



Razumkov
centre

ЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ

ВИКЛИКИ та ініціативи





Razumkov
centre

ЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ

виклики та ініціативи

КИЇВ-2020

ЦЕНТР РАЗУМКОВА

Недержавний аналітичний центр, заснований в 1994р., що здійснює дослідження державної політики в таких сферах: внутрішня політика; державне управління; економічна політика; енергетика; соціальна сфера; гуманітарна політика; зовнішня політика; міжнародна та регіональна безпека; національна безпека і оборона.

Центр Разумкова об'єднав найкращих експертів у галузях економіки, енергетики, політології, міжнародних відносин, військової безпеки, соціології, історії та філософії. У Центрі на постійній основі працюють близько 50 осіб і понад 100 – за контрактом. Загальноукраїнські опитування соціологічної служби Центру Разумкова здійснюють понад 300 інтерв'юерів.

Експерти Центру поділяють цінності демократії та верховенства права; захисту прав і свобод людини; відповідальності держави перед суспільством; ефективної державної політики; активної участі громадян у визначенні основних засад і пріоритетів державної політики; демократичного цивільного контролю над військовою сферою; ринкової економіки; дотримання законодавства України і міжнародного права; передбачуваності й надійності України у відносинах з іноземними партнерами.

Аналітичні матеріали Центру Разумкова: визнають та використовують політичні сили різного спрямування; визнані науковим та експертним середовищем; представлені на сайтах Уряду, окремих міністерств і відомств; використовуються як аналітичні та довідкові матеріали на парламентських слуханнях у Верховній Раді України; внесені до переліків рекомендованої літератури для вивчення студентами університетів України; мають високий індекс цитування в українських і зарубіжних ЗМІ, науковій літературі.

У Рейтингу аналітичних центрів світу-2019 за версією Програми аналітичних центрів і громадянського суспільства Університету Лаудера Пенсильванії, Центр Разумкова увійшов до сотні найкращих світових дослідницьких центрів: 32 місце серед 157 аналітичних центрів світу без урахування США; 44 місце серед 176 аналітичних центрів світу з урахуванням США; 1 місце серед 106 найкращих аналітичних центрів Центральної і Східної Європи.

ВІД АВТОРІВ

Перед українською енергетикою у 2020р. постали надзвичайні виклики, пов'язані з недосконалістю здійснення реформ протягом останнього десятиріччя, що з особливою чіткістю викристалізувалися під час пандемії COVID-19. Зниження платоспроможного попиту, незбалансований розвиток різних видів генерації, безпрецедентне адміністративне втручання в роботу ринку електричної енергії призвело до глибокої фінансової кризи підприємств сектору, яка загрожує перерости в загальнонаціональну проблему енергозабезпечення економіки.

Головною метою пропонованої роботи є розробка механізмів своєчасної мінімізації загрозливих негативних факторів, що згодом перетворить енергетичний комплекс України на "стартовий майданчик" динамічного економічного розвитку держави. У аналітичній роботі визначаються не лише базові антикризові заходи, але й окреслюються стратегічні підходи реформування.

Глобальний економічний спад негативно позначився на енергетичних ринках і спричинив поглиблення кризових явищ, які накопичувалися роками в енергетичному секторі України. Необхідно терміново вжити антикризових заходів, які дозволять стабілізувати галузь і не допустити колапсу. Водночас, реформуючи енергетичний сектор, Україна не повинна відмовлятися від міжнародних зобов'язань щодо переходу до низьковуглецевої економіки і продовжувати гармонізацію регуляторних та ринкових правил з європейськими. Досягнення цілей сталого розвитку енергетичного сектору можливе завдяки збалансованому функціонуванню усіх сегментів, впровадженню перспективних технологій та інновацій, стимулюванню розвитку інвестиційних проектів. У пропонованому дослідженні розглядаються кілька сценаріїв розвитку подій для того, аби запобігти падінню у короткостроковому періоді та діяти на випередження, не змінюючи стратегічного курсу в перспективі.

На сьогоднішній день в експертному середовищі існує багато розпорошених думок про те, що насправді потрібно для зміцнення національної економіки в умовах "гібридної війни" і глобальної кризи. На наш погляд, одним з головних пріоритетів державної політики має бути енергетична безпека держави. Тобто створення необхідних умов для надійного постачання енергоресурсів через дієздатну інфраструктуру за справедливими цінами для платоспроможних споживачів.

Тому в цій роботі ми оцінили поточний стан вітчизняної енергетики, як кожного сектору окремо, так і сфери загалом, та запропонували механізми вирішення проблемних питань галузі.



Володимир ОМЕЛЬЧЕНКО,
директор енергетичних програм
Центру Разумкова



Світлана ЧЕКУНОВА,
провідний експерт
енергетичних програм
Центру Разумкова



Максим БІЛЯВСЬКИЙ,
провідний експерт
енергетичних програм
Центру Разумкова,
кандидат технічних наук

АБРЕВІАТУРИ ТА СКОРОЧЕННЯ, ЩО ВЖИВАЮТЬСЯ У ЦЬОМУ ВИДАННІ

АЕС	– Атомна електрична станція
АЗС	– Автозаправна станція
АТ “МГУ”	– АТ “Магістральні газопроводи України”
БіоЕС	– Біогазова електростанція
ВЕС	– Вітрова електростанція
ВДЕ	– Відновлювальні джерела енергії
ВДР	– Внутрішньодобовий ринок
ГАЕС	– Гідроакumuлююча електрична станція
Г(М)Вт*год.	– Гігават (мегават) на годину
ГЕС	– Гідравлічна електрична станція
ГРМ	– Газорозподільні мережі
ГТС	– Газотранспортна система
ЗППЕ	– Загальне первинне постачання енергії
КМУ	– Кабінет Міністрів України
КСУ	– Конституційний Суд України
ККД	– Коефіцієнт корисної дії
кВ	– Кіловольт (1 000 вольт)
ЛЕП	– Магістральні лінії електропередачі
Мінекоенерго	– Міністерство енергетики та захисту довкілля України
НЕС 2035	– Енергетична стратегія України на період до 2035р.
НПЗ	– Нафтопереробний завод
НПСВ	– Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок
НКРЕКП	– Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
НПО	– Небезпечні промислові об’єкти
НУО	– Неурядова організація
ОЕС	– Об’єднана енергетична система
ОРМ	– Оператор розподільних мереж
ОСП	– Оператор системи передачі
ОСР	– Оператор системи розподілу
ОУК	– Одиниці встановленої кількості (парникових газів)
ПГ	– Парникові гази
ПЕР	– Паливно-енергетичні ресурси
ПІІ	– Прямі іноземні інвестиції
ПУП	– Постачальники універсальних послуг
ПСГ	– Підземні сховища газу
ПСО	– Покладання спеціальних обов’язків
РЕЕС	– Регіональні електроенергетичні системи
РЄОРЕ	– Рада європейських органів регулювання енергетики (CEER)
РДН	– Ринок доби наперед
СЕС	– Сонячна електростанція
СНД	– Співдружність Незалежних Держав
ТЕО	– Техніко-економічне обґрунтування
ТЕЦ	– Теплоелектроцентрально, комбіноване виробництво теплової та електричної енергії
ТЕС	– Теплова електрична станція
ТГФС	– Техногенна геофільтраційна система
ТОВ “ОГТСУ”	– ТОВ “Оператор газотранспортної системи України”
ТВт*год.	– Терават на годину
ENTSO-E	– The European Network of Transmission System Operators for Electricity – Європейська мережа системних операторів передачі електричної енергії

ЗМІСТ

ВСТУП	6
СЦЕНАРІЇ РОЗВИТКУ КРИЗИ	7
ПРОБЛЕМНІ ПИТАННЯ ДОКРИЗОВОГО ПЕРІОДУ	8
Базові показники за 2019р.	8
ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ	11
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИЙ СЕКТОР	11
Структура генерації та споживання	11
Аналіз цін на електроенергію в Україні та ЄС	13
Поточний стан генеруючих компаній	16
Виклики для сектору електроенергетики	17
Ініціативи	18
Покладання спеціальних обов'язків	21
Оптимізація моделі підтримки ВДЕ	23
Синхронізація з <i>ENTSO-E</i>	23
Оптимізація потужностей генеруючих компаній	24
Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок	27
ВУГІЛЬНИЙ СЕКТОР	29
Виклики для вугільного сектору	29
Ініціативи	30
НАФТОГАЗОВИЙ СЕКТОР	32
Загальна ситуація в секторі	32
Аналіз цін на газ в Україні та ЄС	33
Виклики	36
Ініціативи	36
ДІДЖИТАЛІЗАЦІЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ	39
ЕНЕРГЕТИЧНА ДИПЛОМАТІЯ	41
Сектор електроенергетики	41
Нафтогазовий сектор	43
Вугільний сектор	45
Огляд світових ініціатив за 2019р.	46
ПОКЛАДАННЯ СПЕЦІАЛЬНИХ ОБОВ'ЯЗКІВ. МІЖНАРОДНИЙ ДОСВІД	49
Розвиток та експлуатація мереж передачі та розподілу	51
Механізм торгівлі потужністю	54
КОМУНАЛЬНЕ ГОСПОДАРСТВО	57
Виклики	57
Ініціативи	57
СТРАТЕГІЯ РЕГУЛЯТОРА	58
ВИСНОВКИ	60

ВСТУП

Глобальне поширення гострої респіраторної хвороби *COVID-19*, спричиненої коронавірусом *SARS-CoV-2*, разом із кризовими проявами на енергетичних і сировинних ринках (а з тим – і глобальній економіці загалом) створило безпрецедентну ситуацію у світі.

Усе це вимагає запровадження термінових антикризових заходів та перегляду довгострокових стратегій розвитку, які дозволять певною мірою обмежити негативний вплив на суспільно-політичне та соціально-економічне середовище України.

У матеріалах цього видання увага зосереджена на шляхах подолання наслідків пандемії та глобальної економічної кризи для вітчизняної енергетики, яка і до цього періоду перебувала в передкризовому стані.

На сьогоднішній день, до головних проблем галузі слід віднести банкрутство генеруючих компаній, непрозору регуляторну політику, високий рівень імпортозалежності та низьку енергоефективність. Усе це поглиблює кризові наслідки та спричиняє дисбаланс в українському суспільстві, для якого найпершим викликом є високі ціни на енергоресурси, які [ціни] є неспівставними з доходами споживачів.

Головними причинами цього є сумнівні професійні якості деяких керівних кадрів галузі, низька законодавча активність профільного Комітету Верховної Ради, монополізація окремих сегментів енергетичного ринку, непрозора система тарифоутворення та субсидювання, недостатній рівень диверсифікації та видобутку ресурсів, висока енергоемність ВВП, дефіцит антрацитової групи вугілля та нафтопродуктів власного виробництва.

Недосконалий технічний стан енергетичної інфраструктури, неефективні державні дотації та високий рівень заборгованості за спожиті ресурси додатково поглиблюють кризу і в цілому продовжують знижувати рівень енергетичної безпеки України.

Тому, головною метою запропонованих у виданні ініціатив є ефективне подолання наслідків глобальної економічної кризи та забезпечення економіки України в паливно-енергетичних ресурсах у технічно надійний, безпечний, економічно ефективний та екологічно прийнятний спосіб в інтересах споживачів і суспільства загалом.

СЦЕНАРІЇ РОЗВИТКУ КРИЗИ*

Програма заходів та ініціатив, необхідних для подолання наслідків комбінованої кризи, найбільшою мірою залежатиме від тривалості цього періоду та глибини уражень, завданих глобальній та національній економікам. На сьогоднішній день експерти Центру Разумкова передбачають три базових сценарії розвитку глобальної кризи.

1. Короткостроковий період кризи (закінчення гострої фази пандемії не пізніше червня 2020р.). При цьому втрати світової економіки будуть мінімальними (помірне зниження темпів росту) і втрачені обсяги світового ВВП можуть досить швидко відновитися. За такого варіанту методи реагування мають бути спрямовані переважно на тимчасову активізацію грошово-кредитних, бюджетних і фіскальних інструментів, які компенсують тимчасові втрати доходів і, відповідно, зменшення попиту.
2. Подовжений період кризи (хвилі пандемії матимуть місце в різних частинах світу до вересня-жовтня 2020р.). У такому разі заходи, описані для варіанта 1, мають бути доповнені низкою заходів комплексного характеру, спрямованих на підтримку і структурну корекцію сфери ринкової пропозиції, включаючи фінансування створення альтернативних виробництв і потужностей, які можуть розвиватися локально та забезпечувати стабільність ринків критично важливих товарів і послуг, а також належний рівень зайнятості населення.
3. Затяжна криза (з виходом за межі 2020р. – у разі виникнення не лише повторних хвиль пандемії, але й внаслідок активації нею механізмів глобальної фінансової дестабілізації, які були наявні і до початку пандемії). У такому разі пріоритет має віддаватися заходам кардинальної структурної корекції економіки на основі новітніх технологій Четвертої промислової революції, насамперед через всеосяжну цифровізацію бізнес-процесів, розвиток нових бізнес-моделей, перебудову виробничих ланцюгів із зростанням їх локалізації тощо.

Кожен з цих сценаріїв матиме свій варіант розвитку, залежно від рівня втрат, понесених власне українською економікою, що, своєю чергою, залежатиме від глибини і тривалості поширення коронавірусної епідемії в самій Україні, а також від рівня політичної і соціальної стабільності у країні.

На це впливатиме й те, чи зможе країна долати кризові явища в рамках звичайних ринкових механізмів та усталених демократичних процедур. Адже за певних критичних обставин, можливо, доведеться вдаватися до механізмів надзвичайного стану, передбачених законами України.

*За даними дослідження наукового консультанта Центру Разумкова, член-кореспондента НАНУ Сіденко В.Р.

ПРОБЛЕМНІ ПИТАННЯ ДОКРИЗОВОГО ПЕРІОДУ

Ефективно реалізувати антикризову програму неможливо без аналізу комплексу проблемних питань галузі, які накопичувались до цього часу.

Показовим є аналіз подій енергетичної галузі за 2019р., який став роком радикальних, але водночас суперечливих реформ, що створили високі ризики для євроінтеграції цієї галузі економіки, інтересів виробників й споживачів енергетичних ресурсів.

У 2019р. реформи, розпочаті раніше, продовжувались, але позначилися низькою якістю законодавчої діяльності та недостатньою активністю Уряду з імплементації Енергетичної стратегії України до 2035р. Натомість, новопризначений Міністр енергетики та захисту довкілля України О.Оржель висловив ідею розробки нової Енергетичної стратегії на заміну чинній. Однак, обґрунтованих аргументів на користь цього кроку ним не було наведено.

По-перше, слід вказати, що невизначеність правового статусу Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), утвореної після прийняття відповідного рішення Конституційного Суду¹, спричинила зростання політичного впливу на галузь. Це, своєю чергою, помітно уповільнило процес реформування ринків енергетики та комунальних послуг на принципах, визначених у Договорі про приєднання України до Енергетичного співтовариства².

По-друге, тривалий виборчий процес та кадрове переозавантаження Верховної Ради і Кабінету Міністрів також зумовили зниження темпів імплементації законодавства ЄС та прийняття низки суперечливих законодавчих актів.

По-третє, створення об'єднаного Міністерства енергетики та захисту довкілля стало викликом, який полягає в необхідності зміни архітектури цього центрального органу державної влади, налагодженні взаємодії між секторами галузі та учасниками ринку. Існують великі сумніви щодо актуальності об'єднання двох міністерств, у т.ч. з огляду на значне

ускладнення керованості новоутвореної структури в умовах “кадрового голоду”. У цілому, після обрання нових Президента та Парламенту й формування Уряду помітних позитивних зрушень у роботі енергетичного комплексу не відбулося. У багатьох випадках реалізація політики здійснювалася без належної оцінки, проте з ігноруванням попередніх напрацювань і позицій учасників ринку, зокрема, в питаннях імпорту електричної енергії, аудиту вуглевидобувних підприємств та стимулювання відновлювальної енергетики.

Спроби нової влади врегулювати правовий статус НКРЕКП відповідно до рішення КСУ шляхом прийняття відповідного Закону³, призвели до збільшення можливостей політичного маніпулювання цим органом та порушення європейського законодавства, зокрема через встановлення Регулятором граничних цін у сегментах ринку електроенергії, а також з огляду на збільшення можливостей впливу цього органу на суб'єктів ринку через посилення ліцензійного контролю. Також створені ризики для незалежної та професійної діяльності НКРЕКП внаслідок недостатньо чіткого визначення статусу органу, заангажованого порядку звільнення й ротації членів Нацкомісії. Через можливість обрання членами конкурсної комісії народних депутатів України, представників центральних органів виконавчої влади, правоохоронних органів є ймовірність політизації добору кандидатів у члени Регулятора⁴.

БАЗОВІ ПОКАЗНИКИ ЗА 2019р.

Транзит газу у 2019р. склав 89,6 млрд. м³, що на 3% більше за показники попереднього року. Конфлікт між урядовою позицією й баченням НАК “Нафтогаз України” щодо процесу відокремлення оператора ГТС було врегульовано після зміни Уряду⁵. Це дозволило укласти п'ятирічний контракт на транзит газу з ПАТ “Газпром”⁶. Проте реформа газового сектору значною мірою втратила свою цінність через подальшу участь НАК “Нафтогаз України” як посередника транзиту російського газу між російською монополією й новоутвореним Оператором ГТС України.

¹ Рішення КСУ у справі за конституційним поданням 46 народних депутатів України щодо відповідності Конституції України (конституційності) ч.1 ст.1, п.2 ч.1 ст.4, ч.1, абз. першого, другого ч.2 ст.5, абз. другого, третього, четвертого, п'ятого, тридцять дев'ятого, сорокового ч.3, ч.6 ст.8 Закону України “Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг” (справа про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг) №5 від 13 червня 2019р.

² Закон України “Про ратифікацію Протоколу про Приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства”.

³ Закон України “Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конституційних принципів у сферах енергетики та комунальних послуг”.

⁴ Аналіз положень Закону України “Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конституційних принципів у сферах енергетики та комунальних послуг” див.: DiXi Group Alert: Зміни до закону про енергетичного регулятора є тимчасовим рішенням. – DiXi Group, 20 грудня 2019р., <http://dixigroup.org/news/dixi-group-alert-zmini-do-zakonu-pro-energetichnogo-regulyatora-ye-timchasovim-rishennyam>.

⁵ Постанова КМУ “Про відокремлення діяльності з транспортування природного газу та забезпечення діяльності оператора газотранспортної системи” №840 від 18 вересня 2019р.; Постанова НКРЕКП “Про прийняття попереднього рішення про сертифікацію оператора газотранспортної системи” №2482 від 22 листопада 2019р.

⁶ Тексту транзитного контракту немає у відкритому доступі, що робить неможливим його докладний аналіз.

Реформа корпоративного управління у нафтогазовій сфері обмежилася лише вимогою Уряду щодо цілей НАК “Нафтогаз України” в частині провадження ринкової діяльності та виконання спеціальних функцій⁷ – жодних кадрових рішень стосовно невиконання програми нагромадження видобутку та збитковості Оператора ГТС України прийнято не було.

Завдяки запуску електронних аукціонів і конкурсів на укладання угод про розподіл продукції досягнуто певного прогресу в частині впровадження конкурентних процедур надання надр у користування⁸. Однак проблеми із залученням достатньої кількості іноземних інвестицій у газовидобуток залишаються. Поряд із цим назріла необхідність перегляду концепції стимулювання видобутку газу. За підсумком 12 місяців 2019р., видобуток природного газу в Україні, порівняно з попереднім роком, зменшився на 1% і склав 20,7 млрд. м³. Водночас АТ “Укргазвидобування” знизиле видобуток газу на 3,7% – до 14,8 млрд. м³.

Варто зазначити, що у 2019р. стали відомі деталі маніпулювання НАК “Нафтогаз України” із даними т.зв. товарного газу й технологічного газу. Тобто, протягом 2015-2018рр. державний монополіст демонстрував зростання видобутку газу лише на цифрах, тоді як насправді зростали показники виробничо-технологічних витрат⁹.

Центральними органами виконавчої влади була створена нормативно-правова база для роботи нового ринку електроенергії, проте сам ринок було запущено в досить жорстко регульованому режимі. Залишаються відкритими питання: сертифікації оператора системи передачі; запровадження ринку допоміжних послуг; удосконалення механізму покладання спеціальних обов’язків¹⁰ та поступового приведення цін для усіх категорій споживачів до ринкових індикативів.

Водночас, діюча система покладання спеціальних обов’язків й відкриття ринку для імпорту електроенергії з Росії створила дискримінаційні умови для

атомної генерації, а також суперечить багаторічній роботі державних органів влади України щодо інтеграції з європейською енергомережею. Сукупний обсяг генерації електроенергії в Україні у 2019р. зменшився на 1,7%, порівняно з минулим роком, до 154 млрд. кВт*год. Українські компанії розпочали імпорт електроенергії до вітчизняної енергосистеми в істотних обсягах з липня 2019р., коли країна лібералізувала ринок поставок електричної енергії з Білорусі. Таким чином, у II половині року в об’єднану енергосистему України надійшло 2,7 млрд. кВт*год., що склало більше 30% експорту електроенергії. Незважаючи на деякі зміни у структурі генерації, обсяги споживання електроенергії залишилися без істотних змін, на рівні 120 млрд. кВт*год.

Протягом року в Україні відчутним був прогрес в імplementації європейських засад до нормативно-правової бази для атомної промисловості¹¹. Був прийнятий Закон України, що імplementує Директиви Ради 2014/87/Євратом, 2013/59/Євратом, 2006/117/Євратом¹².

Різнопланові перевірки та міжнародні спостерігачі вкотре підтвердили високий рівень ядерної безпеки та дотримання усіх стандартів МАГАТЕ на об’єктах НАЕК “Енергоатом”. Це при тому, що компанія потерпає від хронічного недофінансування через низькі тарифи та покладання на неї спеціальних обов’язків. Після запровадження нової моделі ринку ціни електроенергії для українських промислових споживачів збільшилися у середньому на 25%, для побутових споживачів тарифи не змінилися¹³. Тарифи на комунальні послуги протягом 2019р. продовжували зростати. Зокрема в I кв. 2019р. внаслідок збільшення вартості природного газу на 24% відбулося зростання тарифів на тепло¹⁴, які не перевищили відсоток зростання вартості газу. Незважаючи на зменшення ціни природного газу у III-IV кв. 2019р.¹⁵, відбулося зростання платежів за гаряче водопостачання в середньому на 15%, залежно від регіонів України¹⁶, а тарифи на теплопостачання у бік зменшення були перераховані лише за грудень 2019р.

⁷ Розпорядження КМУ “Про встановлення чітких цілей діяльності для державних унітарних підприємств та господарських товариств, у статутному капіталі яких 100 відсотків акцій (часток) належать державі, функції з управління якими чи управління корпоративними правами щодо яких здійснює Кабінет Міністрів України, на 2019 рік” №456 від 26 червня 2019р.

⁸ Постанова КМУ “Про внесення змін до Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами” №558 від 19 червня 2019р.

⁹ Інформація з офіційного сайту АТ “Укргазвидобування”, www.ugv.com.ua.

¹⁰ Постанова КМУ “Про внесення змін до Положення про покладання спеціальних обов’язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії” №1003 від 9 грудня 2019р.

¹¹ Указ Президента України “Про заходи з підтримки розвитку ядерної енергетики та підвищення рівня безпеки у сфері використання ядерної енергії” №104 від 4 квітня 2019р.

¹² Закон України “Про внесення змін до деяких законів України у сфері використання ядерної енергії” (від 18 вересня 2019р.).

¹³ Дані про функціонування сегментів ринку електроенергії з платформи прозорості ДП “Оператор ринку”, <https://www.oree.com.ua>.

¹⁴ Постанова НКРЕКП “Про встановлення тарифів на послуги з централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води, що надаються населенню комунальним підприємством “ТЕПЛОЕНЕРГО” Дніпровської міської Ради, яке є виконавцем цих послуг” №1775 від 10 грудня 2018р.

¹⁵ Прейскурант на природний газ із ресурсів НАК “Нафтогаз України”, www.naftogaz.com.

¹⁶ Постанова НКРЕКП “Про внесення змін до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 16 червня 2016 року” №2468 від 22 листопада 2019р.

Для альтернативної енергетики в цілому 2019р. слід вважати роком врегулювання проблемних питань на ринку електромобілів¹⁷, швидкого нарощування потужностей ВДЕ з одночасним суттєвим збільшенням фінансового навантаження на споживачів. Загальний дохід підприємств у сфері ВДЕ у 2019р. склав 28 млрд. грн., а встановлена потужність об'єктів відновлювальної енергетики України була збільшена до 5 ГВт, що у 2,3 рази більше за показники попереднього року. Маючи найбільший в Європі зелений тариф, Україна наблизилася до межі технологічного обмеження будівництва нових електростанцій з використанням ВДЕ. Натомість споживачі накопичили багатомільярдні борги на ринку електроенергії за рахунок перехресного субсидіювання, що стримує виконання Енергетичної стратегії України до 2035р. та, відповідно, трансформаційний перехід від використання викопних видів палива до екологічно чистої енергії.

Відтак, ключовий виклик для розвитку ВДЕ – удосконалення первинного та вторинного законодавства в частині зниження зеленого тарифу шляхом впровадження аукціонної моделі підтримки учасників ринку ВДЕ, а також розвитку балансуючих і акумулюючих потужностей. У 2019р. в Україні введено в експлуатацію 4 505 МВт потужностей відновлюваної електроенергетики, інвестиції за рік склали близько €3,7 млрд. Завдяки таким високим темпам впровадження Україна посіла 8 місце в рейтингу інвестиційної привабливості в цьому секторі, порівняно з 63 позицією у 2018р.¹⁸

Проблемні питання *вугільного сектору* енергетики не знайшли у 2019р. навіть часткового вирішення. Галузь занепадає через недостатнє фінансування та відсутність ефективних заходів з ліквідації збиткових вугледобувних і вуглепереробних підприємств, а також реструктуризації економіки вугледобувних регіонів. Унаслідок несформованого ринку вугільної продукції, кошти, передбачені в Держбюджеті-2019 на структурні реформи, були вкотре спрямовані на погашення заборгованості із заробітної плати. У січні-грудні 2019р. українські шахтарі видобули 24,9 млн. т енергетичного вугілля, що на 9,4% менше, ніж минулого року. З цього обсягу приватні підприємства видобули 22,1 млн. т палива, або на 7,4% менше, порівняно з 2018р.

Обсяги транзиту *нафти* зменшилися, порівняно з 2018р., на 14% – до 13,5 млн. т. Цей факт підтверджує, що Росія продовжує реалізовувати свою довгострокову стратегію зниження транзитної залежності

її енергетичних компаній від українських трубопроводних маршрутів, не лише з транзиту газу, але й нафти.

У частині екологічної проблематики важливим досягненням стало схвалення Концепції реалізації державної політики у сфері промислового забруднення¹⁹. Водночас, практичне втілення Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ) ще не розпочиналося. Внесені зміни лише відтермінують виконання екологічних заходів і не вирішують головного завдання – створення та запровадження практичних фінансових механізмів реалізації НПСВ.

Державна програма “тепліх кредитів”, як і попередні роками, фінансувалася незадовільно. Незважаючи на це, в частині імплементації європейського законодавства Україна загалом продовжувала курс, закладений у попередні періоди. Урядом були визначені національної цілі України з енергоефективності на період до 2020р., розпочав роботу Фонд енергоефективності. Водночас, деякі вкрай важливі положення Директив 2012/27/ЄС, 2010/31/ЄС, 2010/30/ЄС так і не увійшли до українського законодавства, що позбавило дієвих інструментів для належної організації заходів з підвищення енергоефективності.

Так, станом на 1 квітня 2020р., сумарна дебіторська заборгованість перед НАК “Нафтогаз України” за спожитий природний газ становить 120 млрд. грн., що співрозмірно з річними обсягами товарних операцій на вітчизняному газовому ринку. Це відбулося внаслідок відсутності будь-якої реакції влади на умови господарської діяльності НАК “Нафтогаз України”, яка отримувала до 250% рентабельності під час видобутку та постачання природного газу для незахищених категорій споживачів та теплогенеруючих підприємств. Увага до цієї ситуації та адекватна реакція влади неодмінно призвели б до подвійного зменшення цін на природний газ і тарифів на тепло.

Відсутність керованості енергетичною галуззю (до моменту призначення О.Буславець т.в.о. Міністра енергетики та захисту довкілля) та недостатній рівень професійних якостей представників політичної партії “Слуга Народу” також зумовили незадовільне виконання Рішення РНБО України “Про невідкладні заходи щодо забезпечення енергетичної безпеки” від 2 грудня 2019р., яке мало б знівелювати частину загроз для енергетичної галузі та недопустити настання системної кризи.

¹⁷ Закон України “Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо створення доступу до інфраструктури зарядних станцій для електромобілів” (від 11 липня 2019р.).

¹⁸ Climatescope 2019. – Bloomberg NEF, <http://global-climatescope.org/ results>.

¹⁹ Розпорядження КМУ “Про схвалення Концепції реалізації державної політики у сфері промислового забруднення” №402 від 22 травня 2019р.

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ

За даними 2019р.¹, підприємства енергетичної галузі сформували 15% ВВП України, при цьому податкові надходження від їх діяльності складала 140 млрд. грн.

Усього в енергетичній галузі задіяно понад 400 тис. співробітників, які працюють у секторах: видобутку вугілля, нафти та газу; генерації, постачанні та розподілу електроенергії; переробці і транспортуванні нафти, газу та нафтопродуктів.

Ключовими компаніями енергетичної галузі є НАК “Нафтогаз України”, ДП НАЕК “Енергоатом”, ПрАТ “Укргідроенерго”, ДТЕК, НЕК “Укренерго”, ДП “Гарантований покупець”, ДП “Оператор ринку”, АТ “Магістральні газопроводи України”.

Головним органом у системі виконавчої влади, який забезпечує формування та реалізацію державної політики галузі, є Міністерство енергетики та охорони довкілля.

Функцію державного регулювання з метою досягнення балансу інтересів споживачів, суб’єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики, та комунальних послуг виконує НКРЕКП.

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИЙ СЕКТОР

СТРУКТУРА ГЕНЕРАЦІЇ ТА СПОЖИВАННЯ

На сьогоднішній день Об’єднана енергосистема України є одним з найбільших енергооб’єднань Європи, яке охоплює сім регіональних електроенергетичних систем (РЕЕС): Дніпровську, Західну, Кримську, Південну, Південно-Західну, Північну та Центральну, що взаємопов’язані системоутворюючими та магістральними лініями електропередачі (ЛЕП) 750 кВ і 330-500 кВ².

Така інфраструктура є основою електроенергетики держави, яка здійснює централізоване енергопостачання для власних споживачів і взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн, забезпечуючи експорт та імпорту електроенергії.

До структури національної енергосистеми належать різні за типом електростанції, магістральні та розподільні мережі, розташовані на значній території та об’єднані загальним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної та теплової енергії.

Режим роботи ОЕС України визначається на основі балансу виробництва та споживання електроенергії, ремонту електричних мереж та енергогенеруючого обладнання, а також можливості ліквідації надзвичайних ситуацій у випадку зупинки електроенергетичного обладнання на електростанціях та пошкодження магістральних ЛЕП.

У вітчизняній енергосистемі працюють 413 виробників електричної енергії, з яких сім – потужних енергогенеруючих компаній забезпечують близько 90% всього виробництва, 40 підприємств з передачі електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами та 147 компаній з постачання електричної енергії³.

Станом на 1 листопада 2019р., основні генеруючі потужності у складі ОЕС України зосереджені на:

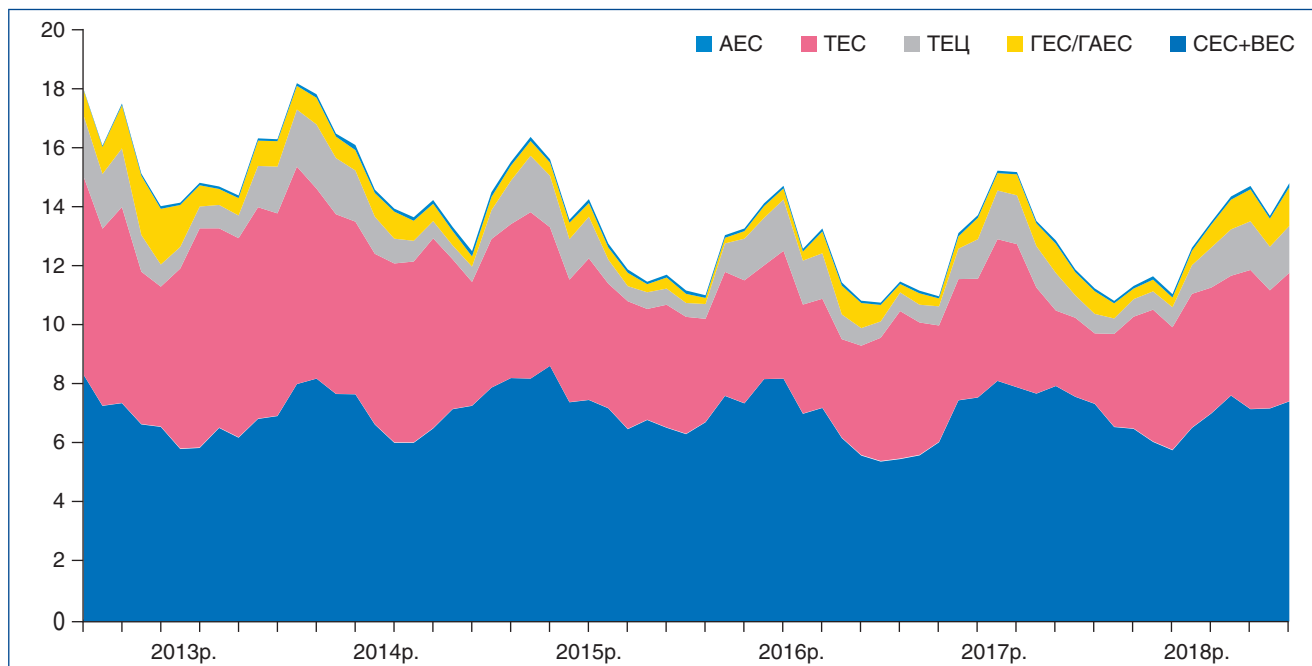
- 4 атомних електростанцій (АЕС), на яких діє 15 енергоблоків, з яких 13 – потужністю по 1 000 МВт і 2 – потужністю 415 та 420 МВт;

¹ Державна служба статистики, <http://www.ukrstat.gov.ua>.

² План розвитку системи передачі на 2019-2028 роки. – НЕК “Укренерго”, <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/03/PROEKT-Planu-rozvytku-systemy-peredachi-na-2019-2028-roky.pdf>.

³ Національна енергетична компанія “Укренерго”, <https://ua.energy>.

Виробництво електроенергії в Україні, ГВт



Джерело: НЕК "Укренерго", <https://ua.energy>.

- каскадах з 8 ГЕС на річках Дніпро й Дністер із загальною кількістю гідроагрегатів – 103 одиниці, а також трьох гідроакумуючих станціях (ГАЕС), з яких 11 гідроагрегатів з потужністю від 33 МВт до 324 МВт;
- 12 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, з яких 75 енергоблоків, у т.ч. потужністю:
 - 150 МВт – 6,
 - 200 МВт – 31,
 - 300 МВт – 32,
 - 800 МВт – 6
 та 3 турбогенератора, а також 3 великих ТЕЦ з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт;
- 147 сонячних електростанцій (СЕС), 27 біогазових електростанцій (БіоЕС), 19 вітрових електростанцій (ВЕС), загальний відсоток вироблення електричної енергії яких становить 3,7% сумарного вироблення по ОЕС України, проте їх частка постійно збільшується.

Для забезпечення стабільної роботи ОЕС України базові електростанції повинні складати 50-55%, напівпікові – 30-35%, пікові – 15%⁴. На сьогодні у національній енергосистемі спостерігається брак пікових потужностей (10% проти необхідних 15%). Унаслідок цього до регулювання досить активно залучають енергоблоки ТЕС.

Добовий графік навантаження ОЕС України характеризується значною нерівномірністю, за якої співвідношення між навантаженням у нічні години та в години вечірнього максимуму перевищує 0,7.

Такий рівень нерівномірності ускладнює досягнення європейського рівня стабільності частоти. Крім того споживання електроенергії в Україні є нерівномірним як за територіальними зонами, так і за часовими (через значні зміни температури протягом року).

Причиною нерівномірності споживання протягом року є також значна частка споживання населенням і комунально-побутовими споживачами відносно обсягів споживання промисловістю, оскільки частка споживання промисловістю в загальному обсязі споживання протягом останніх п'яти років має стійку тенденцію до зниження (у 2012р. вона дорівнювала майже 47%, а у 2017р. – 42,8%)⁵. За аналогічний період частка споживання населенням зросла з 26,7% у 2012р. до 29,4% у 2017р., також має тенденцію до зростання і частка споживання комунально-побутовим сектором.

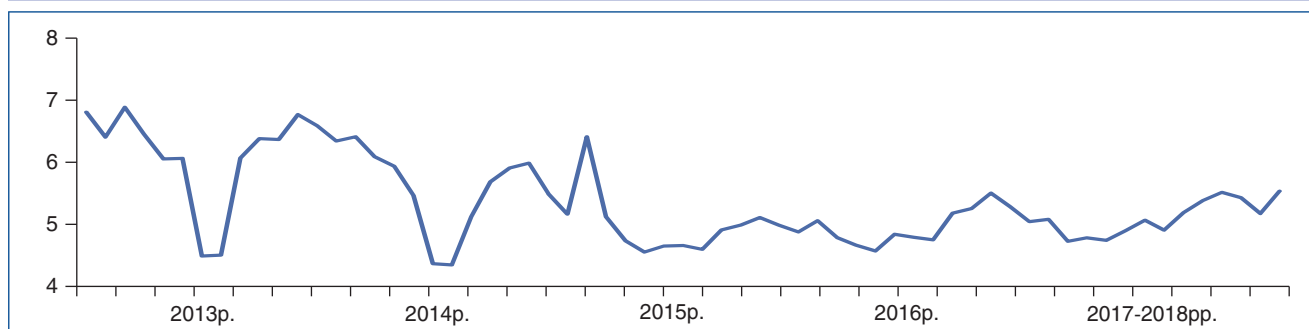
Варто коректно аналізувати дані промислового споживання, адже протягом 2014-2015рр. кілька разів відбувався обвал виробництва. І лише у 2016р. спостерігалася стабілізація економіки⁶. Упродовж 2016-2018рр. форма профілів споживання електроенергії в зимовий і літній періоди суттєво не змінилась.

⁴ Вольчин І. А. Перспективи впровадження чистих вугільних технологій в енергетику України (монографія). – Київ: ГНОЗІС, 2013р., 308 с.

⁵ Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. 2018р. – НЕК "Укренерго", <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/11/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej.pdf>.

⁶ Державна служба статистики України, http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/oper_new.html.

Споживання електроенергії промисловістю в Україні, ГВт



Джерело: НЕК "Укренерго" та розрахунки експертів Центру Разумкова.

З діаграми "Споживання електроенергії промисловістю в Україні" видно, що до грудня 2014р. споживання було більш-менш сталим у річному діапазоні, після чого відбулися зміни тренду, причини яких, швидше за все, пов'язані з окупацією Донбасу. Вже у березні 2016р. коливання місячних обсягів споживання електроенергії зменшилось та стабілізувалось.

Попит на електроенергію з боку побутових споживачів має чітко виражений сезонний характер, що можна пояснити тим, що влітку споживання чи не найменше. Причому, в цьому випадку мають місце два фактори:

- (а) зі збільшенням температури, збільшується використання систем кондиціювання, що мало б збільшувати споживання електроенергії;
- (б) світловий день набагато довший, ніж узимку, а тому витрачається набагато менше електроенергії на освітлення. Для України очевидно цей фактор переважаючий.

Узимку споживання досягає піку, що пов'язано зі зменшенням світлового дня та необхідністю ввімкнення обігрівальних приладів задля економії, зокрема газу.

АНАЛІЗ ЦІН НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ В УКРАЇНІ ТА ЄС

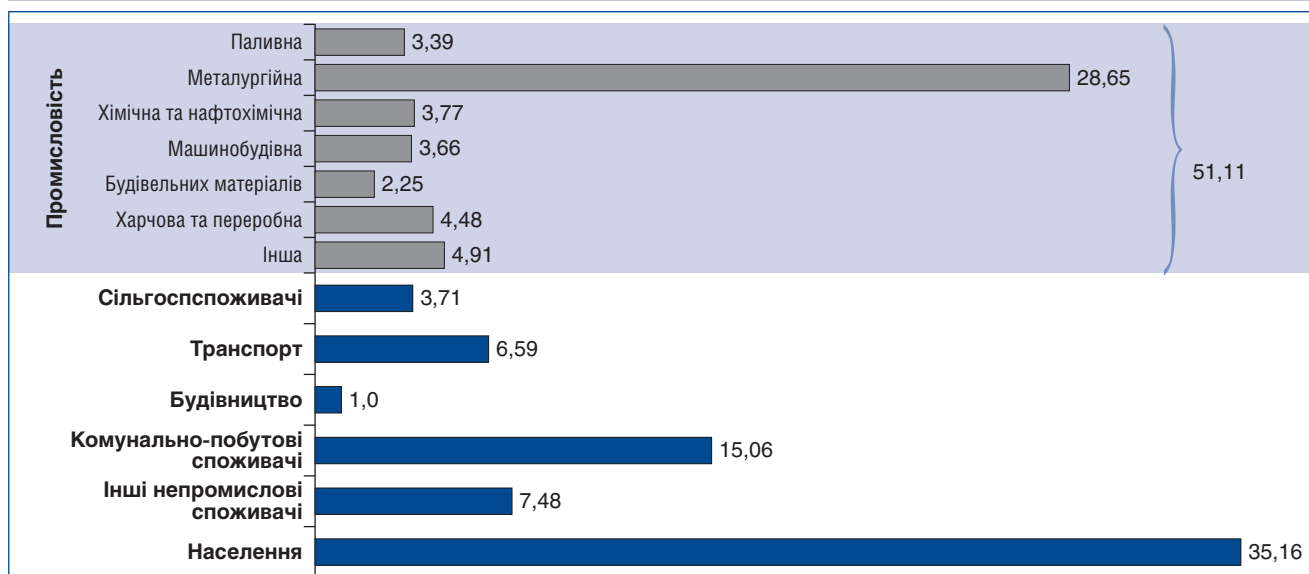
Після настання комбінованої кризи, станом на початок квітня 2020р., оптова ціна на електроенергію в Україні була до 2 разів вища за котирування⁷ в суміжних державах: Польщі, Румунії, Угорщині та Словаччині. Зниження котирувань електроенергії у країнах ЄС стало наслідком запровадження карантинних заходів та зменшення попиту до 20%.

За даними 2019р., кінцева вартість електричної енергії для промислових споживачів України становить €0,077 кВт*год., що менше за вартість ресурсу для білоруських і російських споживачів, відповідно, на 15% та 1%. Водночас кінцева вартість електричної енергії для промислових споживачів України у 2 рази менша за кінцеву ціну для аналогічної категорії у країнах ЄС-28⁸.

⁷ Оптова ціна формується внаслідок торгових сесій на електронних біржах та не враховує витрат на постачання та оподаткування.

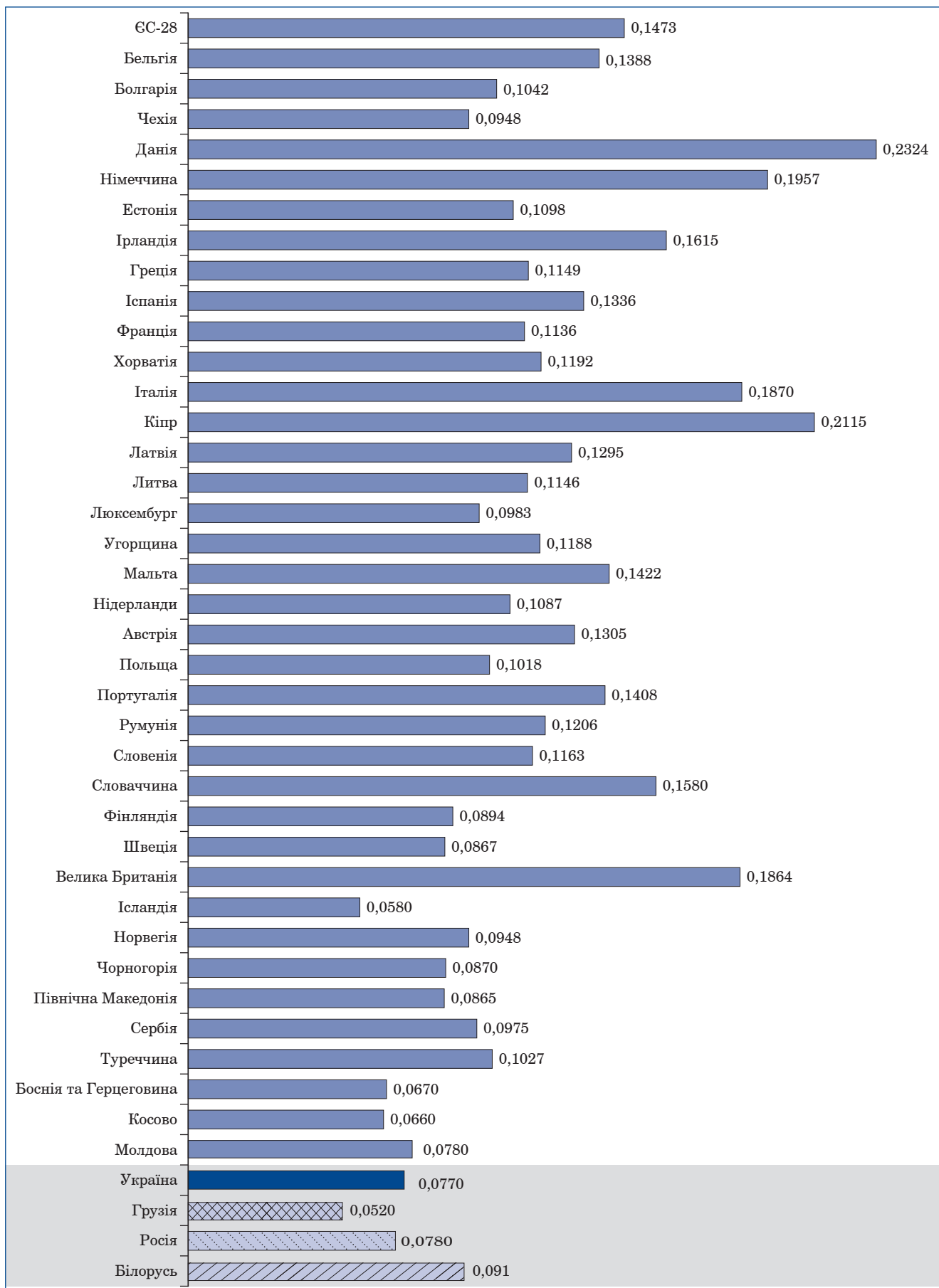
⁸ Використані статистичні дані стосовно ЄС за 2019р. Станом на 1 квітня 2020р., ця різниця, за попередніми оцінками, скоротилася до 5-10%, але фактичне підтвердження може бути лише наприкінці травня після публікації Eurostat.

Споживання електроенергії в Україні в розрізі груп споживачів у 2019р., млрд. кВт*год.



Джерело: Держстат України.

Кінцеві ціни на електроенергію для промислових споживачів у 2019р., €/кВт·год.

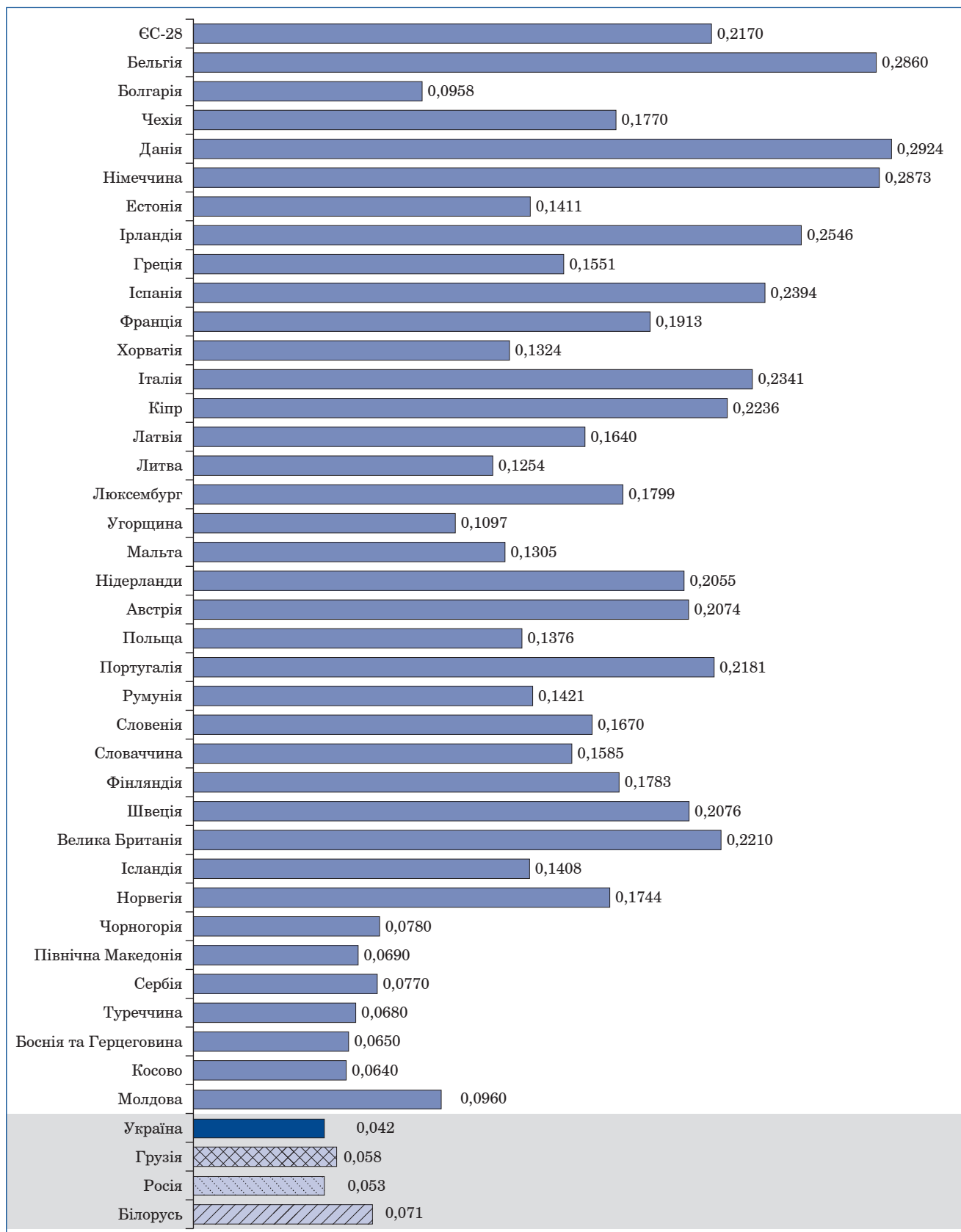


Джерело: Дослідження Центру Разумкова на підставі даних Євростату, Державної служби статистики України, Держстату РФ, Мінс

За даними 2019р., кінцева вартість електричної енергії для побутових споживачів України складає €0,042 кВт*год., що менше за вартість ресурсу для російських споживачів на 21%. При цьому, вартість

електроенергії в Білорусі є вищою за українську на 41%. Водночас кінцева вартість електричної енергії для побутових споживачів України в 4 рази менша за кінцеву ціну для аналогічної категорії у країнах ЄС-28.

Кінцеві ціни на електроенергію для побутових споживачів у 2019р., €/кВт*год.



Джерело: Дослідження Центру Разумкова на підставі даних Євростату, Державної служби статистики України, Держстату РФ, Міністерства енергетики та захисту довкілля України.

ПОТОЧНИЙ СТАН ГЕНЕРУЮЧИХ КОМПАНІЙ

Від моменту запуску нового ринку електроенергії оптова ціна знизилася з 1 643 грн./МВт (липень 2019р.) до 1 265 грн./МВт (квітень 2020р.). Як результат, ціна в сегменті РДН не дозволила генеруючим компаніям покрити затрати на закупівлю палива, а ДП “Гарантований покупець” збалансувати свій бюджет. Це, своєю чергою, вплинуло на зростання дефіциту коштів для компенсації низьких тарифів для населення і призвело до зростання боргів перед АЕС та ТЕС. Таким чином, у 2019р. в енергоринку України сформувалася системна криза неплатежів, що призвела до збитковості генеруючих компаній і дефіциту коштів.

Атомна генерація

Наприкінці I кварталу 2020р. НАЕК “Енергоатом” вимушено впровадив нову стратегію продажів⁹. Незадовго до цього Господарський суд м.Києва відкрив справу за позовом НАЕК “Енергоатом” до ДП “Гарантований покупець” про стягнення боргу та штрафних санкцій на загальну суму близько 3 млрд. грн. за відпущену в лютому електричну енергію в рамках виконання спеціальних обов’язків.

Критичність ситуації полягає у відсутності у оператора атомних електростанцій фінансів для виплати заробітної плати, закупівлю ядерного палива та інших невідкладних виробничих витрат. До цього призвели економічно необґрунтовані низькі ціни на реалізацію електроенергії НАЕК “Енергоатом”. Фактично, оператор АЕС має найнижчий тариф¹⁰ на відпуск електричної енергії у Європі й водночас залишається головним донором генерації з відновлювальних джерел енергії.

До такої ситуації в атомній промисловості призвів імпорту електроенергії з РФ і Білорусі, а також впровадження заангажованих правил, які дозволяють продавати непідтверджені обсяги електроенергії на оптовому ринку.

Серед очікуваних наслідків, за результатами 2020р., є збільшення заборгованості ДП “Гарантований покупець” перед НАЕК “Енергоатом” до 16,3 млрд. грн.

Теплова генерація

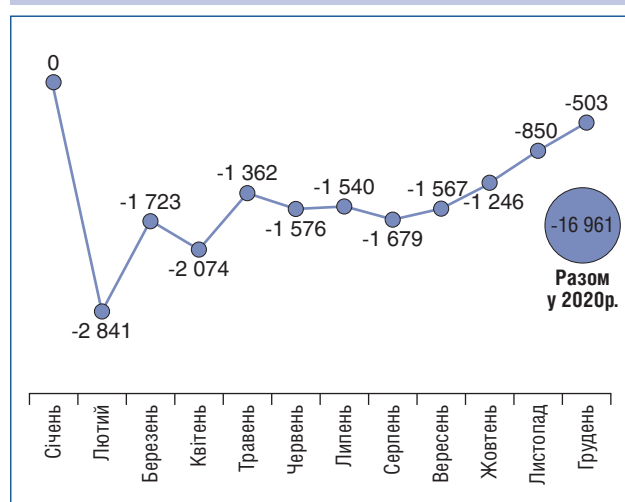
За оцінками експертів Центру Разумкова, об’єкти теплової генерації не менше від НАЕК “Енергоатом” постраждають від заангажованої державної та регуляторної політики, яка базувалася на адміністративному зниженні цін на ринку за допомогою інструментів “price cap”; ручному утриманні оптових цін на необґрунтовано низькому рівні (110-130 коп./кВт*год.); імпорту електроенергії та вугілля із Росії і Білорусі.

Очікується, що за результатами 2020р., сукупні збитки теплових електростанцій складатимуть більше 12,3 млрд. грн., а дефіцит грошових коштів вугледобувних підприємств 13,3 млрд. грн.

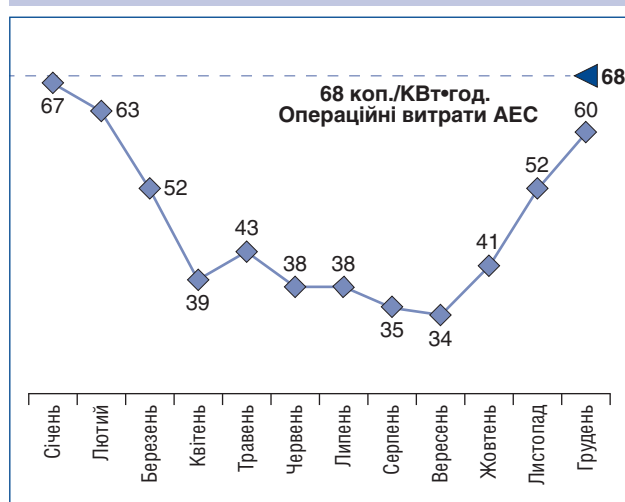
Гострою проблемою теплової генерації також є наростання заборгованості за спожите вугілля, зокрема такі борги Центренерго та Донбасенерго оцінюються на рівні 2,5 та 1 млрд. грн., відповідно.

Через це ТОВ “ДТЕК Павлоградвугілля”, ДП “Вугільна компанія “Краснолиманська” та ТОВ “ДТЕК Добропіллявугілля” призупинили роботу та відправили багатотисячний колектив у відпустку без збереження заробітної плати.

Прогноз недоплат ДП “Гарантований покупець” на адресу АЕС у 2020р., млн. грн.

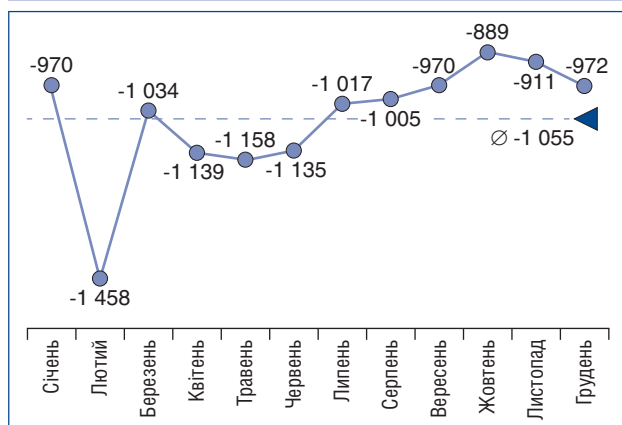
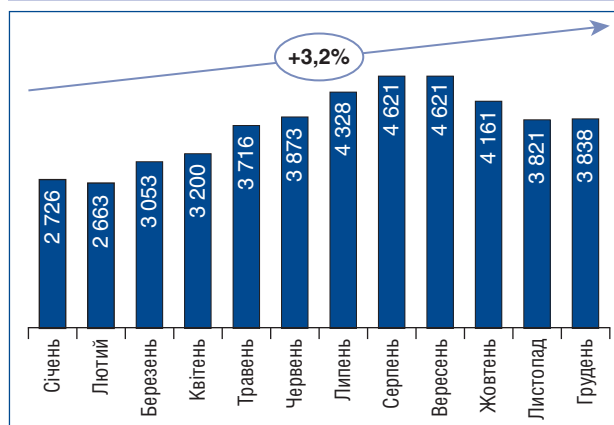


Прогноз динаміки тарифу АЕС у 2020р., коп./кВт*год.



⁹ Енергоатом обмежив відпуск електричної енергії Гарантованому покупцю. – НАЕК “Енергоатом”, 30 березня 2020р., http://www.atom.gov.ua/ru/press_centr-19/novosti_kompanii-20/p/energoatom_ogranicil_otpusk_elektriceskoj_energii_garantirovannomu_pokupatelu-45912.

¹⁰ Поточний тариф відпуску електроенергії виробленої НАЕК “Енергоатом” складає 48 коп./кВт*год., що значно менше операційних витрат оператора АЕС, які співрозмірні з тарифом відпуску 70 коп./кВт*год.

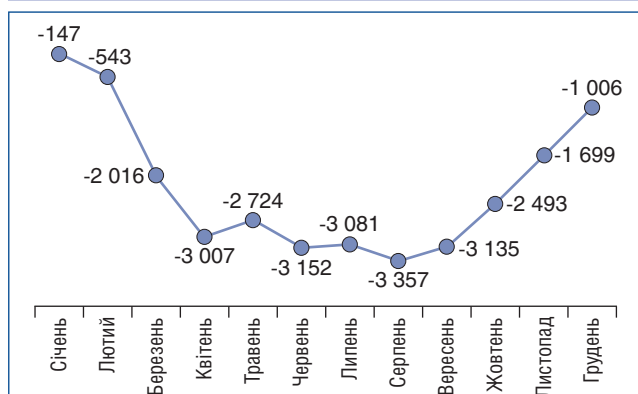
Прогноз економіки роботи ГК ТЕС у 2020р.,
млн. грн.Запаси товарного вугілля на складі у 2020р.,
млн. т

Пріоритетне завантаження ТЕЦ¹¹, незалежно від торгових графіків інших учасників ринку, може спричинити зупинку українських шахт. Такі тенденції створюють передумови для настання соціально-економічної кризи, через різке збільшення рівня безробіття та відсутність відрахувань до бюджетів усіх рівнів.

Великі гідроелектростанції

Поточна заборгованість перед ПрАТ “Укргідроенерго” за закуплену електроенергію ДП “Гарантований покупець” складає близько 0,5 млрд. грн. Без перегляду державної політики заборгованість буде лише зростати. Також ускладнює фінансово-господарську діяльність “Укргідроенерго” його робота в ручному режимі на вимогу диспетчера НЕК “Укренерго” в режимі “операційна безпека”, що призводить до мінімальної участі в сегменті балансуєного ринку та закачування води в період найвищих цін без відповідної компенсації з боку оператора системи передачі. Крім цього, ручне управління режимами роботи ГЕС та ГАЕС призводить до негативного впливу на довкілля через відсутність достатньої кількості водних ресурсів на фоні рекордно низького рівня опадів.

Таким чином, в умовах відсутності ініціатив та пропозицій, за підсумками 2020р., розрахунковий дефіцит ДП “Гарантований покупець” становитиме 26,3 млрд. грн.

Прогноз небалансу ДП “Гарантований покупець”
у 2020р., млн. грн.

ВИКЛИКИ ДЛЯ СЕКТОРУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Короткострокові

1. Падіння виробництва, споживання енергоресурсів та низька платіжна дисципліна. Карантинні заходи призвели до скорочення споживання електроенергії, а рівень несплати за електроенергію очікується на рівні 179-652 млн. грн., залежно від тривалості карантину та глибини кризи.

2. Криза виробників електроенергії з відновлювальних джерел енергії. Через значне зростання кількості об'єктів ВДЕ, ДП “Гарантований покупець” не може в повному обсязі виконувати свої зобов'язання перед учасниками ринку. Найвищий тариф в Європі стимулював швидкий розвиток зеленої енергетики, проте занадто швидкі темпи розвитку призвели до утворення дефіциту коштів на покриття зеленого тарифу та ускладнили балансування ОЕС.

3. Критична заборгованість ДП “Гарантований покупець” перед учасниками ринку. Очікується зростання заборгованості до 26 млрд. грн. перед гравцями ринку на кінець 2020р. Такий рівень заборгованості загрожує банкрутством для усіх генеруючих компаній, а також відтоку інвестицій із національної економіки.

Середньострокові

1. Відсутність ринкової ціни для споживачів енергоресурсів. Контрольована ціна на продаж електроенергії для населення в рамках покладання спеціальних обов'язків (ПСО) лише збільшує навантаження на державний бюджет та призводить до банкрутства НАЕК “Енергоатом”.

2. Безпечне функціонування атомних електростанцій. Зростання заборгованості ДП “Гарантований покупець” перед НАЕК “Енергоатом” може скласти 13 млрд. грн., що тягне за собою брак коштів на покриття виплат зарплат співробітникам, а також реалізації мінімальної програми всіх видів ремонтів для забезпечення надійної роботи енергоблоків.

¹¹ Мають перевагу на фоні зменшення вартості імпортованого природного газу.

3. Дефіцит потужностей для балансування енергосистеми. Такій ситуації сприяють швидкий розвиток зеленої енергетики, недостатня кількість балансуємих потужностей, а також ручний режим роботи ГЕС і ГАЕС.

Результати аналізу поточного стану генерації та режимів роботи ОЕС України показали наявність значних проблем із забезпеченням балансової надійності через переобтяженість структури генеруючих потужностей базовими із гострим дефіцитом маневрових потужностей.

Довгострокові

1. Необхідність перегляду моделі функціонування ринку електроенергії. Незавершена реформа ринку не дозволяє забезпечити збалансований розвиток усіх видів генерації.

2. Необхідність розробки комплексу заходів з пом'якшення соціальної та екологічної ситуації у зв'язку з частковим виведенням з експлуатації ТЕС, закриттям шахт та проведенням реконверсії вугільних регіонів, відповідно до міжнародних зобов'язань¹².

3. Створення сприятливих умов для залучення інвестицій у електроенергетичний сектор, зокрема для створення високоманеврових потужностей, в т.ч. *energy storage*, з метою поступового виконання завдання із Зеленого переходу за збереження високої надійності роботи ОЕС та оптимізації енергетичного балансу.

ІНІЦІАТИВИ

Враховуючи розглянутий раніше комплекс проблемних питань електроенергетичного сектору пропонується визначити ініціативи за трьома рівнями черговості реалізації.

Короткострокові

1. Перегляд енергетичного балансу

- (а) Визначення оптимальних режимів роботи ТЕС і вуглевидобувних шахт без зупинки виробництва у 2020р., корегування програми всіх видів ремонтів енергоблоків АЕС із урахуванням оптимальної ціни та обсягів відпуску електроенергії.
- (б) Зниження частки завантаженості газової генерації (ТЕЦ).

- (в) Зменшення обсягів ПСО, передбачення збільшення для атомної генерації дозволеного ліміту із збуту електроенергії в сегменті РДН та двосторонніх договорів, відповідно, до 25% та 30%.

Очікуваний вплив від таких ініціатив полягає у скороченні дефіциту коштів вуглевидобувних підприємств щонайменше вдвічі, до 6,9 млрд. грн.

2. Зменшення дефіциту ДП “Гарантований покупець”

Мета ініціативи:

- (а) затвердити параметри скорочення тарифу для ВДЕ і запровадити мораторій на добудову об'єктів СЕС до кінця 2020р.;
- (б) прийняти програму індексації тарифів на електроенергію для населення з IV кварталу 2020р.;
- (в) наповнити ринок електроенергії фінансовою ліквідністю шляхом випуску ОВДП;
- (г) збільшити тариф НЕК “Укренерго” для часткової компенсації (10,3 млрд. грн.) дефіциту ДП “Гарантований покупець”. У разі зростання тарифу НЕК “Укренерго” на 9,6 коп./кВт*год. відбудеться збільшення на 5% кінцевої ціни електроенергії для промислових споживачів;
- (д) реструктурувати борги. Прийняти договори реструктуризації заборгованості за вироблену електроенергію у IV кварталі 2019р. – I кварталі 2020р., а також прийняти Закон “Про погашення заборгованості за електроенергію, утворену до 1 липня 2019р.”¹³;
- (е) розробити проект Закону України, яким визначатиметься різниця між ринковою ціною і “зеленим” тарифом як державний борг;
- (є) переглянути механізм ціноутворення в сегменті балансуємого ринку, встановивши нижню межу ціни на рівні, не меншому 70% ціни сегменту РДН, а також механізм розрахунку цін небалансів, який має передбачати додатковий коефіцієнт не 0,05, а 0,1. Зазначене надасть додаткове джерело надходження коштів для НЕК “Укренерго” для погашення заборгованості із небалансів перед ДП “Гарантований покупець” без різкого збільшення тарифу на передачу.

¹² Починаючи з 1 лютого 2011р. для України, як члена Енергетичного Співтовариства, вступили в дію зобов'язання з дотримання положень Договору про заснування Енергетичного Співтовариства та додатків до нього. Директивою 2010/75/ЄС про промислові викиди (інтегроване запобігання та контроль забруднення) (далі – Директива 2010/75/ЄС), що прийнята на зміну Директиви 2001/80/ЄС, внесено принципові зміни до європейського законодавства. Одна з найбільш важливих змін полягає у встановленні більш жорстких допустимих граничних значень викидів діоксиду сірки (діоксид і триоксид) у перерахунку на діоксид сірки, оксидів азоту (оксид і діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту, та речовин у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом для великих спалювальних установок (BCU).

¹³ Або детальний аналіз та внесення змін до існуючих законопроектів: “Про заходи, спрямовані на погашення заборгованості, що утворилася на оптовому ринку електричної енергії” №2386; “Про внесення змін до Закону України “Про Державний бюджет України на 2019 рік” (щодо заходів, спрямованих на погашення заборгованості, що утворилася на оптовому ринку електричної енергії)” (забезпечення джерела погашення заборгованості) №2387; “Про внесення змін до Бюджетного кодексу України щодо джерел формування спеціального фонду” (спрямування акцизного податку з виробленої в Україні електричної енергії в спеціальний фонд держбюджету) №2388; “Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо заходів, спрямованих на погашення заборгованості, що утворилася на оптовому ринку електричної енергії” №2389; “Про внесення змін до Кодексу України з процедур банкрутства (щодо заходів, спрямованих на погашення заборгованості, що утворилася на оптовому ринку електричної енергії)” №2390.

3. Стабілізація оптових цін на рівні 155-165 коп./кВт*год.

Ініціатива охоплює наступні заходи:

- (а) скасування штучних цінових обмежень для ДП “Гарантований покупець” за заявкою на ринку доби наперед, у т.ч. стосовно електроенергії, виробленої із ВДЕ¹⁴;
- (б) надання можливості ДП “Гарантований покупець” здійснювати продаж електроенергії, у т.ч. виробленої із ВДЕ, за двосторонніми договорами;
- (в) скасування цінового обмеження РДН у години мінімального навантаження¹⁵;
- (г) зменшення обсягу покладання спеціальних обов’язків для атомної генерації щонайменше до 75%, внаслідок чого НАЕК “Енергоатом” отримає можливість продавати електроенергію за двосторонніми договорами, що, своєю чергою, забезпечить обсяг товарного доходу та надходжень грошових коштів у сумі, що компенсує зниження фізичного відпуску, для покриття витрат і забезпечення нормальної роботи атомних енергоблоків. Це дозволить виконати доходну частину АЕС, скасувати балансові обмеження для інтеграції ВДЕ, розвантажити склади ТЕС і запустити роботу шахт;
- (д) нормалізацію роботи ринку допоміжних послуг та встановлення компенсації ГАЕС за денне закачування.

Ця ініціатива дозволить забезпечити мінімальну операційну діяльність, необхідну для безпечної експлуатації атомних енергоблоків та об’єктів теплової генерації. У цілому очікується скорочення збитку теплової генерації до 4,2 млрд. грн.

Середньострокові

1. Забезпечення конкурентоспроможності української електроенергії на зовнішніх ринках

Для досягнення цілі щонайменше потрібно реалізувати ініціативи:

- (а) впровадити ринок потужності¹⁶;
- (б) переглянути існуючу модель ПСО. Перейти на фінансову модель ПСО, що дозволить позбавити ДП “Гарантований покупець” втрат від небалансів під час продажу надлишкових обсягів електроенергії, виробленої атомними енергоблоками. Це дозволить оператору АЕС більш злагоджено планувати завантаження енергоблоків відповідно до потреби енергосистеми в “базовій” енергії для недопущення її випадання у небаланс. Крім цього, НАЕК “Енергоатом” і ПрАТ “Укргідроенерго” отримають можливість продавати вироблену електроенергію за двосторонніми довгостроковими контрактами;

- (в) завершити синхронізацію об’єднаної енергосистеми України із *ENTSO-E*.

2. Оптимізація тарифів для домогосподарств

- (а) Збільшення тарифу для домогосподарств¹⁷, що споживають більше 500кВт*год., до 2,88 грн./кВт*год. (включно з ПДВ).
- (б) Скасування пільгового тарифу для категорії споживачів до 100 кВт*год. та встановлення єдиного тарифу 1,68 грн./кВт*год. (з ПДВ) для групи споживачів до 500 кВт.

Оптимізація тарифів для домогосподарств дозволить зменшити навантаження на державний бюджет за рахунок скорочення субсидіювання до 7,5 млрд. грн. на рік. Водночас, після реалізації запропонованих ініціатив щомісячний платіж для домогосподарства складе у середньому 150-165 грн./кВт*год.

3. Врегулювати проблемні питання вугільної галузі

- (а) Створити ринок вугільної продукції.
- (б) Провести аудит державних вуглевидобувних підприємств та одночасно з цим визначити реальну вартість реалізації вугільної продукції через її збут на новоствореній державній біржі.
- (в) Об’єднати перспективні державні шахти в єдине підприємство. Забезпечити прозору приватизацію збиткових шахт.
- (г) Модернізувати інфраструктуру для збільшення обсягів видобутку дефіцитного антрацитового вугілля.
- (д) Підвищити рівень безпечного функціонування шахт, зокрема за рахунок впровадження систем утилізації шахтного метану.

4. Зменшити кількість контролюючих органів та дозволів

Зменшити вдвічі кількість державних контролюючих органів у сфері екології та охорони довкілля, а також створити єдиний природоохоронний дозвіл з чіткою системою моніторингу дотримання стандартів та законів.

Довгострокові

1. Оптимізація структури генеруючих потужностей

- (а) Перегляд Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ). Перенесення термінів реалізації Нацплану до 2040р., а також визначення гарантованих джерел фінансування НПСВ.

¹⁴ Розробка змін до Постанови КМУ №483 від 5 червня 2019р.

¹⁵ Внесення змін до постанов НКРЕКП №307 та №308 від 14 березня 2018р.

¹⁶ Внесення змін до ЗУ “Про ринок електричної енергії” та вторинного законодавства.

¹⁷ За даними НЕК “Укренерго”, близько 18% електроенергії припадає на групу споживачів, які щомісяця використовують більше 500 кВт*год. Водночас лише 3% цих обсягів належить домогосподарствам.

- (б) Розробка програми балансування енергетичної системи для нівелювання нерівномірної роботи генеруючих потужностей ВДЕ¹⁸. Критерієм досягнення поставленої задачі має слугувати частка ВДЕ у загальному первинному постачанні енергії на рівні 12%, в т.ч.: енергія біомаси, відходів та біопалива – 6,9%; сонячна та вітрова енергія – 2,4%; гідроенергетика та термальна енергія по 1,1%, відповідно.
- (в) Забезпечення стимулювання виробництва енергетичного устаткування в Україні.
- (г) Розвиток логістичної системи збирання, транспортування та переробки біомаси для збільшення генерації екологічно чистої енергії.

2. Прискорити програму енергоефективного споживання ресурсів

- (а) На загальнодержавному рівні зобов'язати середні та великі промислові підприємства пройти сертифікаційний аудит за напрямом "Енергоменджмент" за стандартом *ISO 50001*.
- (б) Запровадити компенсації споживачам, які власними силами встановили лічильники газу, теплової та електричної енергії.
- (в) Розпочати реалізацію програми комплексної переробки сміття та розпочати будівництво нових сміттєпереробних заводів, що не лише наведе лад з утилізацією побутового сміття, але й збільшить потужність генерації електричної та теплової енергії з ВДЕ.
- (г) Створити нормативно-правову базу для функціонування прозорого та конкурентного ринку біопалива для теплокомуненерго.
- (д) Передбачити цільові показники виконання програми з модернізації комунальних підприємств з теплопостачання: частка тепломереж, які перебувають в аварійному стані, має бути зменшена з 20% до 3%; частка втрат у тепломережах має бути зменшена з 20% до 13%; питомі витрати палива під час виробництва тепла мають бути зменшені на 6%, або до 155 кг умовного палива/Гкал.
- (е) Розгорнути інфраструктуру та інституції для концентрації й надання фінансових ресурсів суб'єктам господарювання та населенню для потреб технологічної модернізації (розвиток фондового ринку, розширення комерційного кредитування).
- (є) Збільшити частку місцевих альтернативних видів палива в регіональних паливно-енергетичних балансах від загального споживання з 0% до 18%.
- (ж) Зменшити частку втрат у електромережах з 12% до 9%.

3. Запровадити інститут енергетичного омбудсмена та спільну регуляторну політику з країнами ЄС

- (а) Запровадити спільну регуляторну політику з країнами ЄС, а саме удосконалити законодавство, що регулює діяльність енергетичного сектору, з врахуванням вимог *acquis communautaire*.
- (б) Сприяти створенню інституту енергетичного омбудсмена з метою гарантування європейських стандартів обслуговування, розширення можливостей для позасудового вирішення споживчих спорів, адвокації прав споживачів і здійснення проактивного впливу на розроблення та виконання регуляторних актів в енергетичній галузі.

4. Запровадити нову екологічну політику та інтегровану систему утилізації відходів на рівні регіонів та об'єднаних територіальних громад

- (а) Переглянути норми централізованого опалення та забезпечити комерційний облік споживання теплової енергії у житловій сфері, щонайменше на рівні багатоквартирних будинків.
- (б) Розробити та реалізувати локальні програми модернізації теплоенергетичної інфраструктури, зокрема оптимізувати місцеві енергетичні системи через урахування потенціалу місцевих видів палива, логістики постачання, локальної та загальнодержавної енергетичної інфраструктури.

5. Запровадити нову інвестиційну політику

- (а) Розробити та впровадити заходи із забезпечення захисту інвестицій та заохочення міжнародних інвесторів.
- (б) Залучити іноземних інвесторів і партнерів, які практикують сучасні технології та обладнання для реалізації нових капіталомістких проєктів у енергетиці.
- (в) Удосконалити податкове законодавство та інші нормативно-правові акти, що стимулюватимуть інвестиції в паливно-енергетичний комплекс, у т.ч. у ВДЕ та енергоефективність.
- (г) Забезпечити формування чітких і зрозумілих механізмів державно-приватного партнерства та застосування прозорої регуляції європейського зразка у сфері інвестицій. Частка прямих інвестицій з державного бюджету України у розвиток енергетичної інфраструктури не має перевищувати 20%, водночас прямі інвестиції з однієї іноземної країни не повинні сягати критичного рівня, що зумовить дотримання принципу диверсифікації інвестицій.

¹⁸ Еквівалентна потужність ТЕС, що може бути заміщена в електроенергетичному балансі ОЕС України для ВЕС складає 43% встановленої потужності, для СЕС – 25% за потужності ВДЕ 1 ГВт.

ПОКЛАДАННЯ СПЕЦІАЛЬНИХ ОБОВ'ЯЗКІВ

До моменту повного погашення заборгованості ДП “Гарантований покупець” перед генеруючими компаніями пропонується тимчасово впровадити одну з двох моделей покладання спеціальних обов'язків. Варто зазначити, що обидві моделі не потребують перегляду зелених тарифів.

Модель №1. Суть пропозиції полягає у зміні механізму виконання обов'язків із забезпечення доступності електричної енергії для побутових споживачів через зобов'язання постачальників універсальних послуг (ПУП) за дорученням НАЕК “Енергоатом” та за його рахунок здійснювати постачання його електричної енергії населенню. Інструментом реалізації таких комерційних взаємовідносин має стати договір комісії.

Перед впровадженням цієї моделі мають бути прийняті наступні ініціативи:

- (а) скасування пільгового обсягу місячного споживання побутовими споживачами у розмірі 100 кВт*год.;
- (б) зниження рівня граничної нижньої межі обов'язкового обсягу купівлі електричної енергії на РДН з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами для ОСР/ОСП¹⁹ з 80% до 30% з метою надання можливості купувати необхідні обсяги на електронних аукціонах у НАЕК “Енергоатом”.

Модель №2. Суть пропозиції полягає в розгортанні PSO за наступним алгоритмом:

1. Виробники з ВДЕ здійснюють продаж електроенергії за “зеленим” тарифом ДП “Гарантований покупець” за окремими договорами. ДП “Гарантований покупець” проводить “зелені” аукциони та укладає РРА.

2. ДП “Гарантований покупець” продає НАЕК “Енергоатом” електроенергію, вироблену з ВДЕ, сумарним графіком за одним договором додавши витрати на власне утримання.

3. НАЕК “Енергоатом” передає ПУПам близько 51% електроенергії власного виробництва за договорами комісії на постачання населенню. Ціна, за якою НАЕК передає електроенергію, визначається як “середньозважений тариф для населення – тариф ПУП”. Середній тариф ПУП дорівнює 0,07 грн./кВт*год., максимальний – 0,132 грн./кВт*год.

4. ПУПи здійснюють постачання електроенергії населенню за фіксованою ціною (на сьогодні – близько 1,03 грн./кВт*год.).

5. НАЕК продає залишок – 49% електроенергії власного виробництва та додатково весь обсяг електроенергії із альтернативних джерел, який становить близько 15,3% обсягу відпуску НАЕК, на електронних аукціонах за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку.

6. НАЕК отримує оплату за двосторонніми договорами та з РДН/внутрішньодобового ринку за очікуваною ціною 1,2-1,4 грн./кВт*год. (не враховано частку небалансів, які невідворотно виникатимуть).

7. Населення оплачує ПУПам спожиту електроенергію за фіксованою ціною.

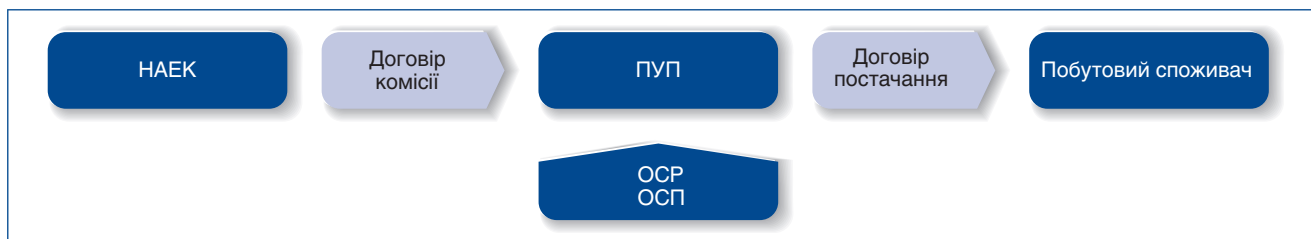
8. ПУПи перераховують НАЕК “Енергоатом” оплату за передану за договором комісії електроенергію за вирахуванням своїх тарифів. ПУПи отримують рахунки від ОСР та ОСП на оплату послуг з розподілу та передачі електроенергії, поставленої населенню, та передають ці рахунки для оплати НАЕК “Енергоатом”.

9. НАЕК “Енергоатом” оплачує ОСР та ОСП послуги з розподілу та передачі електроенергії, спожитої населенням.

10. НАЕК “Енергоатом” оплачує ДП “Гарантований покупець” куповані обсяги електроенергії за ціною, що дорівнює “зеленому” тарифу плюс тариф ДП “Гарантований покупець”.

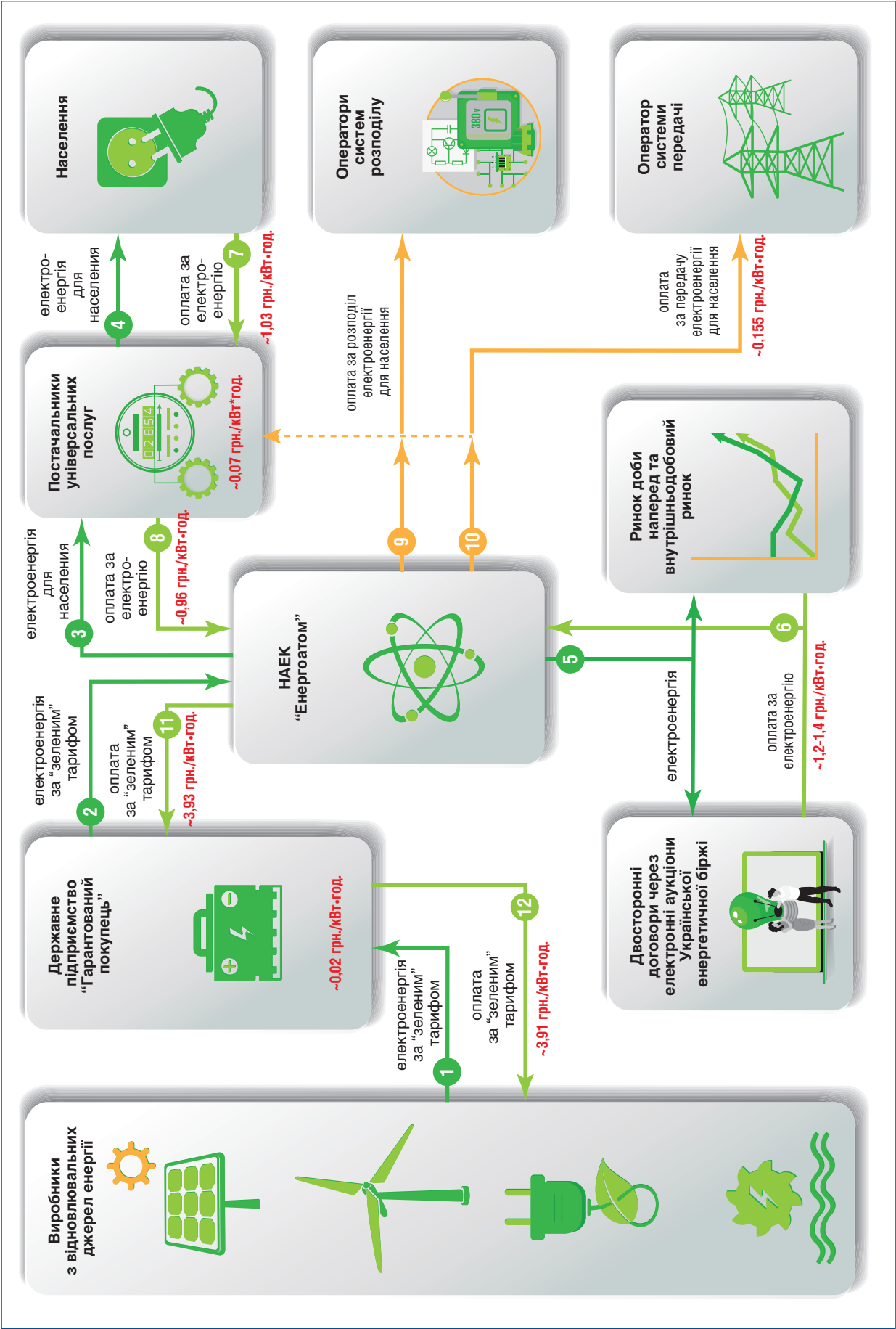
11. ДП “Гарантований покупець” вираховує з отриманих коштів свій тариф та перераховує залишок, що дорівнює вартості купованої електроенергії за “зеленими” тарифами виробникам з ВДЕ.

Модель покладання спеціальних обов'язків №1



¹⁹ ОСР – Оператор системи розподілу, ОСП – Оператор системи передачі.

Модель №2 без урахування перегляду тарифів для населення та “зелених” тарифів



ОПТИМІЗАЦІЯ МОДЕЛІ ПІДТРИМКИ ВДЕ

На сьогоднішній день існує щонайменше дві групи ініціатив щодо вдосконалення моделі підтримки виробників електроенергії з ВДЕ.

Центр Разумкова пропонує прийняти компромісну модель підтримки ВДЕ, яка максимально враховуватиме позицію двох сторін.

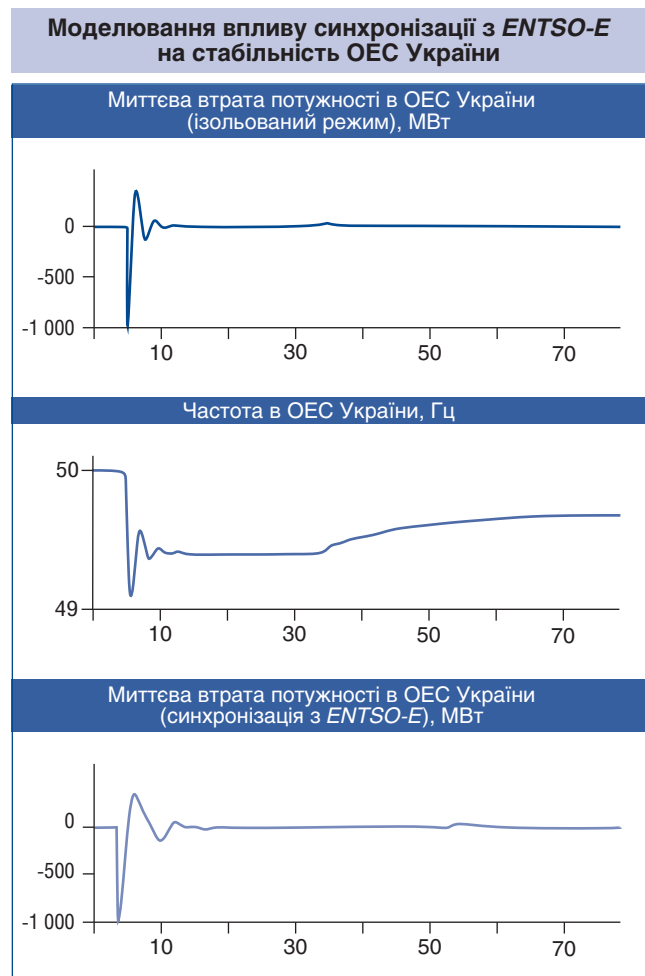
Отже, врегулювати ситуацію на ринку відновлювальних джерел енергії пропонується наступним чином.

1. Відновити конструктивну медіацію між Мінкоенерго і учасниками ринку ВДЕ.
2. Узгодити в рамках медіації компромісну позицію стосовно добровільного зниження тарифу з подовженням строку його дії (5%/10% для ВЕС/СЕС з подовженням на два роки та 7,5%/15% з подовженням на п'ять років).
3. Реструктурувати зелений тариф:
 - (а) із подовженням терміну виплат на два роки:
 - для діючих СЕС (введених в експлуатацію з 1 січня 2017р. до 31 грудня 2019р.) – 10%;
 - для діючих ВЕС (введених в експлуатацію з 1 січня 2017р. до 31 грудня 2019р.) – 5%;
 - (б) із подовженням терміну виплат на п'ять років:
 - для СЕС (що будуть реалізовані в рамках підписаних *prePPA*) – 15%;
 - для ВЕС (що будуть реалізовані в рамках підписаних *prePPA*) – 7,5%.
4. Дозволити добудувати потужності, що знаходяться на практичній стадії реалізації.
5. Узгодити строки дії *prePPA* для СЕС до 30 червня 2020р., для ВЕС – до 31 грудня 2020р.
6. Небаланси. Відповідальність за небаланс: 0% – 2020р., 20% – 2021р., 40% – 2022р., 60% – 2023р., 80% – 2024р., 100% – 2025р. Допустиме відхилення до 10% для ВЕС та 5% для СЕС.
7. Компенсація за обмеження виробітку для ВЕС і СЕС²⁰.
8. Розглянути можливість продовження термінів дії *prePPA* із врахуванням тривалості карантину.
9. За результатами проведеної реструктуризації визначити квоти з метою проведення аукціонів²¹.
10. За результатами медіації розробити законопроект та внести його до Верховної Ради України.

СИНХРОНІЗАЦІЯ З ENTSO-E

Центром Разумкова був проведений комплекс розрахунків перехідних процесів у Об'єднаній енергосистемі України у разі виникнення різних за величиною збурень за умови відключення потужностей теплової генерації. Враховуючи наміри України інтегрувати вже у 2023р. національну енергосистему до європейської мережі, моделювання проводилися за умови автономної роботи ОЕС України та *ENTSO-E*, а також за їх об'єднання в режим паралельної роботи.

Варто зазначити, що для інтеграції до європейської енергосистеми ОЕС України повинна запровадити ефективне регулювання частоти в ізолюваному режимі роботи, під час якого повинна зберігати відхилення частоти в допустимих межах. Розрахунки показали, що максимальне та резонансне збурення в такому режимі буде за миттєвого відключення 1 ГВт генеруючих потужностей.

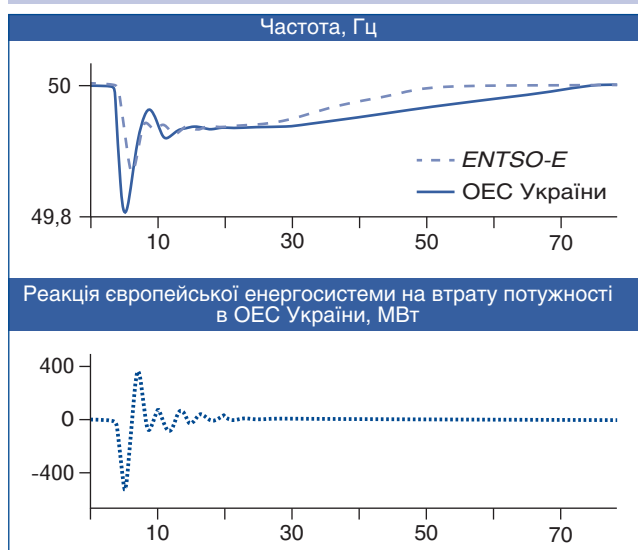


Джерело: Оцінка експертів Центру Разумкова.

²⁰ Затвердження Постановою НКРЕКП моделі розрахунку і виплати компенсацій за обмеження (із врахуванням напрацювань робочої групи НЕК "Укренерго" та учасників ринку ВДЕ.

²¹ Закон України "Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії".

Моделювання впливу синхронізації з *ENTSO-E* на стабільність ОЕС України



Джерело: Оцінка експертів Центру Разумкова.

Аналіз результатів моделювання також показав, що частота в ОЕС України не відповідає ні європейським²², ні українським²³ вимогам, оскільки за миттєвої втрати 1 ГВт генеруючої потужності динамічне відхилення в ОЕС України буде в діапазоні 1 Гц, що призведе до активації автоматичного частотного розвантаження. Також квазістатичне відхилення складе більше $\pm 0,4$ Гц, що є недопустимим режимом роботи енергосистеми. Резерв вторинного регулювання має значення у 480 МВт, що охоплює лише половину дисбалансу.

Також було проаналізовано режим відключення теплових енергоблоків потужністю 100 МВт і 200 МВт. У результаті такого моделювання з'ясувалося, що ОЕС України зможе протистояти відключенням потужності максимум у 200 МВт або різкому зниженню навантаження аналогічного розміру. Динамічне відхилення частоти буде допустимим (у межах $\pm 0,4$ Гц), тоді як квазістатичне відхилення частоти буде в межах $\pm 0,2$ Гц, що є недопустимим.

Таким чином, дослідження Центру Разумкова показало, що в ізолюваному режимі ОЕС України буде працювати з показниками, що не відповідають вимогам до регулювання частоти. Для вирішення цієї проблеми необхідно запровадити додаткові маневрові потужності та модернізувати обладнання електростанцій з метою забезпечення первинного і вторинного регулювання частоти відповідно до європейських стандартів.

Перед моделюванням спільної роботи ОЕС України та *ENTSO-E* у паралельному режимі було

розраховано стрес-тест для європейської енергомережі за умови втрати найбільшої одиниці електростанції 3 ГВт за максимального навантаження в енергосистемі. Аналіз результатів показав, що частота під час впливу такого за величиною збурення перебуватиме в допустимих межах, як для динамічного відхилення частоти ($\pm 0,8$ Гц), так і для квазістатичних відхилень ($\pm 0,2$ Гц). Це підтверджує якісну і стійку роботу енергосистеми *ENTSO-E* з урахуванням виконання всіх вимог. Європейська енергосистема також залишатиметься стабільною, навіть за втрати 1 ГВт генерації або відповідного навантаження. Таким чином, енергосистема *ENTSO-E* в автономному режимі роботи працює з дотриманням усіх вимог з регулювання частоти і потужності.

Аналіз результатів моделювання різних за величиною збурень в ОЕС України та в енергосистемі *ENTSO-E* показав, що за втрати потужності генерації 1 ГВт в ОЕС України відхилення частоти в обох енергосистемах будуть у допустимих межах. При цьому частота енергосистеми *ENTSO-E* буде незначно відрізнятися, що вказує на велику вагу енергосистеми, а порушення, які для ОЕС України вважаються неприйнятними в автономному режимі роботи, за умови паралельної роботи, будуть компенсовані за рахунок резервів потужності енергосистеми *ENTSO-E*, що забезпечить допустимі межі відхилення частоти в ОЕС України відповідно до європейських норм. За небалансу в разі втрати потужності генерації 3 ГВт з боку *ENTSO-E* відхилення частоти в ОЕС України також буде в допустимих межах.

Таким чином, об'єднання ОЕС України з енергосистемою *ENTSO-E* сприятиме підвищенню стійкості ОЕС України до великих збурень. Водночас, для виконання умов щодо об'єднання енергосистем виникає необхідність вирішення низки питань створення маневрових потужностей, розбудови інфраструктури накопичення електроенергії, виконання НПСВ на перспективних об'єктах теплової генерації, забезпечення пропускної спроможності ЛЕП, забезпечення статичної стійкості окремих частин енергосистеми та показників якості електричної енергії.

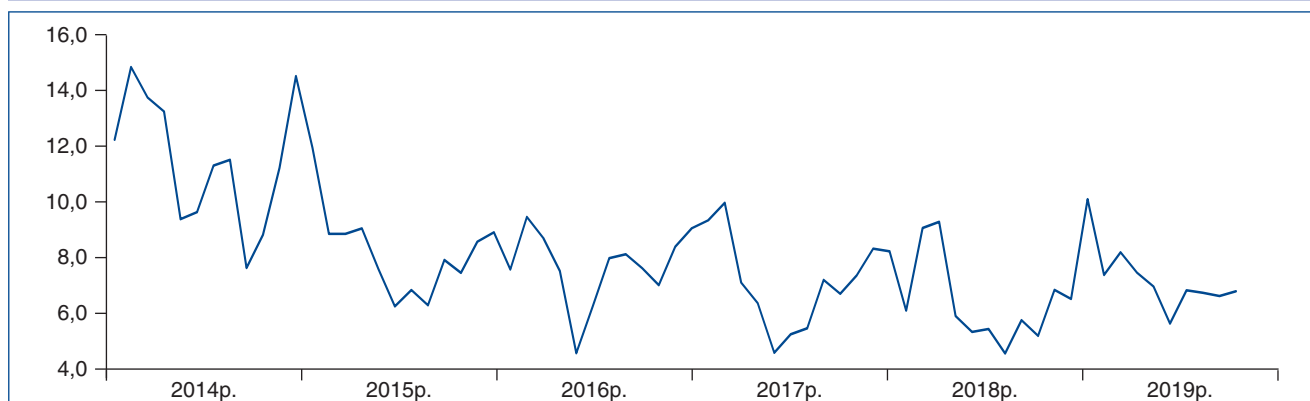
ОПТИМІЗАЦІЯ ПОТУЖНОСТЕЙ ГЕНЕРУЮЧИХ КОМПАНІЙ

За підсумками 2019р., встановлена потужність ТЕС ГК та ТЕЦ складала, відповідно, 21,8 ГВт та 6,1 ГВт, що на 27% та 8% менше, ніж було доступно на грудень 2014р. Поточне використання встановленої потужності теплової генерації не перевищує 30% і становить до 8,2 ГВт.

²² Див.: Load-Frequency Control and Performance [E]. A1 – Appendix 1, UCTE OpHB, <http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/542UCTEOperationHandbook.pdf>; Load-Frequency Control and Performance [E]. P1 – Policy 1, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/OperationHandbook/Policy_1_final.pdf.

²³ Вимоги до регулювання частоти і потужності в ОЕС України: СОУ-Н-ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. – Мінпаливенерго, 2009р., 54 с.

Зміни використання теплової генерації, ГВт



Джерело: НЕК "Укренерго" та розрахунки експертів Центру Разумкова.

Величина необхідних розрахункових резервів потужності для регулювання частоти в ОЕС України нормована по структурі генерації та режимам роботи енергосистеми відповідно до показників 2010р.²⁴ і, враховуючи стан розвитку галузі, має бути переглянута в бік зменшення.

Водночас, виходячи з існуючих нормативних вимог, мінімальна потреба теплової генерації становить 30 енергоблоків, що приблизно відповідає потужності 9 ГВт.

Причому, для покриття напівпікової зони ефективно можуть використовуватися лише енергоблоки теплових електростанцій потужністю 100-200 МВт, частка яких становить 17%. Також слід зазначити, що більшість енергоблоків уже відпрацювали понад гранично допустимі 300 тис. годин²⁵. Тому до покриття напівпікової зони залучають енергоблоки потужністю 300 МВт, що розраховані на роботу в базовому режимі й не пристосовані до маневрових режимів.

Обтяженість енергосистеми значною кількістю базових електростанцій ускладнюють проходження нічного мінімуму навантаження ОЕС України, тому в нічну пору доби протягом 4-6 годин доводиться зупиняти певну кількість енергоблоків ТЕС з подальшим введенням їх у роботу під час ранкового підйому навантаження.

Поширеною стала практика роботи теплових електростанцій зі складом генеруючого обладнання нижче технічного мінімуму за умовами живучості станції²⁶.

Такі режими роботи енергоблоків теплових електростанцій ведуть до збільшення витрат палива та прискореного фізичного зносу обладнання і, як наслідок, зростання аварійності²⁷.

Аналіз поточної структури генеруючих потужностей ОЕС України безумовно свідчить про її неоптимальність з точки зору ефективності регулювання частоти і потужності в енергосистемі, а також про наявність дефіциту маневрових і резервних потужностей.

Цьому сприяють:

- (а) велика частка АЕС, які використовуються для покриття базової частини графіку споживання, в окремих випадках залучаються до регулювання під час покриття непланових потужностей;
- (б) зниження маневреності енергоблоків ТЕС, які працюють на твердому паливі через знос і старіння обладнання, а також погіршення якості палива;
- (в) вичерпання гідроенергетичного потенціалу Дніпра призводить до обмеження можливостей маневрування потужності з використанням ГЕС;
- (г) збільшення генеруючих потужностей ВДЕ, яким притаманні слабо прогнозовані режими роботи, а також відсутні засоби керування та підходи для прогнозу обсягів їх режимів генерації.

Варто також зазначити, що зменшення кількості енергоблоків теплових електростанцій у добовому графіку покриття навантажень ОЕС України, без розбудови гнучкої системи накопичення електроенергії, призведе до зменшення регулюючого діапазону електроенергетичної системи, що може позначитися на надійності роботи ОЕС України в цілому.

Тому основним критерієм надійного заміщення теплової генерації об'єктами альтернативної

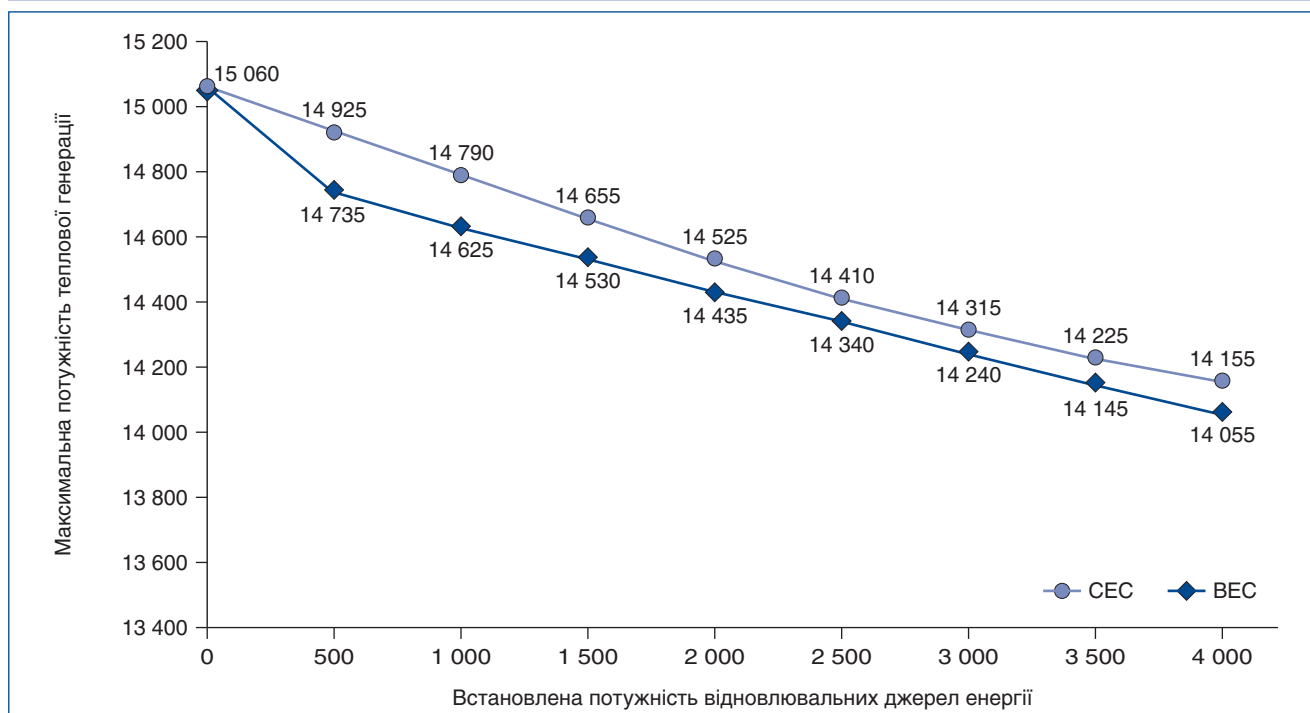
²⁴ Вимоги до регулювання частоти і потужності в ОЕС України: СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. – Мінпаливенерго, 2009р., 54 с.

²⁵ Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (доопрацьований). – ДП "НЕК "Укренерго", 2018р., с.175, https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatno stiGenPotuzhnostej_31_03_2019.pdf.

²⁶ Докладно див.: Результати щоденного аналізу режиму роботи ОЕС України. – ДП "Енергоринок", http://www.er.gov.ua/graphic/graphicw_dfcnr.php?action=behavior&st_id=all_behavior; Максимальні та мінімальні навантаження енергоблоків ТЕС, блочних ТЕЦ, ТЕЦ і блок-станцій на весняно-літній період 2013р. – НЕК "Укренерго".

²⁷ Докладно див.: Режимы работы и маневренность блочных ТЭС. – ПромМатика, <http://prommatika.ru/staty/107-rejimrabotytes>; Проблеми діагностики обладнання ТЕС і продовження термінів його експлуатації. – НАК "Енергетична компанія України", <http://www.ecu.gov.ua/ua/press/news.html?m=publications&t=rec&id=1377>.

Заміщення теплової генерації потужностями ВЕС та СЕС, МВт



Джерело: НЕК "Укренерго" та розрахунки експертів Центру Разумкова.

енергетики є збалансована робота ОЕС України. Центром Разумкова було проведено відповідне імітаційне моделювання за двома сценаріями.

Сценарій №1. Інтеграція вітрових і сонячних електростанцій до балансу ОЕС України на рівні до 10% дозволяє замінити 1,88 ГВт потужності теплових електростанцій. Мінімальне навантаження енергоблоків ТЕС становить 4 550 МВт. При цьому максимальна швидкість набору потужності теплової генерації є достатньою для відпрацювання змін корисного навантаження.

Сценарій №2. Інтеграція ВДЕ до балансу ОЕС України на рівні до 25%, що дозволяє замінити 3,21 ГВт ТЕС. При цьому мінімальне навантаження енергоблоків ТЕС становить 3 920 МВт, а швидкість набору потужності недостатня для відпрацювання стрибків корисного навантаження. Величина дефіциту складає до 0,9 ГВт. Водночас, дефіцит можна покрити за рахунок суміжної роботи із системами накопичення електроенергії, які широко використовуються для вирівнювання добового графіка навантаження та компенсації раптових змін навантаження²⁸. Результати моделювання роботи ОЕС України спільно з системами накопичення електроенергії свідчать про зменшення кількості пусків (зупинок) енергоблоків унаслідок вирівнювання добового графіка навантажень.

Моделювання інтеграції об'єктів ВДЕ потужністю 14 ГВт та систем накопичення ємністю 2,5 ГВт до ОЕС України вказують на мінімально необхідну потребу теплової генерації на рівні 4,8 ГВт та скорочення удвічі циклів пуск/зупинка ТЕС.

Таким чином, добовий баланс виробництва/споживання електроенергії для ОЕС України у 2030р. може бути розрахований виходячи з того, що пікове навантаження у 25 ГВт буде покриватися за рахунок 11 ГВт атомної генерації; 4 ГВт – ГЕС та ГАЕС; 4 ГВт – ВДЕ; 5 ГВт – ТЕС і ТЕЦ; 2,5 ГВт – системи накопичення електроенергії.

Причому пропонується в добовому балансі використовувати лише 2 ГВт потужності теплової генерації, а решту до 3 ГВт модернізувати до можливості роботи в режимі "швидкого старту" і тримати в запасі для оперативного покриття нерівномірності споживання. Виходячи з цих умов, пропонується оптимізувати Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок.

Експерти Центру Разумкова пропонують внести зміни до чинної Енергетичної стратегії України, зокрема переводу перспективних вугільних ТЕС у режим маневрових потужностей з розбудовою на їх базі сучасних систем накопичення електроенергії²⁹ та синхронного розвитку альтернативної енергетики на виробничій базі таких станцій.

²⁸ Докладно див.: Кулик М.М. Можливості використання великих накопичувачів електроенергії для стабілізації частоти в об'єднаних енергосистемах з потужними сонячними електростанціями. – Відновлювана енергетика, 2018р., №3, с.6-14; Holger C. Hesse Lithium-Ion Battery Storage for the Grid – A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids. – Energies, 2017, №10, p.1-42.

²⁹ Electricity and Energy Storage (Updated May 2018). – World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/electricity-and-energy-storage.aspx>.

НАЦІОНАЛЬНИЙ ПЛАН СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ВІД ВЕЛИКИХ СПАЛЮВАЛЬНИХ УСТАНОВОК

Україна експлуатує понад 223 великі спалювальні установки загальною номінальною тепловою потужністю 115,894 ГВт. Зокрема 90 великих спалювальних установок загальною номінальною тепловою потужністю 64,814 ГВт включено до Національного плану скорочення викидів (НПСВ), на яких планується забезпечити скорочення викидів забруднюючих речовин відповідно до норм Директиви 2010/75/ЄС.

На сьогоднішній день однією з причин невиконання НПСВ є відсутність гарантованих джерел фінансування. Відтак виконати НПСВ без комплексного перегляду державної програми виконання таких заходів, який би включав дієвий механізм фінансування, неможливо.

Експертами Центру Разумкова розроблена концепція гарантованого фінансування заходів, спрямованих на скорочення викидів забруднюючих речовин, відповідно до норм Директиви 2010/75/ЄС, що включає створення Державного екологічного фонду, який наповнюватиметься за рахунок коштів екологічного податку, акцизу з продажу електроенергії атомної генерації на ринку, випуску державних облігацій, міжнародних кредитів, інвестицій (грантів) та, за необхідності, перехідної оплати, включеної в тариф оператора системи передачі. Серед переваг

запропонованої концепції є прозоре наповнення та використання коштів, гнучке регулювання джерел фінансування, фактичний старт реалізації НПСВ вже у II півріччі 2020р.

Ці пропозиції розроблені на підставі аналізу діючих моделей фінансування та податкового стимулювання природоохоронних заходів в енергетичному комплексі ЄС. Аналіз дозволив визначити проблемні питання українського законодавства та запропонувати напрями змін³⁰.

У цілому, експерти Центру Разумкова розглядають **два варіанти** скорочення викидів забруднюючих речовин теплової генерації, відповідно до норм Директиви 2010/75/ЄС.

Перший варіант ґрунтується на аналізі вартості найкращих доступних технологій та змодельованих на базі чинної Енергетичної стратегії сценаріях функціонування ОЕС України у 2020-2035рр. Таким варіантом пропонується продовжити виконання НПСВ на п'ять років, оптимізувати бюджет НПСВ утрічі – до €2 млрд. та зменшити до 10 ГВт потужності теплової генерації, що потребують переобладнання. Реалізовувати оптимізований НПСВ запропоновано за принципом паралельної модернізації для дотримання мінімальної зупинки потужностей теплової генерації.

Бізнес-модель фінансування НПСВ



³⁰ Експертами Центру Разумкова розроблено проект Закону України «Про державний фонд НПСВ».

Аналіз реалізації першого варіанту показав, що лише зменшення потужностей теплової генерації не вирішує глобального виклику, який сьогодні стоїть перед Україною і полягає в конкурентному та синхронному зі світовими трендами розвитку паливно-енергетичного комплексу, і відповідно, прискореному заміщенню викопних видів палива відновлювальною енергетикою.

Тому експерти Центру Разумкова проаналізували досвід країн ЄС за 2005-2015рр. в частині збільшення потужностей ВДЕ та його вплив на інтенсивність викидів оксидів сірки, азоту та пилю. Встановлено, що поступовий перехід від використання викопних видів палива до ВДЕ дозволяє набагато швидше, порівняно з модернізацією великих спалювальних установок, досягти норм Директиви 2010/75/ЄС.

Так був розроблений **другий варіант** скорочення викидів забруднюючих речовин великих спалювальних установок, відповідно до норм Директиви 2010/75/ЄС, який полягає у трансформаційному переході енергетичної галузі від використання викопних видів палива до ВДЕ. Численні дослідження

демонструють економічну доцільність заміщення теплової генерації та приведення її до мінімальної потреби ОЕС України – 5 ГВт, з одночасним створенням маневрових потужностей вугільних ТЕС та розбудовою на їх базі нових об'єктів відновлювальної енергетики і сучасних систем накопичення електроенергії.

Для цього експертами Центру Разумкова був окремо розроблений напрям законодавчих змін³¹, модель заміщення теплової генерації потужностями ВДЕ та новий спосіб акумулювання електроенергії з комбінованим використанням CO₂ димових газів та сонячних електростанцій. Реалізація другого варіанту дозволить одночасно оновити основні фонди виробників електроенергії, розвивати галузь синхронно зі світовими трендами, вирішити завдання зі зменшення шкідливих викидів та частково зберегти робочі місця на оптимізованих об'єктах теплової генерації. Механізм фінансування заходів другого варіанту пропонується залишити таким, який мав би застосовуватись під час реалізації заходів першого варіанту, тобто через створення Державного фонду НПСВ.

Загальна потреба фінансування різних сценаріїв НПСВ

Потужність теплової генерації, включеної до НПСВ, ГВт	Загальна потреба фінансування НПСВ до 2035р.		Варіанти річного покриття потреби фінансування НПСВ							Додаткові джерела фінансування, зокрема випуск облігацій, залучення кредитних коштів та додаткова складова до тарифу ОСП
			Річний акциз з продажу електроенергії “Енергоатома”, млрд. грн.				Річний екологічний податок операторів ВСУ, млрд. грн.			
	€ млрд.	млрд. грн.	1%	3%	5%	7%	1,0%	1,2%	1,5%	
16 (без змін)	6,0	150,0	0,94	2,8	4,7	6,5	0,4	0,48	0,6	
15	5,6	140,63								
14	5,3	131,25								
13	4,9	121,88								
12	4,5	112,50								
11	4,1	103,13								
10 (варіант №1)	3,8	93,75								
9	3,4	84,38								
8	3,0	75,00								
7	2,6	65,63								
6	2,3	56,25								
5 (варіант №2)	1,9	46,88								

ВСУ – великі спалювальні установки.

Джерело: Розрахунки експертів Центру Разумкова.

³¹ Удосконалення енергетичної стратегії, врегулювання питань щодо застосування систем накопичення електроенергії.

ВУГІЛЬНИЙ СЕКТОР

Україна – держава, яка має колосальний потенціал у вуглевидобувній промисловості. За оцінками Центру Разумкова, на початок 2020р. балансові запаси вугілля в Україні становили близько 34 млрд. т, з них 70% – енергетичне вугілля, а решта – коксівне. Фактично, на частку вітчизняної вугільної промисловості припадає близько 4% світових підтверджених запасів вугілля, що дозволяє Україні увійти до 10 світових лідерів за обсягом доведених запасів.

На сьогоднішній день вугілля видобувають 146 підприємств у складних гірничо-геологічних умовах. Сукупна чисельність зайнятих на підприємствах вугледобувного комплексу становить понад 110 тис. осіб.

Вугільна промисловість України складається з приватного та державного секторів. Найбільшим представником приватного сектору є енергетичний холдинг “ДТЕК”.

Серед найбільших підприємств державного сектору можна виокремити ДП “Львіввугілля” та ДП “ш/у Краснолиманська”.

На майже 96% державних шахт більше 25 років не проводилася реконструкція, понад 50% машин і устаткування для видобутку вугілля повністю зношені. Відтак висока собівартість вітчизняного вугілля зумовлює потребу в дотуванні державних підприємств із бюджету. На державних вуглевидобувних підприємствах з 2016р. по 2019р. видобуток зменшився майже вдвічі: з 6,7 млн. т до 3,5 млн. т, а дотація на 1 т вугільної продукції зросла майже в 4 рази – з 246 грн. на 1 т у 2016р. до 908 грн. на 1 т у 2019р.

Як відомо, галузь занепадає, і серед головних причин цього є втрачений час на проведення якісних змін та ринкових реформ, які потрібно було здійснювати на піку видобутку. Фактично була проігнорована відома закономірність економічної життєдіяльності видобувних галузей, яка говорить, що після проходження піку видобутку, рентабельність знижується і розпочинається деградація.

Незважаючи на гучні заяви політиків та експертів, зміни не відбуваються, вітчизняна вугільна галузь продовжує планомірно деградувати, насамперед, це стосується державних шахт. Відсутність технічного переоснащення, тотальне закриття шахт, низькі соціальні гарантії для персоналу, незадовільний стан екології вуглевидобувних регіонів – усе це є передумовами колапсу та соціального вибуху в понад 65 населених пунктах України. Особливо загострює

проблематику війна на Сході України, яка поглиблює не лише соціальну-економічну кризу, але й екологічну, за рахунок розвитку нелегального видобутку та використання териконів у якості бойових позицій.

Разом з тим, тимчасова окупація територій Луганської та Донецької областей, де розташовані найбільші запаси енергетичного вугілля, призвела до дефіциту вугілля – основного виду палива для ТЕС, що забезпечують роботу маневрової генеруючої потужності.

Поступове відновлення галузі можливе лише за рахунок реалізації продуманої та конкретної реформи, яка, перш за все, має полягати в гарантованому ринку збуту продукції вуглевидобувної галузі. Водночас, гарантувати ринок збуту можна за наявності двох умов: ринкової системи ціноутворення та потужностей споживання.

ВИКЛИКИ ДЛЯ ВУГІЛЬНОГО СЕКТОРУ

Короткострокові

1. Зниження попиту на вугілля власного видобутку.
2. Наростання заборгованості швидкими темпами.
3. Відсутність операційних коштів для реалізації мінімально необхідних виробничих завдань.
4. Закриття вуглевидобувних підприємств та вивільнення галузевих фахівців.

Середньострокові

1. Держава володіє неприбутковими шахтами з найвищою собівартістю видобутку вугілля.
2. Чинна законодавча база не створює необхідних умов для розвитку та реструктуризації галузі, а також не стимулює диверсифікацію та заміщення вугілля іншими ресурсами.
3. Недостатні обсяги капіталовкладень у створення нових та оновлення діючих основних фондів підприємств, що поглиблює проблеми безпечної експлуатації шахт.

Довгострокові

1. Негативний вплив вуглевидобувних підприємств на відсутність контролю за дотриманням екологічності виробництва.
2. Недостатній рівень впровадження енергоефективних заходів у діяльність вуглевидобувних підприємств.
3. Недосконала нормативно-правова база, яка ускладнює процеси реформування сектору.

4. Незадовільний рівень імплементації європейського законодавства.

ІНІЦІАТИВИ

Ініціативи були сформовані на базі положень Енергетичної стратегії України до 2035р., а саме в частині планування розвитку державних і приватних вуглевидобувних підприємств виходячи із концепції збереження ролі вугілля до 2035р., але з поступовим зниженням його частки в енергобалансі держави від 30,4% (2015р.) до 12,5% (2035р.).

Короткострокові

1. Визначення необхідного обсягу теплової генерації і видобутку вугілля на найближчі 10 років

На Міністерство енергетики та захисту довкілля України пропонується покласти функції з корпоративного управління Національною вугільною компанією та формування і реалізації державної політики у вугільно-промисловому комплексі, а саме:

- (а) розробку відповідних нормативно-правових актів; одержання та поширення інформації про обсяги попиту та пропозиції, цін і тенденцій на ринку вугільної продукції; своєчасне складання (коригування) прогнозного балансу вугільної продукції, розробку та вжиття відповідних заходів, спрямованих на забезпечення вугільною продукцією її споживачів у необхідному обсязі;
- (б) виконання балансування ринку вугілля та забезпечення функціонування ринку в сезонні періоди;
- (в) визначення переліку шахт, необхідних для забезпечення довгострокового енергетичного балансу.

Прогнозний баланс має бути розроблений з метою визначення перспективного річного плану обігу продукції на ринку вугілля, балансування потреб споживання вугільної продукції та забезпечення загальнодержавного інтересу щодо сталого функціонування та розвитку підприємств вугільної промисловості та забезпечення енергетичної безпеки держави.

У прогнозному балансі вугілля має бути зазначено:

- річний плановий обсяг виробництва вугільної продукції в Україні;
- річний плановий обсяг споживання вугільної продукції в Україні; існуючі шляхи та джерела планомірного та своєчасного накопичення мінімально необхідного рівня вугільної продукції з урахуванням прогнозованих потреб

підприємств, які здійснюють генерацію теплової та електричної енергії, щодо завантаження паливо-мастильними матеріалами в розрізі кожного сезону (місяця) у поточному році; обсяги дефіциту (за наявності) вугільної продукції для забезпечення всіх державних потреб в енергетичній галузі;

- прогнозовані джерела покриття дефіциту в розрізі кожного сезону (місяця) з визначенням основних (пріоритетних) і додаткових джерел виконання плану забезпечення державних потреб;
- розрахунок вартості дефіциту вугільної продукції та визначення суми коштів, які треба залучити для фінансування державних потреб з вугілля;
- джерела компенсації та фінансування заходів із забезпечення державних потреб у вугільній продукції;
- напрями та джерела фінансування державної підтримки та програм розвитку підприємств вугільної галузі, які знаходяться в управлінні держави (дотації, субвенції, бюджетні призначення тощо).

Концепція балансування ринку вугілля охоплює комплекс заходів, а саме:

- забезпечення планомірного та своєчасного задоволення потреб держави та споживачів у вугільній продукції, визначених у Прогнозному балансі вугілля, з урахуванням попиту та пропозиції на вугілля певної групи у відповідному періоді року (балансування у сезонні періоди);
- купівлю-продаж вугілля у державних вуглевидобувних підприємств, визначених постачальниками для забезпечення потреб держави у Прогнозному балансі вугілля, що здійснюються винятково центральним органом виконавчої влади, який реалізує державну політику у сфері державного матеріального резерву;
- балансування, що здійснюється винятково на засадах: необхідності, справедливості, прозорості та недискримінаційності, а також можливості здійснення економічного стимулювання постачальників і споживачів, які забезпечують потреби держави.

2. Стабілізація фінансового стану державних вуглевидобувних підприємств, що передбачає:

- (а) технічний і фінансовий аудит державних вуглевидобувних підприємств;
- (б) ідентифікацію заборгованості на основі аудиту;
- (в) відокремлення комерційних боргів;
- (г) перешкодження фіктивному банкрутству;
- (д) розроблення програми реструктуризації боргів.

3. Врегулювання взаємовідносин державних органів влади з приватним сектором галузі.

Середньострокові

1. Оптимізація ціни, балансування попиту і пропозиції

Ініціатива має на меті запровадження торгівлі на основі довгострокових договорів між виробниками і споживачами вугільної продукції.

2. Реструктуризація державних вуглевидобувних підприємств передбачає:

- (а) затвердження інвестиційних умов приватизації вуглевидобувних підприємств (сім перспективних шахт), зокрема в пакеті з державними теплогенеруючими підприємствами;
- (б) прозору процедуру приватизації на конкурсних засадах;
- (в) затвердження Національної програми трансформації вугільних регіонів, а також програми професійної перепідготовки фахівців із 11 шахт, які пропонується ліквідувати;
- (г) ліквідацію зайвих ланок управління вугільною галуззю, затвердження і реалізацію єдиної організаційно-технічної, фінансово-економічної та інвестиційної політики;
- (д) запровадження трирівневої системи управління вугільною промисловістю: Міністерство – державне підприємство – 15 шахт – для залучення додаткових інвестицій;
- (е) будівництво на базі неперспективних шахт накопичувачів електроенергії, які функціонуватимуть за принципом гравітаційних технологій. Ініціатива дозволить зберегти кадровий потенціал та розвивати новий сектор економіки.

3. Реконверсія вуглевидобувних регіонів шляхом створення зон вільної торгівлі та відкриття промислових парків.

Пропонується розробити державну програму реконверсії вугільних регіонів до 2025р. із врахуванням пом'якшення соціальних та екологічних



наслідків. Передбачається, що головними джерелами мають бути кошти міжнародних фінансових організацій, державного бюджету і державних банків, а також приватних вуглевидобувних підприємств.

Довгострокові

1. Зменшення негативного впливу вуглевидобувних підприємств на довкілля. Передбачається оптимізація податкового навантаження за викиди шкідливих речовин, вилучення породи на поверхню, а також штрафів за займання відвалів.

2. Розробка загальнонаціональної програми впровадження енергоефективних заходів у вугільний сектор.

Експертами Центру Разумкова було змодельовано сценарій розвитку державних вуглевидобувних підприємств.

Він полягає у збільшенні розміру інвестицій в державні шахти до рівня, що забезпечив би беззбитковий рівень діяльності без нарощування додаткових обсягів виробництва.

Державні вугледобувні підприємства зможуть досягнути беззбиткового рівня за 29 місяців.

Отримані результати також свідчать про економічну доцільність інвестування в потенційно перспективні шахти, що лишатимуться в державній власності.

Сценарне моделювання розвитку державних вуглевидобувних підприємств

Показник	2020р.	2021р.	2022р.	2023р.	2024р.
Обсяг інвестицій, млн. грн.	327,912	493,516	620,513	565,7	410,88
Обсяг видобутку, млн. т	3,98	4,22	4,33	4,24	4,16
Прибуток за т, грн.	-58	-24	-5	+38	+55

НАФТОГАЗОВИЙ СЕКТОР

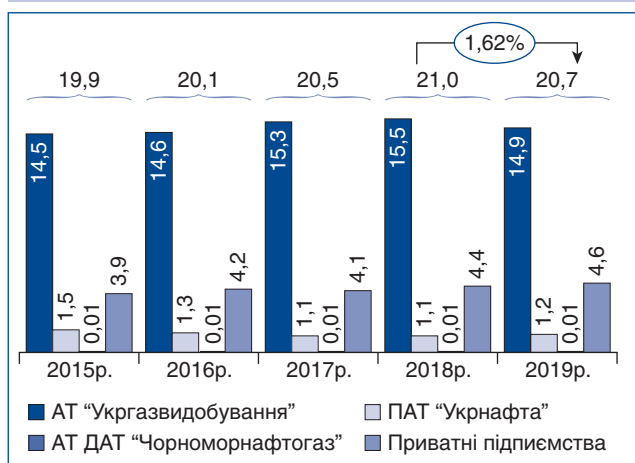
ЗАГАЛЬНА СИТУАЦІЯ В СЕКТОРІ

Нафтогазовий сектор охоплює підприємства і компанії, діяльність яких пов'язана з видобутком, транспортуванням, розподілом, зберіганням, постачанням природного газу, а також видобутком, транспортуванням нафти та нафтопродуктів.

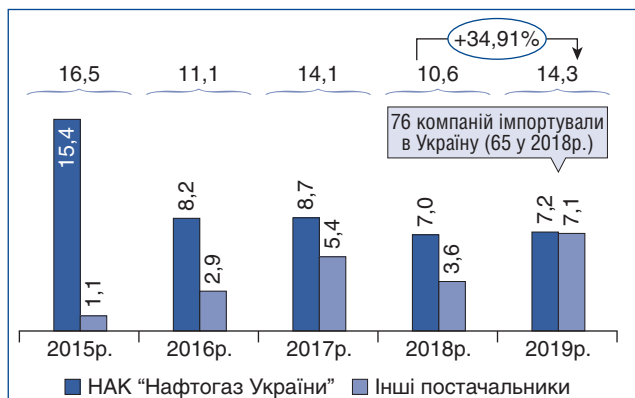
Суб'єктами ринку природного газу в Україні є: оператор газотранспортної системи ТОВ "ОГТС", 46 операторів газорозподільних систем, оператор газосховищ АТ "Укртрансгаз", замовник, оптовий продавець, оптовий покупець, постачальник та різні категорії споживачів.

За даними НКРЕКП¹, на ринку природного газу діють 373 замовники послуг транспортування та 354 замовники послуг зберігання природного газу. Купівля-продаж природного газу, в т.ч. імпорт, здійснюється 350 суб'єктами господарювання, серед яких оптові покупці та оптові продавці природного газу. Реалізація природного газу вітчизняним споживачам для власних потреб здійснюється через 234 постачальники.

Видобуток газу в Україні, млрд. м³



Обсяг імпорту газу в Україну, млрд. м³

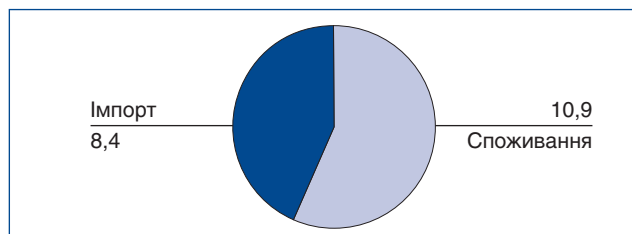


Джерело: Оцінки експертів Центру Разумкова за даними НАК "Нафтогаз України", Держстату України, Мінекоенерго України.

Видобуток нафти і газового конденсату в Україні, млн. т



Споживання та імпорт нафтопродуктів в Україну у 2019р., млн. т



Видобуток природного газу забезпечують 34 компанії державної і приватної форм власності. Середній рівень виснаженості українських родовищ, які знаходяться в експлуатації, складає 84%². Більше 70% природного газу було видобуто АТ "Укргазвидобування", яке знаходиться в системі корпоративного управління НАК "Нафтогаз України".

Таким чином, частка НАК "Нафтогаз України" у структурі вітчизняного газового балансу складає 65%, зокрема в сегменті реалізації природного газу для населення та теплогенеруючих підприємств 92% та 87%, відповідно.

Сумарна заборгованість контрагентів, які отримують газ через механізм покладання спеціальних обов'язків із ресурсів НАК "Нафтогаз України", становить 78,1 млрд. грн.³ Ця сума включає заборгованість теплогенеруючих підприємств (40 млрд. грн.), електрогенеруючих підприємств (7,6 млрд. грн.), регіональних газопостачальних підприємств (26,9 млрд. грн.) та прямих промислових споживачів (3,6 млрд. грн.).

¹ НКРЕКП, www.nerc.gov.ua.

² За результатами 2019р., Україна видобула 20,7 млрд. м³ природного газу, що на 1,62% менше за показники попереднього року. Водночас приватні компанії продемонстрували приріст видобутку на рівні 4,5%.

³ Заборгованість контрагентів, які отримують газ від Нафтогазу на пільгових умовах (відповідно до положення про ПСО), склала 74,3 млрд. грн. (зменшення на 1,4 млрд. грн., або -1,9% за тиждень). – НАК "Нафтогаз України", 22 квітня 2020р., <http://naftogaz.com/ww/w3/nakweb.nsf/0/1A6587049E0004C0C225855200323339?OpenDocument&year=2020&month=04&nt=%D0%9D%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%BD%D0%B8&>.

Через впровадження карантинних заходів, рівень платежів у I кварталі 2020р. скоротився до 3%, порівняно з IV кварталом 2019р. Водночас, існують ризики погіршення платіжної дисципліни через зростання рівня безробіття та падіння купівельної спроможності споживачів.

Частка НАК “Нафтогаз України” в сегменті видобутку нафти і газового конденсату складає більше 60%. При цьому частка нафтопродуктів, вироблених з нафти українського видобутку, є суттєво меншою за частку нафтопродуктів, імпортованих в Україну або вироблених з імпортованої нафти.

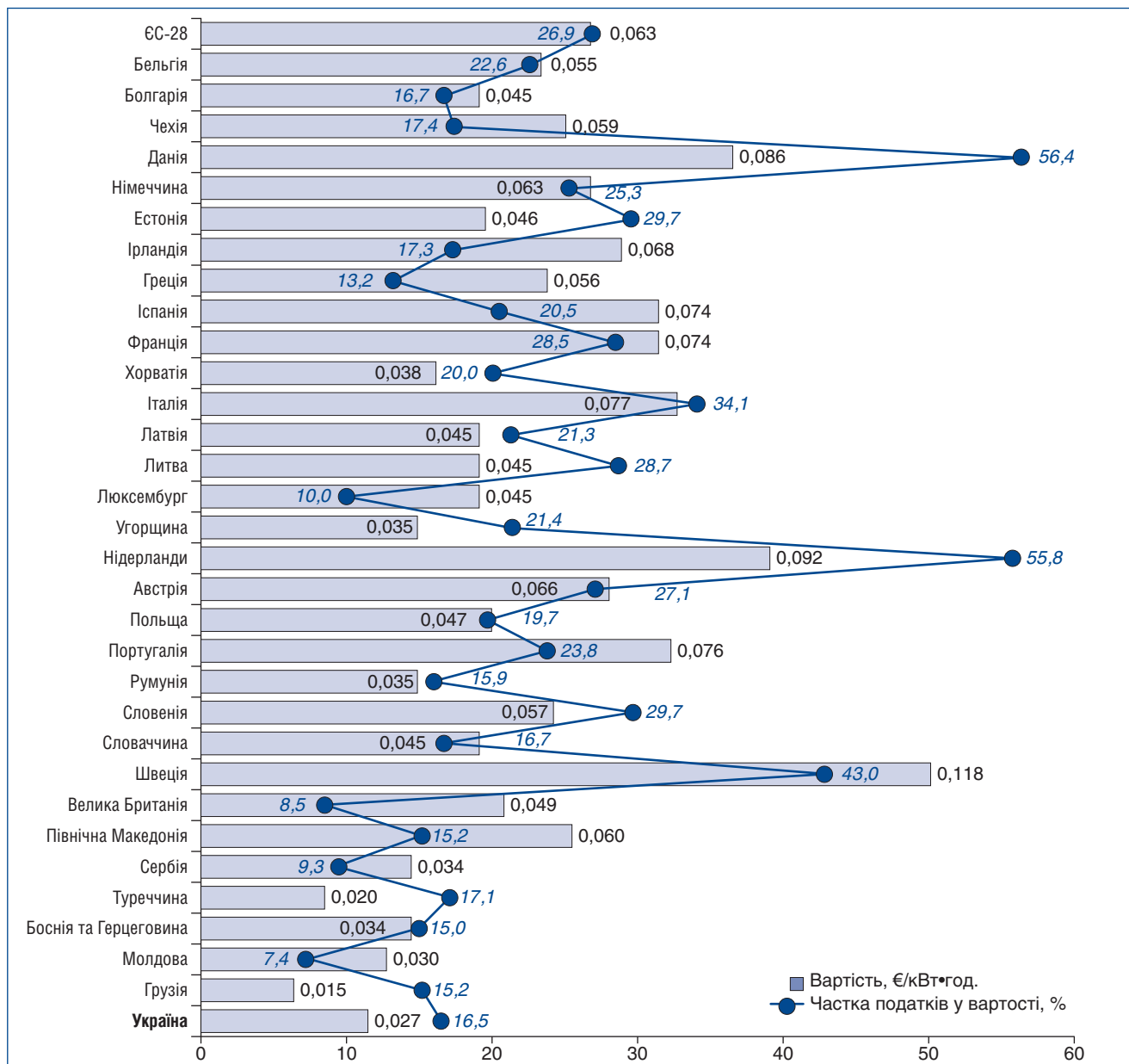
Центральним органом виконавчої влади, який реалізовує державну політику у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр, є Державна служба геології та надр України.

АНАЛІЗ ЦІН НА ГАЗ В УКРАЇНІ ТА ЄС

Разом із різким падінням котирувань нафти у II половині квітня 2020р. продовжували знижуватись ціни природного газу на європейських хабах до рівня €5,8 Мвт*год. (максимальний рівень \$96 за 1 000 м³), що нижче за показник початку місяця на 14%⁴. Додатковий вплив на цінову ситуацію відбувся за рахунок надлишку, зменшення споживання, нестабільності ринків супутніх енергоресурсів та ін.

На цьому фоні вартість природного газу на українському ринку для промислових споживачів зменшилась до 3 000 грн. за 1 000 м³⁵. Водночас, ціна природного газу в рамках ПСО для незахищених категорій споживачів становить 4 075 грн. за 1 000 м³, що на 46% нижче за показники минулого року.

Вартість газу для побутових споживачів України та ЄС



Джерело: Розрахунки експертів Центру Разумкова за даними Євростату.

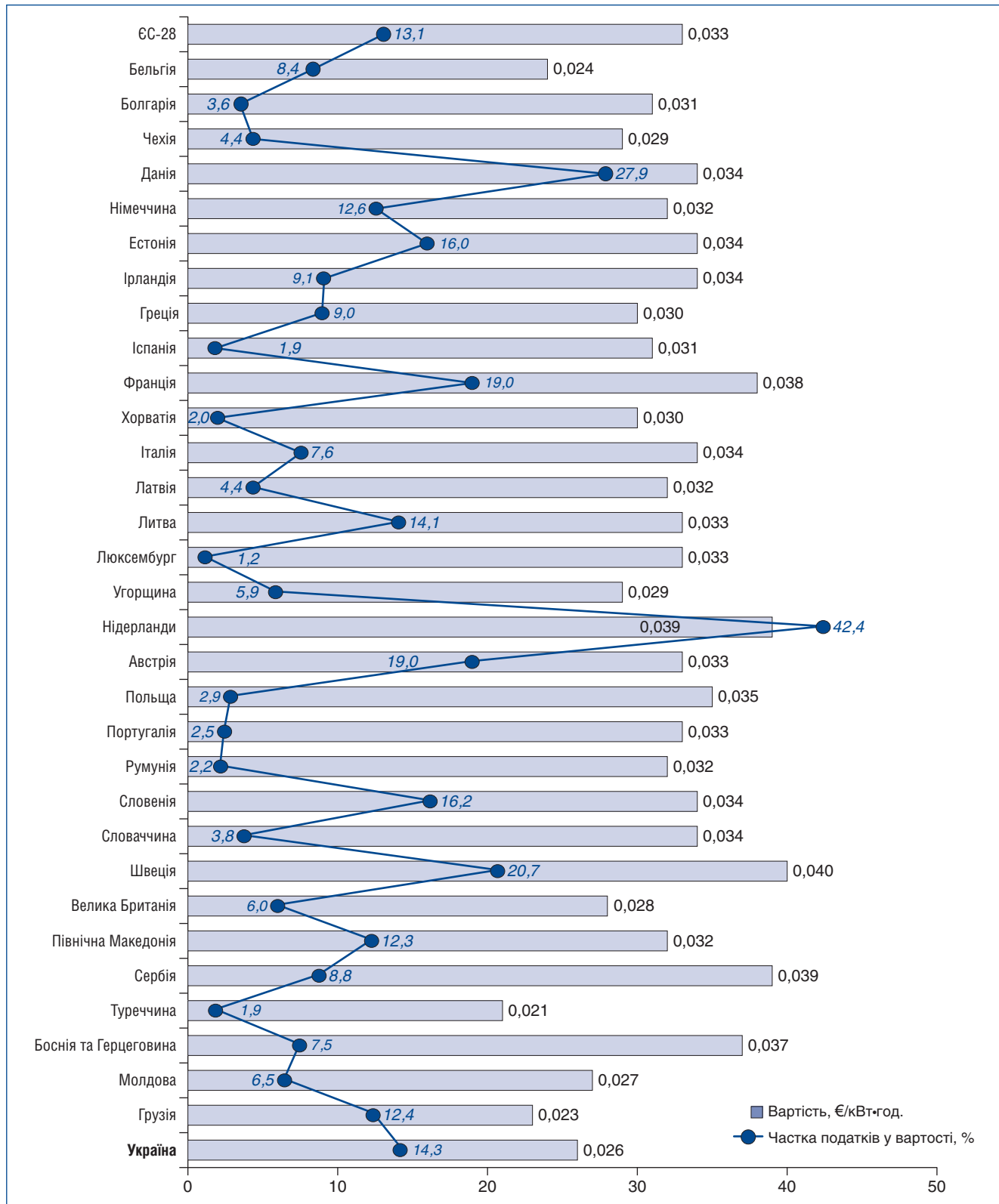
⁴ Дані хабу TTF, станом на 24 квітня 2020р., у сегменті ринок доби наперед. – EEX Group, <https://www.eex.com/en>.

⁵ Дані Української енергетичної біржи, <https://www.ueex.com.ua>.

Вартість природного газу для вітчизняних побутових споживачів на понад 11% менша за показники у країнах ЄС, що пов'язано з оптимальною ставкою оподаткування та мінімальними тарифами на розподіл. Водночас, вартість природного газу для

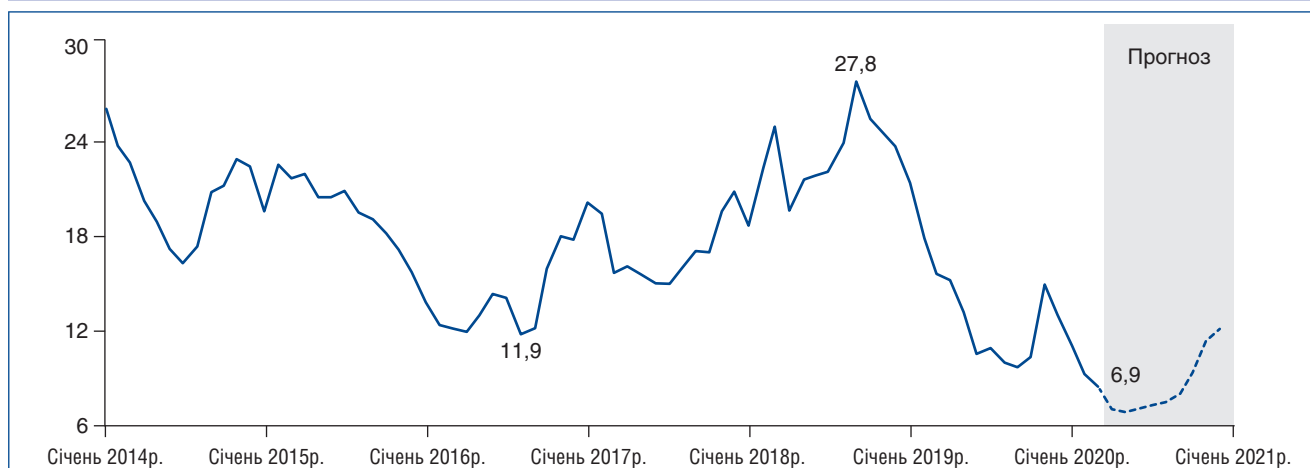
українських промислових споживачів відповідає європейському рівню цін, що в умовах власного видобутку створює додаткове навантаження на конкурентоспроможність вітчизняного бізнесу на зовнішніх ринках.

Вартість газу для промислових споживачів України та ЄС



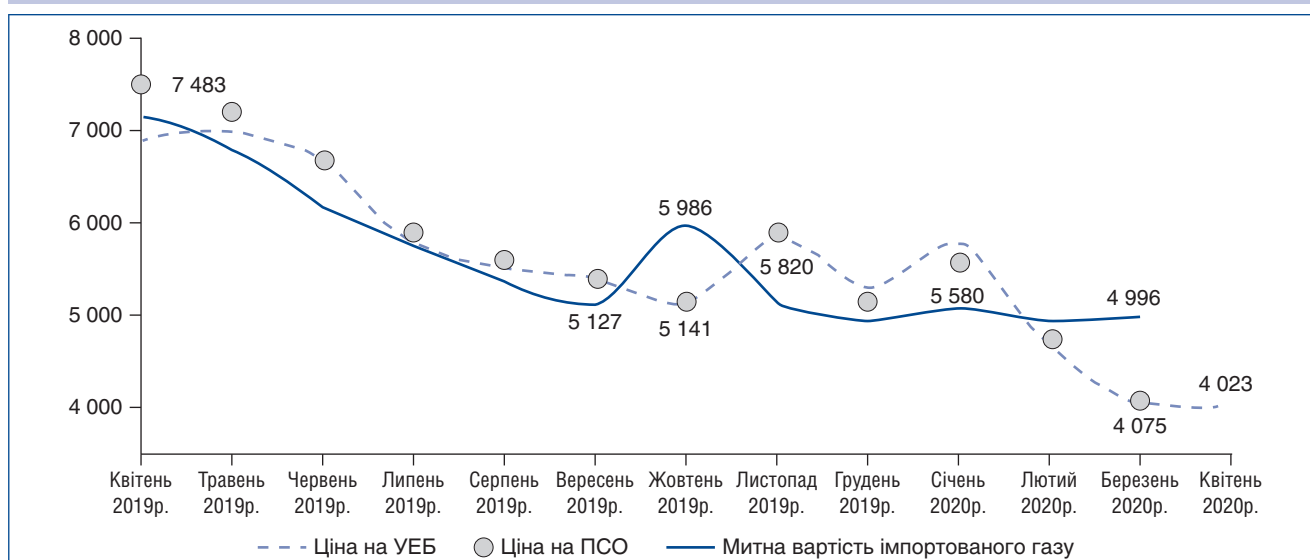
Джерело: Розрахунки експертів Центру Разумкова за даними Євростату.

Ціни на газовому хабі TTF, €/МВ·год.



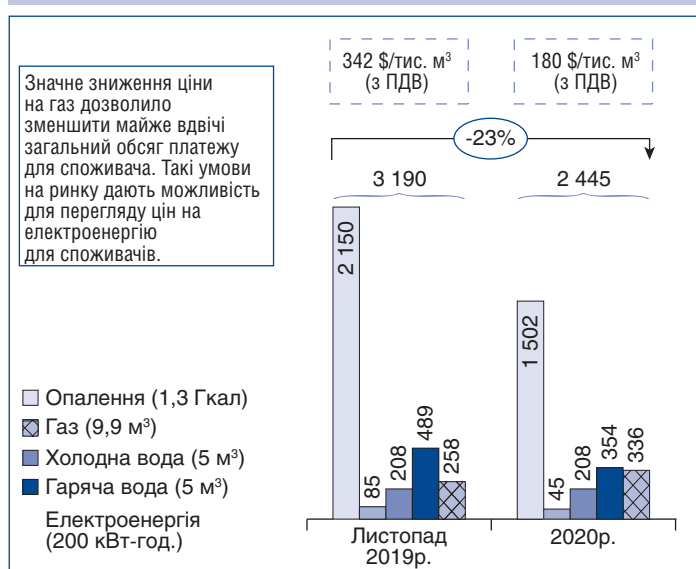
Джерело: Оцінки експертів Центру Разумкова за даними *eex.com*.

Ціни на природний газ в Україні, грн. за 1 000 м³ з ПДВ



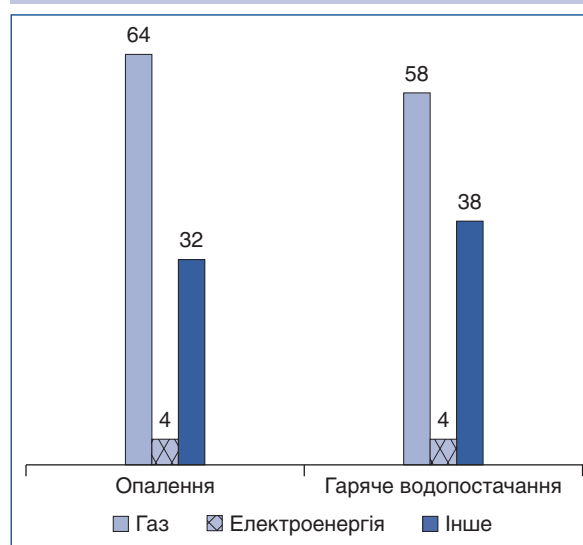
Джерело: Аналіз Центру Разумкова за даними Державної митної служби.

Вплив ціни на газ на вартість комунальних послуг



Джерело: Аналіз Центру Разумкова за даними НКРЕКП.

Частка ціни енергоресурсів у структурі тарифу комунальних послуг



ВИКЛИКИ

Короткострокові

1. Глобальне падіння цін на нафту та газ, укладання нової угоди ОПЕК⁶.

2. Падіння обсягів споживання. Карантинні заходи призвели до скорочення споживання енергоресурсів майже до 20%, а помірно теплий осінньо-зимовий період спричинив у I кварталі 2020р. зменшення обсягів споживання газу на 7%.

3. Висока вірогідність згортання інвестицій у нафтогазовидобувній галузі. Рекордне зниження світових цін на нафту призводить до зниження інвестиційної привабливості сектору.

Середньострокові

1. Висока імпортозалежність та низький рівень диверсифікації⁷.

2. Зменшення власного видобутку нафти⁸.

3. Виснаженість родовищ природного газу.

4. Витрати та втрати під час транспортування і розподілу газу.

Довгострокові

1. Скорочення інвестицій у видобуток.

2. Монополія на ринках нафтопродуктів і розподілу природного газу.

3. Недостатня технічна оснащеність діючих НПЗ⁹, несприятлива цінова кон'юнктура ринку, низька глибина переробки нафти, нездатність конкурувати з європейськими НПЗ.

ІНІЦІАТИВИ

Короткострокові

1. Оптимізація фінансово-господарської діяльності НАК “Нафтогаз України”

Поточні виклики, що стоять перед нафтогазовим сектором, вимагають упровадження кардинальних у частині оптимізації фінансово-господарської діяльності НАК “Нафтогаз України” ініціатив, а саме:

(а) забезпечити повноцінну реалізацію прав держави як єдиного власника НАК “Нафтогаз України” через формування більшості в Наглядовій раді Компанії з представників, призначених КМУ;

(б) зобов'язати “Нафтогаз” сплатити до державного бюджету прибуток, отриманий від надання послуг з організації транзитного контракту з ПАТ “Газпром”;

(в) з метою цільового використання коштів та забезпечення надійності роботи ГТС

призупинити взаєморозрахунки між НАК “Нафтогаз України”, АТ “МГУ” та ТОВ “ОГТСУ” в частині плати за активи;

(г) переглянути річний план закупівель товарів, робіт і послуг, виключивши з нього позиції, що не впливають на виконання виробничого процесу;

(д) тимчасово заборонити виплату премій та інших доплат, що перевищують 100% посадового окладу;

(е) переглянути та оптимізувати програми капітальних інвестицій підприємств нафтогазової сфери. Вивільнені кошти направити до державного бюджету через механізм сплати дивідендів;

(є) на виконання рамкових домовленостей із США про створення газового хабу ухвалити зміни до Закону “Про трубопровідний транспорт газу”, в якому дозволити здачу окремих потужностей газових сховищ України в концесію;

(ж) дозволити АТ “Укргазвидобування” самостійно реалізовувати природний газ власного видобутку на вільному ринку, в перспективі через систему електронних торгів *ProZorro*;

(з) переглянути стратегію НАК “Нафтогаз України” та оцінити варіант його трансформації після 2021р. з наступним виділенням активів з видобутку та транспортування нафти і газу.

2. Перегляд діяльності ТОВ “ОГТСУ” та операторів газорозподільних мереж має охоплювати:

(а) розробку дорожньої карти створення Східно-Європейського газового хабу;

(б) оптимізацію режимів роботи газотранспортної системи за критерієм максимального використання електроприводних газоперекачувальних агрегатів;

(в) внутрішньотрубну дефектоскопію лінійної частини магістральних газопроводів з подальшим ремонтом аварійних ділянок;

(г) недопуск створення наглядової ради у корпоративній структурі ТОВ “ОГТСУ” та звуження до можливого законодавчого мінімуму повноваження загальних зборів Товариства та відповідне розширення функцій генерального директора;

(д) оптимізацію тарифів для точок входу/виходу газотранспортної системи, що дозволить зменшити платіжки всіх категорій споживачів через мінімізацію навантаження на видобувні компанії та трейдерів імпортного газу;

⁶ Відповідно до нової Угоди ОПЕК, передбачається скорочення видобутку нафти на 10 млн. барелів нафти на добу у травні-червні 2020р.; на 8 млн. барелів/добу – у липні-грудні 2020р.; на 6 млн. барелів/добу – з 17 січня 2021р. по 31 квітні 2022р.

⁷ За результатами I кв. 2020р., частка поставок із РФ у балансі українського ринку нафтопродуктів склала 41%.

⁸ Обсягів нафти власного видобутку вистачає лише для завантаження 10% потужностей вітчизняних нафтопереробних заводів.

⁹ Наразі працюють Кременчуцький та Шебелинський НПЗ, Надвірнянський та Дрогобицький НПЗ – використовуються у якості нафтобази для зберігання нафти і нафтопродуктів. Одеський та Лисичанський НПЗ не працюють, на Херсонському НПЗ – розпочато часткову реконструкцію.

- (е) перегляд системи преміювання співробітників виробничих підрозділів ТОВ “ОГТСУ”, які працюють в умовах карантину;
- (є) перегляд оператором ГТС спільно з НКРЕКП кодексів газотранспортної системи та газорозподільних мереж з метою тимчасового спрощення системи штрафів і санкцій щодо учасників ринку;
- (ж) відтермінування оператором ГТС перевірки приватних газовидобувних компаній до початку опалювального сезону.

3. Перегляд діяльності Державної служби геології та надр України має охоплювати:

- (а) прийняття нового Кодексу про надра з чітким закріпленням норм, зокрема прозорості процедури погодження передачі права з вичерпним переліком документів, у т.ч. про набувача прав; проходження погоджувальної процедури до відчуження прав; вичерпного переліку підстав відмови у погодженні;
- (б) скасування Постанови КМУ №124 від 19 лютого 2020р. щодо надання спецдозволів за апробацією. Прийняте рішення містить дискримінаційну складову, що завдає мільйонні збитки добувній промисловості;
- (в) перегляд методики визначення початкової вартості спецдозволу. Запропоновані підходи не сприятимуть створенню прозорих і рівних правил для надрокористувачів;
- (г) перехід до середньо- та довгострокових моделей бюджетування державних підприємств видобувної галузі.

Очікуваний ефект від реалізації запропонованих ініціатив:

- поживлення ділової активності добувної промисловості;
- мінімізація проблеми “сплячих” ліцензій та суттєве поліпшення бізнес-клімату України;
- раціональне та ефективне використання бюджетних коштів на державних підприємствах;
- створення сталих і конкурентних учасників ринку сприятиме притоку внутрішніх та зовнішніх інвестицій у добувну промисловість, а також поліпшить бізнес-клімат в усіх секторах економіки з високою доданою вартістю.

4. Скасування покладання спеціальних обов’язків (ПСО) на ринку газу та формування конкурентного ринку газу в сегменті побутових споживачів та теплокомуненерго

Передбачається удосконалення моделі ринку природного газу шляхом скасування ПСО та прийняття у зв’язку з таким скасуванням необхідного набору інструментів регулювання для роздрібного ринку газу та ринку з надання послуг комунальними теплопостачальними підприємствами.

5. Удосконалення системи оформлення земельних сервітутів для проведення робіт з розвідки та видобування вуглеводнів із чітким компенсаторним механізмом для землекористувачів чи землевласників

Ініціатива полягає у забезпеченні можливості оперативного отримання дозволу для доступу до земельних ділянок, із відшкодуванням усіх втрат з боку газовидобувних підприємств землекористувачам чи землевласникам.

6. Перехід на енергетичну систему вимірювання обсягів природного газу

Передбачається, що запропонована ініціатива має бути реалізована до 1 жовтня 2020р. і повинна охоплювати:

- (а) внесення до розділу “Одиниці виміру та обліку” Митного тарифу нову додаткову ОВО “ТДж – тераджоуль (за вищою теплою згоряння)”;
- (б) визначення в якості додаткової ОВО для кодів “2711 11 00 00” та “2711 21 00 00” Митного тарифу додаткову ОВО “ТДж”;
- (в) внесення відповідних змін до рішень НКРЕКП, Кодексу ГТС, Кодексу ГРМ, Кодексу сховищ, методик тарифоутворення та рішень про встановлення тарифів на послуги транспортування, розподілу та зберігання, типового Договору розподілу природного газу;
- (г) прийняття постанов НКРЕКП про затвердження методик визначення розміру нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу для операторів ГРМ та затвердити відповідні розміри таких втрат/витрат (пов’язано з тим, що під час переходу до розрахунків за газ, облікований в одиницях енергії, у побутових споживачів частина виробничо-технологічних потреб буде перекладена на побутового споживача);
- (д) внесення змін до актів КМУ щодо встановлення норм споживання, соціальних нормативів;
- (е) внесення змін до наказу Міністерства енергетики “Про затвердження Методики приведення об’єму природного газу до стандартних умов за показами побутових лічильників у разі відсутності приладів для вимірювання температури та тиску газу” №116 від 26 лютого 2004р.;
- (є) урегулювання питання проведення вимірювань фізико-хімічних параметрів природного газу, як складової частини законодавчо регульованої метрології.

Реалізація цієї ініціативи передбачає зменшення рівня корупційних зловживань на ринку природного газу; збільшення ефективності використання природного газу; забезпечення прозорості торгових операцій на вітчизняному ринку природного газу, а також синхронізацію його роботи з європейськими майданчиками.

7. Удосконалення системи стимулювання вітчизняного видобутку вуглеводнів

Ініціатива охоплює наступні складові:

- (а) встановлення стимулюючої рентної ставки на видобування вуглеводнів (газ, нафта, газовий конденсат) на період п'ять років від дня введення в експлуатацію свердловини;
- (б) внесення відповідних змін до Податкового кодексу України про встановлення пільгових ставок ренти для нових свердловин усіх вуглеводнів.

8. Диверсифікація джерел постачання нафтопродуктів

Пропонується продовжити диверсифікацію поставок нафтопродуктів шляхом їх імпортування з Білорусі (де ситуація з поставками сировини стабілізувалася), Литви, Азербайджану, Казахстану та Туркменістану.

Реалізація ініціативи дозволить підвищити рівень енергетичної безпеки через зниження імпортової залежності від поставок з РФ та зниження ризиків цінових шоків на ринку нафтопродуктів.

9. Боротьба з тіньовими схемами на ринку нафтопродуктів¹⁰

Передбачає прийняття загальнодержавної програми контролю якості нафтопродуктів, яка включає контроль за якістю пального та ліцензування нафтоперейдерів.

Після реалізації ініціативи слід очікувати повного забезпечення якісною продукцією споживачів за конкурентними цінами, зниження рівня забруднення повітря, а також покращення інвестиційного клімату.

Середньострокові

1. Удосконалення моделі ринку природного газу

Ініціатива спрямована на приведення послуг газопостачання у відповідність до міжнародних стандартів, а також створення конкурентного середовища та зменшення бюрократичних процедур для споживачів. Для досягнення поставлених цілей слід впровадити механізм зміни постачальника на основі єдиного центру інформації (*Data Hub*) та запровадити правила функціонування сучасних інституційних елементів роздрібного ринку газу.

2. Удосконалення системи промислової безпеки в нафтогазовидобувній промисловості

Ініціатива має на меті підвищити рівень безпеки здоров'я та життя працівників; використання

сучасних технологій під час розробки родовищ. Для досягнення такої мети пропонується:

- (а) розробити та ухвалити нову редакцію Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості в чіткій відповідності до міжнародних стандартів¹¹;

3. Стимулювання видобутку вуглеводнів на шельфі Азово-Чорноморського морського басейну

Ініціативу пропонується реалізувати шляхом:

- (а) проведення конкурсів на укладання угод про розподіл продукції з метою геологічної розвідки та видобування вуглеводнів на шельфі Чорного та Азовського морів;
- (б) активізації дипломатичної роботи України в частині міжнародних позовів до РФ у частині компенсації збитків за анексовані активи в АР Крим.

Довгострокові

1. Оптимізація роботи нафтопереробних підприємств

Ініціатива охоплює наступні заходи:

- (а) відновлення роботи Одеського НПЗ, а також створення середньострокового та довгострокового планів його модернізації та реконструкції¹²;
- (б) підготовку ТЕО будівництва нового НПЗ з глибиною переробки не нижче 95%;
- (в) урегулювання питання введення, починаючи з 1 липня 2021р., обов'язкової частки вмісту біопалива в бензинах на рівні не менше 5%.

Одним із критеріїв досягнення поставленої цілі має стати покриття щонайменше 50% потреб внутрішнього ринку вітчизняними нафтопродуктами екологічного класу якості не нижче стандарту Євро-5.

2. Створення системи мінімальних запасів нафти і нафтопродуктів

Ініціативу пропонується реалізувати за рахунок імплементації директиви Ради ЄС №2009/119/ЄС від 14 вересня 2009р. у межах виконання Угоди про асоціацію між Україною та ЄС. Базовим оператором мінімальних запасів нафти і нафтопродуктів пропонується визначити АТ "Укртранснафта".

3. Розвиток ринку скрапленого газу

Ініціатива спрямована на створення сприятливих умов розвитку ринку скрапленого газу в Україні шляхом гармонізації правової бази, зокрема перегляду ГОСТ 27 578-87.

¹⁰ У 2019р. із 1 399 перевірених АЗС 377 зупинили діяльність, 559 – демонтовані, 463 – оформили ліцензію. Такі заходи були проведені з метою запобігання наповненню ринку контрафактними нафтопродуктами неналежної якості та ухилення від сплати обов'язкових платежів і податків.

¹¹ Затверджена Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду №95 від 6 травня 2008р.

¹² Для потреб України на перспективу до 2035р. за прогнозного споживання нафтопродуктів 20,3 млн. т умовного палива достатньо було б 15-20 млн. т на рік потужності (Кременчуцький НПЗ – 8 млн. т на рік, Херсонський – 4,5 млн. т на рік, Одеський НПЗ – 3,9 млн. т на рік).

ДІДЖИТАЛІЗАЦІЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ

Україна намагається здійснити перехід до цифрової економіки та сформувати цифрову екосистему держави. Це, безумовно, правильний підхід, головне визначитись з пріоритетами, інструментами реалізації та дієвими методами організації цього процесу.

Враховуючи високий вплив енергетики на економіку та з огляду на впровадження цифрової екосистеми держави, важливим є правильний вибір довгострокової стратегії розвитку цієї галузі з одночасним зменшенням впливу на екологію – енергетична трансформація, або поступовий перехід від використання викопних видів палива до екологічно чистих джерел енергії. Така Стратегія передбачає збільшення маневреності генеруючих потужностей, підключення нових об'єктів ВДЕ, розбудову розумних енергомереж та впровадження систем зберігання електроенергії. Фактично, на завершальному етапі трансформації буде повністю змінена архітектура та філософія енергосистеми, яка базуватиметься на децентралізації та цифровізації, а учасники ринку взаємодітимуть через нові моделі та продукти.

Для успішного переходу необхідно визначити дорожню карту, джерела фінансування, відповідальні органи державної влади за цей процес, а також забезпечити прозорість на кожному етапі трансформації, включно з управлінням новою моделлю енергосистеми.

Одним з інструментів вирішення такого комплексу завдань є технологія блокчейну.

Принцип роботи такої технології полягає у створенні записів транзакцій, захищених і які мають посилення на попередню дію та не можуть бути скасовані або змінені. Прозорість забезпечується за рахунок того, що кожен запис транзакції є доступним для всіх без винятку користувачів цієї мережі.

Відтак учасники транзакцій без залучення посередників укладають т.зв. смарт-контракти, які дозволяють досягати високого рівня організації складних бізнес-процесів.

Блокчейн почав розвиток у 2010р., і за 10 років фактично пройшов класичний (для будь-якої технології) життєвий цикл – від популярності через розчарування до зрілості. Популярності ця технологія набула через широке застосування криптовалют, а розчарування відбувалося через хакерські атаки на такі системи.

На сьогоднішній день в енергетичній галузі світу реалізовується понад 200 проектів за технологією блокчейну. Обсяг інвестицій є незначним і складає \$0,6 млрд. Причому в 10% випадків інвестором блокчейн-проектів виступають державні компанії або органи влади.

Безумовним лідером є США, але майже кожен другий проект розробляється у європейських країнах.

Переважає більшість прикладів застосування технології блокчейн стосується торгових платформ, управління проектами, розвитку ВДЕ та обліку споживання енергоресурсів.

Торгові платформи на базі блокчейну мають на меті скоротити транзакційні витрати, підвищити конкурентність, а також відкрити доступ для малих і середніх виробників, які можуть продавати енергію іншим учасникам мережі. Фактично ринком стає безпосередньо середовище блокчейну, де немає посередника, а споживачі купують через т.зв. смарт-контракти необхідну кількість енергоресурсу безпосередньо у виробника. Прозорість сприяє підвищенню рівня довіри між учасниками процесу, чого на сьогоднішній день бракує для конкурентного функціонування вітчизняних енергетичних ринків та утворення справедливої ціни для українських споживачів.

Управління проектами та співфінансування на базі блокчейну реалізовується за рахунок прозорості операцій, низьких затрат на проведення транзакцій та утримання такої системи. Прикладами застосування такого підходу є: впровадження програми “прозорі інвестиції”; співфінансування будівництва об'єктів альтернативної енергетики; сегментація корпоративних прав; отримання прибутку від роботи великої сонячної електростанції. Використання такого підходу в українських реаліях дозволить збільшити інвестиції у вітчизняну енергетику, адже кожен етап їх освоєння буде прозорим.

Використовують блокчейн і на державному рівні для забезпечення сталого розвитку ВДЕ. Це досягається за рахунок прозорого нагляду за квотами для виробників екологічно чистої енергії. Наприклад, у країнах ЄС діє законодавство про гарантії походження електроенергії та використовуються зелені сертифікати, які можуть бути продані або використані для доказу того, що споживана електроенергія

дійсно була згенерована з ВДЕ. Відтак блокчейн дозволяє уникати подвійних розрахунків і витрат через прозорий контроль за транзакціями з видачі та використання зелених сертифікатів. Такий підхід може бути застосований для перегляду системи підтримки українських виробників екологічно чистої електроенергії, адже у 2021р. дефіцит коштів на оплату виробникам за діючим тарифом може сягнути 13-14 млрд. грн.

Контроль за використанням енергоресурсів споживачами на базі технологій блокчейну набув поширення у Великій Британії, Німеччині, Австралії та США. Інформація, яка надходить від лічильників у середовищі блокчейну, порівнюється з даними, внесеними до смарт-контрактів. У випадку невідповідності даних припиняється постачання енергоресурсу до лічильника з відповідним реєстраційним засобом. Відновлення постачання можливе після укладання нового смарт-контракту.

Також така технологія використовується для вирішення завдань, пов'язаних зі створенням програмного забезпечення, диспетчеризацією даних, управління інфраструктурою для електромобілей.

Сьогодні більше 40 провідних європейських енергетичних торгових компаній, серед яких італійська *Enel*, німецька *RWE*, нідерландська *Tennet Holding BV* переводять на блокчейн весь цикл операцій та активно підключають своїх споживачів до цієї платформи.

У глобальному вимірі інтерес до використання блокчейну підтвердили понад 100 світових енергетичних компаній, зокрема корейська *Tepco*, французькі *EDF* та *Engie*, американська *Duke Energy*, нафтовий гігант *Shell* та інші.

Для створення національної програми діджиталізації української енергетики необхідно провести комплексні дослідження з наступних питань.

1. Оцінка інвестиційного ландшафту галузі:

- (а) визначення типології перетворення та масштабу необхідної трансформації;
- (б) визначення потенційних інвесторів.

2. Аналіз найкращих практик впровадження (для прикладу, блокчейн-проектів):

- (а) класифікація реалізованих проектів діджиталізації енергетики;
- (б) визначення найбільш ефективних технологій, обсягу інвестицій та отриманого економічного ефекту для країн, що їх впровадили;
- (в) оцінити регуляторне середовище, необхідне для реалізації проектів.

3. Підбір технологій та інструментів, які найбільш ефективно дозволять вдосконалити модель функціонування вітчизняної енергетики.

4. Формування дорожньої карти для реалізації Національного плану.

5. Вибір оптимальної стратегії розвитку держави в умовах світової технологічної еволюції та розвитку інноваційних галузей.

Загалом діджиталізація енергетичної галузі має реалізовуватись одночасно з промисловою еволюцією національної економіки та розвитку інновацій.

Одним із сценаріїв для України може стати впровадження політики енергомобільності, яка зокрема полягає у створенні нової високотехнологічної галузі з виробництва та складання електромобілів і будівництва сучасних інфраструктурних об'єктів для них.

По-перше, розвиток електромобільності дозволить частково подолати імпортозалежність України в частині постачання нафти і нафтопродуктів, яка часто вводить нашу державу в політичні залежності від іноземних країн та впливає на стійкість національної безпеки.

По-друге, відкриття такої галузі сприятиме позитивному розвитку міст і регіонів, транспортних та енергетичних ринків.

Реалізувати такий сценарій можна за двома варіантами. *Перший* – створення нової галузі промисловості, що дозволить швидко подолати розрив між розвитком України та провідних світових країн. За такого сценарію ми повинні генерувати власні інвестиційні рішення, а не використовувати світові практики, які в найближчій перспективі застаріють.

Другий – наслідування досвіду розвинутих країн-лідерів у галузі електромобільності та поступове входження в цей світовий ринок.

Наведені вище варіанти дозволяють вирішити одну з основних проблем національної економіки, яка полягає в технічній відсталості та затримці в розвитку вітчизняної промисловості.

Розвиток національної електромобільної галузі також може стати новим стратегічним напрямом співпраці з сусідніми країнами ЄС, зокрема Польщею, де електрокарів у 6 разів менше, ніж в Україні.

Синергетичний ефект може бути досягнутий за рахунок використання рівноправного альянсу з Китаєм та власних ресурсів в енергетичній галузі. Іншим варіантом рівноправної кооперації може стати стратегічна співпраця з США та Ізраїлем.

ЕНЕРГЕТИЧНА ДИПЛОМАТІЯ

Формування та реалізація сучасної зовнішньої політики держави в секторі енергетики потребує врахування актуальних глобальних тенденцій, що відбуваються на світовій енергетичній мапі. Визначальною з яких є декарбонізація, або енергетичний перехід від викопного палива до чистих видів енергії, що в кінцевому результаті стане головним фактором створення кліматично-нейтральної циркулярної економіки.

Досягнення цієї мети ґрунтується на стрімкому розвитку генерації з ВДЕ, енергоефективному використанні енергоресурсів та електромобілізації. Це повністю узгоджується із положеннями Паризької кліматичної угоди та заявленим ЄС “Європейським зеленим курсом” (*Green Deal*) – перетворення Європи на перший вуглецево-нейтральний континент до 2050р.

Серед ключових світових трендів є децентралізація енергетики через розвиток розподіленої генерації, систем накопичення та системного залучення споживачів до ринку генерації. Після 2025р. Україна також має активно долучитися до процесу залучення інвестицій у впровадження цифрових технологій (*digitalization*) для створення розумних мереж (*smart grid*) з метою досягти суттєвого зниження аварійних відключень.

За роки незалежності рівень імпортозалежності України за енергоресурсами значно скоротився – з 52,7% у 1991р. до 35,2%¹ у 2018р., або на 33%, що, насамперед, пояснюється зниженням імпорту газу за цей період з 91,6 млрд. м³ до 10,6 млрд. м³, або більше ніж у 8,5 разів. Припинення поставок російського газу завдяки організації реверсу газу з ЄС разом із диверсифікацією надходження ядерного палива через кооперацію НАЕК “Енергоатом” з компанією *Westinghouse* слід віднести до найбільших досягнень української зовнішньої політики в енергетиці упродовж 2014-2019рр.

СЕКТОР ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Для своєчасного виконання цілей Енергетичної стратегії України на період 2035р.: безпека, енергоефективність (Енергетична стратегія України до 2035р.)² та енергетичного переходу в цей сектор необхідно залучити до 2050р. понад \$90 млрд. інвестицій та донорської допомоги. Понад 40% з них мають скласти зовнішні інвестиції з боку міжнародних приватних компаній та фінансових організацій. Отже, для зовнішньої політики України пріоритетним завданням стане сприяння залученню інвестицій в розбудову нової енергетичної інфраструктури та програм із соціальної адаптації працівників у процесі закриття застарілих виробництв.

Одним з найпривабливіших інвестиційних інструментів, який повинен отримати практичний зміст у переговорному процесі з міжнародними партнерами України, є “зелені” фінанси. Останнім часом вони набувають динамічного розвитку на світових фінансових ринках й покликані заохочувати вкладання коштів у “зелене” зростання (*green recovery package*). Глобальний ринок “зелених” інвестицій до 2030р., до якого Україна повинна залучитися у якості повноцінного учасника, оцінюється у \$23 трлн.

До головних напрямів підтримки сектору в реалізації КМУ зовнішньої політики належать:

- допомога компанії НЕК “Укренерго” в забезпеченні до 2023р. синхронної роботи ОЕС України з енергосистемою континентальної Європи *ENTSO-E*. Досягнення повної синхронізації передачі електричної енергії у 4 ГВт дозволить істотно підвищити рівень конкуренції на внутрішньому ринку й збільшити балансуючі можливості енергосистеми;
- сприяння у торгівлі електроенергією між Україною та ЄС, зокрема недопустимість запровадження додаткових платежів на експорт; забезпечення повного припинення поставок електричної енергії з Росії й Білорусі;
- сприяння нарощуванню інвестицій у генерацію з ВДЕ шляхом переходу від законодавчо визначеної ціни до формування ціни та інших інвестиційних умов на прозорих, конкурентних аукціонах з пріоритетним врахуванням сталого розвитку країни, інтересів споживачів і технічних можливостей енергетичної системи України;
- узгодження з ЄК корегування Національного плану скорочення викидів від великих spalюваних установок з урахуванням прискорених темпів виведення з експлуатації теплової генерації; створення фінансового механізму для залучення інвестицій у технологічну модернізацію ТЕС (що продовжать працювати до 2035р.) з метою досягнення ними екологічних стандартів ЄС;
- сприяння в отриманні експертної та правової підтримки з боку ЄК для впровадження з 2021р. стимулюючого *RAB*³ – регулювання для залучення інвестицій в модернізацію електричних і газових мереж;

¹ За даними Держкомстату України, що не враховує імпорт ядерного палива.

² Схвалена Розпорядженням КМУ №605 від 18 серпня 2017р.

³ *RAB* – регуляторна база активів (від англ. *Regulatory Asset Base*).

Імпорт енергетичних ресурсів до України



Джерело: Аналіз Центру Разумкова за даними Державної митної служби та Держстату України.

- організаційна допомога у продовженні реалізації програми диверсифікації ядерного палива на АЕС завдяки збільшенню поставок ядерного палива виробництва компанії *Westinghouse*;
- сприяння у здійсненні проекту будівництва Централізованого сховища ядерного палива та продовженні робіт у рамках міжнародного консорціуму “Український модуль” за участю *Holtec International* (США) щодо впровадження технологій малих модульних реакторів для зростання маневрових потужностей та балансування ВДЕ.

РФ, маючи близько 30% профіциту потужностей енергетичної системи, стратегічно зацікавлена в поступовому захопленні значної частки українського ринку електричної енергії. У цьому разі створюється реальна загроза для синхронізації ОЕС України із системою *ENTSO-E*. Водночас, комерційні поставки з Росії та Білорусі за демпінговими цінами формують підґрунтя для значного скорочення робочих місць на українських шахтах і ТЕС, а також збільшують дефіцит коштів у НАЕК “Енергоатом”. Тому доцільним є питання реалізації проекту “Енергетичний міст”.

Таким чином, питання заборони імпорту електроенергії з країн Митного союзу належить до сфери енергетичної безпеки й повинно вирішуватися в національних інтересах. У цьому контексті великим ризиком є можливе укладання довгострокових контрактів з Білоруською АЕС на імпорт в Україну. До того ж, це може порушити європейську солідарність щодо блокування купівлі електроенергії з цієї АЕС, що фактично контролюється російськими кредиторами й яка не отримала згоду від Литви на будівництво⁴.

НАФТОГАЗОВИЙ СЕКТОР

Транспортування газу та нафти. Розташування України між ЄС та РФ містить як виклики, так і можливості з точки зору транспортування газу. Найбільший виклик – ризик втрати частини енергосистеми та транзитного статусу у зв’язку з реалізацією РФ обхідних газотранспортних проектів Північний потік-2 і Турецький потік. Однак розгалужена газотранспортна система України (ГТС), що з’єднується на заході із Польщею, Угорщиною, Словаччиною та Румунією, надає унікальну можливість отримувати газ для потреб українських споживачів не лише з газового ринку країн ЄС, але й від Норвегії, США, Катару та інших. Тобто ГТС разом з підземними сховищами газу (ПСГ) та потенціалом власного видобутку дозволяє бути Україні провідним учасником загальноєвропейського ринку й позбутися газової залежності від РФ.

Варто підкреслити важливість поглибленого стратегічного партнерства з компаніями США у постачанні скрапленого природного газу (СПГ) за посередництвом укладання довгострокових угод, що передбачали б взаємовигідні конкурентні ціни. У цьому зв’язку доцільно розглянути можливість будівництва українсько-польського інтерконектора потужністю 5-7 млрд. м³/рік для транспортування СПГ із польського терміналу Свіноуйське до українських ПСГ із подальшими поставками ресурсу для українських споживачів та ринок країн Центральної Європи⁵. Водночас існує можливість й використання своп-контрактів для поставок СПГ із США.

З початку 2000-х років Росія проводить активну політику, спрямовану як на позбавлення газотранзитної залежності від України завдяки будівництву обхідних газопроводів, так й на захоплення внутрішнього ринку компанією ПАТ “Газпром”. Проте зараз уже можна з впевненістю констатувати, що попри величезні витрати у понад \$100 млрд., пов’язані зі спорудженням нових газових магістралей, цей стратегічний план РФ зазнав нищівної поразки.

Україні вдалося не лише на 100% диверсифікувати закупівлю газу, але й закріпити значимість своєї ГТС для Європи та Росії, що підтвердило у грудні 2019р. укладання довгострокового транзитного контракту між НАК “Нафтогаз України” та ПАТ “Газпром” до 2025р. Натомість, зовнішня політика України повинна дотримуватися курсу на підтримку збереження санкцій США щодо добудови газопроводу Північний потік-2. Також важливим є посилення політичного тиску на цей проект через взаємодію з країнами, які належать до його противників в ЄС, насамперед, Польщею, Литвою, Естонією та Словаччиною.

З огляду на зростання попиту на природний газ у Європі в період до 2035р. внаслідок закриття вугільних шахт та використання цього виду палива тепловою генерацією для маневрування енергетичної системи, ГТС України залишатиметься базовим елементом європейської енергетичної безпеки. Однак треба брати до уваги, що водночас зростатиме попит на СПГ із США та Росії, що частково замінчатиме трубопровідний ресурс.

Цей тренд може помітно загальмувати зростання попиту на послуги української ГТС. Але за сценарієм, коли проект Північний потік-2 не буде реалізовано, український маршрут зберігатиме транзитне значення, а ПСГ мають перспективу стати основою майбутнього східноєвропейського газового хабу. Для збереження ролі України як провідної європейської

⁴ Розташована поблизу білоруського міста Островець, 50 км від м.Вільнюс. Введення в експлуатацію першого блоку планується у IV кварталі 2020р.

⁵ Використання газопроводу “Комарно-Дроздовичи”, що з’єднує українську та польську ГТС, у середньостроковій та довгостроковій перспективі є ризикованим через вичерпання його технічного ресурсу, оскільки він збудований у 1961р.



держави з транзиту газу необхідною умовою також є забезпечення інвестиційної привабливості ГТС шляхом фактичного, а не формального відокремлення Оператора ГТС від НАК “Нафтогаз України” відповідно до вимог Третього енергетичного пакета.

У період до 2030р. прогнозується стабільний транзит російської нафти нафтопроводом “Дружба” компанії ПАТ “Укртранснафта” – на рівні 15-18 млн. т/рік у словацькому та угорському напрямках. За певних геополітичних умов, що можуть бути пов’язані, в першу чергу, з російським фактором, також може бути задіяний нафтопровід Одеса-Броди для транспортування азербайджанської, казахстанської нафти та нафти з інших нафтовидобувних країн до ЄС та Білорусі. Збільшення поставок каспійської нафти теж є важливим компонентом реалізації української політики з диверсифікації джерел надходження енергоносіїв.

Нафто- та газовидобуток. Україна за показником розвіданих запасів у близько 1,1 трлн. м³ природного газу посідає друге місце в Європі після Норвегії. Проте потрібно враховувати, що серед них більша частина належать до важковидобувних і дрібних, що не мають комерційного інтересу, а найбільші родовища виснажені на 75%. Крім того, за останні 20 років у базовому видобувному геологічному регіоні України – Дніпровсько-Донецькій западині великих геологічних відкриттів не було. Їх ймовірність у майбутньому залишається досить низькою⁶. Разом з тим, до перспективних напрямів зростання видобутку належить надглибоке буріння, видобування газу щільних порід та освоєння української частини морського шельфу.

До перелічених проблем газовидобутку в період до 2030р. накладаються додаткові ризики входження у зону відносно низьких цін на газ на глобальних ринках. Тому для досягнення показника у 27 млрд. м³ державою мають бути створені додаткові потужні стимули для залучення інвестицій, зокрема: вдосконалено законодавство з укладання Угод на розподіл продукції; оптимізовано методику з визначення рентних ставок; підвищено рівень прозорості та

неупередженості проведення аукціонів з придбання спеціальних дозволів на користування надрами; створено практичні механізми із забезпечення прав інвесторів. Також важливим фактором нарощування інвестицій має стати демонополізація газового сектору через реструктуризацію НАК “Нафтогаз України” та приватизацію ПАТ “Укргазвидобування”.

Український нафтовидобуток⁷ останні 20 років перебуває у стані деградації, зменшившись у понад двічі – до 2,13 млн. т/рік. Однак, незважаючи на відносно незначні розвідані нафтові запаси, що становлять близько 110 млн. т, країна має потенціал нарощування до 2030р. щорічного видобутку до 3,5 млн. т. Для цього, насамперед, слід реструктурувати компанію ПАТ “Укрнафта”, залучити ефективних інвесторів та демонополізувати ринок нафти й нафтопродуктів. Утім, нафтовидобуток в Україні – значно менш привабливий, порівняно з газовидобутком, тому сподіватися на прихід провідних світових нафтових компаній не варто. Ця підгалузь скоріше здатна привабити невеликі та середні компанії.

Нафтопродукти та нафтопереробка. Ринок нафтопродуктів – найбільш залежний від імпорتنих поставок, порівняно з іншими енергетичними ринками. Показник його імпортозалежності у 2019р. склав близько 70%. На імпорт нафтопродуктів українською економікою щорічно витрачається близько \$5 млрд., або понад 45% коштів загального імпорту енергоресурсів. До країн-імпортерів з найбільшою часткою поставок в Україну належать – Білорусь (38,2%), Росія (35,3%) та Литва (15,1%). Через значну політичну залежність Білорусі від РФ, а її нафтопереробної галузі – від російських нафтових компаній, український ринок нафтопродуктів значною мірою перебуває в зоні високих ризиків.

До ключових заходів, покликаних мінімізувати критичну залежність ринку нафтопродуктів від одного джерела надходження та скоротити валютні витрати, доцільно віднести:

- диверсифікацію та демонополізацію ринку нафти та моторного палива;
- створення стратегічного запасу нафти та нафтопродуктів;
- стимулювання залучення інвестицій у модернізацію нафто- та газопереробних потужностей, у т.ч., шляхом приватизації іноземними нафтовими компаніями;
- прискорення темпів електромобілізації та проведення наукових досліджень у кооперації з міжнародними партнерами в галузі використання водневих технологій;
- подолання кризи в нафтовидобувній галузі з подальшим нарощуванням видобутку нафти.

⁶ Крім геологічних перспектив буріння надглибоких свердловин.

⁷ Видобуток нафти та газового конденсату.

ВУГІЛЬНИЙ СЕКТОР

Курс України на імплементацію положень *Green Deal* безпосередньо зачепить вугільну промисловість України. У період до 2030р. її роль в енергетиці поступово знижуватиметься, оскільки використання енергетичного вугілля замінюватиметься вітровою та сонячною генерацією, а також біопаливом. Прогнозується, що частка в ЗППЕ⁸ вугілля у наступні 10 років скоротиться удвічі – до 12-14%.

Економічна ситуація для галузі дедалі більше ускладнюватиметься внаслідок падіння ціни вугілля на міжнародних біржах і відмови міжнародних фінансових організацій (МФО) кредитувати цей сектор. Натомість, для української енергетики у найближчі 15 років повністю відмовитися від вугілля не уявляється можливим через важливість вугільної теплової генерації як інструменту маневрування ОЕС в умовах динамічного розвитку сектору ВДЕ.

Уже протягом тривалого часу український вугільний сектор перебуває у глибокій системній кризі, насамперед це стосується державних шахт. Тому альтернативи поступовому закриттю збиткових шахт з урахуванням соціального фактору не існує.

Отже, під час здійснення зовнішньої політики, що торкається цього сектору, слід зважати на наступні пріоритети:

- реструктуризація сектору, підготовка перспективних державних шахт до приватизації, ліквідація/консервація збиткових державних шахт;
- запровадження біржової торгівлі вугільною продукцією;
- залучення міжнародної допомоги для здійснення комплексу заходів із пом'якшення соціальних наслідків у процесі реалізації програм реконверсії регіонів закриття/консервації шахт;
- створення бізнес-інкубаторів, запровадження тимчасових спеціальних режимів економічної діяльності в районах закриття шахт.

Пріоритетними під час здійснення енергетичної зовнішньої політики України мають стати завдання із підвищення рівня енергетичної безпеки та створення сприятливої правової й дипломатичної бази для залучення необхідних інвестицій у забезпечення енергетичного переходу до *Green Deal* та принципу *ESG*⁹.

Енергетична стратегія України до 2035р. переважно відповідає глобальним трендам. Проте, після ретельного аналізу стану її виконання, доцільно внести до неї істотні корективи. У першу чергу, це стосується можливого визначення більш амбітних

задач розвитку генерації на основі ВДЕ з урахуванням прогнозу реального платоспроможного попиту та інвестиційних можливостей розгортання проєктів зі створення нових маневрових та акумулюючих потужностей.

До закінчення 2020р. потрібно розробити проєкт Національного інтегрованого плану з енергетики та боротьби зі змінами клімату до 2030р. (НІПЕК), що узгоджується із заходами просування України на шляху до трансформації її енергетики згідно з *Green Deal* та інтеграції української ОЕС до енергосистеми Євросоюзу – *ENTSO-E*. НІПЕК має також включати механізми вирішення проблем енергетичної безпеки, інноваційного розвитку, визначення конфігурації енергетичних ринків.

З початком війни на Сході України відбулося зменшення удвічі витрат на закупівлю енергетичних ресурсів з інших країн, головним чином, внаслідок скорочення промислового виробництва та більш економічного використання енергоресурсів. Однак щорічні витрати на закупівлю імпортованих ресурсів ще залишаються високими й складають близько \$8-10 млрд./рік, що є найбільшим чинником формування від'ємної частини торговельного балансу країни. Разом з тим, Україна повинна реалізувати потенціал зі скорочення удвічі імпорту енергоресурсів у період до 2030р. завдяки реалізації програм енергозбереження та енергоефективності, нарощування власного газовидобутку й електромобілізації.

Упродовж наступних 10 років Україні потрібно збільшити частку ВДЕ в ЗППЕ вчетверо – з близько 5%¹⁰ у 2018р. до щонайменше 20%, досягти середньоєвропейського рівня енергоємності ВВП, повністю відмовитися від імпорту газу та мінімізувати залежність від імпорту російського ядерного палива та нафтопродуктів шляхом диверсифікації джерел їх поставок. У рамках приєднання України до *Green Deal* українська енергетика до 2050р. має виробляти не менше 50% енергії з ВДЕ. До ключового елементу української енергетичної інтеграції з ринками ЄС необхідно віднести інтеграцію у 2023р. ОЕС із енергосистемою *ENTSO-E*.

У досягненні зазначених стратегічних індикаторів для України пріоритетними міжнародними партнерами будуть країни ЄС, США, Норвегія та країни Каспійського регіону. Водночас, слід зважати на те, що поставка та транзит енергоресурсів залишатимуться головним інструментом проведення РФ її зовнішньої експансіоністської політики стосовно України та країни Східної й Центральної Європи, що становитиме найбільший виклик у процесі євроінтеграції українського енергетичного сектору.

⁸ ЗППЕ – загальне первинне постачання енергії.

⁹ *Environment, social and government* – оточуюче середовище, соціальна відповідальність та корпоративне управління.

¹⁰ За даними Держстату України.

ОГЛЯД СВІТОВИХ ІНІЦІАТИВ ЗА 2019р.

Австралія. Прийнято Національну стратегію розвитку водневої енергетики¹¹, яка передбачає застосування заходів державної підтримки з розвитку водневої промисловості, включно з політикою щодо стимулювання попиту на водень і зростання приватних інвестицій в цей сектор економіки. Ціль документа – створення нових робочих місць у національній економіці, а також закріплення лідируючих позицій в Азіатсько-Тихоокеанському регіоні. Крім цього прийнято план розвитку штучного інтелекту, зокрема в енергетичній та видобувній галузях¹².

Алжир. Посилено вимоги до газовидобувних компаній, а також запроваджені нові форми контрактів на розвідку та видобуток нафти¹³.

Аргентина. Урядом прийнято рішення запровадити правила прискореної амортизації для об'єктів відновлювальних джерел енергії¹⁴; надані стимули в частині митного оформлення обладнання ВДЕ¹⁵; спрощено процедуру експорту скрапленого газу¹⁶; підвищені вимоги отримання ліцензій газовидобувними компаніями¹⁷.

Ангола. У 2019р. найбільше змін відбулось у частині стимулювання розвитку нафтогазової галузі¹⁸, зокрема створено Національне агентство з нафти та газу, яке виконує функції регулятора ринку. Також прийняті стратегія розподілення нафтових концесій до 2025р. і нові умови функціонування нафтопереробних підприємств¹⁹.

Бахрейн. Внесені зміни до законодавства²⁰, якими дозволено іноземним компаніям володіти 100% акціями компаній з видобутку вуглеводнів.

Бельгія. Спрощені процедури проведення конкурсних торгів з будівництва та експлуатації морських вітроустановок²¹.

Білорусь. Врегульовано питання функціонування систем радіаційної безпеки, а також поводження з джерелами іонізуючого випромінювання²².

Болгарія. Відкрито вільний ринок для дрібних виробників електроенергії (встановлена потужність до 4 МВт), скасовано плату за експорт електроенергії, а також врегульовано питання встановлення інтелектуальних лічильників²³. Прийняті зміни до Закону про енергетику²⁴, спрямовані на розширення можливостей енергетичних ринків. На ринку електроенергії було затверджено правила торгівлі, а також закріплено право побутових споживачів не сплачувати за електроенергію, вироблену з відновлювальних джерел. На ринку газу були затверджені правила біржової торгівлі, вимоги до газовидобувних компаній, а також розширені права Регулятора в частині контролю за діяльністю біржи.

Бразилія. Спрощено податкове законодавство для компаній, які працюють у сфері розвідки та видобутку вуглеводнів²⁵.

Велика Британія. Прийнято стратегію адаптації фінансового сектору для досягнення кліматичних цілей²⁶, а також концепцію чистого повітря, яка стосується всіх джерел забруднення²⁷.

В'єтнам. Переглянуто механізм стимулювання виробників електроенергії із альтернативних джерел, зокрема були зменшені тарифи на відпуск сонячними панелями встановленими на дахах приватних будинків²⁸.

¹¹ Стратегію розвитку водневої енергетики в Австралії див.: Australia's National Hydrogen Strategy. – Australian Government, <https://www.industry.gov.au/data-and-publications/australias-national-hydrogen-strategy>.

¹² Стратегію розвитку штучного інтелекту Австралії див.: Artificial Intelligence Roadmap. – Data61, <https://data61.csiro.au/en/Our-Research/Our-Work/AI-Roadmap>.

¹³ Закон №14-13 від 11 грудня 2019р. – The General Secretariat of the Government, <https://www.joradp.dz>.

¹⁴ Резолюція №4437 від 15 березня 2019р. – El Boletín Oficial de la República Argentina, <https://www.boletinoficial.gob.ar>.

¹⁵ Указ №548 від 8 серпня 2019р. – Там само.

¹⁶ Положення Міністерства економіки №329 від 4 грудня 2019р. – Там само.

¹⁷ Положення Міністерства економіки №335 від 9 грудня 2019р. – Там само.

¹⁸ Див.: укази Президента №15 від 9 січня 2019р., №49 від 6 лютого 2019р., №52 від 12 лютого 2019р. – Imprensa Nacional, <http://www.impresanacional.gov.ao>.

¹⁹ Указ Президента №2018 від 1 липня 2019р. – Там само.

²⁰ Указ Президента №10 від 2 червня 2019р. – Kingdom of Bahrain, <http://www.lloc.gov.bh>.

²¹ Закон №2019-05-12/03 від 12 травня 2019р. – Belgisch Staatsblad, <http://www.ejustice.just.fgov.be>.

²² Закон №198-3 від 18 червня 2019р. – Национальный правовой интернет-портал Республики Беларусь, <http://pravo.by>.

²³ Закон №117 від 13 травня 2019р. – “Държавен вестник”, <http://dv.parliament.bg>.

²⁴ Закон №224 від 3 жовтня 2019р.

²⁵ Постанова Міністерства економіки №220 від 13 грудня 2019р. – Ministério da Economia, <https://www.confaz.fazenda.gov.br>.

²⁶ Програма Казначейства та Міністерства бізнесу від 2 липня 2019р., <https://assets.publishing.service.gov.uk>.

²⁷ Стратегію чистого повітря див.: Clean Air Strategy 2019. – GOV.UK, <https://www.gov.uk/government/publications/clean-air-strategy-2019>.

²⁸ Рішення №02/2019/QĐ-ЕЕП від 8 січня 2019р. – Viet Nam Energy Partnership Group, <http://vepg.vn>.

Греція. Лібералізовано законодавство в частині ринку електроенергії²⁹, яким зокрема передбачається приватизація державної газової компанії та запровадження нової моделі підтримки виробників електроенергії із ВДЕ.

Європейський Союз. Прийнято стратегію ефективного використання цифрових технологій в енергетичній галузі³⁰, встановлено критерії визначення ризиків родючості земель, які використовують для виробництва біопалива³¹. Для збільшення рівня прозорості введені бенчмарки із зміни клімату ЄС та досягнення цілей Паризької угоди³². Крім цього прийнято поправки до газової директиви³³ та запроваджені санкції проти Туреччини через несанкціоноване буріння свердловин у Середземному морі³⁴.

Індія. Запроваджена модель децентралізації виробництва електроенергії із відновлювальних джерел³⁵.

Індонезія. Прийнято програму поширення електро-транспорту³⁶, підвищено вимоги для експортерів природних ресурсів³⁷ та запроваджені нові правила управління даними в нафтогазовому секторі³⁸.

Ірландія. Затверджено план досягнення нульових викидів оксиду вуглецю до 2050р., включно із заборону продажу автомобілів із двигунами внутрішнього згоряння³⁹.

Іспанія. Спрощено умови підключення споживачів до енергомереж⁴⁰, для Каталонії запроваджені обмеження щодо будівництва нових електростанцій, які споживають викопні види палива⁴¹.

Італія. Прийняті нові стимулюючі заходи для підтримки виробників електроенергії із відновлювальних джерел⁴².

Камерун. Врегульовано питання надання дозволів приватним компаніям проводити видобуток нафти, за умови сплати дивідендів державі⁴³.

Канада. Змінено процес затвердження федеральних енергетичних проєктів, запроваджено мораторій на прохід нафтових танкерів⁴⁴, створено центр енергетичної інформації⁴⁵, який збирає, аналізує та надає дані на зручному порталі.

Киргизстан. Встановлені правила безпеки під час використання скрапленого газу⁴⁶, запроваджено тимчасову заборону на імпорту окремих типів нафтопродуктів⁴⁷, а також на діяльність з розвідки та видобутку уранових руд⁴⁸.

Китай. Проведена лібералізація сегменту транспортування нафти і газу з метою вдосконалення правового режиму доступу третіх сторін до стратегічної інфраструктури⁴⁹, що дозволяє стимулювати іноземні компанії до кооперації.

Мексика. Прийнято рішення, яким започатковується програма торгівлі квотами на викиди парникових газів та яке загалом дозволяє досягти національну ціль із захисту клімату.

Німеччина. Найбільша увага була приділена питанням розвитку політики захисту клімату, зокрема прийнято закон щодо зниження викидів парникових газів⁵⁰. Законодавство закріплює національну ціль зі зниження викидів парникових газів на 55% до 2030р.

²⁹ Закон №4643 від 3 грудня 2019р., <https://www.taxheaven.gr>.

³⁰ Стратегія з динамічного регулювання для забезпечення цифровізації енергосистеми Ради європейських регуляторів енергетики (CEER). – CEER, <https://www.ceer.eu>.

³¹ Інформаційний бюлетень ЄК. – European Commission, http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-19-1656_en.htm.

³² Регламент ЄС 2019/2089 від 27 листопада 2019р. – EUR-Lex.europa.eu, <https://eur-lex.europa.eu>.

³³ Директива ЄС 2019/692 від 17 квітня 2019р. – Там само.

³⁴ Див.: Рішення Ради (CFSP) №2019/1894 від 11 листопада 2019р.; Постанова Ради ЄС №2019/1890 від 11 листопада 2019р. – Там само.

³⁵ Рішення Міністерства нової та відновлювальної енергетики від 13 грудня 2019р. – Ministry of New & Renewable Energy, <https://mnre.gov.in>.

³⁶ Указ №PR55 від 8 серпня 2019р. – Jogloabang, <https://www.jogloabang.com>.

³⁷ Постанова Уряду №1 від 10 січня 2019р. – Sekretariat Kabinet RI, <https://sipuu.setkab.go.id>.

³⁸ Постанова Міністерства №7 від 2 серпня 2019р., <https://jdih.esdm.go.id>.

³⁹ План дій Уряду у сфері клімату, <https://static.rasset.ie>.

⁴⁰ Указ №244 від 5 квітня 2019р. – Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, <https://www.boe.es>.

⁴¹ Указ №16 від 26 листопада 2019р. – Noticias Jurídicas, <http://noticias.juridicas.com>.

⁴² Постанова Мінекономіки від 4 липня 2019р. – Gazzetta Ufficiale, <https://www.gazzettaufficiale.it>.

⁴³ Закон №2019/008 від 25 квітня 2019р., <https://www.prc.cm>.

⁴⁴ Закони №C-69 та №C-48 від 21 липня 2019р.

⁴⁵ Statistics Canada, <https://www.statcan.gc.ca>.

⁴⁶ Постанова Уряду №298 від 19 липня 2019р. – Централизованный банк данных правовой информации Министерства Юстиции Кыргызской Республики, <http://cbd.minjust.gov.kg>.

⁴⁷ Постанова Уряду №566 від 22 жовтня 2019р. – Альта-Софт, <https://www.alta.ru>.

⁴⁸ Закон №139 від 14 грудня 2019р. – База данных. Законодательство стран СНГ, <http://base.spinform.ru>.

⁴⁹ Рішення №916 від 24 травня 2019р. – National Development and Reform Commission, https://www.ndrc.gov.cn/zcfb/gfxwj/201905/t20190531_937971.html.

⁵⁰ Закон про введення Федерального закону про захист клімату від 12 грудня 2019р. – Bundesanzeiger Verlag, <https://www.bgbl.de>.

Оман. У 2019р. прийнято новий закон про видобувну промисловість⁵¹, який спрямований на залучення міжнародних інвестицій та передбачає зниження податків.

Панама. Прийнято стратегію розвитку електричної мобільності з метою регулювання розвитку транспортної системи⁵².

Південна Африка. Затверджено національний план розвитку електроенергетичної інфраструктури⁵³ та запроваджено податок на викиди оксиду вуглецю⁵⁴.

Польща. Переглянуто модель підтримки виробників електроенергії із відновлювальних джерел⁵⁵.

Португалія. Змінено правове регулювання енергетичних ринків, а також виробництва, транспортування і продажу електроенергії на них⁵⁶.

Південна Корея. Прийнята стратегія розвитку водневої енергетики⁵⁷.

Румунія. Спрощені умови для отримання компаніями ліцензій в секторі газодобутку⁵⁸.

США. Створені додаткові законодавчі умови для пришвидшення реалізації проєктів енергетичної інфраструктури⁵⁹. Прийнято законодавство, яке стимулює впровадження сучасних технологій в атомно-промисловий комплекс⁶⁰. Крім цього прийняті стандарти біопалива⁶¹, а також зміни до біржової торгівлі на ринку електроенергії⁶². Застосовані санкції проти Венесуели⁶³, Туреччини, Ірану та Китаю.

Сенегал. Прийнятий нафтогазовий кодекс⁶⁴, який запроваджує процедуру ліцензування та принцип прозорості.

Таджикистан. Ухвалено національну стратегію адаптації до зміни клімату на період до 2030р.⁶⁵

Швеція. Прийнято рішення про заборону продажів автомобілів, оснащених двигунами внутрішнього згорання, з 2030р.⁶⁶

Франція. Ухвалено законодавчі зміни⁶⁷, які прискорюють трансформацію структури енергетичної галузі. Закон вносить зміни до енергетичного та містобудівного кодексів та інших документів, якими [змінами] зокрема передбачається: збільшення цільового показника скорочення споживання викопного палива до 40% (порівняно з 2012р.); закриття останніх чотирьох вугільних електростанцій до 2022р.; пролонгацію терміну (на 10 років до 2035р.) скорочення частки атомної енергетики до 50%; реконструкція будівель з високим рівнем енергоспоживання протягом 10 років⁶⁸. Реалізація заходів, закріплених законом, може призвести до посилення енергетичної безпеки країни і зниження потреби в імпорті природного газу.

Узбекистан. Прийнято концепцію розвитку атомно-промислового комплексу до 2029р.⁶⁹, стратегію поведження з побутовими відходами⁷⁰, модель підтримки ВДЕ⁷¹, а також дорожню карту переходу на екологічну економіку до 2030р.⁷² Крім цього прийнято рішення про фіксовані тарифи на ринках енергетики та комунальних послуг до 2023р.⁷³

⁵¹ Декрет Султанату №19 від 13 лютого 2019р. – Ministry of Legal Affairs, <http://www.mola.gov.om>.

⁵² Постанова Уряду №103 від 28 листопада 2019р. – Secretaría Nacional de Energía, <http://www.energia.gob.pa>.

⁵³ Комплексний план Міністерства енергетики. – Centre for Environmental Rights, <https://cer.org.za>.

⁵⁴ Закон №15 від 23 травня 2019р. – Government of South Africa, <https://www.gov.za>.

⁵⁵ Закон №1524 від 9 серпня 2019р. – Dziennik Ustaw, <http://dziennikustaw.gov.pl>.

⁵⁶ Закон №76 від 3 липня 2019р. – DRE, <https://dre.pt>.

⁵⁷ Ministry of Science and ICT, <https://www.msit.go.kr>.

⁵⁸ Розпорядження національного регулятора №2 від 21 січня 2019р. – Romaniascout, <http://romaniascout.ro>.

⁵⁹ Указ Президента від 10 квітня 2019р. – The White House, <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/executive-order-promoting-energy-infrastructure-economic-growth>.

⁶⁰ Закон №115-439 від 14 січня 2019р. – Congress.gov, <https://www.congress.gov/bills/115th-congress/senate-bill/512/text>.

⁶¹ Стандарти біопалива від 12 грудня 2019р. – U.S. Environmental Protection Agency, <https://www.epa.gov>.

⁶² Укази Федеральної комісії з регулювання енергетики №860 та №861 від 18 липня 2019р. – JD Supra, <https://www.jdsupra.com>.

⁶³ Указ Президента №13884 від 5 серпня 2019р. – U.S. Department of the Treasury, <https://www.treasury.gov>.

⁶⁴ Закон №2019-03 від 1 лютого 2019р. – Ministère du Pétrole et des Énergies, <http://www.energie.gouv.sn>.

⁶⁵ Постанова Уряду №482 від 2 жовтня 2019р. – База даних. Законодавство стран СНГ, <http://base.spininform.ru>.

⁶⁶ Декларація Уряду Швеції від 21 січня 2019р. – Regeringskansliet, <https://www.regeringen.se>.

⁶⁷ Закон №2019-1147 від 8 листопада 2019р. – Legifrance, <https://www.legifrance.gouv.fr>.

⁶⁸ Декрет Уряду №2019-771 від 23 липня 2019р. – Там само.

⁶⁹ Постанова Президента Республіки Узбекистан №ПП-4165 від 7 січня 2019р. – База даних. Законодавство стран СНГ, <http://base.spininform.ru>.

⁷⁰ Постанова Президента Республіки Узбекистан №ПП-4291 від 7 лютого 2019р. – Там само.

⁷¹ Закон №ЗРУ-539 від 21 травня 2019р. – Центр правової інформації “Адолат” Міністерства юстиції Республіки Узбекистан, <http://lex.uz/docs/4346835>.

⁷² Постанова Президента Республіки Узбекистан №ПП-4477 від 4 жовтня 2019р. – База даних. Законодавство стран СНГ, <http://base.spininform.ru>.

⁷³ Постанова Кабінету Міністрів №310 від 13 квітня 2019р. – Центр правової інформації “Адолат” Міністерства юстиції Республіки Узбекистан, <http://lex.uz/docs/4289882>.

ПОКЛАДАННЯ СПЕЦІАЛЬНИХ ОBOB'ЯЗКІВ. МІЖНАРОДНИЙ ДОСВІД

Під час лібералізації основних секторів надання послуг (поштові та телекомунікаційні послуги, сервіси внутрішньої транспортної інфраструктури та водозабезпечення, енергетичні послуги), а також у зв'язку з усуненням перехресних субсидій та запровадженням ринкового ціноутворення, для запобігання викривлень на конкурентних ринках ЄС виникла необхідність захистити доступ певних категорій споживачів до основних послуг у нових умовах. Наприклад, учасники ринку можуть конкурувати за вигідних клієнтів, тоді як існуючі постачальники вимушені мінімізувати свої витрати на невеликі домогосподарства, які споживають менше ресурсів і стикаються з проблемами заборгованості. Таким чином, певні категорії споживачів можуть не отримати вигоди від лібералізації ринків (нижчі ціни, якісніші послуги), фактично не маючи змоги отримати доступ до основних послуг за прийнятними цінами.

Для захисту таких споживачів у законодавстві ЄС передбачається визначення країнами ЄС поняття “вразливих категорій споживачів” та на національному рівні вжиття заходів щодо їх захисту. Одним з таких інструментів є покладання спеціальних обов'язків на окремих учасників ринку для забезпечення загальносуспільних інтересів.

У законодавстві ЄС застосовується низка визначень таких інструментів:

- Спеціальні обов'язки щодо надання послуг для забезпечення загальносуспільних інтересів

(*Public service obligation, PSO*) – зобов'язання, яке покладається державними органами на юридичних осіб (учасників ринків) з метою задоволення вимог національного рівня. Розрізняють універсальні (*Universal service obligation, USO*) або спеціальні (*Special Service Obligation, SSO*) зобов'язання, залежно від “масштабу” охоплення;

- Послуги загального інтересу (*Services of general interest, SEI* / послуги загального економічного інтересу (*Services of general economic interest, SGEI*)¹ – послуги, які органи державної влади країн-членів ЄС класифікують як такі, що підлягають певним загальносуспільним зобов'язанням (надаються державою або приватним сектором).

В енергетичній сфері країн ЄС надання послуг для забезпечення загальносуспільних інтересів визначається положеннями Третього енергетичного пакета, нормативними документами ЄС та країн-членів і застосовується для гарантування безпеки, надійності, якості, ціни, диверсифікації постачання енергетичних ресурсів, зокрема природного газу та електричної енергії.

З огляду на вимоги споживачів щодо якості та доступності послуг забезпечення загальносуспільних інтересів, законодавством встановлені керівні принципи, якими регулюється надання послуг для споживачів. В електроенергетичному секторі можна окреслити наступні.

Покладання спеціальних обов'язків та універсальних зобов'язань в електроенергетичному секторі

Умови доступу	• Забезпечення усім споживачам права доступу до електропостачання відповідної якості за обґрунтованими цінами • Для забезпечення універсальних послуг країни-члени можуть призначати постачальника останньої надії (<i>supplier of last resort</i>) та покласти зобов'язання на розподільні компанії щодо приєднання споживачів до своїх мереж за спеціальними або узгодженими термінами, умовами або тарифами • Параметри якості та рівень обслуговування відповідає рівню країн-членів • Соціально-економічна згуртованість
Ціноутворення	• Ціни повинні бути обґрунтованими. Повний перелік методів оплати (включно з безоплатним) • Регульовані або затверджені стандартні тарифи для однакових класів споживачів
Стандарти якості	• Безпека постачання • Зобов'язання операторів щодо забезпечення надійності та безпеки їх систем та об'єктів • Положення, що передбачає для країн-членів встановлення стандартів якості, але не специфікацій щодо мінімальної якості обслуговування
Захист споживачів та відшкодування	• Захист уразливих споживачів від відключень • Право на укладання договору із сервісною компанією на прозорих і спеціальних умовах • Забезпечення прозорості об'єктивної інформації щодо тарифів і цін на загальних умовах • Країни-члени повинні запровадити процедури розгляду скарг для усіх споживачів
Заходи із захисту довкілля	• Зобов'язання реалізувати заходи із захисту довкілля • Країни-члени можуть покласти зобов'язання із захисту довкілля, включно з енергоефективністю та протидією кліматичним змінам • Спеціальні положення, які дозволяють встановлювати критерії або зобов'язання щодо генерації, передачі, розподілу для гарантування виконання завдань із захисту довкілля • Зобов'язання до постачальників зазначати у рахунках (квитанціях) або рекламних матеріалах інформацію про вплив на зміну клімату

¹ Services of general interest, European Commission, https://ec.europa.eu/info/topics/single-market/services-general-interest_en.

Для країн ЄС головні засади покладання спеціальних обов'язків на ринках електричної енергії визначено Директивою ЄП та Ради 2009/72/ЄС².

Імплементация цих обов'язків у країнах ЄС залежить від ситуації, що склалася на енергетичних ринках країн, зокрема, рівня конкуренції, економічного стану та структури енергетичного міксу, зрілості правової бази, дієвості соціальних програм, антимонопольного законодавства та ефективності регуляторних органів.



На прикладі електроенергетичного сектору Франції, основу якого утворює ядерна енергетика, заслуговує на увагу аналіз законодавчої бази та інструментів реалізації зобов'язань громадського обслуговування.

Впровадження енергетичного ринку завершилося кілька років тому, коли до французького законодавства були імплементовані відповідні директиви ЄС³ (у 2003р. ринок відкрився для усіх промислових споживачів, а до 1 липня 2004р. – для решти споживачів, включно з домогосподарствами).

Продовжується лібералізація електроенергетичного ринку (з 1 липня 2007р. всі споживачі Франції мали можливість обрати свого постачальника електроенергії). Франція перенесла до свого законодавства дві нові директиви про електроенергію та газ (на заміну колишніх) Третього енергетичного пакета через т.зв. “Закон *NOME*” (2010р.), завдяки якому усунуто кілька перешкод на шляху до розвитку конкуренції на електроенергетичному ринку Франції.

Досягнуто більш високого рівня лібералізації цін для промислових і побутових споживачів значною мірою завдяки вимогам (зобов'язанню) компанії *EDF* продавати значну частину електроенергії, що виробляється на існуючих ядерних установках, альтернативним постачальникам за регульованою ціною (права *ARENH*) для того, аби дозволити справедливую конкуренцію між альтернативними та історичними постачальниками.

Нарешті, Франція розпочала енергетичний перехід у рамках концепції “зеленого зростання”, прийнявши “Закон про енергетичний перехід”, яким встановлено нові правила підтримки виробництва електроенергії з відновлюваних джерел, а також визначено амбітні цілі, конкретизовані у багаторічній енергетичній програмі на період 2016-2023рр. (*Multi-year Energy Programme*).

Закон №2010-1488 від 7 липня 2010р. (**Закон *NOME***) реорганізує ринок електроенергії з метою забезпечення ефективного відкриття ринку. Законом передбачене надання альтернативним постачальникам права доступу до “історичної ядерної електроенергії” за регульованою ціною €42/МВт з 1 січня 2012р., на перехідній основі та обмеженими обсягами, порівняно з історичним постачальником *EDF*. Водночас, Закон має на меті зберегти історичний парк ядерних установок *EDF* (забезпечення фінансування існуючих АЕС, дозволяючи *EDF* виконати свої довгострокові зобов'язання щодо демонтажу ядерних установок та поводження з відходами, а також здійснити необхідні інвестиції, подовжуючи терміни експлуатації реакторів у своєму історичному ядерному парку) та підтримувати регульовані ціни для кінцевих споживачів у Франції.

Закон №2013-312 від 15 квітня 2013р. (**Закон “*Brottes*”**) передбачає відкриття “тарифу першої необхідності” (*Tarif de Première Nécessité, TPN*) для всіх постачальників енергії, а також поширення соціальних тарифів на нових бенефіціарів на основі податкових надходжень. Закон встановлює, що клієнтам *TPN* та *TSS* (“спеціальний тариф солідарності”, *Tarif Spécial Solidarité*) забезпечується захист під час зимових холодів, що призводить до підтримання енергопостачання на повну потужність, навіть у разі несплати. Починаючи з 1 січня 2018р. соціальні тарифи замінюються на “енергетичний ваучер”, який щорічно розподіляється відповідно до доходів і складу кожного домогосподарства. Він надсилається автоматично на підставі доходу, який відстежується фіскальними органами.

Закон перехідної енергетики в рамках концепції “зеленого зростання” (“**Закон про енергетичний перехід**”, *Law on Energy Transition for Green Growth*) №2015-992 від 17 серпня 2015р. визначає головні цілі нової французької енергетичної моделі в рамках глобальної та європейської інфраструктури. Законом передбачається зростання сектору ВДЕ, зменшення рахунків за енергію та просування т.зв. “нових”, чистих і безпечних видів енергії. Він також містить положення про циркулярну економіку та управління відходами. Закон встановлює наступні цілі:

- зменшення викидів парникових газів на 40% до 2030р. і скорочення їх обсягів у 4 рази до 2050р.;
- зменшення рівня споживання електроенергії удвічі у 2050р., порівняно з 2012р., збільшення частки ВДЕ до 32% у 2030р.;
- зменшення частки ядерної енергії в загальному виробництві електроенергії до 50% у 2025р.

Законом про енергетичний перехід внесені зміни до низки положень французького Енергетичного кодексу, зокрема, до положення щодо енергетичної політики, яка наразі орієнтована на посилення конкурентоспроможності, збільшення кількості робочих місць, у т.ч. в секторі ВДЕ, безпеку постачання, зниження залежності від імпорту, збереження здоров'я людини та довкілля, соціальної та територіальної єдності, боротьби з енергетичною бідністю тощо.

² Директива Європейського Парламенту та Ради 2009/72/ЄС від 13 липня 2009р. про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії та про скасування Директиви 2003/54/ЄС. – Official Journal of the European Union, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=EN>.

³ Директива Європейського Парламенту та Ради 2003/55/ЄС стосовно спільних правил для внутрішнього ринку природного газу, яка скасовує Директиву 98/30/ЄС.

Директива Європейського Парламенту та Ради 2003/54/ЄС стосовно спільних правил для внутрішнього ринку природного газу, яка скасовує Директиву 96/92/ЄС.

РОЗВИТОК ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ МЕРЕЖ ПЕРЕДАЧІ ТА РОЗПОДІЛУ

Як визначено ст.L.121-4 Енергетичного кодексу Франції (*the French Energy Code*⁴), місія з розвитку та експлуатації мереж передачі та розподілу електроенергії передбачає наступне:

- раціональне надання послуг з розподілу електроенергії у Франції через громадську мережу передачі та розподілу електроенергії (з дотриманням вимог безпеки довкілля) та з'єднувальні мережі із сусідніми країнами;
- недискримінаційні умови підключення та доступ до мереж передачі та розподілу електроенергії.

Для виконання цих зобов'язань законодавчо визначені наступні оператори: RTE (*Réseau de Transport d'Électricité, Electricity Transmission Network*) – оператор системи передачі, Enedis (*Electricity Distribution Network*) – оператор системи розподілу та місцеві розподільні дистриб'юторські компанії (*Entreprises Locales de Distribution, EDC*) – оператори розподілу та EDF (*Électricité de France*) – в зонах, не пов'язаних з континентальною мережею мегаполісів.

Постачання електроенергії для громадян

Місія громадського обслуговування, згідно зі ст.L.121-5 Енергетичного кодексу Франції, передбачає умови постачання електроенергії у Франції для клієнтів, які користуються регульованими тарифами на продаж електроенергії.

До таких тарифів належать “тарифи першої необхідності” (*Tarif de Première Nécessité (basic necessity rates), TPN*), які поступово замінюються на “енергетичні ваучери”⁵.

Крім зазначеного вище, зобов'язання громадського постачання електроенергії включає забезпечення електроенергією в умовах надзвичайної ситуації для клієнтів, підключених до загальнодоступних мереж. В умовах надзвичайних ситуацій постачальник визначається відповідними адміністративними органами шляхом проведення тендерних процедур.

Законом місію громадського обслуговування покладено на компанію EDF та на місцеві розподільні компанії (*Local Distribution Companies, EDCs*).

Стратегія EDF⁶ полягає в тому, щоб експлуатувати існуючий ядерний парк упродовж 40 років із застосуванням найсучасніших засобів ядерної безпеки (особливо з огляду на аварію Фукусіма), екологічної безпеки, а також продовжувати значний обсяг заходів технічного обслуговування.

Реалізовується схвалена 22 січня 2015р. Радою директорів програма (*Grand Carénage*), спрямована на відновлення ядерного парку та підвищення безпеки реакторів. Обсяг інвестицій становить максимум €60 млрд. загалом на період 2014-2025рр. для 58 реакторів.

Удосконалення громадської системи електропостачання та реалізація інвестиційних програм компаній, які мають громадські обов'язки, стали можливими завдяки впровадженню інструментів компенсації їх витрат та ефективних методів регулювання.

Механізми відшкодування витрат на громадське обслуговування

Механізм відшкодування витрат на громадське обслуговування з'явився в результаті реформи, запровадженої змінами до бюджетного закону на 2015р. (опубліковано в журналі *Officiel* 30 грудня 2015р.).

Відповідно до законодавчої та нормативної бази, оплата послуг з енергопостачання населенню (електроенергії та газу) компенсуються за рахунок двох статей державного бюджету (були включені до бюджетного закону на 2016р.).

Бюджетним законом на 2019р. (продовження версії бюджетного закону на 2018р.) передбачено наступне:

- спеціальна стаття бюджету “Енергетичний перехід” (*energy transition*) у розмірі €7,3 млрд., переважно компенсації додаткових витрат за всіма контрактами, що зобов'язують операторів купувати електроенергію з відновлювальних джерел та біогазу та щорічний внесок до погашення накопиченого дефіциту компенсаційних коштів EDF;

⁴ Окремі законодавчі документи з питань енергетики увійшли до Енергетичного кодексу Франції – *French Energy Code* (указ №2011-504 від 9 травня 2011р.). Однак, більшість положень, що стосуються ядерної енергетики, увійшли до Кодексу про навколишнє середовище (указ №2012-6 від 5 січня 2012р.). Указом №2015-1823 від 30 грудня 2015р. в Енергетичному кодексі з'явився розділ з регуляторних питань.

⁵ Енергетичні ваучери – спеціальні платіжні засоби, що дозволяють домогосподарствам, які зазнають фінансових труднощів, покривати частково витрати на споживання енергії (електроенергія, газ, паливо і т.ін.) або витрати на підвищення енергоефективності їх помешкань.

⁶ Докладно див.: Reference Document 2018. – EDF, <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-en/financial-information/regulated-information/reference-document/edf-ddr-2018-en.pdf>.

Виробництво ядерної енергії у Франції компанією EDF на атомних електростанціях складало 88,8% загального обсягу виробництва EDF електроенергії у 2018р., (за винятком гідроенергії). Найбільша енергетична компанія Франції EDF, оператор атомних електростанцій здійснює продаж енергії та надає послуги майже 30 млн. клієнтів (крім закордонних зон і Корсики). На ринку електроенергії обсяг продажів EDF у 2018р. складав близько 280 ТВт-год. EDF забезпечує постачання газу для понад 1,5 млн. клієнтів. У 2018р. обсяг продажів EDF складав 31ТВт-год. газу (порівняно з 30,1 ТВт-год. у 2017р.). Крім постачання газу та електроенергії, EDF надає супутні послуги, пропонуючи нові децентралізовані енергетичні рішення. EDF продовжує “оцифровувати” свої продукти та управління відносинами (зв'язками) з клієнтами (наприклад, за допомогою EDF Pulse Studio). EDF також має свою Smart Lab, яка використовує інноваційні інструменти, зокрема, у сфері штучного інтелекту. Компанія реалізує Інвестиційну програму для модернізації існуючого ядерного парку у Франції.

- стаття “Громадське енергетичне обслуговування” (*public energy service*) у загальному бюджеті на суму €3,3 млрд. для покриття солідарних зборів (*solidarity charges*) постачальникам газу та електроенергії, пов’язані з витратами щодо обов’язкових закупівель електроенергії (*Public Electricity Service*), за винятком ВДЕ; також вартість застосування стандартних національних тарифів до зон (регіонів), не приєднаних до мереж материкової Франції.

Відсоток на накопичений дефіцит коштів, що підлягають погашенню на користь *EDF*, також фінансується за рахунок загального бюджету.

Також витрати на реалізацію програми “енергетичних ваучерів” відшкодовуються не за рахунок *EDF*, а за рахунок держави через програму *Public Energy Service*. (Проте, *EDF* у 2019р. сплачує збори за солідарність у 2019р. до національного фонду житлової солідарності (*national housing solidarity fund*) та послуги для вразливих споживачів).

У 2019р. механізм компенсації витрат у зв’язку з громадським обслуговуванням фінансується наступним чином:

- витрати, пов’язані з “енергетичним переходом” (*energy transition*), які корелюють з механізмами субсидій для ВДЕ та відшкодуванням накопиченого в минулому дефіциту компенсаційних коштів, та витрати на *public energy service*, здійснюються з двох додаткових джерел: частково за рахунок **внутрішнього податку на вугілля, лігніт і кокс (*TICC*)** і частково за рахунок **внутрішнього податку на енергопродукти (*TICPE*)**. У Законі про бюджет на 2019р. частки від податків на *TICC* і *TICPE* замінені на фіксовану суму для уникнення невизначеності прогнозного доходу від цих податків. Бюджет на 2019р. розширює джерела фінансування статті бюджету “Енергетичний перехід” шляхом включення доходів від аукціонів **Гарантій походження (*Guarantees of Origin*)**⁷, як передбачено статтею L.314-14-1 Енергетичного кодексу;
- інші витрати на надання послуг згідно зі специфічними умовами, за винятком витрат, пов’язаних з механізмами субсидування ВДЕ (паливна бідність, вирівнювання тарифів у зонах, не пов’язаних з мережею материкової Франції, когенерацією, бюджетом енергетичного омбудсмена і т.ін.), вносяться безпосередньо до загального бюджету;

- дохід від внутрішнього податку на кінцеве споживання електроенергії, відтепер перейменований на “Внесок на громадські електроенергетичні послуги (*Contribution to Public Electricity Service, CSPE*)” зараховується до загального бюджету;

- податок *CSPE* стягується безпосередньо з кінцевих споживачів електроенергії у вигляді додаткового збору (нарахування) до ціни продажу електроенергії, а також з постачальників електроенергії або з тих виробників електроенергії, які генерують електроенергію для власних потреб;

- рівень податку *CSPE* у 2019р. відповідає рівню 2018р., і з урахуванням встановлених (максимальних) коефіцієнтів складає €22,5/МВт-год., і вісьмома понижуючими коефіцієнтами – від €12/МВт-год. до €0,5/МВт-год., залежно від критеріїв електроінтенсивності, категорії бізнесу та ризику витоків вуглецю з установок (ризик дислокації об’єктів у країнах, у яких викиди парникових газів є вищими, залежить від їх електроенергетичного міксу);

- **Компенсаційний фонд електроенергії (*electricity equalization fund*)** створено як механізм компенсації витрат на громадське обслуговування. Національний регулятор (*CRE*) надає свої рекомендації (консультації) стосовно внеску до компенсаційного фонду електроенергії для компаній. Так, річний внесок у зазначений фонд для *EDF SEI* (підрозділ *EDF* для обслуговування клієнтів за кордоном та на островах) з урахуванням вартості запланованої системи інтелектуального обліку, складає €185 млн.

Правила та регулювання енергетичного ринку

Попри те, що діяльність з постачання енергії відкрита для конкуренції, вона все ще підлягає певним вимогам та моніторингу.

По-перше, продаж електроенергії або газу підлягає урядовому затвердженню/схваленню. Постачальники, які бажають придбати електроенергію або газ для подальшого продажу споживачам, потребують адміністративного дозволу, який надається залежно від їх технічних, економічних і фінансових можливостей, а також спроможності гарантувати безпеку постачання.

⁷ Директива 2009/28/ЄС Європейського Парламенту та Ради про заохочення до використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел та якою вносяться зміни до, а в подальшому скасовуються Директиви 2001/77/ЄС та 2003/30/ЄС. – ЛІГА:ЗАКОН, <https://ips.ligazakon.net/document/view/tu09267?an=7>.

Гарантія походження (*GO*) є інструментом відстеження походження електроенергії. У процесі експлуатації *GO* є “зеленою етикеткою”, яка гарантує, що один МВт*год. електроенергії виробляється з ВДЕ. Гарантії походження торгуються. Коли компанія купує гарантії походження як документацію на електроенергію, що постачається або споживається, гарантії походження в електронному реєстрі сертифікатів скасовуються. Цей єдиний стандартизований інструмент дозволяє відстежувати право власності, перевіряти претензії та гарантувати, що *GO* товарів продаються лише один раз і немає подвійного обліку.

По-друге, кожна операція, яка здійснюється на французькому ринку та передбачає участь виробника, брокера або постачальника енергії, підлягає контролю відповідно до ст.28 L143-7 французького Енергетичного кодексу.

Насамкінець, вільна конкуренція дещо обмежена практикою ціноутворення, оскільки за певних обставин споживачі можуть обирати “регульовані тарифи”. Такі “регульовані тарифи” в поєднанні з відсутністю доступу альтернативних постачальників до електроенергії, що генерується з існуючих ядерних установок, посилюють занепокоєння ЄК, особливо в частині роздрібного ринку електроенергії та домінуючого становища *EDF*.

З цією метою Законом *NOME* передбачалося скасування “регульованих тарифів” після 2015р. для клієнтів, які уклали контракти на обсяг, більш ніж **36 кВА⁸** (“жовті” і “зелені” тарифи); однак, для клієнтів, які уклали контракт на обсяг, менш ніж 36 кВА (“блакитні” тарифи), “регульований тариф” залишатиметься.

Крім того, всі оператори, які постачають електроенергію кінцевим споживачам, можуть отримати доступ до ядерної енергії за регульованою ціною (право *ARENH*), в обсягах, що не перевищує 100 ТВт*год., які будуть розподілені між постачальниками. Регульований тариф *ARENH* встановлений на рівні €42/МВт*год.

ARENH⁹ (“Регульований доступ до існуючої ядерної електроенергії”) – це право постачальників на викуп електроенергії у компанії *EDF* за регульованим тарифом, який встановлює енергетичний регулятор Франції (*CRE*).

Для реалізації своїх прав *ARENH* постачальники зобов'язані підписати стандартну угоду з *EDF*, яка забезпечує договірні умови для купівлі/продажу електроенергії.

Постачальники, які бажають реалізувати свої права *ARENH*, подають заявку до *CRE*, зазначаючи прогнозні обсяги споживання їх клієнтами (інформація про такі обсяги та розраховані індивідуально

права *ARENH* є конфіденційними). Відповідні розрахунки здійснюються офісом депозитів та консигнацій (*Caisse des Dépôts et Consignations*). Задля попередження виникнення надлишкових обсягів (якщо профіль постачальника відхиляється від прогнозованого) застосовується механізм взаємозаліку будь-яких надлишкових обсягів. Ця система існує з 1 липня 2011р. і відкрита для системних операторів з 1 січня 2014р., дозволяючи їм компенсувати свої втрати.

Заявки *ARENH* на поставку електроенергії у 2018р. склали 96,3 ТВт*год.: з них 87,1 ТВт*год. – для постачання кінцевим споживачам і 9,2 ТВт*год. для компенсації операторам мережі за втрати в мережі. На час подання заявок тариф *ARENH* (€42/МВт*год.), що включає гарантію потужності, був конкурентним, порівняно з форвардними базовими цінами за 2018р. (з вересня 2017р.).

Отримавши повідомлення від Регулятора, оператор систем передачі *RTE* передає електроенергію з периметра відповідального за баланс суб'єкта¹⁰ (*BR*) у структурі *EDF* (*EDF Balance Responsible Entity*) до периметрів відповідальних за баланс суб'єктів (*Balance Responsible Entity*), призначених постачальниками, що реалізують своє право *ARENH*. Передача електроенергії здійснюється таким чином, що *EDF* не має інформації щодо кількості електроенергії, яка передається кожному відповідальному за баланс суб'єкту.

Щороку, не пізніше кінця квітня оператор системи передачі (*RTE*) розраховує та відправляє енергетичному регулятору (*CRE*) дані про фактичне споживання (півгодинний інтервал у Франції) кожного постачальника, який придбав електроенергію упродовж останнього року, реалізуючи своє право *ARENH*.

Дані про споживання можна отримати також із загальнодоступних баз обліку операторів системи передачі та розподілу електроенергії.

На підставі отриманих даних про споживання, *RTE* публікує на сайтах (*BR* або *PTS*) усі зведені криві щодо навантаження для кожного відповідального за баланс суб'єкта (*BR*).

⁸ кВА (kVA) – показник повної потужності: означає загальну кількість енергії, яка використовується в системі. У 100% ефективній системі 1 кВт = кВА. Проте, електричні системи ніколи не є ефективними на 100%, отже не вся повна потужність використовується для корисної роботи.

кВт (kW) – показник фактичної потужності. кВт – величина потужності, яка перетворюється на корисний вихід. Таким чином, кВт – фактична потужність, або робоча потужність.

Можна конвертувати кВА у кВт, якщо відома ефективність електричної системи. Електрична ефективність виражається як коефіцієнт потужності від 0 до 1: чим ближче коефіцієнт потужності до 1, тим ефективніше кВА перетворюється на корисний кВт. Генератори мають коефіцієнт потужності 0,8.

⁹ Докладно див.: *ARENH*. – *RTE*, https://clients.rte-france.com/lang/an/clients_producteurs/services_clients/dispositif_arenh.jsp.

¹⁰ Система *Balance Responsible Entity* надає учасникам ринку можливість здійснювати всі види комерційних операцій у секторі електроенергетики. Будь-який гравець, який стає відповідальним за баланс суб'єктом (*BR*), може створити власний портфель діяльності, також відомий як **периметр його балансу**.

Відповідальний за баланс суб'єкт, периметр якого охоплює кінцевих клієнтів, які обслуговуються кількома постачальниками, один з яких, принаймні, користується правами *ARENH*, кваліфікується як *BR* з кількома постачальниками. У цьому випадку *BR* повинен надіслати *RTE* агреговані криві навантаження для кожного постачальника.



МЕХАНІЗМ ТОРГІВЛІ ПОТУЖНІСТЮ

Механізм продажу потужностей мереж Франції був запроваджений Енергетичним кодексом Франції для забезпечення надійного національного енергопостачання (набув чинності 1 січня 2017р.).

Європейська Комісія 8 листопада 2016р. схвалила запропонований Францією механізм продажу потужностей, згідно з яким країна впроваджує семирічні контракти на сертифікацію нових потужностей, приймаючи закордонні обсяги та вживаючи заходи для запобігання будь-яким маніпуляціям на ринку.

У 2017-2018рр. на Європейській енергетичній біржі *EPEX SPOT* було проведено кілька аукціонів з продажу потужностей на 2018р. Обсяги потужностей, які торгувалися у листопаді 2017р., складали 10,96 ГВт за ціною €9,31/кВт, у грудні 2017р. – 10,25 ГВт за ціною €9,38/кВт та у квітні 2018р. – 1,17 ГВт за ціною €9,38/кВт (довідково: ринкова ціна за 2018р. складала €9,34/кВт).

У 2017р. та 2018р. на Європейській енергетичній біржі *EPEX SPOT* було проведено кілька аукціонів з продажу потужностей на 2019р.

За результатами аукціону 13 грудня 2018р., визначена ціна на 2019р. – €17,37/кВт.

Поряд з цими аукціонами потужностей існує позабіржовий ринок.

Компанія *EDF* брала участь у аукціонах з торгівлі потужностями з моменту їх започаткування. Весь дохід від аукціонів повністю враховується під час реалізації електроенергії.

Ціна потужностей “проходить” через усі контракти з клієнтами *EDF* (незалежно від того, чи вони купують за регульованими тарифами або за ринковими цінами), а також інші контракти постачання електроенергії.

Механізми субсидування (зобов'язання *EDF* купувати електроенергію)

Компанія *EDF* має зобов'язання щодо купівлі електроенергії, на підставі договорів, укладених з операторами об'єктів.

Система зобов'язань щодо купівлі електроенергії, створена Законом №2000-108 від 10 лютого 2000р. **про вдосконалення та розвиток громадських послуг електропостачання (*modernisation and development of the public electricity service*)**, а зміни до цієї системи внесені Законом про енергетичний перехід №2015-992 від 17 серпня 2015р. (*Law on Energy Transition for Green Growth*), в якому представлено роз'яснення деяких аспектів цієї системи і створено нову форму субсидування у вигляді додаткової винагороди.

Зазначений механізм субсидування охоплює три підсистеми:

По-перше, режим зобов'язань щодо придбання електроенергії визначений статтями L.314-1 *et seq.* Енергетичного кодексу Франції, якими передбачається купівля компанією *EDF* (так само, як і *EDCs*, які є відповідальними за постачання у своїй зоні обслуговування) на договірній основі (на запит виробників) електроенергії, виробленої технологічними секторами, розвиток яких прагнуть підтримати державні органи (йдеться про сектор ВДЕ або нові форми енергоефективності (наприклад, когенерація). Перелік правомочних суб'єктів наведений у ст.D.314-15 Енергетичного кодексу Франції.

Згідно зі ст.P.314-2 Енергетичного кодексу Франції, виробники, які отримують вигоду (прибутки) від виконання зобов'язань на продаж електроенергії, повинні продати всю свою продукцію *EDF* згідно з договорами, укладеними відповідно до зразків, затверджених Міністерствами енергетики та економіки. Умови купівлі, зокрема ціни закупівлі електроенергії, встановлюються наказами міністрів енергетики та економіки.

По-друге, додатковий режим компенсацій (запроваджений Законом №2015-992 від 17 серпня 2015р. і регульований статтями L.314-18 *et seq.* Енергетичного кодексу), згідно з яким додаткова винагорода має форму премії, яка виплачується виробникам у вигляді бонусу від продажу виробленої електроенергії, а також надання сертифікатів пропускнуої спроможності. У цьому аспекті компанія *EDF* зобов'язана укласти додатковий договір про компенсації (винагороди) з правомочними виробниками, від яких отримано запит, а також від виробників, які наразі отримують бонус від виконання зобов'язань з продажу електроенергії та бажають укласти додаткову угоду про отримання винагороди на решту терміну дії їх первинного договору купівлі-продажу.

Перелік суб'єктів з правом на додаткову винагороду наведено у ст.D.314-23 Енергетичного кодексу.

По-третє, тендерна процедура, якою може скористатися (відповідно до ст.L.311-10 *et seq.* Енергетичного кодексу Франції) Міністр енергетики в разі, якщо виробничі потужності не відповідають цілям багаторічної енергетичної програми (*Multi-year Energy Programme*). У такому випадку компанія EDF за межами регіонів, які обслуговуються розподільними компаніями (EDCs), має укласти контакти на закупівлю електроенергії, якими передбачається додаткова винагорода (бонус) переможцеві тендеру (у випадку, якщо сама компанія EDF (як виробник) є переможцем тендеру, укладається Меморандум про взаєморозуміння).

Додаткові витрати для EDF та EDCs, що впливають з підписаних контрактів про зобов'язання щодо купівлі/продажу електроенергії, компенсуються державою і фінансуються зі спеціального рахунку (бюджетна стаття “Енергетичний перехід”).

БАГАТОРІЧНА ЕНЕРГЕТИЧНА ПРОГРАМА (*Multi-year Energy Programme, PPE*)

25 січня 2019р. Міністерство екології Франції (*Ministry for Ecological and Inclusive Transition*) представило проект багаторічної енергетичної програми (*multi-year energy programme, PPE*), що є інструментом контролю за виконанням енергетичної політики, започаткованої законом перехідної енергетики в рамках концепції “зеленого зростання” (*Law on Energy Transition for Green Growth*) 2015р.

В останньому проекті програми визначено наступні періоди виконання програми: 2019-2023рр. та 2024-2028рр. У прес-релізі Міністерства від 27 листопада 2018р. представлено завдання Уряду для виконання програми та наслідування низьковуглецевої стратегії.

Для ядерної енергетики Уряд Франції поставив завдання скорочення на 50% її частки в національному енергетичному міксі до 2035р. Відповідні зміни буде внесено і до Енергетичного кодексу. Для досягнення такої мети доведеться закрити 14 ядерних реакторів до 2035р., включно із закриттям двох реакторів на АЕС у Фессенгаїмі до весни 2020р.

Передбачається закриття ще двох реакторів упродовж 2025-2026рр. Рішення має бути прийняте у 2023р., якщо будуть виконані умови, пов'язані з ціноутворенням та основними трендами на європейських ринках.

Французький Уряд повинен запропонувати нові правила з метою захисту споживачів від зростання ринкових цін після 2025р., дозволяючи їм скористатися конкурентними перевагами інвестування в історичний парк атомних електростанцій, водночас забезпечуючи для EDF фінансові можливості для підтримання економічної стійкості виробничих потужностей і виконання вимог програми, не завищуючи ціни.

Щодо генерації електроенергії з вичерпних видів палива програмою передбачено закриття до 2022р. останніх електростанцій, які працюють на вугіллі, а також жодних дозволів не буде видано на нове будівництво.

Таким чином, розлога система регуляторних і компенсаційних механізмів забезпечує компроміс між вимогами європейського законодавства та неринковими методами (застосування регульованих тарифів), спрямованими, перш за все, на захист вразливих споживачів, підвищення енергоефективності та забезпечення електроенергією в умовах надзвичайних ситуацій.

У Франції такі важливі напрями, як розвиток ВДЕ, зниження шкідливих викидів та парникових газів, паливна бідність уразливих споживачів, вирівнювання тарифів у різних тарифних зонах фінансуються не за рахунок оператора АЕС, а шляхом застосування різноманітних механізмів, зокрема, тарифної націнки та електричну енергію для кінцевих споживачів, податку на нафтопродукти, екологічних податків, а також за рахунок спеціальних державних фондів.

Імплементація зобов'язань громадського обслуговування у Франції, хоч і здійснюється здебільшого за рахунок ядерної енергетики, проте, з урахуванням усіх її витрат та інвестиційних програм (включно із виведенням окремих установок з експлуатації). При цьому застосовуються прозорі компенсаторні механізми для компанії EDF – оператора АЕС, завдяки яким повністю покривається з державного бюджету дефіцит коштів, який утворюється внаслідок реалізації ними механізму громадського обслуговування. Водночас національний регулятор намагається мінімізувати деформацію ринкових відносин через прийняття відповідних нормативних документів.

Вивчення досвіду застосування механізмів громадського обслуговування у Франції (частка ядерної енергії в енергобалансі країни складає 73%) є важливим для України з огляду на те, що із запровадженням в Україні оптового ринку електроенергії з 1 липня 2019р., вжито заходів для захисту населення від можливого підвищення цін на електроенергію, а саме, покладено спеціальні обов'язки з компенсації ціни електроенергії для населення на НАЕК “Енергоатом” і ПрАТ “Укргідроенерго” на період до 31 грудня 2020р., у зв'язку з чим передбачається продаж компаніями, відповідно, 90% та 35% виробленої електроенергії¹¹.

Рішення Уряду щодо запровадження спеціальних обов'язків наразилося на жорстку критику з боку галузевих експертів і представників міжнародних інституцій. Згідно з оцінками директора Європейського Енергетичного Співтовариства (ЄЕС) Я.Копача, таке рішення не відповідає нормам європейського законодавства (зокрема, Директиви 2009/72/) та дискримінує державні компанії (відповідні зобов'язання не покладаються на приватні

¹¹ Постанова КМУ “Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії” №483 від 5 червня 2019р., із змінами і доповненнями, внесеними постановами КМУ №512 від 12 червня 2019р. та №803 від 21 серпня 2019р.

компанії. Крім того, механізм покладання спеціальних обов'язків мав би здійснюватися за поданням НКРЕКП за результатами відповідних консультацій з Європейським Співтовариством¹².

Також, на думку Енергетичного Співтовариства, такий механізм не дає можливості вільного доступу домогосподарств до ринку: він не захищає споживачів від оплати електроенергії при втратах у мережі з вини постачальників; така модель ПСО порушує зобов'язання операторів системи купувати електроенергію для компенсації втрат мережі згідно з прозорами, недискримінаційними процедурами.

Секретаріат ЄС наполягав замість механізму ПСО на ринку електроенергії застосувати інший механізм підвищення ціни для населення з 2020р. упродовж двох років.

ЄЕС пропонував рішенням НКРЕКП встановити єдину фіксовану ціну, за якою всі універсальні постачальники (спеціально визначені) поставлятимуть електроенергію домогосподарствам¹³. Такі постачальники могли б укласти спеціальні договори з виробником атомної енергії, який допоміг би їм компенсувати збитки в разі виявлення різниці між фіксованою та ринковою цінами. Енергетичне Співтовариство наголошує, що така пропозиція не може дискримінувати права окремих постачальників поставляти енергію споживачам, купувати її на будь-якому ринковому сегменті та дозволить домогосподарствам вільно обирати свого постачальника.

Такі умови щодо постачання електроенергії ЄЕС пропонує застосовувати не до кінця 2020р., а до **31 липня 2021р.** На період з 1 липня 2019р. по 30 червня 2021р. фіксовані ціни для різних категорій домогосподарств пропонується визначати кожні півроку. З 1 липня 2019р. по 31 грудня 2019р. – фіксовані ціни повинні бути на рівні регульованих тарифів для різних категорій домогосподарств, визначених постановою НКРЕКП¹⁴. З 1 січня 2020р. по 30 червня 2021р. фіксовані ціни будуть збільшуватися кожні шість місяців на 25% фіксованої ціни, визначеної на 1 липня 2019р.

Система громадського обслуговування, яка діє у Франції, відрізняється від моделі, запровадженої з початком дії оптового ринку електроенергії України. Французька модель є надзвичайно розлогою та гнучкою і передбачає застосування різноманітних механізмів (інструментів) і зобов'язання громадського обслуговування, в Україні ж модель ПСО обмежує права споживачів обирати генерацію, а також передбачає покладання повного фінансового навантаження на НАЕК “Енергоатом”. Якщо така модель зберігатиметься упродовж багатьох років, НАЕК “Енергоатом” буде позбавлений можливості залучати інвестиційні кошти для масштабних проектів¹⁵ та виходити на ринок зовнішніх запозичень, а постійно зростаючий дефіцит коштів у компанії створить високі ризики в системі енергозабезпечення країни.

¹² Янез Копач: Price caps спотворюють цінові сигнали та обмежують можливості роботи пікових потужностей. – ExProConsulting, 10 жовтня 2019р., <https://expro.com.ua/statti/yanez-kopach-price-caps-spotvoryuyut-cnov-signali-ta-obmejuyut-mojlivst-roboti-pkovih-potujnostey>.

¹³ У Європі розкритикували рішення Кабміну щодо ПСО з постачання електроенергії та запропонували альтернативу. – Українські новини, 12 червня 2019р., <https://ukranews.com/publication/2678-v-evrope-raskritikovali-reshenie-kabmina-o-pso-po-postavkam-elektroenergii-i-predlozhili-alternativu>.

¹⁴ Постанова НКРЕКП “Про встановлення тарифів на електроенергію, що відпускається населенню” №220 від 26.02.2015р.

¹⁵ Малі реактори на зміну великим АЕС: як Україні осідлати хвилю глобальних змін в енергетиці. <https://www.unian.net/economics/energetics/10612260-malye-reaktory-na-smenu-krupnym-aes-kak-ukraine-osedlat-volnu-globalnyh-izmeneniy-v-energetike.html>.

КОМУНАЛЬНЕ ГОСПОДАРСТВО

На сьогоднішній день 64% інфраструктурних об'єктів комунального сектору відпрацювало свій нормативний ресурс, оскільки експлуатуються більше 25 років.

Послугою з вивезення побутових відходів охоплено 74,4% загальної кількості споживачів. Рівень переробки не перевищує 5%, а решта захоронюється на полігонах. При цьому більше 5 000 локацій, призначених для утилізації та зберігання відходів, не обладнано системами контролю забруднення.

Об'єднані територіальні громади замість вирішення більш соціально важливих проблем громади, наприклад, фінансування освіти та медицини, спрямовують кошти на розвиток системи поводження з побутовими відходами. Для прикладу, у 2019р. обсяг інвестицій в системі переробки побутових відходів склав 1,2 млрд. грн., з них 85% надійшло з регіональних бюджетів¹.

Більшість проблем комунального сектору накопичується через нормативну неврегульованість, зокрема відсутність визначення нормативів витрат ресурсів.

Ліцензування господарської діяльності у сфері комунальних послуг для суб'єктів господарювання, що не підпадають під критерії регулювання НКРЕКП, здійснюється обласними та Київською міською державними адміністраціями.

ВИКЛИКИ

Короткострокові

1. Фінансове навантаження на споживачів в опалювальний період.
2. Незадовільний фінансовий стан комунальних підприємств у міжопалювальний період.
3. Витратний метод формування тарифів на послуги водопостачання та водовідведення не забезпечує підвищення доходності підприємств та надання відповідно якісних послуг.

Середньострокові

1. Застарілі та зношені основні фонди.
2. Прогнозоване зростання тарифів.
3. Низький рівень заробітної плати працівників сектору.
4. Великі операційні витрати, низька дисципліна дотримання структури встановлених тарифів, високий рівень втрат теплової енергії.
5. Діяльність підприємств у сфері побутових відходів не відповідає стандартам ЄС.

Довгострокові

1. Відсутність умов для максимального використання дешевих джерел енергії та встановлення однакових тарифів для всіх споживачів у межах населеного пункту.

ІНІЦІАТИВИ

Короткострокові

1. Забезпечити перехід теплопостачальних підприємств на двоставкові тарифи.
2. Передбачити в тарифі врахування фактичних втрат теплової енергії, за умови доведення цих втрат до певної дати.
3. Збільшити обсяги інвестицій в інфраструктуру та стимулювати ліцензіатів до реалізації ефективних інвестиційних проектів.
4. Удосконалити норми обслуговування та чисельності обслуговуючого персоналу для підприємств комунальної сфери.
5. Скорочення неефективних витрат.

Середньострокові

1. Оптимізація інфраструктури теплопостачання населених пунктів:
 - (а) аудит, аналіз і вибір оптимального рішення;
 - (б) довгостроковий інвестиційний план. Орієнтовна потреба в коштах – €2,9 млрд. Тарифних коштів недостатньо, якщо їх використовувати для повного перезавантаження потрібно 50 років. Джерелом фінансування можуть стати Міжнародні фінансові організації, з відносно низьким кредитним відсотком;
 - (в) створення фонду модернізації комунальних підприємств.
2. Впровадження стимулюючого регулювання у сфері водопостачання та водовідведення.
3. Підвищення якості комунальних послуг за рахунок накладання фінансових санкцій на ліцензіата.
4. Встановлення тарифів на комунальні послуги на довгостроковий період (перший раз на три роки, з наступним переглядом один раз на п'ять років).

Довгострокові

1. Створення територіальних ринків теплової енергії.

¹ Офіційний сайт НКРЕКП, www.nerc.gov.ua.

2. Забезпечення відповідності стандартам ЄС процесів перероблення та захоронення побутових відходів:
 - (а) запровадження вимог до експлуатації об'єктів через механізм встановлення ліцензійних умов та здійснення контролю за їх дотриманням;
 - (б) включення до структури тарифу інвестиційних витрат на модернізацію.
3. Створення сприятливих умов для залучення інвестицій у процеси перероблення та захоронення побутових відходів:
 - (а) встановлення справедливих ліцензійних умов та ефективне тарифне регулювання;

- (б) забезпечення прийому відходів з міст, з населенням понад 100 тис., лише на ліцензовані об'єкти.
4. Удосконалення нормативно-правових актів, які регулюють формування тарифів для прозорої компенсації різниці між фактичними та врахованими у тарифах витрат; уникнення подвійної оплати споживачами банківської комісії під час сплати за послуги; коригування тарифів у випадку зміни прожиткового мінімуму.
5. Підвищення ефективності та прозорості процесів регулювання.

ПРОПОНОВАНА СТРАТЕГІЯ РЕГУЛЯТОРА

Стратегія забезпечення повноцінного функціонування Регулятора ринків енергетики та комунальних послуг розрахована на п'ять років, і охоплює заходи, класифіковані залежно від черговості впровадження.

Короткострокові заходи

1. Удосконалення правової бази:

- (а) розробка проекту Закону “Про вдосконалення діяльності НКРЕКП” з метою вирішення проблемних питань діяльності Регулятора;
- (б) розробка та прийняття нормативно-правових документів згідно з положеннями законів України “Про НКРЕКП”, “Про ринок електричної енергії”, “Про ринок природного газу”, “Про житлово-комунальні послуги”, “Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання”;
- (в) внесення змін до законодавства в частині державного регулювання перероблення та захоронення побутових відходів.

2. Операційна діяльність Регулятора:

- (а) створення центрального реєстру ліцензіатів (карточка ліцензіата, звітність ліцензіатів) та інформаційно-аналітичної системи;
- (б) удосконалення системи підвищення кваліфікації співробітників та постійного навчання;
- (в) удосконалення системи публікації відкритих даних і рішень НКРЕКП;
- (г) запровадження/удосконалення електронних форм взаємодії/комунікації НКРЕКП з ліцензіатами;

- (д) удосконалення системи інформування споживачів у режимі онлайн, у т.ч. шляхом широкого запровадження ліцензіатами мобільних додатків;
- (е) активізація міжнародної діяльності Регулятора, а також започаткування нових проєктів міжнародної технічної допомоги;
- (є) підвищення кіберзахисту інформаційної системи НКРЕКП.

3. Регулювання природних монополій:

- (а) розробка та впровадження сучасних методів цінового регулювання природних монополій із застосуванням концепцій “Норми прибутку на інвестований капітал” та “Регуляторної бази активів”, запровадження механізмів багаторічного стимулюючого регулювання із застосуванням методів порівняльного аналізу ефективності та урахуванням показників якості послуг;
- (б) розробка методологій врахування у структурі тарифів мережевих компаній як змінної, так і фіксованої частини (абонентна плата);
- (в) затвердження довгострокових планів розвитку мережевих операторів.

4. Регулювання ринків:

- (а) сприяння конкуренції у сферах виробництва та постачання електричної енергії (природного газу);
- (б) проведення інформаційної кампанії серед споживачів щодо змін та опцій на реформованих ринках;

- (в) забезпечення 100% комерційного обліку у сфері енергетики та комунальних послуг;
- (г) забезпечення прозорості процесів через запуск центральної інформаційно-комунікаційної платформи енергетичних ринків;
- (д) розробка вторинного законодавства, спрямованого на реалізацію нового підходу державної підтримки ВДЕ.

5. Сприяння транскордонній торгівлі електричною енергією та природним газом:

- (а) розробка/затвердження/удосконалення вторинного законодавства щодо транскордонної торгівлі;
- (б) створення нормативної бази для реалізації інфраструктурних проектів спільного інтересу з країнами Енергетичного Співтовариства та ЄС (електрична енергія та природний газ);
- (в) створення нормативної бази для реалізації інфраструктурних проектів спільного інтересу з країнами Енергетичного Співтовариства та ЄС.

6. Створення ефективної системи розгляду скарг та врегулювання спорів між учасниками ринку:

- (а) підготовка пропозицій до проекту закону про енергетичного омбудсмена;
- (б) затвердження правил розгляду скарг та врегулювання спорів між учасниками ринку;
- (в) удосконалення нормативної бази щодо моніторингу показників якості послуг у сферах енергетики та комунальних послуг за напрямками: безперервність постачання; комерційна якість послуг; технічна якість послуг (якість електроенергії та природного газу, температура теплоносія тощо);
- (г) розробка/удосконалення системи загальних і гарантованих стандартів якості послуг та виплати компенсацій споживачам у випадках недотримання щодо них гарантованих стандартів.

Середньострокові

Головною метою заходів середньострокового планування є розробка та прийняття необхідної нормативної бази з метою забезпечення повноцінної імплементації положень Третього енергетичного пакета, директив і регламентів ЄС відповідно до зобов'язань України в рамках Договору про приєднання до Енергетичного Співтовариства.

1. Удосконалення нормативно-правової бази для регіональної інтеграції енергетичних ринків у рамках Енергетичного Співтовариства, в т.ч. шляхом імплементації кодексів мереж ЄС у сфері електроенергетики та природного газу.

2. Сприяння участі оператора системи передачі та оператора газотранспортної системи в регіональних ініціативах, отримання статусу членів *ENTSO-E* та *ENTSO-G*.
3. Зміна в підходах регулювання – попереджати небажаний перебіг подій замість боротьби з його наслідками.
4. Впровадження системи постійного моніторингу функціонування ринків.
5. Впровадження систем моделювання ринків для проведення сценарного аналізу перед прийняттям регуляторних рішень.
6. Запровадження стимулюючого регулювання для мережевих операторів.
7. Запровадження регулювання показників якості послуг у сферах регулювання НКРЕКП.
8. Створення регуляторної бази для підтримки розгортання *SMART*-мереж та *SMART*-лічильників

Довгострокові заходи

Головна мета заходів довгострокового планування – створення умов для ефективного функціонування ринків.

1. Інтеграція енергетичних ринків України до ринків електроенергії та природного газу ЄС.
2. Забезпечення участі НКРЕКП у процесах розробки та впровадження нормативної бази енергетичних ринків ЄС (участь НКРЕКП в обговоренні проектів документів ЄС, залучення та активна участь представників Комісії в робочих групах, проектних групах ЄС).
3. Інтеграція українського Регулятора до відповідних структур ЄС (*ACER* та ін.).
4. Повний перехід до регулювання суб'єктів природних монополій, із врахуванням порівняльної конкуренції, регуляторного бенчмаркінгу.
5. Запровадження регулювання якості послуг у всіх сферах регулювання НКРЕКП.
6. Формування регуляторної бази з урахуванням критичних технологічних змін в інфраструктурних галузях.
7. Розробка та реалізація заходів реагування на потреби споживачів, що виникають унаслідок розвитку інших сегментів економіки України, наприклад, у частині зростання частки електромобілів, порівняно з автомобілями на викопному паливі (зміна структури мереж), тощо.
8. Стимулювання зростання ролі споживачів та активізація їх участі на ринку електричної енергії в ролі учасника ринку.
9. Широке впровадження інтелектуальних мереж (*smart grids*).
10. Стимулювання та підвищення ефективності заходів із балансування електричної енергії в ОЕС України.

ВИСНОВКИ

Глобальні карантинні заходи, що вживалися більшістю країн для уповільнення поширення гострої респіраторної хвороби *COVID-19*, суттєво змінили світовий енергетичний баланс, зокрема в частині попиту, який впав на 3,8%, до рівня середини 1960-х років.

Найбільше знизився попит на електроенергію та вугілля: 20% та 8%, відповідно. Це відбулося за рахунок запровадження карантину в Китаї – найбільшому споживачу вугілля, зниження цін на природний газ, зростання частки відновлювальних джерел енергії, а також помірно теплої погоди. Попит на нафту зменшився до 5%, за рахунок зменшення вдвічі активності всіх видів транспорту та часткової зупинки промислових підприємств. Вплив пандемії на ринок природного газу був мінімальним і призвів до зменшення світових обсягів споживання лише на 2%, але при цьому збільшилася частка продажів СПГ. Єдиним джерелом енергії, яке під час карантинних заходів продемонструвало збільшення відпуску на 2%, була відновлювальна енергетика.

Остаточні зміни можна буде оцінити лише згодом, після повноцінного відновлення світової економіки. Однак уже сьогодні зрозуміло, що така безпрецедентна ситуація на фоні впровадження пакета антикризових заходів визначатиме енергетичну політику світу на найближчі 10 років.

Криза створила подвійні виклики для усіх без винятку підприємств енергетичної галузі, адже відбулося зменшення обсягів реалізації енергоресурсів та відпускних цін на них. Така ситуація безсумнівно впливатиме на фінансовий стан компаній та деяких з них приведе до банкрутства. Оскільки незалежно від рівня попиту, для надійного функціонування галузі має реалізовуватися мінімальний портфель інвестиційних проектів.

Загалом глобальний попит на електроенергію до кінця 2020р. в середньому зменшиться до 7%, при цьому частка енергії з альтернативних джерел зростатиме за рахунок банкрутування частини вуглевидобувних підприємств і теплової генерації. На цьому фоні слід очікувати безпрецедентне зменшення викидів парникових газів, зокрема діоксиду вуглецю на 5%, що відповідатиме показникам середини ХХ століття.

Очевидно, що перераховані вище зміни вказують на пришвидшення світових темпів енергетичного переходу від викопних видів палива

до відновлювальних джерел, який базується на принципах диверсифікації, децентралізації та діджиталізації.

За таких глобальних змін та в умовах безпекових викликів, наша держава в середньостроковій перспективі має вирішити одночасно дві стратегічні задачі: врегулювати кризові явища та вдосконалити модель функціонування галузі відповідно до світових тенденцій.

Поточні виклики для вітчизняної енергетичної галузі можна узагальнити за трьома категоріями: економічні, регуляторні та технологічні.

1. Економічні виклики.

На сьогоднішній день учасники енергетичних ринків знаходяться на межі виживання, що створює ризик дестабілізації об'єднаної енергосистеми, згортання інвестиційних проектів та зростання рівня безробіття. Серед причин: зменшення цін на енергоресурси та рівнів споживання на фоні достатніх запасів; криза розрахунків між суб'єктами енергетичних ринків; падіння ділової активності.

2. Регуляторні виклики.

Розвиток галузі, яка має достатній потенціал для закріплення лідируючих позицій України у Східній Європі, стримується недосконалістю системи державного управління та ринкових механізмів, а також несприятливим інвестиційним кліматом. Цьому сприяють: викривлення ринкової ціни на ресурси внаслідок незавершених реформ енергетичних ринків; відсутність стимулів для нарощування видобутку вугілля, нафти і газу, а також для модернізації основних фондів, що спричинена закладенням низької маржинальності під час формування тарифів на всіх етапах виробництва/видобутку, генерації/переробки, транспортування/розподілу.

3. Технологічні виклики.

Ця категорія проблемних питань призводить до низького рівня диверсифікації, екологічних ризиків, а також до зниження ефективності українських компаній та їх конкурентоспроможності на міжнародних ринках. Така ситуація пов'язана із виснаженістю родовищ; зношеністю основних фондів; відсутністю енергобалансу; високими втратами під час розподілу та постачання ресурсів.

Для подолання наведених вище викликів та забезпечення сталого розвитку галузі, експерти Центру Разумкова розробили дорожню карту ініціатив, яка полягає в забезпеченні технологічної та фінансової стабільності галузі, прозорості ринкових механізмів, а також умов для енергетичного переходу.

Забезпечення технологічної та фінансової стабільності галузі. Пропонується комплекс заходів, спрямований зокрема на: ліквідацію заборгованостей та забезпечення фінансової ліквідності ринків; реформування вугільного сектору; вдосконалення державної політики в секторі нафти і нафтопродуктів; перегляд моделі підтримки сектору альтернативної енергетики, а також тарифів для домогосподарств.

Забезпечення прозорості ринкових механізмів. Цей комплекс ініціатив охоплює перегляд моделі покладання спеціальних обов'язків на ринку електроенергії, а також її скасування для ринку газу. Крім цього, пропонується програма заходів для запровадження ринкових механізмів у вугільному та

нафтовому секторах. Усе це сприятиме модернізації основних фондів, енергоощадному споживанню, а також дозволить забезпечити створення конкурентних енергетичних ринків.

Забезпечення енергетичного переходу. Для довгострокового розвитку галузі необхідними є: створення сприятливого регуляторного та інвестиційного середовища; збільшення рівня диверсифікації шляхом нарощування видобутку та скорочення обсягів імпорту енергоресурсів; збільшення маневреності генеруючих потужностей та розбудова інфраструктури накопичення електроенергії; децентралізація та створення локальних енергосистем із часткою ВДЕ; діджиталізація.

У подальшому пропонується переглянути енергетичну стратегію України до 2035р. через внесення до неї відповідних коректив на базі порівняльного аналізу досягнутих показників та сценарного моделювання енергетичного переходу із врахуванням ініціатив, пропонованих у цій роботі.

МЕТОДОЛОГІЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ІНІЦІАТИВ

Реалізацію ініціатив пропонується здійснювати одночасно для всіх секторів енергетичної галузі відповідно до обраного періоду впровадження та рівня пріоритетності.

Пріоритетність має бути визначена для кожної ініціативи за критеріями максимального ефекту та мінімальної складності впровадження.

Ефект від впровадження ініціатив має бути розрахований як різниця між грошовим еквівалентом від прогнозованого зростання контрольних показників (ВВП, робочі місця, надходження до бюджетів усіх рівнів) та витратами на реалізацію.

Складність впровадження ініціатив має оцінюватись мінімальною кількістю залучених органів державної влади та часу на реалізацію.

Після визначення пріоритетності ініціатив для кожного із секторів енергетичної галузі будується окрема матриця реалізації ініціативи, яка відіграє роль дорожньої карти.

У підготовці видання до друку брали участь
співробітники редакційно-видавничого відділу Центру Разумкова

© Центр Разумкова, 2020
Адреса Центру Разумкова:
Київ, 01015, вул. Лаврська, 16, 2-й поверх
е-mail: info@razumkov.org.ua
веб-сторінка: www.razumkov.org.ua

© Видавництво «Заповіт», 2020
е-mail: zapovit@gmail.com