінка вартості газу та рівня середньої зарплати. На середню «чисту» (після вирахування податків та соціальних виплат) заробітну плату, за оцінкою PIA Рейтинг, найбільше газу може бути придбано громадянами Казахстану – 8,2 тис. м³ на місяць. Росія за цим показником посідає третє місце, поступаючись Люксембургу. Поруч в рейтингу розташувалися також Великобританія і Бельгія.

До числа аутсайдерів за вартістю газу з урахуванням купівельної спроможності потрапили Молдова, Болгарія, Литва і Португалія. Замикає список країн щодо можливості придбання природного газу на середню зарплату Україна.

Окремо слід відзначити, що вартість газу, наведена в таблиці, відповідає середньому рівню цін для населення, виходячи з національних тарифів і даних статистики, і тому може істотно відрізнятися в кожному конкретному регіоні залежно від місця проживання в межах держави, обсягів споживання газу сім'єю, наявності газових плит, системи опалення (централізованого, автономного) тощо.

Рейтинг країн за цінами на електроенергію. Європейський енергетичний ринок залишається вкрай різномірним в рамках Євросоюзу. У ряді країн тарифи на електроенергію для населення визначає попит і пропозиція на ринку, однак у багатьох країнах Європи механізми ринкової економіки не працюють у повній мірі. Як наслідок навіть у схожих по балансу енергоресурсів країнах вартість електроенергії може відрізнятися в рази.

Лідером рейтингу у 2015 р. стала Україна, де в перерахунку на російську валюту за курсом середини листопада 2015 р. населення отримувало найдешевшу електроенергію в Європі – у середньому по 1,3 руб. за кВт·год, навіть незважаючи на значне зростання тарифів, що спостерігається за два останні роки.

На другому місці в рейтингу розташувався Казахстан з 2,2 руб. за 1 кВт·год.

Росія, яка володіє достатньо дешевими власними енергоресурсами, замикає першу трійку рейтингу з показником у 2,9 руб. за 1 кВт·год електроенергії для домогосподарств. У Молдові відмічено зростання тарифів на 34%.

Найбільше зниження вартості електроенергії відбулося в Албанії (на 30%). Також істотно подешевшала електроенергія на Мальті і Кіпрі – на 15%.

Окремо необхідно зазначити, що вартість електроенергії, наведена в рейтингу, є оцінкою середнього рівня по відповідній країні з метою порівняння і може істотно відрізнятися в кожному конкретному випадку залежно від місця проживання, обсягів споживання сім'ї, наявності електричних плит, центрального опалення та ін.

Замикає рейтинг з найвищою вартістю електроенергії для населення Данія, де тариф на електроенергію для середньої сім'ї становить 21,4 руб. за 1 кВт·год, що обумовлено високою часткою податків у вартості електроенергії на підтримку подальшого розвитку «зеленої» енергетики країни. При цьому в Данії вже сьогодні майже 50% електроспоживання країни забезпечується за рахунок ПДЕ.

Рейтинг країн Європи за вартістю електроенергії, скільки платять за електроенергію населення Європи у 2015 р.

Место в рейтинге	Страна	Стоимость электроэнергии для населения, руб. за кВт·ч	Изменение за год, %	Количество электроэнергии, доступное на среднемесячный чистый заработок жителя (оценка), кВт·ч
1	Украина	1,3	48	6 487
2	Казахстан	2,2	8	10 434
3	Россия	2,9	8	9 796
4	Белоруссия	3,2	16	6 076
5	Сербия	4,0	-5	н/д
6	Албания	5,7	-30	н/д
7	Босния и Герцеговина	5,7	3	н/д
8	Македония	5,7	5	н/д
9	Болгария	6,6	13	3 449
10	Черногория	6,8	0	н/д
11	Молдавия	7,2	34	1 529
12	Венгрия	7,8	-6	4 721
13	Исландия	8,3	6	н/д
14	Мальта	8,7	-15	11 221
15	Литва	8,7	-6	3 951
16	Чехия	8,9	-1	5 702
17	Эстония	9,1	0	6 395
18	Румыния	9,1	1	2 652
19	Хорватия	9,2	0	5 400
20	Турция	9,5	14	4 341
21	Польша	10,1	2	4 394
22	Словакия	10,5	0	4 414
23	Финляндия	10,8	-1	15 977
24	Словения	11,1	-3	6 254
25	Норвегия	11,2	-2	23 856
26	Франция	11,3	2	13 694
27	Латвия	11,4	20	3 306
28	Греция	12,3	0	7 142
29	Люксембург	12,3	2	18 041
30	Лихтенштейн	12,8	20	н/д
31	Швеция	12,9	-6	15 265
32	Кипр	13,6	-15	н/д
33	Нидерланды	13,6	7	14 276
34	Австрия	14,0	-1	11 549
35	Великобритания	14,8	11	13 256
36	Бельгия	14,8	1	10 503
37	Португалия	15,9	5	4 638
38	Испания	16,1	7	7 272
39	Ирландия	16,9	1	9 416
40	Италия	17,1	0	7 086
41	Германия	20,5	-1	7 845
42	Дания	21,4	1	8 969
	Среднее	10,4	3	6 888

Джерело: Рейтингове агентство «PIA Рейтинг»

Слідом за Данією в кінці рейтингу з подібних причин перебуває Німеччина з 20,5 руб. за 1 кВт·год електроенергії для населення та Італія, де окрім екологічних складових вартості електроенергії відображено й економічні проблеми країни.

У цілому більшість країн, які розташувалися в кінці рейтингу, характеризуються досить високим ступенем розвитку «зеленої» енергетики, що є наслідком реалізації положень енергетичної стратегії ЄС, яку спрямовано на розв'язання проблем екології та зниження рівня залежності від поставок енергоносіїв з третіх країн.

Поряд з орієнтованістю на «зелену» енергетику в результатах рейтингу спостерігається істотна залежність між тарифами на електроенергію та загальним рівнем розвитку економік країн, перш за все за таким показником, як обсяг ВВП на душу населення. Це пояснюється тим, що в ряді країн вартість електроенергії починає виступати соціальним фактором і тарифи на неї держави змушені регулювати з метою підтримання населення.

Втім, і серед багатих західних країн є такі, як, наприклад, Норвегія і Франція, де електроенергія є порівняно дешевою. Щодо Норвегії це пояснюється наявністю розвиненої гідроенергетики, щодо Франції – великою часткою генерації АЕС у загальному обсязі виробництва електроенергії.

У країнах східної Європи активно використовується перехресне субсидування, за якого населення платить за електроенергію значно менше, ніж підприємства. У країнах ЄС має місце переважно протилежна практика – тарифи на електроенергію для населення в середньому є приблизно на третину вищими, ніж для підприємств. Багато в чому саме тому більшість східноєвропейських країн перебувають у верхній частині рейтингу.

Співвідношення вартості електроенергії та середньої зарплати. У міжнародній практиці доступність електроенергії для населення відображається показником обсягу електроенергії, який можуть придбати домогосподарства на свої середні доходи.

Найбільший обсяг електроенергії, за оцінками РІА Рейтинг 2015 р., у за середній місячний дохід можна придбати в Норвегії – 23,8 тис. кВт·год. Друге і третє місця посідають Люксембург і Фінляндія. У цих країнах жителі на середній дохід можуть придбати 18 і 16 тис. кВт·год на місяць відповідно.

Найменшу кількість електроенергії на місячну зарплату сьогодні, як і раніше, можуть придбати жителі Республіки Молдова – лише 1,5 тис. кВт·год. Недешева електроенергія в цій державі поєднується з низькими за європейськими мірками доходами. Втім, у кінці рейтингу за цим показником перебувають країни-члени ЄС – Румунія та Латвія.

Євростат та ACER щодо цінової кон'юнктури ринку електроенергії.

Євростат систематично проводить роботу з формування статистичної бази та її аналіз за цінами і тарифами в країнах-членах ЄС для промисловості та домогосподарств. Відповідно до цього кожного півріччя Євростат публікує статистичні огляди щодо цін (тарифів). Агентством із співпраці органів регулювання енергетики (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER*) на базі даних Євростату у 2015 р. 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».

Зазначеним аналітичним документом проаналізовано більш широкий діапазон цін у межах певного регіону та визначено ряд чинників, характерних для формування ціни електроенергії:

Первинні енергоресурси та ціна на них. Стверджується, що зниження цін на первинні енергоресурси зумовлює відповідне зниження цін на електроенергію. Однак, незважаючи на зниження цін на природний газ у зв'язку з падінням цін на нафту з 2014 р., а також перевиробництво електроенергії, європейські споживачі нині сплачують за наданий їм ресурс більше. Середні рахунки для побутових споживачів країн-членів ЄС на електроенергію збільшилися більш ніж на 2% у 2015 р. порівняно з 2014 р. Зворотній зв'язок є результатом розширення постійних витрат, зокрема податків, субсидування проектів розвитку ПДЕ, змін у природоохоронному законодавстві, наявності регульованих цін та відсутності конкуренції в окремих країнах.

Наявність власної генерації та її собівартість. Одним із важливих факторів ціноутворення на ринку електроенергії є наявність власної генерації. Остання є найдорожчим 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, логічним є певний діапазон розходження показників собівартості. Зокрема собівартість генерації електроенергії в Німеччині становить: з вугілля – \$38 за 1 МВт·год; з природного газу – \$89 за 1 МВт·год; з вітру – \$77 за 1 МВт·год; з сонця – \$92 за 1 МВт·год; у Франції з атомної енергії – \$50 за 1 МВт·год; у Великій Британії з атомної енергії – \$64 за 1 МВт·год; з вітру – \$94 за 1 МВт·год; у Португалії з сонця – \$74 за 1 МВт·год; з вітру – \$61 за 1 МВт·год.

Розвиток ПДЕ. На конфігурацію цін на електроенергію останніми роками впливає не лише коливання цін на первинні енергоресурси, а й темпи розвитку поновлюваної енергетики. Аналіз стратегічних і програмних документів ЄС

свідчить про зростаючі обсяги будівництва 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 підвищення тарифів для кінцевих споживачів. У результаті саме в країнах, які найбільш активно підтримують розвиток ПДЕ (Данія, Німеччина, Швеція), найвищою є кінцева вартість електроенергії (додатки 2, 3).

Вартість сертифікатів на емісію CO₂. Ряд країн під час формування кінцевої ціни на електроенергію враховують податок на викиди CO₂. Питання ефективнішого використання енергії, зменшення залежності від викопних видів палива, використання ПДЕ та зменшення емісії CO₂ було порушено Європейською комісією у звіті “Facing the Challenge of Higher Oil Prices” (COM (2008) 384)¹¹. Для країн ЄС важливою є екологічність виробничого процесу – перехід з палива з великим вмістом сірки на газ, а також установлення очисного обладнання на енергоблоках (передусім на вугільних).

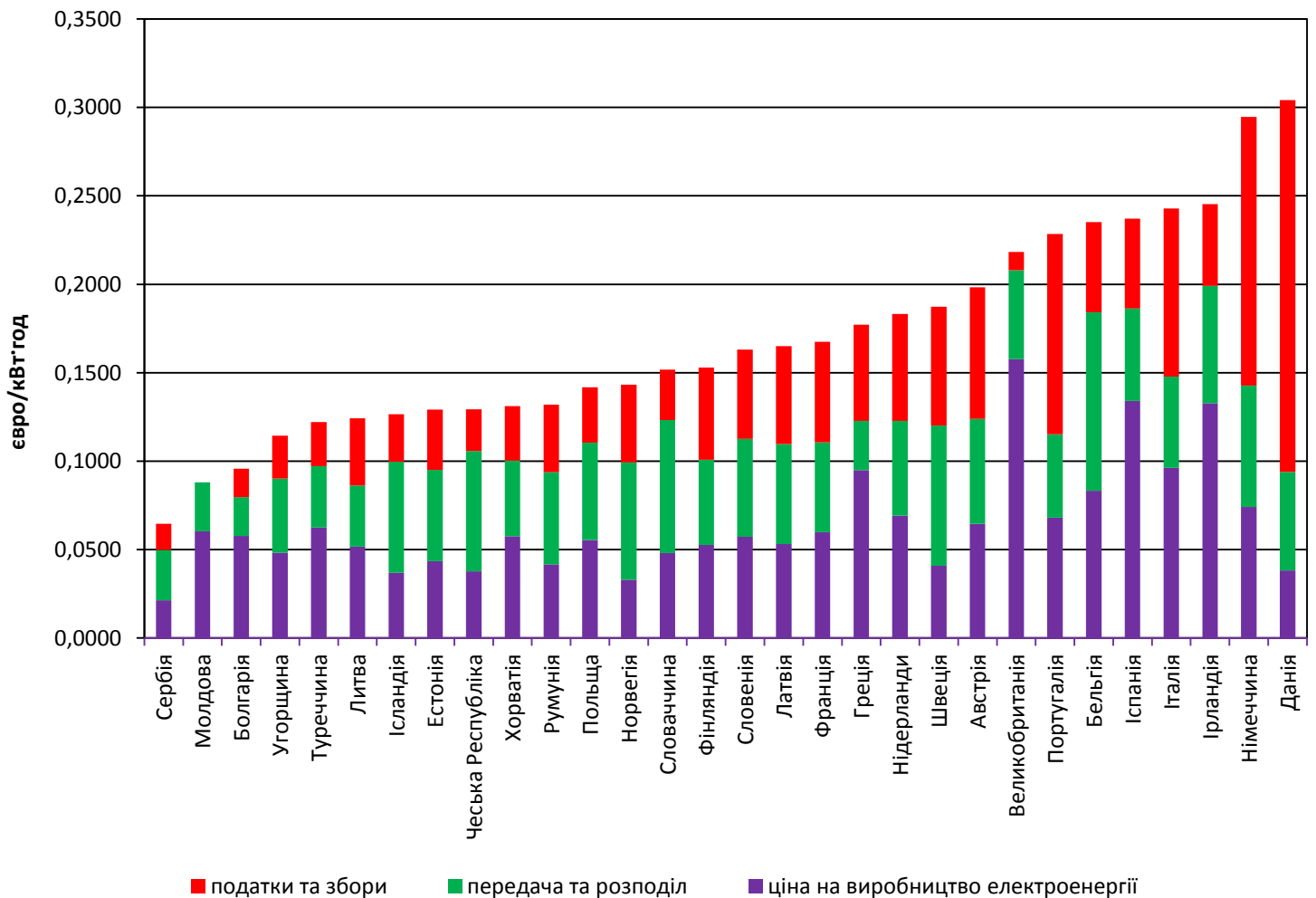
Мережеві витрати. Мережеві витрати залежать від технічних характеристик, зокрема від рівня вартості приєднання споживача до енергомережі. Високий рівень зношування діючих енергогенерувальних і передавальних потужностей потребує масштабної їхньої модернізації, що при запланованій лібералізації ціноутворення викликає стале 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 і 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 роботі 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.

Система внутрішніх цін на ринку електроенергії в країнах-членах ЄС сьогодні є доволі розгалуженою та диференційованою. На діаграмі нижче наведено ціни для домогосподарств з урахуванням затрат на закупівлю електроенергії у виробника, тарифів на передавання, а також встановлені на національному рівні для кожної країни відповідні податки і збори.

Ціни на електроенергію за 2015 рік (II півріччя) для домогосподарств із рівнем споживання 2500-5000 кВт·год/рік



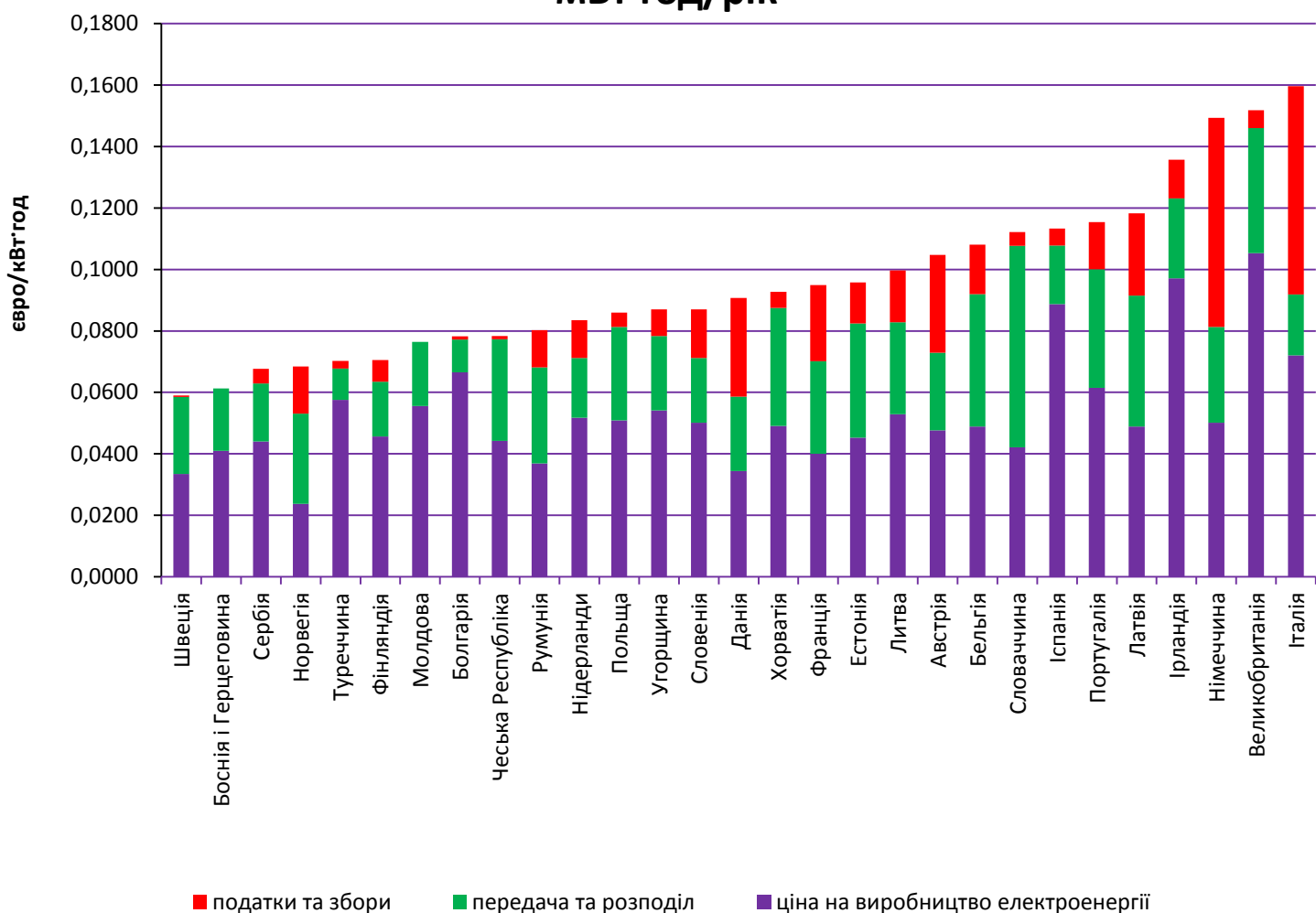
Джерело: Євростат

З наведеної Євростатом інформації можна зазначити, що найвищі ставки відрахувань на податки та інші платежі мали місце в країнах-членах ЄС із більш високою вартістю електроенергії для домогосподарств; зокрема, висока частка податків і зборів щодо ціни на електроенергію має місце в Данії (58,4%), у країні, де немає гідроресурсів для виробництва електроенергії, діє заборона на розвиток атомної енергетики. Крім того, країна є лідером серед країн Європи з розвитку ПДЕ, що потребує значних фінансових ресурсів. На другому місці – Німеччина (51,1%), яка також займає провідні позиції в Європі щодо розвитку альтернативної енергетики. Найнижча відносна кількість податків у кінцевій вартості електроенергії – у Великій Британії (4,8%), де до базової вартості електроенергії застосовується лише невисока ставка ПДВ.

Ціни на електроенергію для промислових споживачів протягом першого семестру 2015 р. були найвищими у Великій Британії та в Мальті, найнижчими – у Норвегії та Швеції. Що стосується податкової складової у вартості ціни на електроенергію для промислових споживачів, то найвищою вона була в Німеччині та Італії, найнижчою – у Болгарії та Швеції.

На наступній діаграмі наведено статистичну інформацію країн-членів ЄС щодо **тарифів на електроенергію для промисловості з урахуванням податків і зборів у 2015 р.**

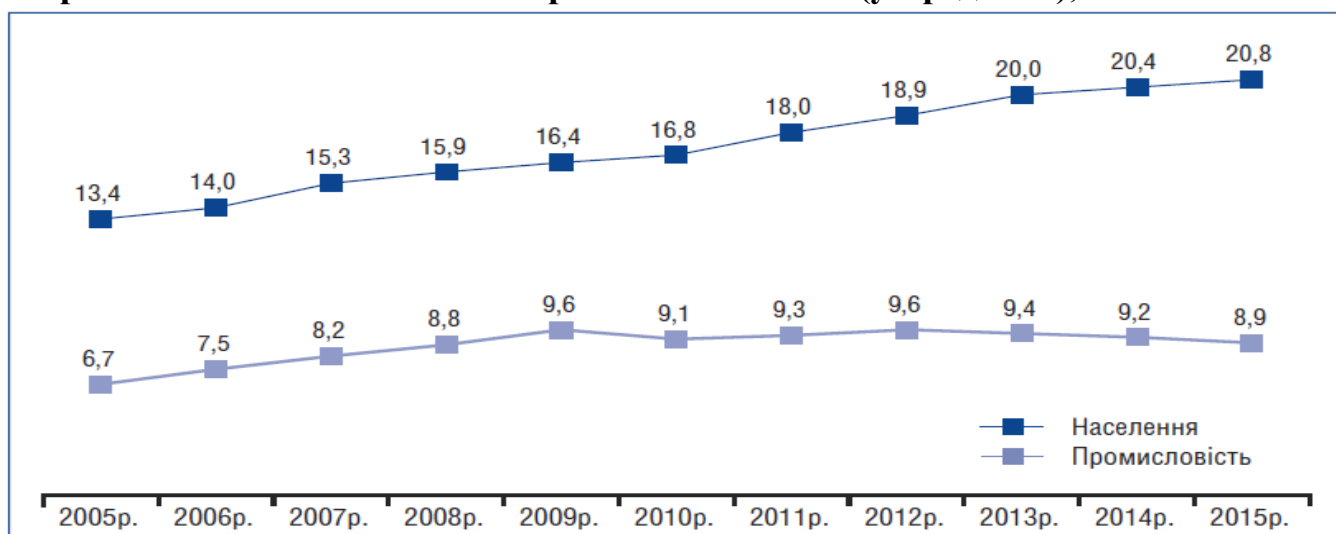
Ціни на електроенергію за 2015 рік (II півріччя) для промисловості із рівнем споживання 500-2000 мВт·год/рік



Джерело: Євростат

За даними Євростату, у країнах-членах ЄС середня ціна на електроенергію з 2007 р. для побутових споживачів (додатки 2, 3) збільшилася більш ніж на 34%, а для промислових – на 25%. Податки і збори становили в середньому 27% від кінцевої вартості електроенергії.

**Динаміка цін на електроенергію для побутових
і промислових споживачів по країнах-членах ЄС (усереднено), €/100 кВт·год**



Джерело: побудовано за даними: *Electricity prices by type of user – Eurostat*

Структуру цін на електроенергію за друге півріччя 2015 р. для побутових та промислових споживачів з річним споживанням від 500 до 2000 МВт·год наведено в додатках 4, 5.

3.3. Створення єдиного Енергетичного Союзу

У 2015 р. Європейським Союзом розпочато розбудову новітньої енергетичної стратегії створення єдиного Енергетичного Союзу. Положення єдиного Енергетичного Союзу базуватимуться на діючих у сфері енергетики ЄС "Програмі з енергетики та клімату до 2030 року" та "Стратегії енергетичної безпеки".

При цьому відмічено, що цілі реформування європейської енергетики згідно з Першим, Другим та Третім енергетичними пакетами в повній мірі не досягнуто, а процеси та тенденції, які наразі відбуваються, можуть мати несприятливі для розвитку енергетики наслідки, про що наголошується в Пакеті щодо Енергетичного Союзу, який прийнято 25.02 2015 р., зокрема:

- роздрібний ринок не функціонує належним чином, побутові споживачі мають обмежені можливості щодо вибору постачальників енергії, контролю своїх енергетичних витрат, неприйнятно високий відсоток європейських домогосподарств, які не можуть самостійно оплачувати рахунки за електроенергію;
- ЄС має енергетичне законодавство, установлене на європейському рівні, та національні енергетичні правила 28 країн, які мають свої особливості;
- енергетична інфраструктура старіє і не регулюється зі збільшенням обсягів виробництва енергії з поновлюваних джерел, існує необхідність залучення інвестицій, але в даний час структура ринку і національні політики не створили достатніх стимулів, передбачуваних і привабливих умов для потенційних інвесторів;

- продовжують існувати енергетичні острови, ряд ринків не мають надійного резервування від сусідніх ринків, що збільшує вартість енергії для споживачів і створює уразливість для енергетичної безпеки.

В основі Енергетичного Союзу, як і в основі Третього енергетичного пакета, лежать інтереси споживачів. Визначається, що метою Енергетичного Союзу є забезпечення споживачів (домогосподарств, підприємств) безпечною, стійкою, конкурентоспроможною та доступною енергією.

Передбачається, що внаслідок фундаментальної трансформації енергетичної системи єдиного Енергетичного Союзу, енергія має вільно перетікати через кордони на основі конкуренції, найкращого використання ресурсів, а також в результаті ефективного регулювання енергетичних ринків на рівні ЄС. У першу чергу домогосподарства мають стати вигодонабувачами цих перетворень:

- брати участь у роботі ринку;
- користуватися правом вибору;
- забезпечувати гнучкість під час управління попитом;
- застосовувати нові технології для зниження та контролю своїх рахунків.

Політика Енергетичного Союзу вимагає інтегрованого процесу управління та моніторингу. У Повідомленні Комісії до Європейського Парламенту від 25 лютого 2015 р. підкреслюється необхідність виконання плану заходів з п'ятнадцяти пунктів, який наведено в Пакеті щодо Енергетичного Союзу, окремими з яких є:

1. Повна реалізація та суворе дотримання існуючого енергетичного законодавства – це перший пріоритет для заснування Енергетичного Союзу.

2. ЄС повинен диверсифікувати джерела постачання газу, забезпечуючи надійність його постачання та недопущення перебоїв.

3. Розвинена інфраструктура є необхідною умовою для завершення впровадження енергетичного ринку з урахуванням безпеки постачання та розвитку поновлюваних джерел енергії.

4. Створення єдиного внутрішнього енергетичного ринку, який приносить користь громадянам, забезпечує гарантування безпеки постачання, інтеграцію поновлюваних джерел енергії в ринок та усунення неузгоджених механізмів розвитку енергетичних потужностей держав-членів – це рушійні сили для перегляду поточного дизайну ринку.

5. Нормативно-правова база відповідно до Третього енергетичного пакету, у подальшому має бути розвиненою для забезпечення функціонування єдиного внутрішнього енергетичного ринку для домогосподарств і компаній.

Комісія у 2015–2016 рр. переглядатиме нормативно-правову базу, зокрема, щодо функціонування ACER (Агентство із співпраці органів регулювання енергетики) і ENTSOs.

6. Більша прозорість щодо вартості електроенергії та цін, а також щодо публічного підтримання та сприяння інтеграції діяльності внутрішнього ринку. Комісія має готувати раз на два роки доповідь про ціни на енергоносії, роль і місце конкуренції та монополій, глибоко аналізувати роль податків, зборів і субсидій, **виключати штучні чинники необґрунтованого підвищення вартості**, а також передбачати засоби для поступової відмови від регульованих цін.

На національному та місцевому рівнях має бути запроваджено дії для захисту вразливих споживачів через відповідні положення соціальної політики.

7. У 2015 і 2016 рр. Комісія перегляне відповідне законодавство щодо енергетичної ефективності.

8. Комісія запропонує стратегію сприяння інвестиціям у систему опалення та охолодження.

9. В ЄС на Раді Європи узгоджено кліматичні та енергетичні норми на 2030 р. У грудні 2015 р. в Брюсселі в рамках розбудови нової енергетичної стратегії проходили обговорення стану досягнення цілей і завдань Енергетичного Союзу і за його результатами оприлюднено документи щодо відстеження прогресу на європейському, регіональному та національному рівнях, зокрема: «Моніторинг просування щодо досягнення цілей Енергетичного Союзу: концепція та перший аналіз основних індикаторів (SWD/2015/243 final)», «Стан розбудови Енергетичного Союзу в частині стратегії європейської енергетичної безпеки (SWD/2015/404 final)» та «Додаток 1 до Регламенту ЄС №347/2013 (C/2015/8052 final)», в якому визначено перелік проектів спільного інтересу країн-членів ЄС щодо розбудови електричної, газової та нафтової інфраструктур.

4. Зарубіжний досвід формування тарифної політики в електроенергетиці

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.

Із виникненням і становленням електроенергетики як галузі в різних країнах, залежно від методів формування внутрішніх цін на електроенергію, визначалися тарифи на послуги з енергопостачання. У 60–70-х рр. XX ст. в енергетичному секторі більшості промислово розвинених країн тарифи визначалися за методом “витрати плюс”. Згодом, коли ціни на первинні енергоресурси почали підвищуватися, що здорожчувало вартість електроенергії, уряди країн почали запроваджувати заходи з енергоощадності та активізації розвитку альтернативної

енергетики, а відтак – до створення нової системи 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 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.

Серед основних завдань, які сьогодні мають вирішувати тарифи на електроенергію, є:

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

Особливістю системи тарифів більшості країн є їх диференціація:

- 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. Наприклад, тариф на електроенергію для промислових споживачів у Німеччині залежить від замовленої потужності та обсягу використаної електроенергії. 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. У Франції, наприклад, доволі жорстко контролюється максимальне навантаження і пропонуються “пільгові” тарифи для споживачів за їх погодженням 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 установлюється 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 збирається фінансувати з прибутку. Очевидно, що такий метод формування прибутку ініціює зростання середніх тарифів. Рішення проблеми полягає в **переході під час розроблення тарифів до норми прибутку на інвестований капітал (RAB, Regulatory Asset Base** – вартість активів регульованих мережевих компаній) – це система довгострокового тарифоутворення, основною метою якої є залучення інвестицій в розширення і модернізацію інфраструктури). Це відповідає економічній функції прибутку як джерела розширеного відтворення і дозволяє певною мірою компенсувати вади 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).

Норма прибутку має бути достатньою, для гарантування фінансової

стабільності енергокомпаній і за необхідності залучення додаткового капіталу.

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

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. Тут з'являється можливість краще враховувати інфляцію й отримувати тарифи на електроенергію, усталені впродовж тривалого періоду. Проте водночас значно зростають вимоги до достовірності довгострокових прогнозів.

Викладені вище пропозиції щодо вдосконалення регулювання вартості обслуговування енергокомпанії в сукупності дозволяють оптимізувати середньорегіональний тариф на електроенергію на більш низькому рівні і стабілізувати його динаміку в перспективі.

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 повного мінімуму навантаження енергосистеми, коли є вільні потужності і приросту вироблення можна досягти з найменшими витратами, установлюються знижені ставки плати на електроенергію. Навпаки, в 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 призначаються різні ставки для зимового і літнього сезонів. У принципі, такі тарифи можна запропонувати будь-якому споживачеві.

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 існуючої потужності електростанції, а також пропускної здатності електричних мереж енергосистеми. Такий підхід до формування тарифів на електроенергію стимулює збільшення її споживання в позапікові періоди, 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 знизити пікове 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 групами споживачів (промисловість, населення, сільське господарство, транспорт тощо) обумовлено галузевими відмінностями в режимах електроспоживання, обсязі попиту на енергію і потужність, витратах на розподілення 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 повнішого 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.

Варто відзначити зв'язок потужності з напругою в разі диференціації тарифів за категоріями. Зокрема, в Японії промислових споживачів розділено на три категорії: низьку, високу і надвисоку напругу. Водночас до першої категорії (200 В) належать невеликі підприємства з контрактним навантаженням до 50 кВт. Електроенергія високої напруги (6 кВ) надходить на підприємства середнього

розміру з контрактною потужністю від 50 до 2000 кВт. Категорія надвисокої напруги (20–140 кВ) охоплює споживачів із потужністю понад 2000 кВт.

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 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.

4.1. Стимулююче регулювання тарифів в енергетичній галузі зарубіжних країн

Стимулююче 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.

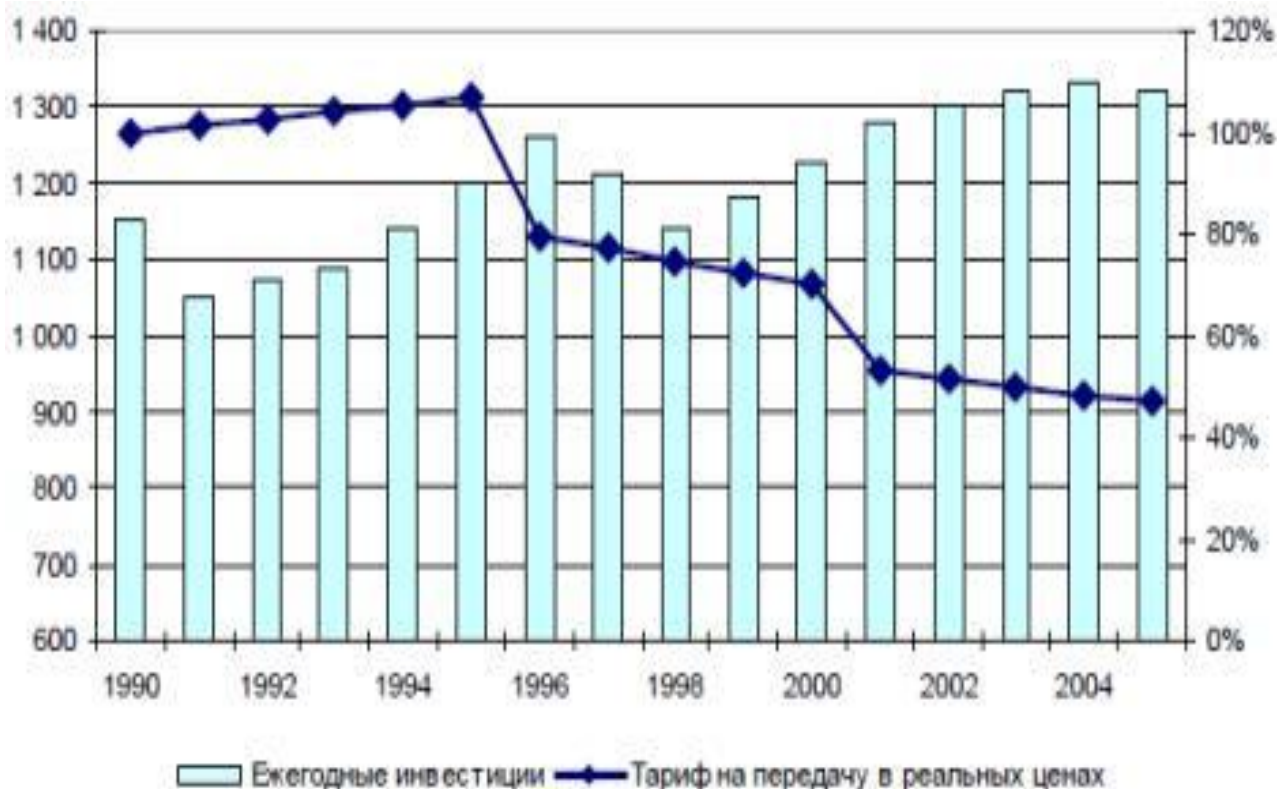
RAB-регулювання – загальноприйнятий у міжнародній практиці інструмент, який забезпечує можливість реконструкції мереж і розвиток енергетичної інфраструктури. Більшість країн світу, і зокрема всі країни ЄС, перейшли від витратних методів регулювання в енергетиці до стимулюючих. Це забезпечило підвищення 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.

Впровадження стимулюючого тарифоутворення сприятиме залученню інвестицій у сферу електроенергетики та забезпечить енергокомпаніям стимули для ефективної роботи і надання якісних послуг споживачам. Вперше ряд країн ЄС здійснили перехід до стимулюючого регулювання понад 20 років тому. Зокрема, у Великобританії в умовах стимулюючого тарифоутворення за 15 років у 2 рази скорочено витрати електророзподільчих компаній та відповідно знижено тарифи на

передавання електроенергії. У Румунії протягом 2004-2011 рр. рівень зношування активів електромереж зменшено з 75% до 48%.

Впровадження системи RAB розпочато у Великобританії на початку 1990-х років. Систему було розроблено в процесі приватизації електромережевого комплексу та лібералізації ринку електроенергії; вона виявилася ефективною: регульовані компанії знизили свої витрати в кілька разів, що привело до зниження тарифу при зростанні обсягу інвестицій у галузь.

Результати впровадження RAB-регулювання у Великобританії

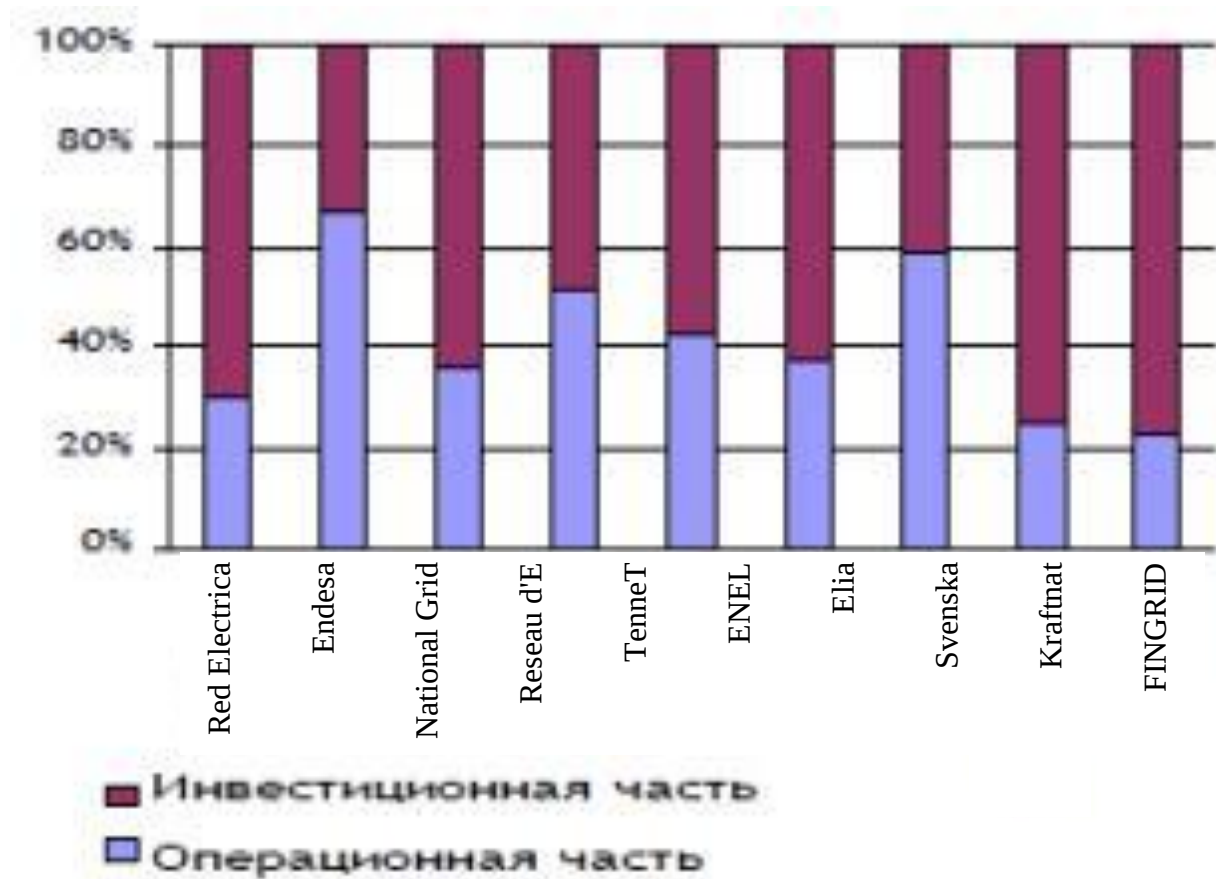


Джерело: А. В. Ложникова, А. А. Гейзер, М. В. Булыгина. RAB-тариф – новый источник инвестиций в экономике // Проблемы учета и финансов. 2013. №3

У середині 1990-х років на систему RAB-регулювання було переведено енергокомпанії ряду країн Західної Європи, Канади, США, Австралії. Найбільш успішним, за оцінкою міжнародних організацій щодо залучення інвестицій при переході на RAB, вважається румунський досвід. У 2004 р. у Румунії для проведення реформування систем регулювання діяльності розподільних (електричних і газових) мереж було залучено італійський концерн Enel та інвестиційний банк Credit Suisse. Реформу було проведено за кілька років, в ході її було інвестовано сотні мільйонів доларів у модернізацію та розвиток мереж. У 2006 р. на спільній конференції регулюючих органів країн Євросоюзу, Східної Європи та СНД румунський досвід було рекомендовано для впровадження в інших країнах.

На діаграмі наведено структуру необхідної валової виручки (НВВ) мережевих компаній ряду зарубіжних країн.

Структура НВВ деяких мережесих компаній



Джерело: А. В. Ложникова, А. А. Гейзер, М. В. Булыгина. RAB-тариф – новый источник инвестиций в экономике // Проблемы учета и финансов. 2013. №3

Діаграми «Результати впровадження RAB-методу у Великобританії» та «Структура НВВ (необхідна валова виручка) мережесих компаній за кордоном» відображають динаміку зниження величини британських енергетичних тарифів відповідно до зниження частки операційних витрат і підвищення інвестиційної складової у структурі тарифу. При цьому інвестиційні витрати становлять переважну частину енерготарифу. Відповідно до цього система RAB-регулювання у світовій енергетичній сфері вважається зразком тарифного регулювання, в першу чергу, для розподільчих електричних і газових мереж, систем водопостачання та зв'язку.

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.

В окремих зарубіжних країнах прийнято показники норм дохідності на інвестований капітал, застосування якого дозволяє інвестору за передбачуваний

період повертати вкладені в електромережеві підприємство інвестиції. При цьому визначені ставки повернення вкладень залежать від рівня оцінки вартості капіталу в країні. В Європі вони формуються єдиними для нової і старої бази активів. Зокрема, у Великобританії – 4,7%, Греції – 8,0%, Польщі – з 2015 р.: 8,828 %, Чехії – 7,9%, Франції – 7,25% і Словаччині – 6,0%.

Основними складовими стимулюючого регулювання є:

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

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

Якщо діюча методика «Витрати +» дозволяє підприємствам-ліцензіатам враховувати в тарифі операційні витрати, амортизаційні відрахування та встановлений рівень рентабельності, то RAB-метод 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
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 відрізнятися
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). 2012.

Із 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 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. Іншими словами, кошти, які компанія отримує на інвестиційні цілі, направляються не за призначенням – підприємство залучає на них банківський кредит і використовує попередньо отримані кошти 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. Фактично необхідно на підставі **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 певною процентною ставкою.

Довідково:

$$WACC = K_{BK} \frac{BK}{K} + K_{PK} \frac{PK}{K},$$

K_{БК} — очікувана ставка вартості власного капіталу; K_{ПК} — очікувана ставка вартості позикового капіталу; K — сума капіталу підприємства; BK — сума власного капіталу; PK — сума позикового капіталу

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 ціни залучення 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	Розподілення	Передавання	Розподілення	ПіР ³	ПіР ³
Вільна від ризику ставка	3,80%	5,421%	1,82%	1,82%	4,60%	4,20%	4,01%
Поширення боргів	0,60%	Н/заст.	1%	1%	Н/заст.	0,60%	Н/заст.
Бета-коефіцієнт активів	0,32	0,40	0,4	0,4	0,350	0,33	0,3
Бета власного капіталу	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 - Передавання та розподілення.

Джерело: Звіт ділових кіл від квітня 2013 р. «Mapping power and utilities regulation in Europe» (Мозаїка з різних регуляторних моделей 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.

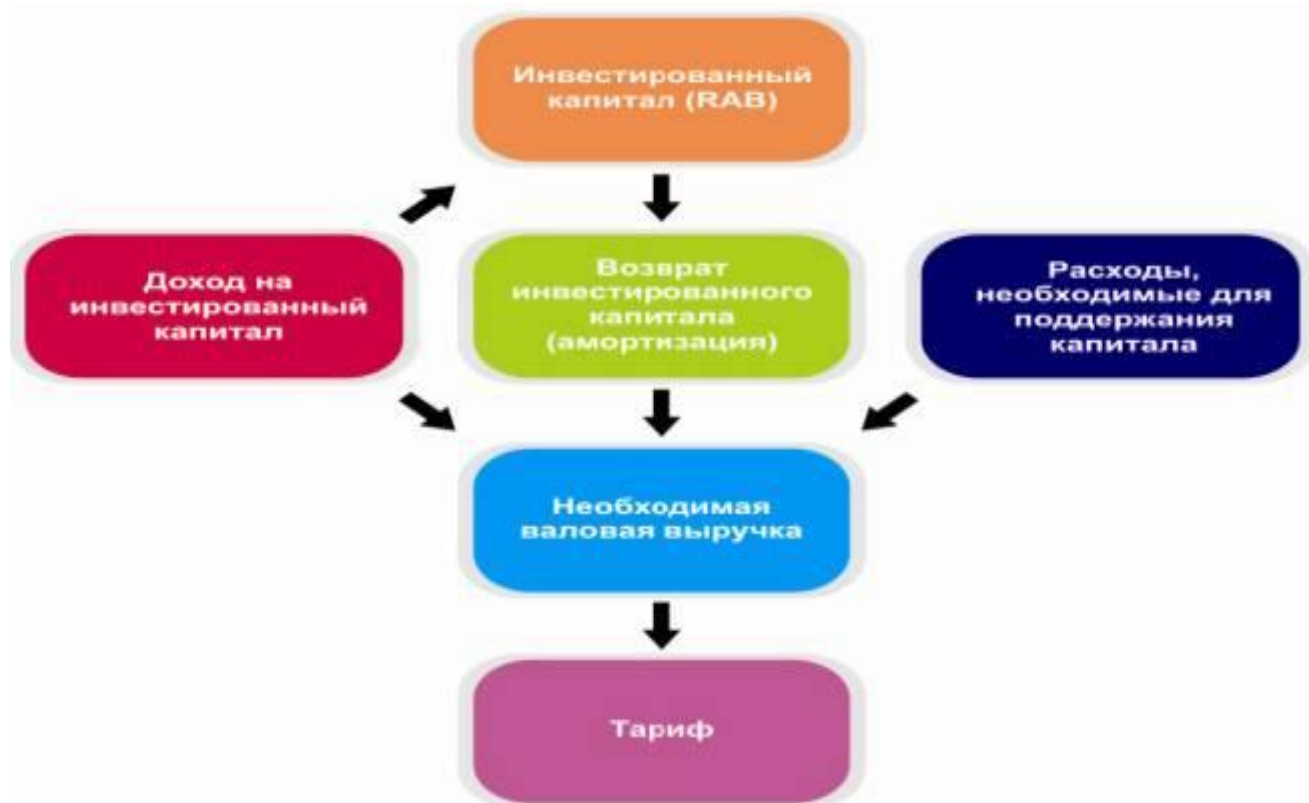
При цьому, загальні цільові показники ефективності має бути досягнуто всіма компаніями протягом періоду регулювання. Наприклад, для країн:

- 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 передавання 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 (терміном до 35 років) 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.

Схему встановлення довгострокових тарифів за методикою RAB представлено на рисунку.

Схема установлення довгострокових тарифів за методикою RAB



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. Крім того 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 дозволить 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**. Однак потрібно зауважити, що основні положення зазначеної методики 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.

Важливо відзначити що RAB-регулювання пов'язує тарифи з показниками надійності, якості електропостачання та підвищення енергоефективності що є важливою перевагою RAB-регулювання.

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

У роботі Компанії «Ernst & Young» «Звіт ділових кіл від квітня 2013 р. «Mapping power and utilities regulation in Europe» (Мозаїка з різних регуляторних моделей тарифоутворення по всій Європі, сайт: ey.com/powerandutilities) підкреслюється, що енергетичне і газове регулювання в Європі визначається регулюючими органами на національному рівні, без єдиної європейської схеми, впровадження якої передбачено найближчим часом. Національні регулюючі органи визначають ефективність, надійність та якість електропостачання та інші показники кращих сервісних та регуляторних характеристик за виправданих витрат. У Звіті наведено короткий огляд роботи системи RAB в 16 європейських країнах. 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.

4.2. Великобританія. Досвід впровадження стимулюючого тарифного регулювання електроенергетичної галузі

Більшість принципів тарифного регулювання електроенергетичної галузі з використанням методу прибутковості на інвестований капітал, згодом застосовуваних під час реформування електроенергетичної галузі в інших європейських державах, спочатку було реалізовано у Великобританії. За даними звіту «Інфраструктурні галузі економіки: проблеми і перспективи розвитку» на основі вивчення міжнародного досвіду реформування інфраструктурних галузей, відзначено, що у Великобританії реформа електроенергетичної галузі досягла найпозитивніших результатів.

До 1947 р. електроенергетична галузь Великобританії перебувала в державній власності як єдина вертикально-інтегрована структура, що здійснювала весь цикл виробництва, передавання, розподілу та збуту електричної енергії (потужності) споживачам. При цьому Державне центральне електроенергетичне управління (Central Electricity Generating Board, CEGB) здійснювало керівництво 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-х рр. основними проблемами галузі Великобританії 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 конкурують між собою і формують 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 передавання та постачання електричної енергії. Надання послуг із передавання електричної енергії (мережевий бізнес) було віднесено до монопольних видів діяльності, у результаті чого було створено дванадцять районних приватних розподільчих мережевих компаній, які в подальшому стали співвласниками Національної мережевої компанії (National Grid Company).

Відповідно до законодавства Великобританії послуги з передавання 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).

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

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

K2 – коефіцієнт зменшення витрат – відображає необхідне підвищення продуктивності праці.

Водночас, якщо компанія скорочує витрати більш швидкими темпами, ніж встановлено відповідним коефіцієнтом, регулятивний орган упродовж встановленого 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) вгору 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

монополієм і підлягає державному регулюванню, яке передбачає:

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

Регульовані ціни (тарифи) на послуги з передавання 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.

Таким чином, 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 мережеских енергетичних компаніях Великобританії оцінка активів для цілей RAB-регулювання виявилася набагато нижчою за чисту балансову вартість, оскільки під час приватизації у 80-х роках мережескі активи було продано державою зі значною знижкою. Так, поточна сукупна відновна вартість активів мережеских 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 мережеских компаній, яка враховувалась для RAB-регулювання, визначалася як різниця між залишковою вартістю активів мережескої 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, яку було зібрано за рахунок цього, 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 той період. 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 закладається 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 РІО (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 РІО 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 Repex.

Джерело: Звіт ділових кіл від квітня 2013 р. «Mapping power and utilities regulation in Europe» (Мозаїка з різних регуляторних моделей 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.

Сьогодні в більшості європейських компаній інвестований капітал відповідає величині залишкової вартості активів.

5. Система ціно- та тарифоутворення на передавання електроенергії країн-членів співтовариства ENTSO-E

Тарифи на передавання електроенергії є одним із ключових елементів внутрішнього ринку електроенергії країн-членів співтовариства ENTSO-E. Зважаючи на відсутність єдиного "правильного рішення" щодо розподілу витрат між споживачами, в Європі співіснують різні системи тарифікації. Залежно від чинної нормативної бази плата за додаткові послуги може нараховуватися через тарифи на передавання електроенергії або за допомогою ринкових механізмів. Так само, електроенергія, необхідна для покриття втрат, може закуповуватися як операторами магістральних мереж (ОММ), так і учасниками ринку. Саме з цієї причини пряме порівняння тарифів на передавання електроенергії може бути некоректним. Лише практичний досвід дозволить визначити можливість досягнення конкретного ступеня гармонізації основних принципів установа тарифів на передавання електроенергії.

Економічним відділом Робочої групи ENTSO-E підготовлено і опубліковано документ **«Узагальнений огляд тарифів на передавання електроенергії в Європі, 2014 р.»**. В огляді наведено аналіз тарифів на передавання електроенергії у 2014 р. за "базовим варіантом" у 34 європейських країнах. В огляді не порівнюються окремі тарифи на передавання, його метою є порівняння розрахункових тарифів за облікову одиницю, виражених в €/МВт·год.

З метою досягнення порівняльності під час розрахунку тарифів за облікову одиницю до уваги беруться тарифи і нарахування, пов'язані з такими витратами:

- витрати, пов'язані з діяльністю ОММ: витрати на інфраструктуру (експлуатаційні та капітальні витрати); вартість системних послуг; витрати на компенсацію втрат;
- інші нормативні нарахування, фактуровані або стягнуті за допомогою різних механізмів операторами магістральних мереж у кожній з країн, безпосередньо не пов'язані з діяльністю ОММ. Наприклад: безповоротні витрати, витрати на сприяння виробленню енергії з поновлюваних або комбінованих джерел, нормативні збори, витрати на диверсифікацію і надійність енергопостачання тощо.

Порівняння розрахункових тарифів на передавання електроенергії згідно з "базовим варіантом" характеризується попередньо встановленим рівнем напруги, навантаження і генерування якого пов'язано з споживанням електроенергії та часом використання потужності.

Рівні напруги. Рівні напруги в магістральних мережах країн Євросоюзу наведені в таблиці.

Рівні напруги, використовувані ОММ, % км

	400–380 кВ	220-150 кВ	132-50 кВ
Австрія	35%	48%	17%
Бельгія	14%	47%	38%
Боснія та Герцеговина	14%	24%	62%
Болгарія (NEK)	16% (+1% 750 кВ)	19%	64%
Хорватія	17%	16%	67%
Кіпр	-	-	100%
Чеська Республіка (CEPS)	68%	31%	1%
Данія (Energinet.dk)	28%	48%	24%
Естонія (Elering)	29%	3%	68%
Фінляндія (Fingrid)	31%	16%	52%
Франція (RTE)	21%	26%	53%
Македонія	28%	-	72%
Німеччина	59%	41%	-
Великобританія (NGT)	59%	21%	21%
Греція (ADMIE)	27%	72%	0%
Угорщина (Mavir)	61% (+6% 750 кВ)	29%	4%
Ірландія (EirGrid)	10%	29%	61%
Ісландія (Landsnet)	0%	26%	74%
Італія (Terna)	19%	81%	-
Латвія (Augstsprieguma Tīkls)	24%	-	76%
Литва (Litgrid)	25%	-	75%
Люксембург	-	100%	-
Нідерланди (TenneT)	28%	72%	-
Північна Ірландія (SONI)	-	38%	62%
Норвегія (Statnett)	73%	-	27%
Польща (PSE Operator)	40% (+1% 750 кВ)	58%	1%
Португалія (REN)	28%	72%	-
Румунія (Transelectrica)	55%	45%	0%
Сербія (EMS)	17%	21%	62%
Словацька Республіка (SEPS)	68%	29%	3%
Словенія (Eles)	24%	12%	65%
Іспанія (REE)	49%	45%	5%
Швеція (Svenska K.)	69%	26%	5%
Швейцарія	27%	73%	-

Для цілей порівняння в основу огляду покладено два головних припущення щодо рівня напруги:

- виробника і споживача підключено до мережі надвисокої напруги (НВН) (400 кВ–220 кВ);
- для країн без мереж надвисокої напруги, або де в таких мережах відсутнє навантаження або подається репрезентативне навантаження, розглядаються тарифи на нижчі рівні напруги.

Споживання. Розглянуте типове навантаження характеризується максимальним споживанням на рівні 40 МВт у разі приєднання до мережі НВН, і максимальне споживання на рівні 10 МВт – у разі приєднання до мереж низької напруги;

Час використання потужності. Передбачається на рівні 5000 год.

Тариф за облікову одиницю розраховується виходячи з "базового варіанту" шляхом підсумовування нарахувань за споживання (L) і вироблення (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 ОММ, прийнятих до уваги під час розрахунку їх на передавання за облікову одиницю:

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

Основні характеристики тарифів ОММ у Європі

	Поділ мережевих нарахувань оператора (1)		Цінова ознака		Чи включено втрати в тарифи, які стягуються ОММ?	Чи включено системні послуги в тарифи, які стягуються ОММ?
	вироблення	споживач	Сезонний/час доби (2)	Територіальний		
Австрія	32%	68%	-	-	Так	Так
Бельгія	7%	93%	xxx	-	Не включено для мереж ≥ 150 кВ	Тариф на допоміжні послуги
Боснія і Герцеговина	0%	100%	-	-	Ні	Ні
Болгарія	0%	100%	-	-	Так	Так
Хорватія	0%	100%	x	-	Так	Так
Кіпр	0%	100%	-	-	Так	Так
Чеська Республіка (CEPS)	0%	100%	-	-	Так	Так
Данія	4%	96%	-	-	Так	Так
Естонія	0%	100%	x	-	Так	Так
Фінляндія	17%	83%	x	-	Так	Так
Франція	2%	98%	- / xxx	-	Так	Так
Німеччина	0%	100%	-	-	Так	Так
Великобританія	27% TNUoS Тариф 50% BSUoS Тариф	73% TNUoS Тариф 50% BSUoS Тариф	xx	TNUoS – територіальний; BSUoS – Нетериторіальний	Ні, стягуються на енергетичному ринку	Включено в тариф BSUoS
Греція	0 % Використання системи 0 % Надбавки	100 % Використання системи 100 % Надбавки	x	-	Ні, стягуються на енергетичному ринку	Включено в надбавки
Угорщина	0%	100%	-	-	Так	Тариф на допоміжні послуги
Ісландія	0%	100%	-	-	Так	Так
Ірландія	25%	75%	-	лише виробництво	Ні, стягуються на енергетичному ринку	Так
Італія	0%	100%	-	-	Ні	Так
Латвія	0%	100%	-	-	Так	Так
Литва	0%	100%	-	-	Так	Так
Люксембург	0%	100%	-	-	Так	Так

Македонія	0%	100%	-	-	Так	Так
Нідерланди	0%	100%	-	-	Так	Так
Північна Ірландія	25%	75%	xxxx (лише навантаження)	30% територіального елемента на тариф G	Ні	Ні
Норвегія	38%	62%	xxx (через втрати)	Територіальний	Так	Так
Польща	0%	100%	-	-	Так	Так
Португалія	7%	93%	xx	-	Ні, включено у вартість електроенергії	Ні, включено у вартість електроенергії
Румунія	19%	81%	-	Так (тарифи G і L залежать від місця розташування; 7 зон G і 8 зон L)	Так (Включено в тариф BSUoS)	Так
Сербія	0%	100%	x	-	Так	Так
Словацька Республіка	4%	96%	-	-	Через спеціальну комісію	Ні, включено у вартість електроенергії
Словенія	0%	100%	xx	-	Так	Окремий тариф на допоміжні послуги стягується ОММ
Іспанія	10%	90%	xxx	-	Ні, стягуються через енергетичний ринок	Ні, включено у вартість електроенергії
Швеція	33%	67%	-	Територіальний	Так	Так
Швейцарія	0%	100%	-	-	Ні, передбачений окремий тариф на втрати	Ні, передбачений окремий тариф на допоміжні послуги

Примітки:

- 1) Частки мережесевих нарахувань (%) між G і L наведено для нарахувань за базовим варіантом.
- 2) «x» вказує на диференціацію за часом. Один символ «x» свідчить про один аспект диференціації ("день-ніч", "літо-зима" тощо.). Два або більше символи «x» – існує два або більше аспекти диференціації за часом.

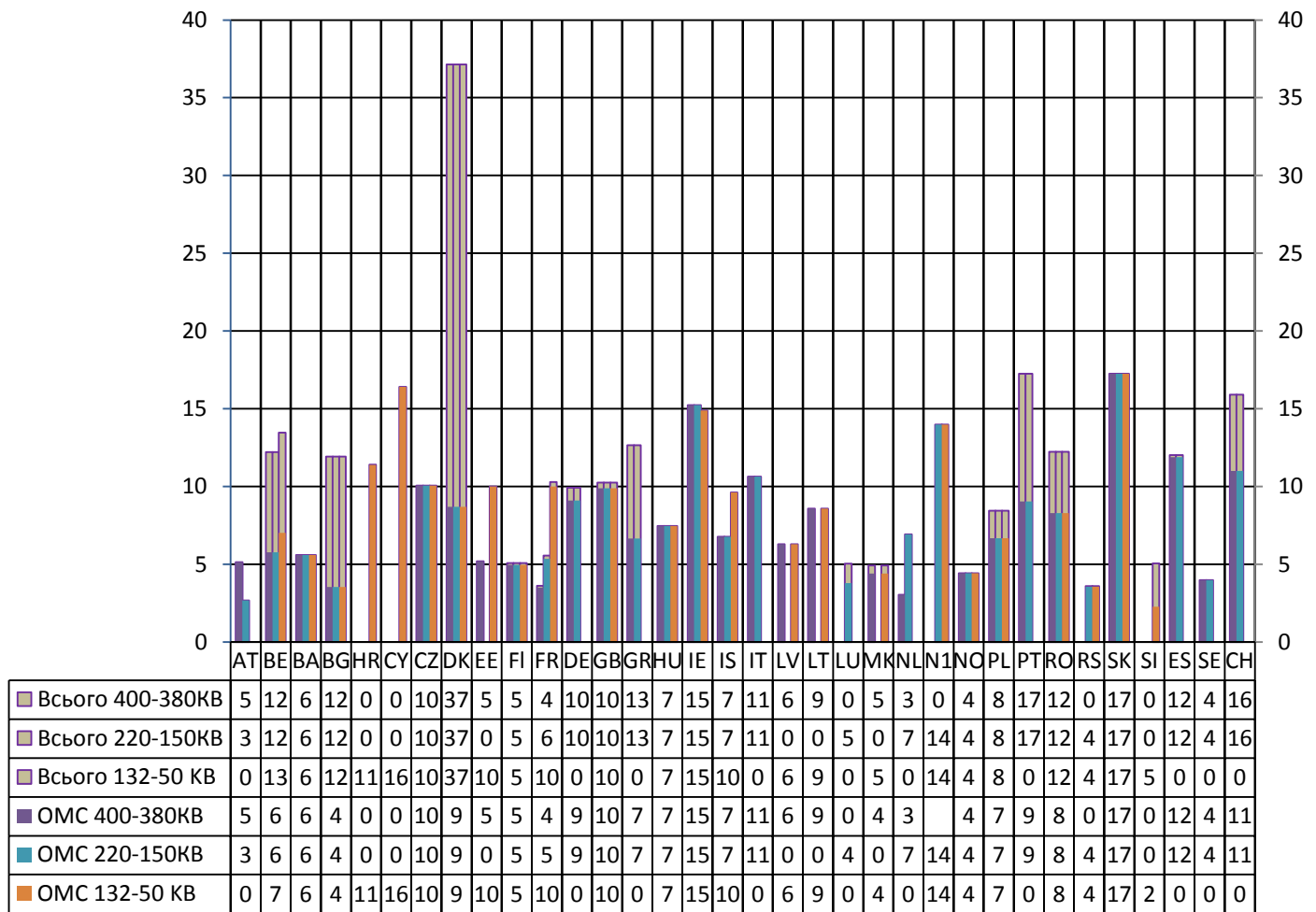
Примітки щодо країн:

- **Естонія:** Сезонний тариф лише для мереж 110 кВ.
- **Франція:** Диференціація за часом у п'яти тимчасових класах для напруг є нижчою ніж 350 кВ. Існує три типи диференціації: літо/зима, середньопікові/позапікові, пікові години лише в січні, лютому і грудні. У тарифі на вищі рівні напруги враховується лише тривалість споживання.
- **Великобританія:**
 - TNUoS: Вартість використання системи.
 - BSUoS: Балансувальні послуги у разі використанні системи.
- **Норвегія:** Диференціація за часом через граничні втрати (%) для кожної точки підключення.

Розподіл тарифів за облікову одиницю між компонентами, пов'язаними з діяльністю ОММ та іншими нормативними нарахуваннями.

Нижче на графіку наведено загальні тарифи на передавання електроенергії в разі зміни базового варіанту за наявності зміни рівнів напруги.

Розподіл тарифів за облікову одиницю між компонентами, пов'язаними з діяльністю ОММ та іншими нормативними нарахуваннями, євро за 1 МВт·год.



Нарахування, пов'язані з діяльністю ОММ: інфраструктура (капітальні вкладення та експлуатаційні витрати), втрати, системні послуги, пікові навантаження.

Інші нормативні нарахування, безпосередньо не пов'язані з діяльністю ОММ: безповоротні витрати, державні відрахування, енергія з поновлюваних джерел та ін.

Джерело: ENTSO-E «Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики. Обобщенный обзор тарифов на передачу электроэнергии в Европе, 2014 г.»

У деяких країнах ОММ зобов'язані відшкодовувати витрати, безпосередньо не пов'язані з діяльністю ОММ, проте стягуються вони відповідно до національних або регіональних нормативних актів. Такі витрати можуть відрізнятися за обсягом, а оператори магістральних мереж відшкодовують їх у складі своїх тарифів або через спеціальні механізми нарахувань.

Наприклад, у **Данії** рівень нарахувань, прямо не пов'язаних із діяльністю ОММ, становить 28,44 €/МВт·год, сплату яких здійснює споживач (L) через оператора розподільної мережі (ОРМ). Цей тариф складається з:

- прямих субсидій на ПДЕ – 94%;
- непрямих субсидій на ПДЕ – 2%;

- НДДКР на ПДЕ – 3%;
- різних державних платежів та інших витрат – 1%.

Адміністративні витрати згідно з датським законодавством віднесено до системного тарифу (0,37 €/МВт·год). Платежі на користь Управління з регулювання у сфері енергетики Данії та Енергетичного агентства Данії покривають їхні адміністративні витрати (0,20 €/МВт·год.).

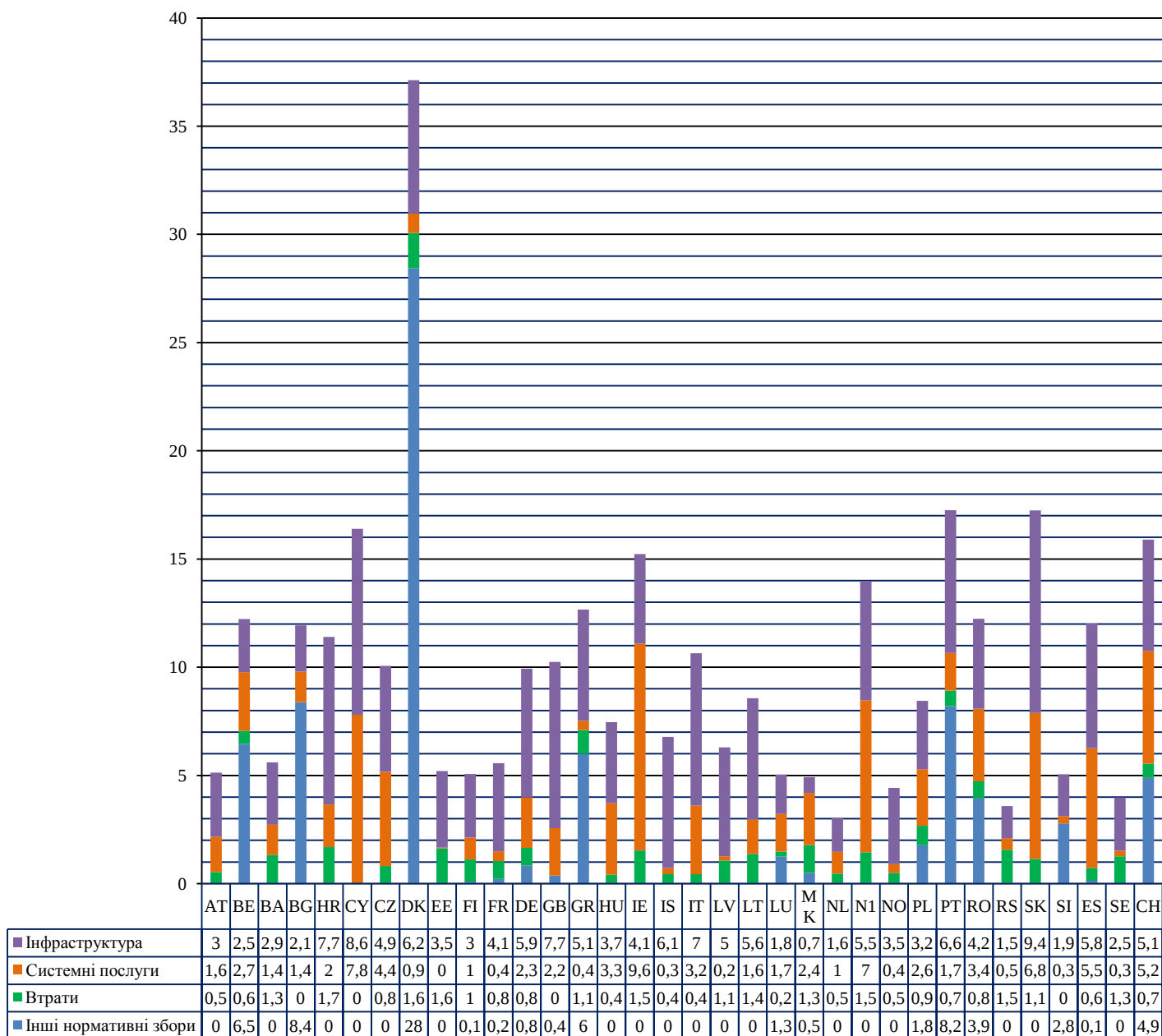
У **Болгарії** для базового варіанту рівень нарахувань, прямо не пов'язаних з діяльністю ОММ, становить 8,39 €/МВт·год. З 1 серпня 2013 р. усі нарахування (податок на екологічно чисту енергію, податок на когенерацію, податок на неповоротні витрати) об'єднано в один збір "плата за соціальне зобов'язання" – сплачується споживачами на вільному ринку. Для споживачів ці витрати включено в тариф на електроенергію. Тариф затверджується регулюючим органом 1 липня на кожний новий нормативний період.

У **Франції** для базового варіанту рівень нарахувань, прямо не пов'язаних з діяльністю ОММ, у 2014 р. становив 0,22 €/МВт·год. Для базового варіанту використовується 220–150 кВ. Щодо тарифу на передавання, передбачається створення додаткового тарифного внеску (Contribution Tarifaire Additionnelle, СТА). Такий внесок нараховується на фіксовану частину тарифу (складова потужності у тарифі на передавання). Усі споживачі сплачують внески до СТА, який не покриває витрати компанії RTE (Réseau de transport d'électricité). Постановою від 29/12/2005 відсоткове співвідношення, яке застосовується до фіксованої частини, встановлено на рівні 8,2% за діяльність, пов'язану з передавання електроенергії. Постановою від 26/04/2013 р., з 01/05/2013 р. це співвідношення збільшено до 10,14 %.

У **Румунії** для базового варіанту рівень нарахувань, прямо не пов'язаних з діяльністю ОММ, становить 3,94 €/МВт·год. Урядом розроблено систему підтримання, відповідно до якої кінцеві користувачі сплачують окремий нормативний збір на підтримання розвитку вискоєфективного комбінованого виробництва теплової та електричної енергії. Збір із кінцевих користувачів надходить до постачальників енергії і передається до сертифікованих теплоелектростанцій через ОММ. Плата за передавання не залежить від рівнів напруги або часових інтервалів споживання. Тарифи на передавання передбачають можливість урахування територіальних особливостей (як для виробника, так і для споживача), диференціація тарифів за часом споживання – відсутня.

Складові тарифу на передавання електроенергії. Нижче на графіку наведено розподіл різних складових тарифу на передавання електроенергії, розрахованого у звіті «Узагальнений огляд тарифів на передавання електроенергії в Європі, 2014 р.».

Складові тарифу на передавання електроенергії, Євро за МВт·год



Джерело: ENTSO-E «Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики. Обобщенный обзор тарифов на передачу электроэнергии в Европе, 2014 г.»

Основними складовими доходу для тарифу на передавання електроенергії за облікову одиницю за базовим варіантом у 2014 р. є заявлена потужність, спожита енергія або і те, й інше. Нижче на діаграмі представлено частки відповідних складових тарифу для базового варіанту. Інші нарахування, безпосередньо не пов'язані з діяльністю ОММ, включено в розрахунок тарифу за облікову одиницю (цифри округлено).

Складові енергії і потужності в тарифі на передавання за облікову одиницю



Примітки щодо країн:

➤ **Бельгія.** Тарифи на "Зобов'язання з обслуговування населення" и "Податки і збори" не відносяться до діяльності ОММ.

➤ **Греція.** У видатки, не пов'язані з ОММ, включено витрати на оплату підтримання розвитку поновлюваних джерел енергії, які не пов'язано з Незалежним оператором магістральних мереж (НОММ) (Independent Power Transmission Operator).

➤ **Угорщина.** Втрати включаються до складу тарифу за використання магістральної мережі. Вони встановлюються Регулятивним органом у вигляді обґрунтованих витрат на втрати в річному тарифі.

➤ **Італія.** Втрати під час передавання враховуються через ринок.

➤ **Нідерланди.** Тарифи включають в себе оцінку затрат на втрати.

➤ **Словенія.** Втрати, включені в тариф за передавання та розподіл, – відсутні.

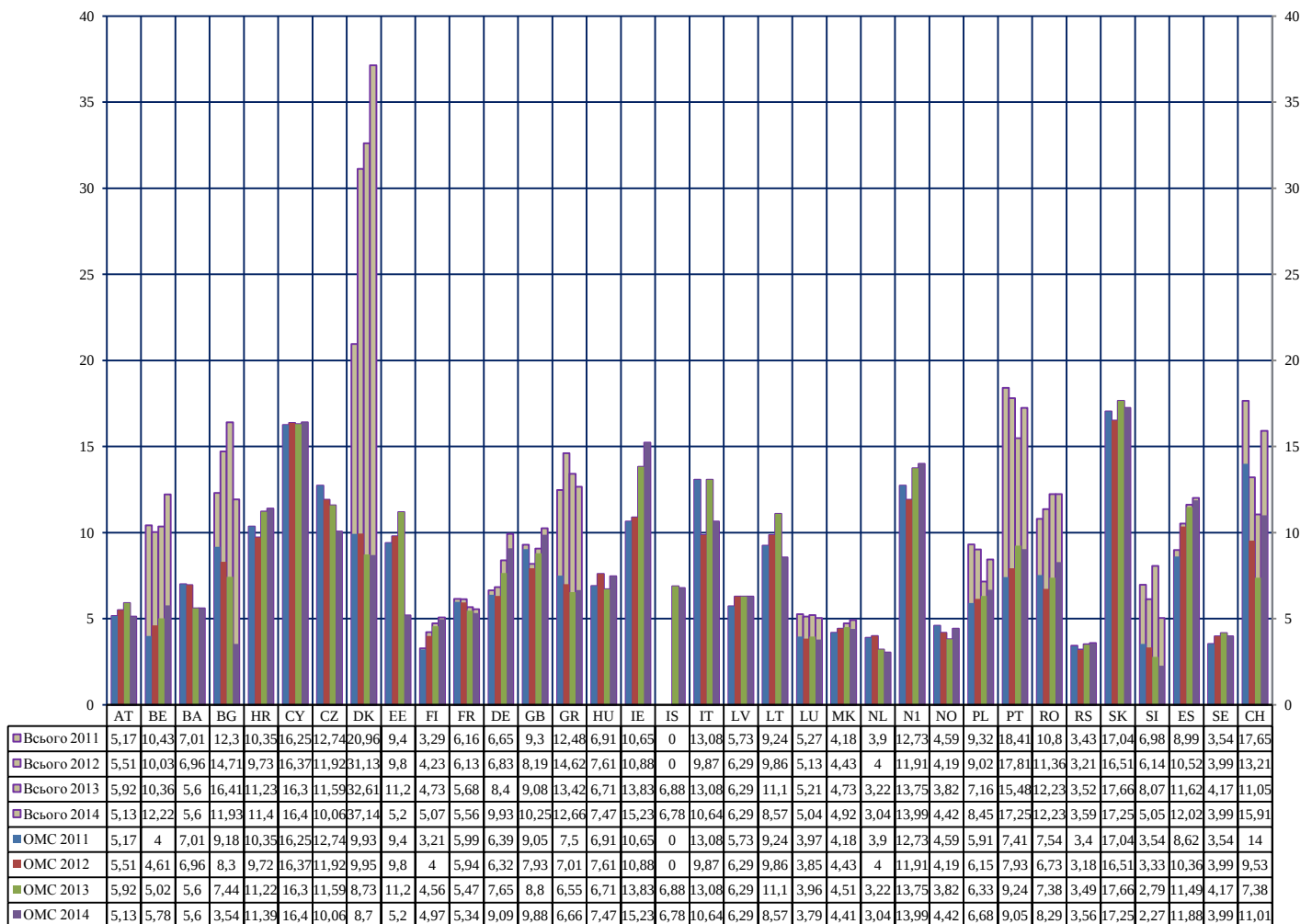
➤ **Іспанія.** Показники «Втрати» і "Системні послуги" відображають дані за 2013 р., які було представлено виключно для цілей зіставлення, незважаючи на те, що їх не включено до тарифу на передавання електроенергії в Іспанії (відшкодовуються через енергетичний ринок). Частка тарифу, позначена як «Інфраструктура», включає в себе нарахування як пов'язані, так і не пов'язані з діяльністю операторів магістральних мереж. Згідно з іспанським законодавством деякі витрати, не пов'язані з діяльністю ОММ (наприклад, визначені програмами підтримання

розвитку енергетики з поновлюваних джерел), розподіляються у складі тарифу на доступ до мережі, без будь-якої конкретної диференціації.

Джерело: ENTSO-E «Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики. Обобщенный обзор тарифов на передачу электроэнергии в Европе, 2014 г.»

Динаміку зміни тарифів на передавання електроенергії з 2011 по 2014 рік (у євро за курсом 2013 р.) показано нижче на графіку. Показники, пов'язані з діяльністю ОММ, позначено кольором, інші нормативні показники, безпосередньо не пов'язані з діяльністю ОММ, позначено бежевим кольором.

Динаміка тарифів на передавання електроенергії з 2011 по 2014 рік (у євро за курсом 2013 року)



Джерело: ENTSO-E «Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики. Обобщенный обзор тарифов на передачу электроэнергии в Европе, 2014 г.»

Примітки для країн:

➤ **Австрія.** Зниження тарифів переважно пов'язано з підвищенням обсягів (особливо – додаткових послуг), а також із використанням доходу від пікових навантажень для інвестування в об'єкти енергооб'єднання згідно з Регламентом ЄС 714/2009.

➤ **Бельгія.** Підвищення тарифу обумовлено переглядом тарифів за рішенням суду починаючи з червня 2013 р. Згідно з цим рішенням, застосування якого почалося з 1 січня 2012 р., було

скасовано значну частку тарифу генерації. У результаті за поточний тарифний період 2012–2015 рр. різницю в доходах має бути відшкодовано шляхом підвищення тарифів для споживача – переважно починаючи з 1 січня 2014 р. Підвищення витрат, не пов'язаних з діяльністю ОММ, стало результатом підвищення збору на фінансування зелених сертифікатів.

➤ **Болгарія.** Витрати, пов'язані з діяльністю ОММ, знижено через зміни методики розрахунку платежів за використання резервної потужності – для третинного і вторинного резерву. Витрати, безпосередньо не пов'язані з діяльністю ОММ, знижено через запровадження нової моделі ціноутворення.

➤ **Данія.** Тариф не пов'язано з діяльністю ОММ:

- зміну обумовлено зниженням очікуваних ринкових цін у 2014 р. порівняно з 2013 р. Прямі субсидії для використання енергії поновлюваних джерел підвищуються переважно завдяки стимулювальним тарифам на ПДЕ;

- зміну пов'язано із збільшенням вироблення енергії з поновлюваних джерел – переважно через підвищення потужностей наземних вітряних турбін.

➤ **Естонія:** Зниження у 2014 р. обумовлено застосуванням тарифів для різних рівнів напруги, як показано на графіку. У попередні роки найвищий заявлений рівень напруги становив 110 кВ, а з 2014 р. – 330 кВ.

➤ **Великобританія:** Загальний тариф скориговано на 10% через підвищення відрахувань із доходів на користь Національної енергосистеми і шотландських операторів магістральних мереж відповідно до нової моделі контролю цін РІО. Модель регулювання тарифів РІО ($revenue = incentives + innovation + outputs$ – Доходи = Стимули + Інновації + Вироблення), які запроваджено у Великобританії з квітня 2013 р., засновано на контролі прогнозних цін у поєднанні з інвестиційними стимулами.

➤ **Греція:** Зниження тарифу з 2012 р. у зв'язку зі скороченням витрат, не пов'язаних з діяльністю ОММ, зокрема, зі зниженням тарифу, обумовленого компенсацією витрат на використання поновлюваних джерел енергії.

➤ **Угорщина:** Основною причиною значної зміни тарифу є зменшення ступеня впливу перехідних складових (пікові навантаження і компенсація ІТС), а також коригування порівняно з минулими роками, що призвело до підвищення тарифів.

➤ **Ірландія:** Відзначено підвищення витрат майже на 5,5% за більш значного підвищення системних послуг до 8% і витрат на інфраструктуру до 15% порівняно з даними за 2013 р. Очікується збільшення витрат на інфраструктуру, у зв'язку з проведенням в Ірландії масштабної модернізації мережі електропередачі.

➤ **Литва:** Зниження тарифів у 2014 р. пов'язано із зниженням вартості системних послуг (на 1,84 €/МВт·год) і зменшенням надприбутків за попередні роки.

➤ **Польща:** Основні причини зміни цін за облікову одиницю у 2013 і 2014 рр.:

- коригування витрат, пов'язаних з діяльністю ОММ: збільшення витрат ОММ через підвищення вартості придбаних ним додаткових послуг;

- інші витрати, безпосередньо не пов'язані з діяльністю ОММ: збільшення безповоротних витрат у 2014 р., розрахованих національним регулятивним органом згідно з чинними нормативними актами.

➤ **Румунія:** Загальний тариф на передавання (включаючи всі види діяльності) порівняно з 2013 р., у 2014 р. практично не змінився. Це обумовлено 12%-вим підвищенням збору, безпосередньо пов'язаного з передаванням (яке становило 60% загального рахунку у 2013 р.) і 19%-вим зменшенням витрат, безпосередньо не пов'язаних з передаванням (40% загального

рахунку у 2013 р.).

➤ **Словенія:** Основними причинами зниження тарифу у 2014 р. були:

- зниження вартості системних послуг, пов'язаних із діяльністю ОММ;
- інші витрати, безпосередньо не пов'язані з діяльністю ОММ: зниження відрахувань на розвиток поновлюваних джерел на 50%.

Необхідно зазначити, що в «Узагальненому огляді тарифів на передавання електроенергії в Європі, 2014 р.» ENTSO-E розглянуто лише один аспект регулювання: розрахункові тарифи за облікову одиницю. У документі не враховуються відмінності між країнами щодо якості обслуговування, програми збуту, технічних характеристик, екологічних аспектів, щільності споживання і розташування генерувальних потужностей, що відповідно впливає на рівень таких тарифів.

5.1. Особливості формування тарифу на послуги з передавання електроенергії в окремих країнах ЄС.

Австрія. В Австрії тариф на послуги з передавання електроенергії диференціюється по трьох зонах.

Перша зона охоплює Тирольську область, друга зона — Австрійську. Ці зони займають понад 90 % території Австрії і мають однакову тарифну структуру. Третя зона (Vorarlberg) має структуру тарифу, пов'язану з диференціюванням відповідно до періодів року.

У перших двох зонах тариф на передавання електроенергії має такі складові:

- тариф за компенсацію втрат електроенергії в мережах (Tariff for losses);
- системний тариф (Gross Component), який покриває всі витрати на передавання (за винятком витрат на компенсацію втрат) і розбивається на такі складові:
 - за спожиту енергію (Net Component Energy);
 - за встановлену потужність (Net Component Performance).

Тарифи Австрії на електроенергію

Складові тарифу	Австрійська область	Тирольська область
Системний тариф	0,10998 €/ кВт·год	0,1025 €/ кВт·год
За спожиту електроенергію	0,2440 з €/ кВт·год	0,3227 €/ кВт·год
За встановлену потужність	8,79 €/ кВт у рік	8,07 €/кВт у рік
Тариф за компенсацію втрат	0,1016 з €/ кВт·год	0,0676 €/ кВт·год

Товаровиробники згідно з концепцією системних послуг оплачують постачання електроенергії. Ця плата для другої та третьої зон становить 0,639 €/кВт·год, а для першої зони — 0,581 €/ кВт·год.

Бельгія. Тариф на послуги з передавання електроенергії оплачується споживачами й різниться за класами напруги.

Під час передавання електроенергії в мережах напругою 150 кВ і вище встановлено тариф за потужність із двох складових:

- тариф за заявлену потужність;
- тариф за додаткову потужність, який визначається як надбавка по середньоквартальній погодинній потужності.

Оплату системних послуг закладено в тарифі за обсяг переданої електроенергії. Введено штрафні санкції за низький коефіцієнт потужності.

Данія. У країні діє два системних оператори: Eltra – обслуговує Західну Данію, а Elkraft – Східну Данію. Тариф на передавання електроенергії відрізняється величиною в кожній області, але є однаковим за структурою. Тариф не містить плати за експорт/імпорт електроенергії.

Оператор Elkraft стягує плату зі споживача (виробники не платять) за спожиту енергію, яка покриває вартість передавання по лініях напругою 400 кВ. Для споживачів електромереж класу напруги 132 кВ сума оплати залежить від періоду споживання енергії.

Тарифи на електроенергію Східної Данії

Пікове навантаження	Високе навантаження	Низьке навантаження
1,032 €/ кВт·год	0,6032 з €/ кВт·год	0,1877 з €/ кВт·год

У зоні роботи оператора Eltra тариф на послуги з передавання оплачується як споживачами, так і виробниками. Ці два тарифи відповідно покривають мережні й системні витрати.

Тарифи на електроенергію Західної Данії

Учасники ринку	Пікове навантаження	Високе навантаження	Низьке навантаження
Виробники (€/ кВт·год)	0,1340	0,1072	0,0670
Споживачі мережі 150 кВ (€/ кВт·год)	0,4290	0,4055	0,753

Крім того, є «Обов'язковий тариф за комунальні послуги», який не залежить від обсягу передавання електроенергії і становить для кожного споживача приблизно 4,5 €/МВт на місяць.

Фінляндія. Тариф складається з чотирьох складових; усі вони стягуються за спожиту електроенергію й оплачуються лише споживачами (крім мережеских втрат – їх на 45 % оплачують виробники):

1. Частка тарифу за місце на ринку – «ринкова плата» – покриває вартість поставки електроенергії з національного ринку і становить 0,104 €/кВт·год;

2. «Плата за користування мережею» становить 0,367 €/кВт·год у години пікового навантаження взимку та 0,064 €/кВт·год – в інші години;

3. «Плата за системні послуги» для виробників становить 0,024 €/кВт·год, а для споживачів – 0,04 €/кВт·год у години пікового навантаження взимку та

0,024 €/кВт·год в інші години;

4. Частка тарифу за втрати електроенергії в мережах.

Німеччина. Тариф на послуги з передавання електроенергії оплачується лише споживачами. Він складається з двох складових: тарифу за потужність і тарифу за електроенергію.

Англія й Уельс. Тариф на послуги з передавання електроенергії в Англії й Уельсі складається з двох складових:

1. Тариф за користування системними лініями електропередавання (TNUOS). Цей тариф оплачується на 73% споживачем і 27% – виробником. Тариф TNUOS у свою чергу, складається також із двох складових:

- тариф на послуги з передавання електроенергії, який розраховується на основі граничної вартості інвестицій у систему електропередач, обумовлених максимальним збільшенням попиту або виробництва в кожній точці підключення. Цей тариф диференціюється в 16 географічних областях для виробника електроенергії і в 12 – для споживачів;

- тариф за надійність постачання електроенергії в кожному регіоні.

2. Тариф за користування системними послугами з режимного балансування (BSUOS), який покриває вартість послуг Системного оператора.

Тариф BSUOS компенсує вартість електроенергії за режимне балансування системи Системним оператором (тобто вартість обслуговування енергобалансу, пов'язаного з пропускною спроможністю ліній, і вартість допоміжних послуг). Тариф BSUOS сплачується виробниками й споживачами в пропорції 50%/50% за повне споживання (з урахуванням компенсації втрат електроенергії в мережах).

Ірландія. Вартість послуг з передавання електроенергії оплачується як виробниками, так і споживачами в пропорції 25% на 75%. Крім того, споживач сплачує необхідні допоміжні послуги й вартість витрат на подолання обмежень щодо пропускної спроможності ліній електропередавання.

Виробники електроенергії платять диференційовані тарифи по зонах розташування об'єктів. Розмір тарифу визначається по вузлах системи й відображає фактичну вартість використання ліній електропередавання. Цей тариф платять усі виробники, які підключено безпосередньо до системи передавання електроенергії з навантаженням понад 10 МВт. Втрати електроенергії в мережах частково компенсуються виробниками в кожному вузлі шляхом установлення тарифу на втрати електроенергії.

Споживачі сплачують однаковий по всіх зонах тариф за принципом «поштової марки».

Італія. Доступ до системи передавання електроенергії в основному проводиться через тариф «Corresponsivo di Potenza» (CP), в якому під час розрахунків

застосовується середнє погодинне договірне значення між потужністю, яку може поставляти по мережах виробник, і потужністю, яку заявляє споживач. Значення цього тарифу є різним в години пікового, максимального, середнього й мінімального навантаження. Ці значення відповідно становлять 7,96€/МВт·год, 5,32€/МВт·год, 3,72€/МВт·год і 2,02€/МВт·год. Якщо за договором відстань передавання електроенергії є меншою ніж 40 км, то розмір тарифу «СР» знижується.

Крім того, діє два типи надбавок – тариф за електроенергію й тариф за встановлену потужність.

Нідерланди. Тарифи на послуги з передавання електроенергії сплачуються споживачами та виробниками. Структура тарифу для кожного з них є різною.

Виробники сплачують тариф:

1. «За послуги з підключення» до мереж напругою 220-380 кВ, який містить дві складові:

- одноразова плата за підключення – 113,445 €;
- щорічна плата за підключення – 5,672 €;

2. «Єдиний національний тариф за передавання електроенергії виробниками» (LUP) – 0,08849 з €/ кВт·год;

Споживачі сплачують:

1) «За послуги з підключення»:

- одноразова плата за підключення – 113,445 €;
- щорічна плата за підключення – 5,672 €;

2) Тариф для кінцевих користувачів передавання енергії:

- річний тариф за заявлену потужність 2,45 € /кВт на рік;
- щомісячний тариф, пропорційний місячному максимуму потужностей – 0,245 €/кВт на місяць;

3) « За системні послуги» – 0,186 €/кВт·год.

Крім того, встановлено тариф за режимне регулювання потужності – 2,26 €/МВт.

Португалія. За даними Регулюючого органу енергопостачання (ERSE), тарифи на електроенергію у Португалії включають:

- TGUS (Tariff for the Global Use of System) – тариф загального користування енергосистемою;

- TUTN (Tariff for Use of the Transmission Networks) – тариф за користування лініями електропередавання;

- TUDN (Tariff for Use of the Distribution Networks) – тариф за користування розподільними мережами;

- витрати на купівлю та продаж електроенергії;

- роздрібний комерційний тариф (Retail Commercial tariff) – забезпечує оплату

збуту електроенергії.

Усі тарифи за передавання електроенергії сплачуються споживачем.

Тариф UTN має два компоненти:

- тариф за споживання активної потужності. Особливістю цього тарифу є те, що в години пікового навантаження підтримується середнє значення споживання активної потужності (5 годин у робочий час узимку й 3 години влітку); діє знижка, якщо середнє споживання протягом середньопікових годин перевищує на 20 % у години пікових навантажень;

- реактивний компонент тарифу – це штрафні санкції за споживання реактивної електроенергії, якщо $\tan \varphi$ перевищує 0,4 (індуктивне) у години пікового навантаження і 0,4 (ємнісне) – у непікові години.

Втрати електроенергії в мережах компенсуються на основі відповідних національних угод з використанням стандартних коефіцієнтів втрат.

Тариф GUS сплачується один раз на рік – з 1999 р. він не змінювався й становить 0,30 €/кВт·год. Тариф GUS визначає вартість системних послуг і має дві складові, пов'язані з потужністю у відповідні сезонні періоди року та з обсягом спожитої електроенергії у зазначені періоди.

Швеція. Вартість послуг з передавання електроенергії оплачується на 1/3 виробниками і на 2/3 – споживачами.

Покриття витрат за користування основними мережами високої напруги складається з таких складових:

- вартість компенсації амортизації та вартість оперативного обслуговування;
- вартість мережових втрат електроенергії;
- системні послуги, які представляє електромережева компанія (SVK);
- вартість перевантажень електромереж.

Ці тарифи мають складові з потужності та електроенергії. Складова з потужності щорічно розраховується для виробників на основі підключеної до них потужності, а для споживачів – на основі заявленої потужності в період пікового навантаження. Тариф устанавлюється по зонах:

- зростає з півдня на північ для виробників;
- знижується з півдня на північ для споживачів.

Складова по електроенергії визначається:

- за відпущений або спожитий обсяг електроенергії;
- вартість компенсації мережових втрат, яка визначається як тарифна ставка за електроенергію, куплену компанією SVK. Граничні коефіцієнти з компенсації втрат визначаються в точках підключення, які розраховуються по відповідних зонах.

6. Огляд умов приєднання споживачів до електромереж у зарубіжній практиці

У розвинених зарубіжних країнах на належному рівні відпрацьовано умови приєднання нових споживачів до електромереж різних рівнів напруги як у відповідних розділах мережових кодексів, так і в окремих нормативних актах. Водночас основну увагу приділено пошуку оптимального розв'язання основних проблемних питань для споживачів – розміру плати за потужність та мінімізації кількості методик і тривалості часу, необхідних для приєднання.

У підготовленій та опублікованій Світовим Банком (World Bank) та Міжнародною фінансовою корпорацією (IFS) доповіді «Ведення Бізнесу» («Doing Business 2016») проведено рейтинг 183 країн світу по 10 основних показниках сприятливих умов для ведення бізнесу, у тому числі з питання **приєднання споживачів до системи електропостачання**.

У зазначеному аналізі світового досвіду з цього напрямку діяльності основну увагу приділено розв'язанню ключових проблем, пов'язаних з приєднанням до електромереж. Це перш за все – максимальне скорочення кількості процедур для здійснення приєднання, терміну приєднання в днях і вартості витрат на приєднання у відсотках від доходу на душу населення (додаток 6).

Найбільш оптимальними є показники щодо умов приєднання до електромереж у 20 країнах світу, в яких кількість процедур приєднання і днів приєднання зменшено відповідно до трьох і тридцяти, а вартість витрат не перевищує 30% від доходу на душу населення в країні:

Кількість процедур	Кількість днів, необхідних для приєднання	Витрати у % від доходу на душу населення
«3 кроки до приєднання»	Менше 30 днів	Менш ніж 30%
Корея Тайвань, Китай Німеччина Об'єднані Арабські Емірати Швейцарія Швеція Сан-Марино	Корея Тайвань, Китай Німеччина Ісландія Гонконг, Китай Австрія	Об'єднані Арабські Емірати Сінгапур Ісландія Гонконг, Китай Японія Великобританія Фінляндія Норвегія Філіппіни

6.1. Нормативно-правове забезпечення та основні підходи приєднання споживачів до електромереж в ЄС

У загальному рейтингу Всесвітнього банку 18 країн-членів ЄС входять у перші 50 місць із сприятливими умовами щодо приєднання споживачів до системи електропостачання. Більшість країн мають національні законодавчі акти щодо приєднання нових споживачів.

В Європейському Союзі діє ряд загальних положень, в основу яких покладено положення ряду нормативно-правових актів та Директив Європейської Комісії.

Європейська Рада своїм рішенням від 26/06/2003 ініціювала лібералізацію ринку електроенергії шляхом послідовного впровадження Директиви 96/92/ЕС, потім – Директиви 2003/54/ЄС і, нарешті, Директиви 2009/72/ЕС як складових «Третього енергетичного пакету», що визначають настанови зі створення та організації діяльності внутрішнього ринку електроенергії. Зокрема, Стаття 5 Директиви 2009/72/ЕС передбачає регульований доступ третіх осіб до електричних мереж, основні положення якого визначаються рішенням національного регулятивного органу: *«Регулятивні органи, якщо це передбачено країнами-членами, або країни-члени повинні гарантувати визначення критеріїв технічної безпеки, а також розроблення і оприлюднення технічних правил, що встановлюють мінімальні вимоги до технічного проекту та експлуатаційні вимоги для приєднання до системи генерувальних установок, систем розподілення, безпосередньо приєднаного обладнання споживачів, ліній міжмережевих з'єднань і прямих ліній»*.

Відповідно до рекомендацій Агентства зі співпраці регуляторів енергетики (ACER), викладених у березні 2013 р. у роботі «Основні керівні принципи приєднання до електричних мереж», Європейською Комісією розроблено та прийнято Кодекс приєднання споживачів (КПС) з метою підтримання та відповідного регулювання споживчого попиту на електроенергію.

У Кодексі приєднання споживачів визначено загальні функціональні вимоги, його положення, які в основному орієнтовано на приєднання промислових споживачів в умовах розвитку розподіленого виробництва електроенергії.

Основні вимоги КПС доповнюють вимоги чинного в ЄС Мережевого кодексу для виробників, мінімізуючи перешкоди для споживачів у забезпеченні регулювання попиту і встановлюючи основні вимоги до приєднання великих споживачів і розподільчих мереж в умовах формування ринку електроенергії ЄС та здійснення відповідних змін в енергетичній системі Європи. Положення Кодексу приєднання споживачів сприяють використанню ПДЕ, забезпечуючи безпеку системи і в умовах формування внутрішнього ринку електроенергії, а також впровадженню відповідних моделей інтелектуальних магістральних мереж.

Порядок приєднання споживачів до розподільчої мережі в країнах ЄС. У всіх країнах ЄС на національному рівні розроблено та прийнято перелік основних етапів процесу приєднання споживачів.

Процес приєднання починається з подання споживачем відповідної заяви на приєднання. Дані та інформація, які необхідно вказати в заявці, визначені і доступні на веб-сайті ОРС або регулятора. У ряді країн ЄС заяви на приєднання ОРС приймають в електронному вигляді, наприклад, ОРС компаній «Iberdrola» в Іспанії,

«EDF» – у Франції, «Enel» – в Італії і «EDP» у Португалії приймають заявки в режимі он-лайн. Найбільш значущою інформацією, яку слід включати в заявку на приєднання до мережі низької напруги, є: термін необхідного приєднання, максимальна повна потужність приєднання, вид і технічні характеристики приєднуваного обладнання та інша характерна для конкретного споживача інформація. Споживач подає також і інші необхідні документи (податковий номер, права власності, план земельної ділянки із зазначенням її меж, а також необхідну проектну документацію).

Для приєднання до мереж високої і середньої напруги додатково надається інформація про потужність і режим пофазного активного і реактивного навантаження та системи їхнього регулювання тощо.

У деяких країнах, наприклад Ірландії, встановлений порядок надає право споживачеві завчасно отримувати попередні консультації щодо рішень із приєднання. Під час цих консультацій ОРС інформує споживача про процес приєднання та очікувані відповідні витрати. За необхідності надається більш детальна інформація щодо умов приєднання заявленої споживачем потужності до розподільчої мережі.

Особливості методик формування плати за приєднання в країнах ЄС. В Європейському Союзі відсутня єдина методика формування тарифної політики приєднання споживачів до енергомережі. Рішення цього питання в основному покладається на національні регулятивні органи, які мають збалансовувати інтереси сторін, розподіляючи витрати на приєднання та подальше посилення мережі.

Організація роботи з приєднання і пов'язані з цим витрати законодавчо визначаються на національному рівні і розподіляються між споживачами та ОРС або ОММ. Межу між окремими тарифними зонами часто називають *«межею поділу відповідальності»*, якою розподіляється фінансова відповідальність між ОРМ/ОММ і відповідним споживачем.

Залежно від установленної межі поділу відповідальності розроблено відповідні методики – так званого «глибокого», «мілкового» або навіть «гібридного» приєднання з визначенням варіантів тарифної політики приєднання:

- політика «мілкового» приєднання не передбачає стягнення плати з приєднання заявника на посилення діючої мережі, але часто передбачає плату за необхідності розширення системи, і, як правило, плату за безпосередні активи приєднання;

- політика «глибокого» приєднання передбачає оплату споживачем за посилення мережі діючої енергосистеми, а також за розширення і безпосередні активи приєднання.

В окремих країнах відповідними нормативними актами впроваджено також

проміжні варіанти приєднання, які орієнтовано на розвиток окремих напрямів (наприклад, розвиток ПДЕ), що створюють так звану «гібридну» тарифну політику, у тому числі «напівмілкового» приєднання (взаємопогоджений розподіл витрат на посилення та розширення мережі) та «надмілкового» приєднання (без стягнення оплати).

Німеччина. Особливої уваги заслуговує досвід країни з організації приєднання активів споживача до електромереж. Оптимізація вирішення проблем з цих питань у країні дозволила максимально скоротити термін і кількість процедур з приєднання до електромережі, а також значно знизити вартість приєднання. Приєднання до електромережі в Німеччині, за даними Світового банку, складається з 3 процедур («Три кроки до приєднання»), займає до 28 днів та коштує в межах 42% від середнього доходу на душу населення. Відповідно до цього в енергетиці країни фактично створено схему «єдиного вікна» для споживача.



Джерело: Доповідь світового банку – «Doing Business 2016»

7. Огляд цінової та тарифної політики в електроенергетиці України

За доведеними запасами вуглеводнів Україна посідає третє місце в Європі, поступаючись Великій Британії та Норвегії. Ресурсна база, за умови її ефективного використання, дозволяє не лише забезпечувати протягом тривалого часу стабільні обсяги видобутку, а й нарощувати їх у перспективі. Необхідною передумовою цього є проведення достатніх обсягів геофізичних досліджень і пошуково-розвідувальних робіт.

Природний газ. Видобуток природного газу в країні у 2015 р. становив 19,9 млрд м³, що на 3% менше порівняно з 2014 р. При цьому обсяг внутрішнього видобутку природного газу у 2015 р. покривав 66,8 % кінцевого споживання.

Сьогодні в Україні близько 200 підприємств здійснюють діяльність з видобутку природного газу. Основними суб'єктами господарювання в цьому секторі є ПАТ «Укргазвидобування» і ПАТ «Укрнафта».

Кінцевий обсяг споживання природного газу у 2015 р. становив 29,8 млрд м³, що на 22,5% менше порівняно з 2014 р., з них населенням у 2015 р. спожито 11,3 млрд м³, що на 25% менше порівняно з 2014 р.; бюджетними установами – 0,5 млрд м³, що на 22 % менше порівняно з 2014 р.; промисловими підприємствами – 12,1 млрд м³, що на 22,6 % менше порівняно з 2014 р., та підприємствами теплокомуненерго (ТКЕ) – 5,9 млрд м³, що на 16,7 % менше порівняно з 2014 р.

Імпорт природного газу у 2015 р. становив 16,45 млрд м³, що на 15,5% менше порівняно з 2014 р. При цьому обсяг імпорту природного газу НАК «Нафтогаз України» з країн Європейського Союзу (ЄС) у 2015 р. збільшився майже у 2 рази. Водночас відбулося скорочення імпорту природного газу з Російської Федерації (РФ) у 2,3 рази і частка природного газу, закупленого НАК «Нафтогаз України» у ПАТ «Газпром» у 2015 р., становила близько 40% від загального обсягу імпорту природного газу. Для імпорту природного газу в Україну з країн ЄС у 2015 р. найбільше використовувалася потужність в напрямку Словаччина – Україна (Будінце) – у середньому обсягом 26,6 млн м³/добу.

Обсяг транзиту природного газу у 2015 р. територією України в напрямку ЄС становив 67,1 млрд м³, що на 13% більше порівняно з 2014 р. Середній тариф на транзит 1000 м³ російського газу на 100 км з 2016 р. становить до \$4,37, що порівняно з 2015 р. більше у 1,6 рази.

З прийняттям Закону України від 09.04.2015 р. №329-VIII *Про ринок природного газу* було ґрунтовно змінено правила функціонування газового ринку. Для всіх категорій споживачів, крім населення і ТКЕ для потреб населення з 01.10.2015 р. скасовано державне регулювання цін на газ. З цього часу НАК «Нафтогаз України» поставляє газ промисловим споживачам та іншим суб'єктам господарювання на ринкових умовах.

Механізм установлення тарифів на послуги з транспортування природного газу, який діяв у 2015 р., передбачав установлення єдиного загального тарифу на транспортування природного газу для всіх споживачів України, за винятком споживачів, які отримують природний газ безпосередньо з магістральних газопроводів. Загальний тариф на послуги з транспортування природного газу територією України встановлювався за принципом «поштової марки» – всі споживачі сплачують за транспортні послуги однакову вартість незалежно від відстані транспортування.

Тарифи на транспортування природного газу магістральними трубопроводами в межах території ліцензованої діяльності газорозподільчого підприємства визначалися як різниця між розміром загального тарифу та тарифом, установленим газорозподільчому підприємству.

Станом на 31.12.2015 р. кількість суб'єктів господарської діяльності, які отримали ліцензію на постачання природного газу за регульованим тарифом, становила 41, суб'єктів господарської діяльності з розподілу природного газу – 47.

Постановою Кабінету Міністрів України від 01.10.2015 р. №758 *Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу (відносини у перехідний період)* (із змінами) з 01.05.2016 р. ухвалено єдину ціну на природний газ для населення та промисловості – 6879 грн/1000 м³ (з урахуванням ПДВ, витрат на транспортування та інших витрат). Ціну продажу газу для потреб ТКЕ також установлено на рівні 6879 грн/1000 м³. Ціна газу як товару (без урахування транспортування і ПДВ) становить 4942 грн/1000 м³.

Постановою Кабінету Міністрів України від 23.03.2016 р. №203 *Про норми споживання природного газу населенням у разі відсутності газових лічильників* з 01.02.2016 р. змінено норми споживання природного газу населенням.

Нафта. За даними Міненерговугілля, у 2015 р. обсяг видобутку нафти і газового конденсату в Україні становив 2,5 млн т, що на 9,9% менше порівняно з 2014 р., у тому числі нафти – 1,8 млн т, що на 10,9% менше порівняно з 2014 р.

Через неможливість виробляти необхідну кількість якісних нафтопродуктів понад 80% їх імпортується.

Згідно з постановою НКРЕКП від 25.06.2015 р. №1836 ПАТ «Укртранснафта» встановлено тарифи на транспортування нафти магістральними трубопроводами для споживачів України за 18 маршрутами.

Вугілля. За даними Міненерговугілля, у 2015 р. обсяг видобутку вугілля в Україні становив 39,7 млн т, що на 38,8% менше порівняно з 2014 р., у тому числі вугледобувними підприємствами, які належать до сфери управління профільного

міністерства, – 6,7 млн т, що на 62% менше порівняно з 2014 р.

Через скорочення власного видобутку вугілля у 2015 р. приблизно на 40% Україна була змушена нарощувати його імпорт. Найбільшими постачальниками вугілля для України у 2015 р. були: Росія, США і Казахстан. Загальний обсяг поставленої в країну продукції за 2015 р. становив 14,6 млн т. Вартість 1 т вугілля для ТЕС (у серпневих цінах 2015 р.) становила: із зони АТО – від \$52 до \$55, з РФ – від \$65 до \$67, імпорт морем – від \$77 до \$80.

Згідно з даними Мінерерговугілля загальний рівень споживання вугілля у 2015 р. становив 28,6 млн т, що на 9,3% менше порівняно з 2014 р.

Ціну вугілля власного видобутку з 01.04.2015 р. було встановлено на рівні 1100 грн/т, а з 01.06.2015 р. ціну вугілля антрацитової групи було збільшено до 1364 грн/т.

У 2015 р. було припинено застосування спеціальних роздрібних тарифів для вуглевидобувних підприємств (досягнуто зменшення перехресного субсидування на більш як 166,0 млн грн (без ПДВ) та спеціального порядку встановлення роздрібних цін для суб'єктів господарської діяльності, які реалізують інноваційні проекти (досягнуто зменшення перехресного субсидування порівняно з 2014 р. на 2,3 млн грн (без ПДВ).

Виробництво електроенергії електростанціями ОЕС України за 2015 р. становило 157,7 млрд кВт·год, що на 13,4% менше порівняно з 2014 р. При цьому виробництво електроенергії АЕС становило 55,6%; ТЕС – 31,3%; ТЕЦ та блокстанціями – 7,9%; ГЕС та ГАЕС – 4,3%; ВЕС – 0,6%; СЕС – 0,3%.

В Україні у 2015 р. порівняно з 2014 р. на 55% знижено обсяги експорту електроенергії – до 3,6 млрд кВт·год, імпортовано з РФ 2,1 млрд кВт·год.

Головною причиною скорочення експорту електроенергії у 2015 р. стало зростання цін на Оптовому ринку електроенергії (ОРЕ) України та зниження цін на європейських ринках. Зокрема, станом на початок квітня 2016 р. ціна на електроенергію за нерегульованим тарифом на ОРЕ становила 35,85 €/МВт·год, а базова ціна на електроенергію на європейських біржах – 35,96 €/МВт·год (*Polish Power Exchange, TGE*) та 27,9 €/МВт·год (*Energy Exchange Austria, EXAA*).

Продаж електроенергії в ОРЕ у 2015 р. здійснювали 159 виробників електроенергії, у тому числі ДП «НАЕК «Енергоатом» (4 АЕС, 1 ГЕС, 1 ГАЕС), 5 генерувальних компаній ТЕС (14 великих ТЕС), 2 компанії великих ГЕС, у тому числі ПАТ «Укргідроенерго» (7 ГЕС та 2 ГАЕС), 28 підприємств ТЕЦ і 119 підприємств, які виробляють електроенергію з використанням альтернативних джерел, та 3 інші підприємства.

Виробники електроенергії здійснюють продаж електроенергії в ОРЕ за тарифами, установленними НКРЕКП, або за ціною, визначеною за Правилами ОРЕ.

За ціновими заявками в ОРЕ працюють Генерувальні компанії (ГК) ТЕС. Вартість електроенергії, проданої всіма українськими виробниками в ОРЕ, за 2015 р. становила 119 млрд грн (без ПДВ).

Структура оптової ринкової ціни, %

Назва	2011	2012	2013	2014	2015
Генерувальні компанії ТЕС	37,1	35,6	34,2	32,7	25,1
НАЕК «Енергоатом»	16,0	15,4	13,7	17,3	21,0
Генерувальні компанії ГЕС	1,3	1,8	2,2	1,9	2,9
ТЕЦ	12,0	11,1	9,9	8,3	9,7
Виробники електроенергії з альтернативних джерел енергії	0,5	1,9	3,2	4,3	4,9
ДП «НЕК «Укренерго»	2,8	2,9	2,6	2,3	3,4
Цільова надбавка/акцизний податок	2,1	2,1	2,0	2,0	2,2
Дотаційні сертифікати тощо	28,2	29,3	32,2	31,2	30,8

Джерело: НКРЕ

Відповідно до Правил ОРЕ оптова ринкова ціна на електроенергію визначається як середньозважена величина вартості закупівлі електроенергії від усіх виробників, які продають електроенергію в ОРЕ, тарифу на передавання, витрат на забезпечення функціонування ОРЕ та додаткових загальнодержавних витрат (збір у вигляді цільової надбавки до діючого тарифу на теплову та електричну енергію, компенсація пільгових тарифів для деяких категорій споживачів, у першу чергу побутових споживачів тощо).

У 2015 р. фактична оптова ринкова ціна продажу електроенергії з ОРЕ становила 1105,08 грн/МВт·год, що на 33,14 % більше порівняно з 2014 р.

Фактична оптова ринкова ціна продажу електроенергії з ОРЕ

Одиниця виміру	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
грн/МВт·год	157,92	478,92	584,58	676,00	730,05	829,99	1105,08

Джерело: НКРЕ

Постановою НКРЕКП від 30.03.2016 р. №289 затверджено *Порядок формування прогнозованої оптової ринкової ціни електричної енергії*, який визначає механізм формування прогнозованої оптової ринкової ціни електроенергії, процедуру її затвердження та перегляду.

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 28.04.2016 р. №721 *Про затвердження прогнозованої оптової ринкової ціни на II-IV квартали 2016 року* затверджено такі ціни без ПДВ: на II квартал (травень і червень) – 1236,98 грн/МВт·год; III квартал – 1280,28 грн/МВт·год; IV квартал – 1318,69 грн/МВт·год.

В ОРЕ станом на 14.04.2016 р. в промислову експлуатацію впроваджено у виробників електроенергії 152 автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) та у постачальників електроенергії за регульованим тарифом – 37 АСКОЕ. У ДП «НЕК «Укренерго» впроваджено в промислову експлуатацію автоматизовану систему обліку електроенергії об'єктів ОЕС України та міждержавних перетоків.

Відповідно до постанови НКРЕ від 12.10. 2005 р. N 896 *Про затвердження Порядку розрахунку тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляється на ТЕЦ, ТЕС, АЕС та на установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії* (із змінами) регулюються ціни (тарифи) продажу електроенергії, виробленої на АЕС, ГЕС/ГАЕС, ТЕЦ та іншими виробниками, а також установлюються «зелені» тарифи на електроенергію, вироблену об'єктами електроенергетики з використанням поновлюваних джерел енергії (ПДЕ).

Середні та середньозважені тарифи виробників електроенергії ОРЕ України,
коп/кВт·год

Назва	2010	2011	2012	2013	2014	2015
АЕС	15,8	18,8	21,4	21,7	27,7	39,5
ТЕС	44,8	55,7	59,1	63,4	70,7	88,0
ТЕЦ*	68,8	87,2	104,9	106,6	112,5	168,3
ГЕС	11,4	12,9	20,7	20,1	30,2	71,1
ПДЕ*	93,8	137,4	276,9	262,4	286,0	434,1

*Середньозважені тарифи

Джерело: НКРЕ

ТЕС. Генерувальні компанії ТЕС здійснюють свою діяльність на ОРЕ в умовах конкуренції, продаючи вироблену електроенергію в ОРЕ за ціновими заявками. НКРЕКП щомісячно встановлює тарифи для виробників ТЕС на рівні середньозважених цін продажу електроенергії в ОРЕ кожному з таких виробників. Тарифи продажу електроенергії в ОРЕ формуються згідно з Правилами ОРЕ погодинно і формувалися у 2015 р. з таких платежів: за вироблену електроенергію – 72,6%; за робочу потужність – 15,1%; за маневреність – 6,4%; за пуск блока – 4,2%; на реконструкцію/модернізацію – 2,3%; інші платежі – 0,5%; зменшення платежу за

порушення – (-1,1%).

За 2015 р. тариф продажу електроенергії виробниками, які працюють за ціновими заявками в ОРЕ, зріс порівняно з 2014 р. на 24,5% (до 88,01 коп/кВт·год). У структурі тарифу частка собівартості виробництва електроенергії зросла на 52% (до 97,27 коп/кВт·год) порівняно з 2014 р. Паливна складова у структурі собівартості у 2015 р. зросла на 58,7 % порівняно з 2014 р. за рахунок збільшення ціни на газ на 34 % та вугілля – на 52 %. При цьому калорійність вугілля зменшилася на 2,5 % (з 5217 ккал/кг до 5085 ккал/кг). Питомі витрати умовного палива на виробництво електроенергії збільшилися на 0,9 % (з 395,2 г/кВт·год до 398,9 г/кВт·год).

НКРЕКП відповідно до чинного законодавства 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 **поновлюваних джерел енергії**, які працюють на ОРЕ не за ціновими заявками. Тарифи продажу електроенергії для таких виробників розраховуються з урахуванням економічно обґрунтованих витрат, необхідних для забезпечення виробничого процесу, коштів на фінансування заходів з модернізації і реконструкції енергетичного обладнання, передбачених інвестиційними програмами, погодженими Міненерговугілля, та планових обсягів відпуску електроенергії відповідно до *Прогнозного балансу електроенергії ОЕС України*.

АЕС. Постановою НКРЕКП від 29.12.2015 р. №3148 для АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом» з 01.01.2015 р. встановлено тариф на відпуск електроенергії – 41,90 коп/кВт·год (без ПДВ) і на виробництво теплової енергії – 53,03 грн/Гкал (без ПДВ).

Структура тарифу АЕС у 2015 р. включала витрати на оплату праці – 13%, паливо – 43%, амортизаційні відрахування – 4%, фінансовий результат від діяльності – 15% та інші витрати – 25%.

Із урахуванням додаткових витрат на закупівлю свіжого та вивіз відпрацьованого ядерного палива, витрат на страхування відповідальності за ядерну шкоду, пов'язаних із девальвацією національної валюти постановою НКРЕКП від 26.04.2016 р. №665 *Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 29 грудня 2015 року №3148* змінено тариф на відпуск електроенергії з 41,90 коп/кВт·год до 45,42 коп/кВт·год (без ПДВ) і тариф на виробництво теплової енергії, виробленої на АЕС, – з 53,03 грн/Гкал до 58,70 грн/Гкал (без ПДВ).

ГЕС та ГАЕС. Тарифи на відпуск електроенергії для ГЕС та ГАЕС встановлюються відповідно до постанов НКРЕ від 12.10.2005 р. №895 *Про затвердження Методичних рекомендацій щодо формування тарифу на електричну*

енергію гідроелектростанцій та гідроакумуючих електростанцій та від 12.10.2005 р. №898 *Про затвердження Процедури перегляду та затвердження тарифів для ліцензіатів з виробництва електричної та теплової енергії.*

Для ГЕС та ГАЕС установлюється двоставковий тариф на відпуск електроенергії, що дозволяє зменшувати вплив сезонності виробництва на дохід підприємства. Двоставковий тариф складається із ставки плати за відпущену електроенергію за 1 кВт·год (єдина на весь період регулювання) та ставки плати за робочу потужність за 1 МВт (на кожний квартал).

З урахуванням усіх змін протягом року фактичний середній тариф ГЕС ПАТ «Укргідроенерго» за 2015 р. становив 71,05 коп/кВт·год, що на 136% більше порівняно з 2014 р.

Для ГЕС та ГАЕС ДП «НАЕК «Енергоатом» (Ташлицька ГАЕС та Олександрівська ГЕС) у 2015 р. діяв двоставковий тариф на відпуск електроенергії, за якого середній тариф становив 139,49 коп/кВт·год, що на 45 % більше, ніж у 2014 р. (через зростання витрат на купівлю електроенергії для заповнення водосховища ГАЕС).

Структура тарифу ГЕС у 2015 р. становила: електроенергія для заповнення водойм ГАЕС – 29%, капітальні інвестиції – 27%, повернення кредитів і процентів за ними – 16%, оплата праці та єдиного соціального внеску – 8%, податок на прибуток – 7%, амортизаційні відрахування – 5%, дивіденди – 3%, матеріальні та інші витрати – 3%, рентна плата (вода) – 2%.

ТЕЦ. НКРЕКП здійснює регулювання 26 суб'єктів господарювання, які виробляють електроенергію на ТЕЦ та когенераційних установках (КГУ) і здійснюють продаж електроенергії в ОРЕ. Тарифи на відпуск електроенергії ТЕЦ встановлюються згідно з постановами НКРЕ від 12.10.2005 р. №896 *Про затвердження Порядку розрахунку тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляється на ТЕЦ, ТЕС, АЕС;* від 12.10.2005 р. №897 *Про затвердження Порядку розрахунку тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляється когенераційними установками* та від 12.10.2005 р. №898 *Про затвердження Процедури перегляду та затвердження тарифів для ліцензіатів з виробництва електричної та теплової енергії.*

Середньозважений тариф на відпуск електроенергії для ТЕЦ і когенераційних установок у 2015 р. становив 168,28 коп/кВт·год, що на 49,5% більше порівняно з тарифом за 2014р.

Структура тарифу ТЕЦ у 2015 р. становила: паливо – 84%, витрати на оплату праці – 3%, амортизаційні відрахування – 2%, фінансові результати від основної діяльності – 2%, виробничі послуги – 1%, сировина і допоміжні матеріали – 1% та інші – 7%.

Теплова енергія. Відпуск теплоенергії енергетичними компаніями та електростанціями України за 2015 р. становив 20,0 млн Гкал, що на 8,7% менше порівняно з 2014 р., ТЕЦ комунальної та інших форм власності – 3 млн Гкал.

У структурі виробництва теплової енергії за 2015 р. частка ТЕС, АЕС, ТЕЦ та КГУ становила 41,2%; котельними – 56,2%; частка нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії – 2,6%.

Домінуючим видом палива під час виробництва теплової енергії ліцензіатами НКРЕКП у 2015 р. був природний газ – 90,4%, частка вугілля становила 4,4%, тепла енергія, вироблена на АЕС, – 2,5%, з нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії – 2,6%, з інших видів палива – 0,1%.

Структура споживання теплової енергії, реалізованої ліцензіатами НКРЕКП за 2015 р., становила: для потреб населення – 37,7 млн Гкал (78,1%), для бюджетних установ – 5,9 млн Гкал (12,2%), для інших споживачів (крім населення) – 4,7 млн Гкал (9,7%).

Середньозважені тарифи на теплову енергію без ПДВ для ліцензіатів НКРЕКП на 31.12.2015 р. становили: для *потреб населення* – 536,19 грн/Гкал (на 71,46% більше порівняно з 2014 р.); для *потреб бюджетних установ* – 1278,60 грн/Гкал (на 12,98% більше порівняно з 2014 р.); для *потреб інших споживачів (крім населення)* – 1157,39 грн/Гкал (на 13,66% більше порівняно з 2014 р.).

Середньозважений *тариф на послуги з централізованого опалення для населення* станом на 31.12.2015 р. становив 561,58 грн/Гкал (без ПДВ).

Головну частку в структурі тарифу на опалення становила вартість теплової енергії – 97,5%, витрати на утримання абонентської служби становили 0,9%, послуги банку – 1,5%, решта витрат – 0,1%.

Поновлювані джерела енергії. Виробникам електроенергії на об'єктах електроенергетики з використанням альтернативних джерел енергії станом на 2015 р. «зелений» тариф було встановлено НКРЕКП 127 суб'єктам господарювання, які виробляють електроенергію на 227 об'єктах, з них у 2015 р. – для 15 нових суб'єктів господарювання.

Величину «зеленого» тарифу встановлюють щоквартально залежно від середнього офіційного курсу НБУ національної валюти до євро. Середньозважений тариф виробників з використанням альтернативних джерел енергії у 2015 р. становив 434,1 коп/кВт·год, що майже на 52% вище порівняно з 2014 р.

Законом України від 04.06.2015 р. №514-VIII *Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії* внесено зміни до процедури встановлення «зеленого» тарифу та механізму розрахунку «зеленого» тарифу, визначених у Законі України «Про електроенергетику». Документ скасовує правило «місцевої

складової», замість якої вводиться надбавка до тарифу в розмірі 5 – 10% у разі використання обладнання українського виробництва на рівні 30 – 50% відповідно. Також передбачається зниження коефіцієнта «зеленого тарифу» для великих СЕС; підвищення коефіцієнтів для малих СЕС і ГЕС; введення «зеленого тарифу» для електростанцій, які використовують геотермальні джерела енергії; для приватних домогосподарств передбачено право на встановлення генерувальних установок для виробництва електроенергії не лише із сонячного випромінювання, а й енергії вітру потужністю до 30 кВт тощо.

На виконання вимог цього закону НКРЕКП прийнято постанови від 20.07.2015 р. №2043 *Про встановлення фіксованих мінімальних розмірів «зелених» тарифів на електричну енергію для суб'єктів господарювання*; від 20.07.2015 р. №2044 *Про встановлення фіксованих мінімальних розмірів «зелених» тарифів на електричну енергію для приватних домогосподарств*; від 10.12.2015 р. №2932 *Про затвердження Порядку визначення рівня використання обладнання українського виробництва на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексів), що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), та встановлення відповідної надбавки до «зеленого» тарифу*; від 10.12.2015 р. №2933 *Про затвердження Змін до Порядку встановлення, перегляду та припинення дії «зеленого» тарифу для суб'єктів господарської діяльності*; від 10.12.2015 р. №2934 *Про затвердження Змін 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*; від 31.03.2016 р. №508 *Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію для приватних домогосподарств тощо*.

Негативним фактором у функціонуванні ринку електроенергії країни залишається високий рівень **перехресного субсидування** промисловими споживачами вартості електроенергії, яка відпускається окремим категоріям споживачів за фіксованими (зниженими) тарифами на підставі ряду законодавчих актів.

Загальна сума компенсації втрат енергопостачальним компаніям від здійснення постачання електроенергії окремим категоріям споживачів у 2015 р. становила 43,8 млрд грн, що на понад 3,0 млрд грн більше порівняно з 2014 р. При цьому згідно з чинним законодавством України в оплаті за спожиту електроенергію у 2015 р. мали пільги 3,5 млн абонентів.

Структура компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії

окремим категоріям споживачів у 2015 р. становила: населенню та населеним пунктам – 92%; споживачам, які розраховуються за диференційованими тарифами, – 5,1%; міському електричному транспорту – 1,8%; на зовнішнє освітлення населених пунктів – 0,9% та іншим – 0,2%.

З метою приведення тарифів на електроенергію для побутових споживачів до економічно-обґрунтованого рівня та зменшення рівня перехресного субсидування прийнято постанову НКРЕКП від 26.02.2015 р. № 220 *Про встановлення тарифів на електроенергію, що відпускається населенню, а також графік поетапного підвищення цих тарифів у період з 01.04.2015 р. до 01.03.2017 р.* Так, у 2015 р. відбулося два етапи підвищення тарифів для побутових споживачів: з 01.04. – на 45,2%, з 01.09. – на 23%, та у 2016 р. – з 01.03. на 23%, з подальшим підвищенням тарифу з 01.09. 2016 р. на 26% та з 01.03. 2017 р. – на 26%. При цьому постановою НКРЕКП від 26.02.2015 №221 *Про внесення зміни до Порядку застосування тарифів на електроенергію* затверджено зниження тарифів, диференційованих за періодами часу. Перехід на нічний тариф 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.

Протягом 2015 р. було підвищено тарифи для населення на природний газ на 285%, на послуги з централізованого водоспоживання – на 18%, на послуги з централізованого опалення та постачання гарячої води – у середньому на 66 %.

Співвідношення витрат на комунальні послуги до рівня середньої зарплати в Україні становить 57,3%, у той час, як у США – 7%; у Німеччині – 7,7%; у РФ – 17,7%; у Польщі – 22,9%; у Греції – 28,9%.

Із урахуванням відносно низького рівня доходів населення в Україні 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 постанов Кабінету Міністрів України від 28.02.2015 р. №106 *Про удосконалення порядку надання житлових субсидій (із змінами)*; від 26.06.2015 р. №475 *Про спрощення порядку призначення та надання населенню житлових субсидій (із змінами)* та від 23.09.2015 р. №752 *Про внесення змін до Положення про порядок призначення та надання населенню субсидій для відшкодування витрат на оплату житлово-комунальних послуг, придбання скрапленого газу, твердого та рідкого пічного побутового палива*.

Здійснення повної реформи системи ціно- та тарифоутворення на енергію та паливо шляхом переходу до єдиних принципів ціноутворення для всіх категорій споживачів дозволить поетапно ліквідувати перехресне субсидування та державне

дотування.

Тарифи на передавання електроенергії. Передавання електроенергії електромережами в Україні та централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України здійснює ДП «НЕК «Укренерго» на підставі відповідної ліцензії.

Регулювання тарифів щодо передавання електроенергії здійснюється відповідно до постанов НКРЕ від 04.05.2006 р. №563 *Про затвердження 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 та від 26.12.2003 р. №1456 (зі змінами) Про затвердження Процедури встановлення (перегляду) тарифу для ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами.*

Середньорічний рівень тарифу на передавання електроенергії ДП «НЕК «Укренерго» у 2015 р. змінювався відповідно до економічних умов від 2,793 коп/кВт·год (на 01.01.2015 р.) до 4,438 коп/кВт·год (на 01.12.2015 р.).

Структура тарифу на передавання електроенергії у 2015 р. становила: капітальні інвестиції – 26,2%; амортизація – 18,8%; витрати на оплату праці – 17,9%; матеріальні витрати – 13,9%; фінансові витрати – 6,9%; витрати на погашення кредиту – 5,9% та інше – 10,4%.

Порівняно з 2014 р. тариф на передавання електроенергії зріс на 87% унаслідок зростання фінансових витрат (на 189%) у зв'язку із значним падінням курсу національної валюти (сплата відсотків по кредитах в іноземній валюті), витрат на капітальні інвестиції (639%), витрат на погашення кредитів (на 200%) тощо.

Постановою НКРЕКП від 31.03.2016 р. №513 *Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 29 грудня 2015 року №3147* встановлено ДП «НЕК «Укренерго» на 2016 р. починаючи з 01.04.2016 р. середньорічний тариф на передавання електроенергії магістральними та міждержавними електромережами, включаючи плату за централізоване диспетчерське управління ОЕС України, на рівні 6,316 коп/кВт·год (без ПДВ).

Тарифи на розподіл електроенергії. Розподіл електроенергії електромережами в Україні здійснюється 45 електророзподільчими підприємствами на підставі відповідних ліцензій. Відповідно до законодавства України та ліцензійних умов електророзподільчі підприємства надають послуги з розподілу електроенергії та приєднання до електромереж на недискримінаційних засадах, забезпечують безпечне, надійне та ефективне функціонування розподільчих електромереж та їх розвиток тощо.

НКРЕКП здійснює встановлення та перегляд тарифів на розподіл

електроенергії. Так, у 2015 р. середньозважений рівень тарифів на розподіл електроенергії становив: на 1 класі напруги – 21,88 грн/МВт; на 2 класі напруги – 133,29 грн/МВт.

Структура витрат на розподіл електроенергії у 2015 р. становила (без урахування Кримських енергокомпаній та Луганського енергетичного об'єднання): витрати на оплату праці – 44%, матеріальні витрати – 23%, відрахування на соціальні заходи – 17%, амортизація – 10%, інші операційні витрати – 6%.

Роздрібний ринок електроенергії. Упродовж 2015 р. на роздрібному ринку діяльність з постачання електроенергії здійснювали 119 електропостачальників: 42 постачальники за регульованим тарифом (ПРТ) та 77 постачальників за нерегульованим тарифом (ПНТ).

Електроенергія для постачання споживачам закуповується електропостачальниками на ОРЕ, а також у невеликих виробників, які не зобов'язані продавати електроенергію в ОРЕ.

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

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.

Середньозважений рівень тарифів на постачання електроенергії у 2015 р. для споживачів 1 групи (усі споживачі, крім побутових) становив 5,46 грн/МВт·год, що на 14,0% більше порівняно з 2014 р.; для споживачів 2 групи (побутові споживачі) – 37,14 грн/МВт·год, що на 10,8% більше порівняно з 2014 р.

Структура витрат на постачання електроенергії за регульованим тарифом у 2015 р. становила (без урахування Кримських енергокомпаній та Луганського енергетичного об'єднання): витрати на оплату праці – 58%, відрахування на соціальні заходи – 21%, матеріальні витрати – 9%, амортизація – 3%, інші операційні витрати – 9%.

Середньозважені тарифи на розподіл та постачання електроенергії в Україні наведено в додатку 7.

Роздрібний тариф на електроенергію визначається НКРЕКП виходячи з ціни закупівлі електроенергії, витрат на її розподіл та постачання. У 2015 р. для непобутових споживачів, постачання, яке здійснюють ПРТ, діяли такі єдині роздрібні тарифи на електроенергію в усіх регіонах України (крім побутових споживачів, зовнішнього освітлення населених пунктів, міського електричного транспорту, споживачів, які розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу): на 1 класі напруги – 120,73 коп/кВт·год (зростання на 34,6%

порівняно з 2014 р.); на 2 класі напруги – 143,85 коп/кВт·год (зростання на 27,0% порівняно з 2014 р.).

Середньозважений роздрібний тариф на електроенергію у 2015 р. становив 131,5 коп/кВт·год, що на 30% більше порівняно з 2014 р.

Структура середньозваженого роздрібного тарифу на електроенергію для непобутових споживачів у 2015 р. становила: оптова ринкова ціна – 84%; нормативні витрати електроенергії в мережах – 8,5%; тарифи на розподіл електроенергії – 7,1%; тарифи на постачання електроенергії – 0,4%.

Постановою НКРЕКП від 28.04.2016 р. №755 *Про встановлення на травень 2016 року єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, населених пунктів та зовнішнього освітлення, на території України* встановлено єдині роздрібні тарифи на електроенергію, яка відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, населених пунктів та зовнішнього освітлення, на території України на травень 2016 р. у розмірі (без ПДВ): для I класу напруги – 130,68 коп/кВт·год; для II класу напруги – 168,48 коп/кВт·год.

Ціни на електроенергію кінцевих споживачів країн-членів ЄС та роздрібні тарифи для непобутових споживачів і тарифи на електроенергію для побутових споживачів в Україні у 2015 р. наведено в додатку 7.

Стимулююче тарифоутворення. Стимулююче регулювання тарифів – RAB-регулювання (Regulatory Asset Base – регульована база інвестованого капіталу) – загальноприйнятий у міжнародній практиці інструмент, який забезпечує можливість реконструкції електромереж і розвиток енергетичної інфраструктури. Більшість країн світу, і зокрема всі країни-члени ЄС, перейшли від витратних методів регулювання в енергетиці до стимулюючих. Досвід розвинених країн свідчить про високу ефективність стимулюючого регулювання. Зокрема, Великобританії за 15 років вдалося у 2 рази скоротити витрати розподільчих компаній та тарифи на передавання електроенергії. У Румунії рівень зношення активів протягом 8 років зменшився з 75% до 48%.

Україна відповідно до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства (ЕС) та Угоди про асоціацію між Україною та ЄС сьогодні здійснює імплементацію в національне законодавство Директиви 2009/72/ЄС, якою передбачено вдосконалення існуючої нормативної бази тарифоутворення в енергетиці, зокрема перехід до стимулюючого тарифоутворення у сфері передавання та постачання електроенергії. Також перехід на стимулююче тарифоутворення для послуг з розподілу електроенергії та постачання електроенергії за регульованим тарифом передбачено Коаліційною угодою Верховної Ради України VIII скликання та *Планом заходів з виконання Програми*

діяльності Кабінету Міністрів України та Стратегії сталого розвитку «Україна – 2020» у 2015 році, затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України від 04.03.2015 р. №213-р.

Перехід до стимулюючого тарифоутворення в Україні розпочався з прийняттям Закону України від 21.06.2012 р. №4998-VI *Про внесення змін до Закону України «Про природні монополії»*.

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. Щорічний перегляд тарифів для енергопостачальних компаній унеможлиблює довгострокове інвестиційне планування.

Якщо традиційну модель «Витрати +» представлено формулою: Собівартість + Прибуток (відсоток від собівартості) = Ціна послуги, то стимулюючий метод тарифоутворення передбачає: Ціна - Прибуток (вимоги до рівня дохідності капіталу) = Собівартість (виробництво за цільовою собівартістю).

Діюча методика «Витрати +» дозволяє підприємствам ліцензіатам враховувати в тарифі операційні витрати, амортизаційні відрахування і встановлений рівень рентабельності, а RAB-метод перетворює останній компонент цієї формули в рівень доходу на капітал. Цей дохід визначається двома складовими: регуляторною базою активів (RAB) компанії і регуляторною нормою прибутковості.

Регуляторна база активів (RAB) визначається як справедлива вартість активів підприємства. Оцінка активів проводиться 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 від 12.03.2013 р. №293 (із змінами), яка враховує щорічно зростаючий ступінь зношування електроінфраструктури і рівень завантаження робочих потужностей. При цьому з урахуванням зарубіжного досвіду **оцінювання активів компаній доцільно виконувати за результатами незалежної експертизи міжнародними аудиторськими компаніями.**

Враховуючи, що в країнах Євросоюзу застосовуються єдині ставки для старої та нової баз активів і ставки в кожній країні відповідають вартості капіталу (Греція – 8%; Польща – 9%; Чехія – 7,9%; Франція – 7,25%; Словаччина – 6%), в Україні також доцільно визначитися з можливістю застосування єдиної ставки дохідності.

Разом з тим відповідно до досвіду впровадження стимулюючого

тарифоутворення у Великобританії, де було економічно враховано некоректність первинної приватизації активів енергетичних компаній, доцільно НКРЕКП разом з Фондом державного майна, Мінфіном та залученням, за необхідності, Європейського банку реконструкції та розвитку (ЄБРР), Міжнародної аудиторської компанії «Делойт» (Deloitte) та інших організацій визначитися з методологією та порядком застосування на визначений період (2 – 3 роки) економічно обґрунтованої ставки оподаткування (бази оподаткування аналогічно Windfall tax (податок на надмірні доходи) прибутку обленерго (20% – 30%) із зарахуванням його обсягів до консолідованого бюджету. Це стане економічно обґрунтованою основою для впровадження НКРЕКП **єдиної ставки дохідності** під час впровадження системи стимулюючого тарифоутворення.

Норма прибутковості або норма інвестованого прибутку згідно з європейськими RAB-методиками розраховується на підставі середньозваженої вартості капіталу (WACC). Відповідно до цього враховується вартість власного капіталу і вартість позикового капіталу (позики, облігації, прямі інвестиції). Крім того, обидва ці елементи (як власні кошти компанії, так і позикові) мають свою ціну, яку виражено певною процентною ставкою. Під час розрахунків враховуються також податки підприємства.

Регулятор визначає рівень операційних витрат, які враховуються в тарифах і включаються 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 заощадити відповідні кошти, які входитимуть до складу прибутку компанії. Під час переходу на другий регуляторний період, який триватиме 5 років, регулятор також буде встановлювати вимоги до ефективності і до якості послуг.

Функціонування електроенергетичного комплексу України за ціновою методологією «Витрати +» призвело до того, що сьогодні робота підприємств галузі характеризується високим зношуванням основних фондів, низьким рівнем інвестиційної привабливості, нерівномірним ціновим навантаженням на різні категорії споживачів, серед яких побутові споживачі покривають лише 26,0% усіх витрат на виробництво, постачання та передавання електроенергії.

Сьогодні середній термін експлуатації розподільчих електромереж триває понад 40 років. Обсяг зношування електромереж в Україні сягає 60%.

Стан електромереж та електроенергетичного обладнання, необхідність у додатковій потужності для приєднання нових споживачів електроенергії вимагають значних інвестицій, які може бути залучено лише за умови впровадження системи стимулюючого регулювання тарифів.

Для переходу на стимулюючий тариф має бути здійснено переоцінку активів

компаній, що надасть можливість визначити для всіх компаній справедливую регуляторну базу, на яку буде нараховуватися норма дохідності.

За попередньою оцінкою НКРЕКП (*Стимулююче тарифоутворення / Презентація. – 2015, 18 листопада.*), в Україні обленерго будуть отримувати дохід у розмірі 5% від вартості їх активів. За умовами переходу на стимулююче регулювання не менше половини своїх дохідних коштів дистрибуційна компанія зобов'язана реінвестувати в свою інфраструктуру. На цей «новий капітал» компаніям щороку пропонується нараховувати дохід у розмірі 14,79% від вкладених коштів.

У разі невиконання обленерго вимог регулятора щодо надійності, якості, зниження втрат під час електропостачання та відсутності боргів по розрахунках за електроенергію НКРЕКП може оштрафувати компанію на суму до 5% її річного доходу або взагалі скасувати їй стимулююче регулювання.

За розрахунками НКРЕКП, тариф енергокомпаній зросте на першому етапі впровадження стимулюючого регулювання. Разом з тим зростання тарифу буде стримуватися зниженням втрат у мережах (мінус 1% з другого року) і відповідних штрафних санкцій за недотримання показників надійності та якості електропостачання з впровадженням в країні для усіх енергопостачальних компаній стимулюючого тарифоутворення.

Слід очікувати поступового оновлення інфраструктури електромереж, завдяки якому розшириться можливість безпроблемного підключення до них нових об'єктів.

Національний регулятор під час визначення норми прибутку для компанії-інвестора, з урахуванням європейського досвіду, має одночасно визначати рівень очікуваної вигоди для споживача, установлюючи та щорічно оновлюючи графік очікуваного зниження визначеного тарифу на електроенергію. Необхідно також визначити конкретні вимоги до обленерго щодо виходу в зазначений період на відповідний рівень енергоефективності, надійності та якості енергозабезпечення із застосуванням відповідних штрафних санкцій у разі їх порушення.

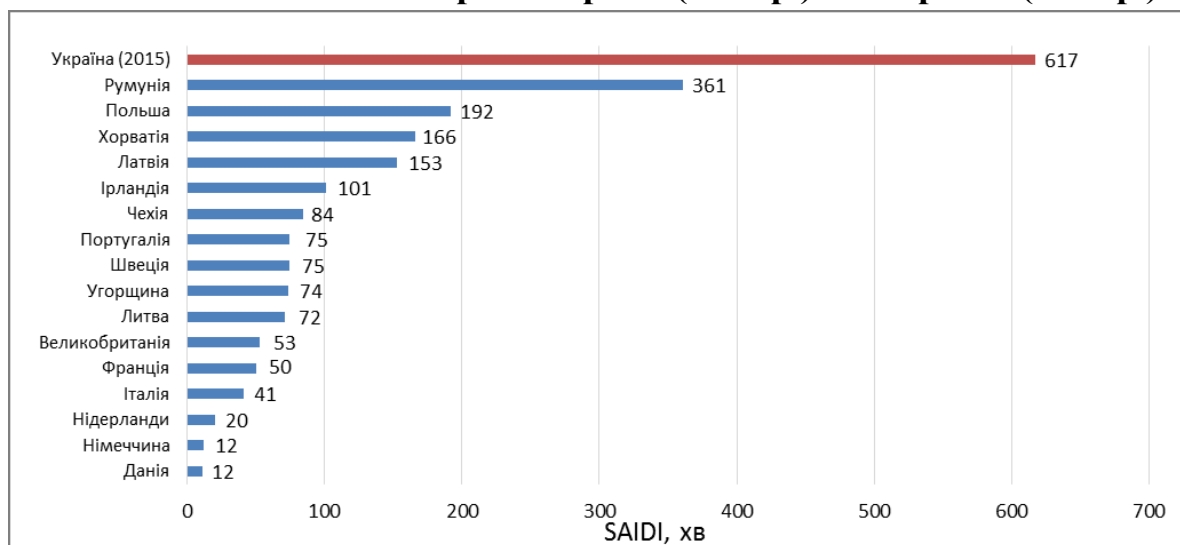
В умовах переходу на стимулююче тарифоутворення НКРЕКП визначено **нормативну базу регулювання показників індексу середньої тривалості перерв у електропостачанні (система SAIDI)** для відповідного коригування необхідного доходу компанії за даними виконання завдання щодо досягнення цільових показників SAIDI.

Постановою НКРЕКП від 10.12. 2015 р. № 2962 *Про затвердження показників якості послуг з електропостачання на 2015 рік* для кожного ліцензіата встановлено цільові індекси SAIDI (з вини компаній: планових без попередження переривань і переривань, пов'язаних з технологічними порушеннями в електропостачанні).

Слід зазначити, що сьогодні показники SAIDI в Україні значно перевищують

аналогічні показники країн Євросоюзу.

Показники SAIDI країн Європи (2014 р.) та України (2015 р.)



Джерело: НКРЕКП

Постановою НКРЕКП від 08.10.2015 р. №2561 для компаній на восьмий рік від початку переходу на стимулююче регулювання встановлено цільові значення SAIDI – 150 хвилин для міської території та 300 хвилин – для сільської.

Нормативно-правові документи, які регламентують запровадження стимулюючого регулювання в Україні, наведено у додатку 8.

За інформацією НКРЕКП, з липня 2016 р. пропонується впровадження системи стимулюючого тарифоутворення (пілотний проект) для перших шести енергопостачальних компаній, які продають електроенергію промисловим і побутовим споживачам. У 2017 р. пропонується перевести на стимулююче тарифоутворення 22 енергопостачальні компанії та у 2018 – 2019 рр. до нової системи приєднати ще 12 енергопостачальних компаній.

Приєднання електроустановок. Порядок надання електропередавальними організаціями послуг з приєднання електроустановок встановлено відповідно до Закону України *Про електроенергетику*, постановами НКРЕ від 17.01.2013 р. №32 *Про затвердження Правил приєднання електроустановок до електричних мереж*, від 21.11.2013 р. №1467 *Про затвердження Порядку фінансування послуг з приєднання електроустановок до електричних мереж* та від 12.02.2013 р. №115 *Про затвердження Методики розрахунку плати за приєднання електроустановок до електричних мереж*.

Для врегулювання порядку здійснення доступу споживачів до електромереж постановою НКРЕКП від 02.07.2015 р. №1992 затверджено зміни до *Порядку*

доступу постачальників електричної енергії за нерегульованим тарифом до місцевих (локальних) електричних мереж.

Порядок приєднання визначає дві основні групи приєднань: стандартне приєднання та нестандартне приєднання. Стандартне приєднання – це приєднання електроустановки (крім електроустановок, призначених для виробництва електроенергії) замовника до діючих електромереж електропередавальної організації на відстань, яка не перевищує 300 м по прямій лінії від місця забезпечення потужності до місця приєднання споживача, яке диференціюється за ступенями потужності: перший – до 16 кВт, другий – від 16 кВт до 50 кВт включно.

За рейтингом Світового банку, Україна у 2015 р. займала 138 місце у рейтингу «Ведення бізнесу» (Doing Business) за показником «Підключення до системи електрозабезпечення»: кількість процедур приєднання – 5, термін надання послуг з приєднання електроустановок до електромереж – 263 календарні дні.

Відповідно до розпорядження Кабінету Міністрів України від 16.12.2015 р. №1406-р *Про затвердження плану дій щодо імплементації кращих практик якісного та ефективного регулювання, відображених Групою Світового банку у методології рейтингу «Ведення бізнесу» на 2016 рік* розроблено законопроект від 06.04.2016 р. №4310-1 *Про внесення змін до деяких законів України (щодо вдосконалення приєднання до електричних мереж)*, який подано до Верховної Ради України.

Постановою Верховної Ради України від 04.06.2015 р. №509-VIII *Про План законодавчого забезпечення реформ в Україні* схвалено імплементацію норм Третього енергетичного пакету ЄС у паливно-енергетичному комплексі. З метою приведення законодавства України до вимог Третього пакету енергетичного законодавства ЄС перед країною стоїть завдання – прийняти та імплементувати закони *Про ринок електричної енергії України; Про відокремлення окремих видів діяльності в електроенергетиці; Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг; Про Єдину державну систему моніторингу виробництва, постачання, транспортування, споживання та оплати за паливно-енергетичні ресурси і комунальні послуги, затвердити Кодекс електричних мереж і нову версію Енергетичної стратегії України* тощо.

Виконання вимог Третього пакету енергетичного законодавства ЄС стане необхідною передумовою структурних змін у галузі енергетики України, підґрунтям для інтеграції ринку електроенергії країни до регіональних енергетичних ринків з наступним входженням до загальноєвропейського енергетичного ринку, а також входженням у новий європейський *Енергетичний Союз*.

Європейська Комісія 25.02.2015 р. презентувала стратегію, спрямовану на побудову *Енергетичного Союзу* в Європі. Проект об'єднає 28 європейських

енергоринків у один енергетичний союз для підвищення рівня енергетичної безпеки та зниження цін на енергоресурси.

Стратегія *Енергетичного Союзу* складається з 5 вимірів – безпека постачань, повністю інтегрований внутрішній енергетичний ринок, енергоефективність, скорочення викидів, дослідження та інновації.

Представникам країн – учасниць Східного партнерства, зокрема Україні, було запропоновано ознайомитися із зазначеними документами, особливо в частині того, як вони проектуватимуться на інтереси держав-сусідів. Передбачається, що в разі прийняття нової енергетичної політики держави-сторони Договору про заснування Енергетичного Співтовариства буде залучено до інфраструктурних проектів спільного інтересу з державами-членами ЄС. Мета такої роботи – створення реальних засад Пан'європейської енергетичної інфраструктури відповідно до рекомендацій Європейської Комісії членам Енергетичного Співтовариства щодо прийняття керівних принципів створення Транс'європейської енергетичної інфраструктури за Регламентом ЕС №347/2013.

Додаток 1

Ціни на основні енергоресурси у світі

	Нафта (середня по світу), \$2010/барель	Нафта БРЕНТ, \$2010/барель	Нафта Дубай, \$2010/барель	Нафта WTI, \$2010/барель	Вугілля, Австралія, \$2010/млн т	Вугілля, Колумбія, \$2010/млн т	Вугілля, Південна Африка, \$2010/млн т	Природний газ, США, \$2010/млн БТО	Природний газ, Європа, \$2010/млн БТО	Скраплений природний газ, Японія, \$2010/млн БТО
1990	27,67	28,65	24,75	29,62	47,98	..	39,77	2,05	3,41	4,40
1991	23,65	24,50	20,22	26,23	48,43	..	38,46	1,81	3,80	4,87
1992	22,79	23,14	20,60	24,64	46,21	..	34,55	2,12	3,07	4,31
1993	19,51	19,72	17,31	21,50	36,30	..	31,23	2,46	3,09	4,06
1994	18,97	18,91	17,52	20,50	38,58	..	34,11	2,29	2,92	3,80
1995	18,69	18,57	17,53	19,98	42,83	..	38,33	1,87	2,97	3,75
1996	22,65	22,90	20,56	24,48	42,23	..	37,17	3,03	3,15	4,07
1997	22,31	22,22	21,06	23,66	40,85	..	36,49	2,89	3,19	4,55
1998	15,90	15,48	14,76	17,46	35,57	..	32,66	2,54	2,94	3,67
1999	22,42	22,10	21,30	23,87	32,13	..	30,12	2,81	2,64	3,89
2000	35,48	35,54	32,79	38,13	32,99	..	33,40	5,42	4,85	5,92
2001	31,80	31,89	29,66	33,85	42,20	47,57	44,22	5,17	5,30	6,05
2002	32,94	32,99	31,34	34,48	33,44	37,68	34,39	4,43	4,03	5,66
2003	36,30	36,24	33,58	39,07	32,77	42,45	37,98	6,90	4,91	5,94
2004	44,38	45,05	39,35	48,74	62,27	71,66	64,31	6,93	5,03	6,03
2005	60,88	62,07	56,20	64,36	54,30	58,25	52,67	10,17	7,21	6,83
2006	71,49	72,72	68,31	73,44	54,59	58,04	56,37	7,47	9,42	7,87
2007	74,52	76,18	71,64	75,75	68,88	66,81	65,65	7,32	8,96	8,05
2008	94,32	94,95	91,19	96,81	123,60	119,01	117,27	8,61	13,04	12,18
2009	64,02	64,13	64,02	63,91	74,48	61,59	67,06	4,10	9,03	9,26
2010	79,04	79,64	78,06	79,43	98,97	77,97	91,62	4,39	8,29	10,85
2011	95,47	101,84	97,33	87,25	111,48	102,35	106,75	3,67	9,65	13,45
2012	97,60	104,06	101,22	87,51	89,56	78,06	86,36	2,56	10,66	15,38
2013	98,13	102,64	99,41	92,35	79,73	67,77	75,66	3,52	11,11	15,04
2014	90,89	93,44	91,29	87,94	66,24	62,27	68,32	4,13	9,49	15,15
2015	48,04	49,57	48,44	46,10	54,43	49,70	53,99	2,47	6,87	9,85

Джерело: World Bank. Примітка: 1 млн БТО = 28,32 м³ (природний газ)

Додаток 2

Динаміка цін на електроенергію країн ЄС для промислових споживачів із рівнем споживання 500-2000 МВт·год/рік, без урахування ПДВ та податків що відшкодовуються, євроцент/кВт·год

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ЄС 28	9,4	10	10,5	10,5	11,1	11,5	11,9	12,2	12
Бельгія	9,5	10,2	11	10,6	11,2	10,9	10,9	10,9	10,9
Болгарія	5,7	6,1	6,4	6,6	6,6	7,4	7,7	7,5	7,4
Чеська Республіка	9,5	11,1	11	10,6	11	10,3	10,1	8,2	7,8
Данія	9	9,7	8,9	9,5	9,6	9,8	10,1	9,6	9
Німеччина	10,1	10,7	11,3	11,6	12,5	12,9	14,3	15,5	15
Естонія	5,3	5,8	6,4	7,1	7,3	8	9,7	9,2	9,2
Ірландія	12,4	13,6	11,9	11,3	12,2	13,6	13,7	13,6	13,9
Греція	7,9	8,9	9,4	9,9	10,8	12	12,4	13,2	12,2
Іспанія	9,6	10,1	11,4	11,3	11,5	12,1	12,1	12,1	11,5
Франція	5,7	6,3	6,9	7,5	8,3	8,7	9,1	9,6	9,8
Хорватія	7,4	8,5	8,9	9,2	9	9,2	9,5	9,4	9,2
Італія		14,4	14,5	14,2	15,9	17,1	17	17,3	16
Кіпр	13,9	16,2	13,4	16,2	18,9	22,9	20,5	18,3	14
Латвія	6	7,3	8,9	9	10,4	11,1	11,4	11,8	11,8
Литва	7,4	8,3	8,6	10,2	10,4	11,4	12,3	11,7	9,9
Люксембург	9,8	9,8	11,6	10,2	10	10,3	9,9	10	9,1
Угорщина	11,3	11,8	12,7	10,6	10	9,7	9,7	9,1	8,7
Мальта	12,2	14,2	14	17,7	17,9	18	17,9	17,8	14,7
Нідерланди	10,2	10,4	11,2	10	9,6	9,7	9,5	9,6	8,7
Австрія	9,4	10,7	11,7	11,3	11,3	11,1	11,1	10,7	10,4
Польща	9,1	9	9,2	9,8	9,8	9,4	9	8,3	8,7
Португалія	7,9	9	9,4	9,3	10	11,5	11,5	11,7	11,5
Румунія	9,1	9,2	8,2	8,3	8	8	8,6	8,4	8,2
Словенія	9,1	9,6	10	10	9,8	9,4	9,6	8,6	8,5
Словаччина	10,5	12,4	14,1	11,9	12,7	12,9	12,8	11,6	11,2
Фінляндія	5,9	6,6	6,9	6,9	7,5	7,5	7,5	7,3	7,1
Швеція	6,6	7,3	6,8	8,2	8,6	7,9	7,8	6,9	6,1
Великобританія	10,8	10,3	10,6	9,9	10,1	11,7	11,8	13,1	15
Норвегія	7,6	8,3	7,9	9,8	10,1	8,9	9,2	8	7,3
Чорногорія					6,3	7	7,5	7,6	7,7
Македонія							7,7	7,7	8,2
Сербія							6,2	5,9	6,4
Туреччина	6,6	7,7	7,8	9	7,7	9,1	8,7	7,7	7,6
Боснія і Герцеговина				6,2	6,3	6,5	6,5	6,4	6,2
Косово							7,1	7,5	7,9
Молдова									7,4

Джерело: Євростат

Додаток 3

**Динаміка цін на електроенергію країн ЄС для побутових споживачів із
рівнем споживання 2500-5000 кВт·год/рік, з урахуванням всіх податків,
євроцент/кВт·год**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Середній дохід за 2014 р., євро/душу населення
ЄС 28	15,62	16,22	16,37	17,01	18,22	19,23	20,10	20,46	20,94	1469
Бельгія	16,83	20,62	18,90	19,67	21,28	22,75	21,94	20,70	22,39	2091
Болгарія	7,21	7,67	8,21	8,22	8,50	9,01	9,03	8,64	9,50	356
Чеська Республіка	10,63	12,87	13,59	13,69	14,81	14,99	15,09	12,79	12,83	765
Данія	24,01	27,10	26,27	26,89	29,42	29,85	29,68	30,39	30,55	2307
Німеччина	21,05	21,72	22,88	24,07	25,30	26,36	29,20	29,78	29,49	2155
Естонія	7,86	8,32	9,21	9,87	10,08	11,10	13,59	13,16	12,97	832
Ірландія	19,18	19,01	19,43	18,40	19,94	22,22	23,50	24,72	24,40	2129
Греція	9,84	10,73	10,93	11,96	12,44	14,05	16,30	17,76	17,69	1004
Іспанія	14,00	14,62	16,31	17,90	20,35	22,33	22,51	22,66	23,40	1734
Франція	12,22	12,08	12,07	13,17	14,03	14,47	15,60	16,03	16,50	2180
Хорватія	9,84	10,87	11,58	11,52	11,42	12,96	13,61	13,18	13,15	735
Італія	0,00	21,29	20,48	19,43	20,26	22,15	23,08	23,92	24,39	2033
Кіпр	15,73	19,10	16,00	19,40	22,32	28,45	26,21	23,24	18,98	1574
Латвія	7,29	9,23	10,53	10,49	12,55	13,76	13,68	13,33	16,43	601
Литва	8,70	8,63	9,39	11,86	12,18	12,64	13,81	13,25	12,50	544
Люксембург	16,45	16,27	18,82	17,37	16,70	17,01	16,56	17,38	17,67	3149
Угорщина	12,96	15,51	15,73	16,38	16,18	15,84	13,62	11,74	11,36	643
Мальта	9,18	12,65	16,11	16,50	16,59	16,76	16,77	13,61	12,62	1021
Нідерланди	17,41	17,84	19,33	17,38	17,89	18,77	19,16	17,77	18,95	2158
Австрія	17,40	17,76	19,09	19,49	19,76	20,00	20,50	20,04	19,96	2124
Польща	13,80	12,77	12,11	13,62	14,11	14,74	14,59	14,15	14,31	705
Португалія	15,62	15,04	15,51	16,25	17,68	20,28	21,06	22,03	22,82	1001
Румунія	11,41	10,82	9,78	10,42	10,84	10,63	13,01	12,69	13,11	417
Словенія	11,16	11,52	13,44	14,14	14,67	15,42	16,34	16,31	16,10	1092
Словаччина	13,70	14,74	15,50	15,79	16,96	17,19	16,88	15,15	15,12	704
Фінляндія	11,49	12,48	12,93	13,48	15,57	15,54	15,69	15,51	15,41	2300
Швеція	16,13	17,22	16,24	18,99	20,68	20,55	20,74	19,17	18,63	2551
Великобританія	14,81	15,31	14,37	14,18	15,09	17,34	17,69	19,66	21,54	2253
Ісландія						11,37	10,63	11,46	12,31	
Норвегія	14,98	16,70	15,64	19,67	20,02	18,28	18,44	16,57	15,24	3372
Чорногорія					8,61	9,30	9,72	9,87	9,85	
Македонія						7,91	7,95	8,04	8,31	
Албанія					11,55	11,65	11,55	11,58	8,16	
Сербія							5,86	6,02	6,10	
Туреччина	9,01	11,10	11,62	13,58	11,82	13,90	14,05	12,51	12,91	
Боснія і Герцеговина				7,38	7,65	8,01	8,00	7,98	8,20	
Косово							5,61	5,69	6,20	
Молдова									8,50	

Джерело: Євростат

Додаток 4

Структура цін на електроенергію в країнах ЄС за друге півріччя 2015 р. для промислових споживачів з річним споживанням від 500 до 2000 МВт год

Країни	Виробництво та збут електроенергії		Послуги мережевих організацій		Подати та збори, що не відшкодовуються		Ціна без урахування ПДВ та податків, що відшкодовуються	Кінцева ціна з урахуванням ПДВ та всіх видів податків та зборів
	євроцент/ кВт·год	%	євроцент /кВт·год	%	євроцент/к Вт·год	%		
Бельгія	4,89	45%	4,31	40%	1,61	15%	10,81	12,97
Болгарія	6,65	85%	1,07	14%	0,10	1%	7,82	9,39
Чеська Республіка	4,42	56%	3,31	42%	0,10	1%	7,83	9,47
Данія	3,44	38%	2,42	27%	3,21	35%	9,06	25,99
Німеччина	5,01	34%	3,12	21%	6,80	46%	14,93	19,60
Естонія	4,53	47%	3,71	39%	1,34	14%	9,58	11,17
Ірландія	9,71	72%	2,60	19%	1,26	9%	13,57	15,31
Греція							11,49	12,99
Іспанія	8,87	78%	1,91	17%	0,55	5%	11,33	13,71
Франція	4,00	42%	3,01	32%	2,48	26%	9,49	11,39
Хорватія	4,91	53%	3,84	41%	0,52	6%	9,28	11,59
Італія	7,20	45%	1,99	12%	6,77	42%	15,97	18,55
Кіпр	10,54	75%	2,65	19%	0,93	7%	14,12	16,68
Латвія	4,89	41%	4,26	36%	2,68	23%	11,83	14,32
Литва	5,29	53%	2,99	30%	1,69	17%	9,97	12,05
Люксембург	5,46	61%	2,58	29%	0,89	10%	8,93	9,65
Угорщина	5,41	62%	2,42	28%	0,87	10%	8,70	10,84
Мальта	11,53	84%	2,20	16%	0,00	0%	13,73	14,42
Нідерланди	5,17	62%	1,95	23%	1,23	15%	8,35	10,10
Австрія	4,76	45%	2,53	24%	3,18	30%	10,47	12,60
Польща	5,09	59%	3,04	35%	0,47	5%	8,61	10,59
Португалія	6,15	53%	3,86	33%	1,53	13%	11,54	14,20
Румунія	3,69	46%	3,12	39%	1,21	15%	8,02	9,89
Словенія	5,01	58%	2,11	24%	1,58	18%	8,70	10,61
Словаччина	4,21	38%	6,56	58%	0,45	4%	11,22	13,46
Фінляндія	4,56	65%	1,79	25%	0,70	10%	7,06	8,75
Швеція	3,34	57%	2,51	43%	0,05	1%	5,90	7,38
Великобританія	10,53	69%	4,07	27%	0,58	4%	15,20	18,23
Ліхтенштейн	6,59	41%	7,41	46%	2,12	13%	16,12	17,41
Норвегія	2,37	35%	2,94	43%	1,53	22%	6,85	8,56
Чорногорія	3,85	50%	3,78	49%	0,00	0%	7,64	9,09
Сербія	4,40	65%	1,89	28%	0,48	7%	6,78	8,13
Туреччина	5,76	82%	1,02	15%	0,24	3%	7,02	8,29
Косово	5,95	74%	1,56	19%	0,58	7%	8,09	9,17

Джерело: Євростат

Додаток 5

Структура цін на електроенергію в країнах ЄС за друге півріччя 2015 р. для побутових споживачів з річним споживанням від 2500 до 5000 кВт·год

Країни	Виробництво та збут електроенергії		Послуги мережевих організацій		Подакти та сбори, що не відшкодовуються		Кінцева ціна з урахуванням ПДВ та всіх видів податків та сборів
	євроцент/ кВт·год	%	євроцент/ кВт·год	%	євроцент/ кВт·год	%	
Бельгія	8,33	35%	10,09	43%	5,1	22%	23,52
Болгарія	5,77	60%	2,2	23%	1,6	17%	9,57
Чеська Республіка	3,77	29%	6,8	53%	2,36	18%	12,93
Данія	3,82	13%	5,58	18%	21,02	69%	30,42
Німеччина	7,41	25%	6,86	23%	15,19	52%	29,46
Естонія	4,34	34%	5,17	40%	3,4	26%	12,91
Ірландія	13,27	54%	6,64	27%	4,63	19%	24,54
Греція	9,49	54%	2,78	16%	5,44	31%	17,71
Іспанія	13,41	57%	5,23	22%	5,07	21%	23,7
Франція	5,98	36%	5,09	30%	5,68	34%	16,75
Хорватія	5,75	44%	4,28	33%	3,09	24%	13,12
Італія	9,62	40%	5,17	21%	9,49	39%	24,28
Кіпр	10,86	59%	3,77	21%	3,75	20%	18,38
Латвія	5,31	32%	5,65	34%	5,54	34%	16,5
Литва	5,16	42%	3,47	28%	3,8	31%	12,43
Люксембург	6,21	35%	7,1	40%	4,36	25%	17,67
Угорщина	4,82	42%	4,2	37%	2,43	21%	11,45
Мальта	9,87	78%	2,2	17%	0,6	5%	12,67
Нідерланди	6,92	38%	5,36	29%	6,05	33%	18,33
Австрія	6,46	33%	5,93	30%	7,44	38%	19,83
Польща	5,54	39%	5,51	39%	3,12	22%	14,18
Португалія	6,8	30%	4,73	21%	11,32	50%	22,85
Румунія	4,17	32%	5,21	39%	3,81	29%	13,19
Словенія	5,73	35%	5,53	34%	5,05	31%	16,31
Словаччина	4,8	32%	7,52	50%	2,85	19%	15,17
Фінляндія	5,27	34%	4,82	32%	5,21	34%	15,3
Швеція	4,08	22%	7,94	42%	6,72	36%	18,74
Великобританія	15,77	72%	5,02	23%	1,04	5%	21,83
Ісландія	3,7	29%	6,27	50%	2,68	21%	12,65
Ліхтенштейн	8,09	45%	7,68	43%	2,26	13%	18,03
Норвегія	3,3	23%	6,63	46%	4,4	31%	14,34
Чорногорія	6,65	80%	0,42	5%	1,27	15%	8,35
Сербія	2,14	33%	2,85	44%	1,47	23%	6,45
Туреччина	6,24	51%	3,48	28%	2,5	20%	12,22
Косово	2,08	34%	2,76	45%	1,3	21%	6,14

Джерело: Євростат

Рейтинг країн світу з приєднання споживачів до електромережі

Місце в рейтингу	Країна	Кількість процедур	Час (дні) на приєднання	Вартість приєднання (% від середнього доходу на люд.)
1	Корея	3	18.0	39.8
2	Тайвань, Китай	3	22	42,8
3	Німеччина	3	28.0	42.0
4	Об'єднані Арабські Емірати	3	32	23,5
5	Швейцарія	3	39	57,2
7	Швеція	3	52	33,5
11	Таїланд	4	37	45,9
12	Данія	4	38.0	112.8
14	Японія	3.4	97.7	0.0
15	Великобританія	4	79	26,7
16	Фінляндія	5	42.0	29.1
17	Австрія	5	23.0	97.8
18	Норвегія	4	66	11,05
19	Філіппіни	4	42	28,7
20	Франція	5	71.0	41.3
22	Бразилія	4.0	43.6	28.6
24	Саудівська Аравія	4	61	26,2
25	Португалія	5	52	37
29	Російська Федерація	3	160,5	93,1
30	Ірландія	5	85.0	70.8
31	Нова Зеландія	5	58	75,2
33	Антигуа і Барбуда	4	42.0	118.8
34	Естонія	5	91.0	157.2
35	Словенія	5	38	113,2
36	Туреччина	4	63	599,6
39	Австралія	5	75.0	8.4
42	Чеська Республіка	5	110.0	27.6
43	Нідерланди	5	110	30,04
44	Сполучені Штати	4,8	89,6	24,6
45	, Македонія	3	97.0	229.9
46	Індонезія	5.0	79.0	383.0
47	Греція	6	51.0	70.0
48	Словаччина	5	121	54,8
49	Польща	4	133	19,5
51	Чилі	6	30.0	76.8
53	Бельгія	6	88.0	102.4
54	Литва	6	95.0	52.8
56	Йорданія	5	50.0	303.0
58	Гренада	5	38.0	196.4
59	Італія	5	124.0	209.4
62	Грузія	4	71.0	461.8
63	Сербія	4	131	428,6
64	Перу	5	67	324,5
65	Латвія	4	107.0	296.6
66	Хорватія	5	70.0	317.1
67	Кіпр	5	137.0	137.0
69	Колумбія	5	102.0	475.4

70	Індія	5.0	90.1	442.3
71	Казахстан	6	83.0	51.2
72	Мексика	6.8	78.9	332.9
74	Іспанія	7	107	225,2
88	Іран, Ісламська Республіка.	6	77.0	823.4
89	Білорусь	7	112.0	296.2
91	Ізраїль	6	102.0	11.6
92	Китай	5.5	143.2	413.3
99	Вірменія	4	180.0	87.3
100	Болгарія	6	130.0	317.3
104	Молдова	7	113.0	778.3
105	Канада	7	137.0	126.1
106	Ірак	4	77.0	239.6
108	В'єтнам	6	59	1,322,6
110	Азербайджан	7	87.0	103.6
112	Узбекистан	7	89	1,393,1
116	Ліван	5	75.0	93.9
117	Угорщина	5	252.0	98.4
119	Боснія і Герцеговина	8	125.0	418.3
120	Сирійська Арабська Республіка	5	71	339,3
126	Лівія	4	118.0	351.3
130	Алжир	5	180.0	1,295.5
133	Румунія	8	182	573,7
134	Монголія	8	79.0	520.3
137	Україна	5	263	795,3
144	Єгипет, Арабська Реп.	7	64.0	272.9
156	Афганістан	5	114.0	3,469.7
157	Пакистан	5	178,3	1225,5
160	Киргизька Республіка	7	125.0	891.8
162	Албанія	6	177.0	491.4
163	Чорногорія	7	142.0	464.8
177	Таджикистан	9	133	878,9
	РФ - Москва	3	150	71,9
	РФ - Санкт-Петербург	3	185	142,4
	США - Нью-Йорк	4	60	14,1
	США - Лос-Анджелес	6	134	40,5
	Європа і Центральна Азія	5.7	118.5	440.2
	Близький Схід і Північна Африка	4.9	82.4	931.3
	країни ОЕСР з високим рівнем доходу	4.8	77.7	65.1
	Південної Азії	5.5	141.7	1,386.2
	Країни Африки на південь від Сахари	5.4	130.1	4,075.6
	Бразилія - Ріо-де-Жанейро	4	46.0	27.9
	Індія - Делі	5	123.0	766.7
	Індонезія - Джакарта	5	79.0	383.0
	Японія - Токіо	3	105.0	0.0
	Японія - Osaka	4	84.0	0.0
	Мексика - Мехіко	7	85.0	353.8

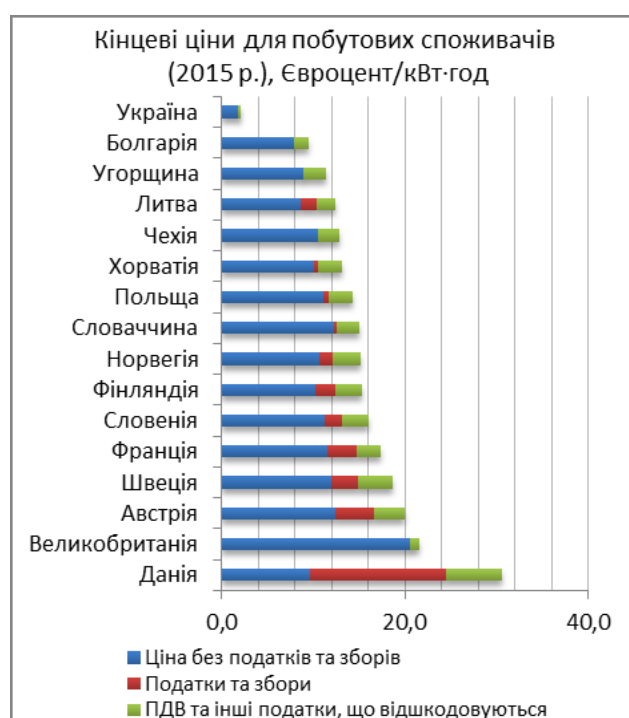
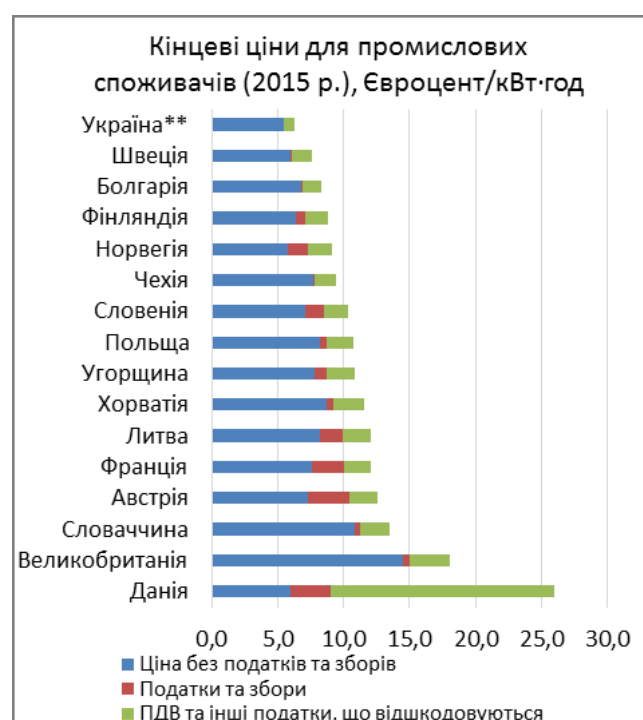
Джерело: World bank

Середньозважені тарифи на постачання та розподіл електроенергії в Україні, грн/МВт·год

Назва	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Середньозважений тариф на передавання електроенергії	72,40	88,62	85,93	89,00	82,15	92,67
Середньозважений тариф на постачання електроенергії	12,31	14,48	14,64	15,96	15,36	16,43
Тариф на передавання електроенергії для споживачів 1 класу напруги	18,23	20,16	20,88	21,63	20,22	21,88
Тариф на передавання електроенергії для споживачів 2 класу напруги	96,20	116,10	125,62	127,19	117,04	133,29
Тариф на постачання електроенергії для 1 групи споживачів	4,25	4,85	4,86	5,14	4,79	5,46
Тариф на постачання електроенергії для 2 групи споживачів	27,49	31,97	35,74	37,00	33,52	37,14

Джерело: НКРЕКП

Ціни на електроенергію кінцевих споживачів країн ЄС та роздрібні тарифи для непобутових споживачів і тарифи на електроенергію для побутових споживачів в Україні у 2015р.



**Середнє значення роздрібного тарифу для промислових споживачів 1-го та 2-го класів напруги (за офіційним курсом НБУ за 2015 р., (1 Євро = 24,23 грн)

Джерело: Євростат (European Statistical Office, Eurostat), станом на березень 2016 р. Дані країн ЄС для категорії промислових споживачів з обсягом річного споживання від 500 до 2000 МВт·год; для категорії побутових споживачів від 2500 кВт·год до 5000 кВт·год (Band DC)

Виконано: НКРЕКП

Нормативно-правові акти з впровадження стимулюючого регулювання в електроенергетиці України

Закон України від 20.04.2000 р. №1682-14 *Про природні монополії* (із змінами).

Наказ Фонду державного майна від 12.03.2013 № 293 *Про затвердження Методики оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії* (із змінами).

ГКД 340.000.001-95. *Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення. Затверджено наказом Міністерства України від 23.02.95 №1.*

ГКД 340.000.002-97. *Определение экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. Методика. Энергосистемы и электрические сети. Утверждено приказом Минэнерго Украины от 20.01.97 №1ПС.*

Постанови НКРЕ:

– від 13.12.2012 р. №1627 *Про затвердження Порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та постачання електричної енергії;*

– від 11.07.2013 р. №898 *Про затвердження Порядку визначення необхідного доходу від здійснення діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом у разі застосування стимулюючого регулювання;*

– від 11.07.2013 р. №899 *Про затвердження Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики;*

– від 11.07.2013 р. №900 *Про затвердження Порядку розрахунку роздрібних тарифів на електричну енергію, тарифів на передачу електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами, тарифів на постачання електричної енергії за регульованим тарифом у разі застосування стимулюючого регулювання;*

– від 23.07.2013 №1009 *Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання;*

– від 26.07.2013 № 1029 *Про застосування стимулюючого регулювання у сфері передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами;*

– від 26.07.2013 р. №1030 *Про затвердження Процедури встановлення тарифів для ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання;*

– від 26.07.2013 р. №1031 *Про затвердження Порядку розподіл активів, витрат та доходів між видами діяльності ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами;*

– від 26.07.2013 р. №1032 *Про затвердження Порядку визначення необхідного доходу від здійснення діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання;*

– від 15.08.2013 № 1109 *Про затвердження Методичних рекомендацій щодо плану роботи ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами з підготовки до переходу до стимулюючого регулювання.*

Постанови НКРЕКП:

– від 02.07.2015 № 1991 *Про затвердження Змін до Порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та постачання електричної енергії;*

– від 08.10.2015 р. № 2561 *Про внесення змін до постанови НКРЕ від 23.07.2013 р. № 1009 Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання;*

– від 08.10.2015 р. № 2562 *Про внесення змін до Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики;* від 29.10.2015 р. № 2674 *Про затвердження Змін до Процедури встановлення тарифів для ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання;*

– від 25.02.2016 р. №235 *Про затвердження Змін до Процедури встановлення тарифів для ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання.*

Окремі скорочення

ОЕСР – (*OECD, Organisation for Economic Co-operation and Development*) – Організація економічного співтовариства та розвитку

ОПЕС – (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) Організація країн-експортерів нафти

МЕА – (*IEA, International Energy Agency*) Міжнародне Енергетичне Агентство

EIA – (*U.S. Energy Information Administration*) Інформаційне агентство енергетики США

БЕР – Всесвітня Енергетична Рада

CIGRE – (*Conseil International Des Grands RESEAUX Électriques*) Міжнародна Рада з великих електроенергетичних систем

ACER – (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) Агентство по співпраці органів регулювання енергетики

ENTSO-E – (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) Європейська мережа системних операторів передавання електроенергії

ЄБРР – (*Євробанк, European Bank for Reconstruction and Development*) Європейський банк реконструкції та розвитку

ОММ – оператор магістральних мереж

GSI – (*Global Sustainability Institute*) Інститут глобального сталого розвитку

МЕК – компанія «Метал Експерт Консалтинг»

ПЕК – паливно-енергетичний комплекс

ІСЦ – індекс споживчих цін

RAB – (*Regulatory Asset Base*) регульована база інвестованого капіталу

ЕТП – електронна торгівельна площадка

WACC – (*Weighted Average Cost of Capital*) середньозважена вартість капіталу

ОГК – оптова генерувальна компанія

CIF – (*Cost, Insurance and Freight*) вартість, страхування та фрахт

FOB – (*Free On Board*) базис та умови поставки у міжнародній торгівлі

LNG – (*Liquefied Natural Gas*) зріджений природний газ

ПДЕ – поновлювані джерела енергії

Джерела інформації

1. Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики (ENTSO-E) «Обобщенный обзор тарифов на передачу электроэнергии в Европе, 2014 г.»
2. Звіт ділових кіл від квітня 2013 р. «Mapping power and utilities regulation in Europe» (Мозаїка з різних регуляторних моделей тарифоутворення по всій Європі)
3. Доповідь світового банку – «Doing Business 2016»
4. К.Маркевич, В.Омельченко, Ціноутворення на енергетичних ринках: досвід ЄС та України. / Аналітична доповідь. – Київ: Заповіт, 2016.
5. Франк Умбах, Поточний статус і стратегічні перспективи нетрадиційного газу в Європі, 2014
6. Рейтингове агентство «РИА Рейтинг», Цены в странах Европы – 2015
7. Л. Уніговський, Газ та енергетична безпека, 2015
8. Родин А.В., Зарубежный опыт формирования тарифной политики в электроэнергетике, 2014
9. О.Кильницький, Как подключиться к электросети: кто и за что должен платить, 2015
10. А. В. Ложникова, А. А. Гейзер, М. В. Булыгина. RAB-тариф – новый источник инвестиций в экономике // Проблемы учета и финансов. 2013. №3
11. «Економічні науки». – Серія «Облік і фінанси». – Випуск 9 (33). 2012
12. BP, Statistical Review of World Energy June 2016
13. MEA, World Energy Outlook (WEO) 2014
14. Міжнародний газовий союз (International Gas Union: Wholesale Gas Price Survey – 2014 Edition)
15. Обзор рынка угля и кокса - <http://coal-coke.at.ua/>
16. Єврокомісія, ГД енергетики Єврокомісії, Квартальний звіт щодо європейських газових ринків, I квартал 2015 р.
17. Eurostat, Electricity prices by type of user
18. НГБІ, Ціни на природний газ в Європі, механізми ціноутворення, регулювання газового ринку в Європі, 2015
19. Чижевська І.А., Чи бути Україні в європейському енергетичному союзі?, УДК (620.91:061.1ЄС):339.924, 2015
20. Вступил в силу порядок формирования прогнозной оптовой рыночной цены электроэнергии // Энергобизнес. – 2016. – № 14. – С. 26.
21. Енергетична галузь України: підсумки 2015 р. / Центр Разумкова. – 2016. – 71 стор.
22. Європейський енергоринок: якою є справжня ціна на газ і електрику? // Українська енергетика, DiXi Group. – 2016. – Електрон. дан. – Режим доступу: <http://ua-energy.org/post/58557>.
23. Ми встановили правила гри. Глава Нацкомісії з регулювання енергоринку про розпочату реформу // Бизнес. – 2016. – Електрон. дан. – Режим доступу:
24. <http://biz.nv.ua/ukr/publications/mi-vstanovili-pravila-gri-glava-natskomisiji-z-reguljuvannja-energorinku-pro-rozpochatu-reformu-124371.html>
25. Под знаком ЧС / Бернацкий В. // Энергобизнес. – 2016. – №9. – С. 19 – 20.
26. Приєднання до електричних мереж в Україні. Пропозиція вдосконалення/Оржель О.// Презентація BRODO-presentation-Energy-26.01.2016. – Електрон. дан. – Режим доступу: <http://brodo.com.ua>
27. RAB регулювання. // Энергобизнес. – 2015. – № 46. – С. 14 – 15.
28. Рыночная инициатива // Энергобизнес. – 2015. – № 26 – 27. – С. 18 – 19.
29. Рыночная экономика. // Энергобизнес. – 2015. – № 18 – 19. – С. 16 – 19.
30. Стимулююче тарифоутворення / Презентація НКРЕКП. – 2015, 18 листопада. – 16 стор.
31. Стимуляция для приватизации / Черноморец В. // Энергобизнес. – 2016. – №16. – С. 16 – 17/
32. Енергетика без неизвестных / Черноморец В. // Энергобизнес. – 2016. – №18 – 19. – С. 19 – 22.
33. Вступил в силу порядок формирования прогнозной оптовой рыночной цены электроэнергии // Энергобизнес. – 2016. – № 14. – С. 26.
34. Енергетична галузь України: підсумки 2015 р. / Центр Разумкова. – 2016. – 71 стор.

35. Європейський енергоринок: якою є справжня ціна на газ і електрику? // Українська енергетика, DiXi Group. – 2016. – Електрон. дан. – Режим доступу: <http://ua-energy.org/post/58557>.
36. Ми встановили правила гри. Глава Нацкомісії з регулювання енергоринку про розпочату реформу // Бизнес. – 2016. – Електрон. дан. – Режим доступу:
37. <http://biz.nv.ua/ukr/publications/mi-vstanovili-pravila-gri-glava-natskomisiji-z-reguljuvannja-energorinku-pro-rozpochatu-reformu-124371.html>
38. Под знаком ЧС / Бернацкий В. // Энергобизнес. – 2016. – №9. – С. 19 – 20.
39. Приєднання до електричних мереж в Україні. Пропозиція вдосконалення / Оржель О. // Презентація BRODO-presentation-Energy-26.01.2016. – Електрон. дан. – Режим доступу: <http://brodo.com.ua>
40. RAB регулювання. // Энергобизнес. – 2015. – № 46. – С. 14 – 15.
41. Рыночная инициатива // Энергобизнес. – 2015. – № 26 – 27. – С. 18 – 19.
42. Рыночная экономика. // Энергобизнес. – 2015. – № 18 – 19. – С. 16 – 19.
43. Стимулююче тарифоутворення / Презентація НКРЕКП. – 2015, 18 листопада. – 16 стор.
44. Стимуляція для приватизації / Черноморець В. // Энергобизнес. – 2016. – №16. – С. 16 – 17/
45. Энергетика без неизвестных / Черноморець В. // Энергобизнес. – 2016. – №18 – 19. – С. 19 – 22.