



USAID
ВІД АМЕРИКАНСЬКОГО НАРОДУ



ФОТО: USAID ESP

РІК ФУНКЦІОНУВАННЯ КОНКУРЕНТНОГО ОПТОВОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ КОРОТКИЙ ОГЛЯД

Проект енергетичної безпеки (ESP) —
серпень 2020 року

Створення цього документу стало можливим завдяки підтримці американського народу за допомогою Агентства США з міжнародного розвитку (USAID). Зміст цього документа є виключною відповідальністю Tetra Tech ES, Inc. і не обов'язково відображає точку зору USAID або уряду США. Цей документ підготовлений компанією Tetra Tech ES, Inc., підрядником USAID для Проекту енергетичної безпеки (ESP) за контрактом USAID № 72012118C00003.

Даний документ надається з метою виконання контракту, а саме:

- Розділ С. 2, що вимагає «прозорих ринкових правил, конкурентних енергетичних ринків», а також «розробки та моніторингу прогресу створення сприятливої нормативно-правової бази, проведення енергетичної політики та сценаріїв планування» (стор. 11),
- Розділ С. 3, що передбачає, щоб технічна допомога Підрядника «передбачала розробку та впровадження передових практик з метою сприяння розвитку конкурентних енергетичних ринків» та «була зосереджена на ... моніторингу всіх ринків газу та електроенергії», а також «на впровадженні конкурентних енергетичних ринків, що ґрунтуються на директивах ЄС»,
- Розділ С. 5, що вимагає від Підрядника «створити прозоре і передбачуване нормативне середовище, менш схильне до корупції і зловживань з боку керівників комунальних підприємств та державних органів», і
- У відповідь на Захід 1.2 «Створення сприятливого законодавчого та політичного середовища» та Захід 2.1 «Розробка інструментів, зведень та оновлень енергетичної політики та стратегії України» Річного плану реалізації (12 листопада 2018 р., стор. 6).

ПІДГОТУВАЛИ:

Олександр Ґолас,	радник з енергетичних ринків та інституційного регулювання,
Др. Фатіх Колмек,	старший менеджер з регулювання питань електроенергетики,
Георг Караґутофф,	старший економіст з питань енергетики,
Дін Вайт,	керівник Проекту,
Роман Дорош,	старший експерт з електроенергетики,
Роман Волошенко,	експерт з електроенергетики,
Євгеній Зарецький,	спеціаліст з ринку електроенергії,
Орина Фічова,	спеціаліст з ринку електроенергії,
Тимур Довгаль	фінансовий аналітик,

ЗМІНИ ТА ДОПОВНЕННЯ ДОКУМЕНТУ

РЕДАКЦІЯ	ДАТА	ВІДОМОСТІ ПРО ЗМІНИ
Ред. А	25.07.2020 р.	Створено
Ред. А	25.07.2020 р.	Переглянуто
USAID (Агентство США з міжнародного розвитку)/Україна Шукру Богут офіційний представник		Проект енергетичної безпеки USAID (Агентство США з міжнародного розвитку) "Tetra Tech ES, Inc.", підрядник USAID Дін С. Вайт керівник Проекту
https://www.usaid.gov/ukraine		www.tetrattech.com

ЗМІСТ

АБРЕВІАТУРИ	1
РЕЗЮМЕ	2
ІСТОРІЯ	5
1. ОСНОВА ДЛЯ ВПРОВАДЖЕННЯ НОВОЇ МОДЕЛІ WEM	6
1.1. РІШЕННЯ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ НОВОЇ МОДЕЛІ	6
1.1.1. НОВИЙ ЗАКОН «ПРО РИНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ»	6
1.1.2. ДЕТАЛІ СТРУКТУРИ	6
1.2. СТИСЛІ ТЕРМІНИ	7
1.3. ПЕРЕД ВІДКРИТТЯМ WEM	7
1.3.1. БЕЗПЕЧНИЙ РЕЖИМ ДЛЯ РИНКУ WEM	7
1.3.2. МЕХАНІЗМ ПОКЛАДАННЯ СПЕЦІАЛЬНИХ ОBOB'ЯЗКІВ	8
1.3.3. РИНОК ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ	9
1.3.4. КОМЕРЦІЙНИЙ ОБЛІК	9
1.3.5. ОЦІНКА ФІНАНСОВОГО ВПЛИВУ НА ВІДКРИТТЯ РИНКУ	9
1.3.6. МОНІТОРИНГ РИНКУ	10
1.3.7. РИНОК ДВОСТОРОННІХ ДОГОВОРІВ	11
1.4. РОБОТА СЕГМЕНТІВ В НОВОМУ WEM	12
1.4.1. РИНОК «НА ДОБУ НАПЕРЕД» (DAM)	12
1.4.2. ВНУТРІШЬОДОБОВИЙ РИНОК (IDM)	12
1.4.3. БАЛАНСУЮЧИЙ РИНОК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ (BPM)	13
1.4.4. РИНОК ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ (ASM)	14
2. ПЕРШИЙ РІК ДІЯЛЬНОСТІ НОВОГО ОПТОВОГО РИНКУ	16
2.1. СТАТИСТИКА ЦІН ТА ОБСЯГІВ	16
2.2. ПРОБЛЕМИ, ЯКІ ВИНИКЛИ ПРОТЯГОМ ПЕРШОГО РОКУ ТА ПОМ'ЯКШУВАЛЬНІ ЗАХОДИ	20
2.2.1. НЕВИКОНАННЯ ДОМОВЛЕНОСТЕЙ УЧАСНИКАМИ РИНКУ ТА НАКОПИЧЕННЯ БОРГУ	20
2.2.2. ПРОГАЛИНИ У ФІНАНСОВИХ РОЗРАХУНКАХ НА БАЛАНСУЮЧОМУ РИНОКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	21
2.2.3. ПІДВИЩЕННЯ ЦІН ДЛЯ КІНЦЕВИХ СПОЖИВАЧІВ ТА PSO	22
2.2.4. ФОРМУВАННЯ РИНКОВИХ ЦІН	29
2.2.4.1. ЦІНОВЕ ОБМЕЖЕННЯ В БІК ЗМЕНШЕННЯ НА BPM	29
2.2.4.2. ПРОБЛЕМАТИЧНИЙ ПІДХІД ДО ЦІНОУТВОРЕННЯ НЕБАЛАНСІВ В ПРАВИЛАХ РИНКУ	30
2.2.4.3. ЦІНОВІ ОБМЕЖЕННЯ DAM У НІЧНИЙ ПЕРІОД	32
2.2.4.4. ВПЛИВ КАРАНТИНУ НА РІВЕНЬ ЦІН	34
2.2.4.5. РІВЕНЬ ЦІН В ТОРГОВІЙ ЗОНІ БУРШТИНСЬКОГО ЕНЕРГООСТРОВУ	35
2.2.5. РЕЗЕРВИ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ	36
2.2.6. ІНТЕГРАЦІЯ ENTSO-E	39
2.2.7. ПИТАННЯ СЕГМЕНТА ДВОСТОРОННІХ ДОГОВОРІВ	39
2.2.8. ВПЛИВ МЕХАНІЗМУ ПІДТРИМКИ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГІЇ	41
2.2.8.1. РОЗВИТОК ПОТУЖНОСТІ, ОBOB'ЯЗКИ ЗА ТАРИФАМИ FIT ТА ДЕФІЦИТ GB	41
2.2.8.2. ВПЛИВ НА РОБОТУ ТА ЦІНИ WEM	43
2.2.8.3. УЧАСТЬ RES У РИНОКУ	45
2.2.8.4. КОМПЕНСАЦІЯ ОБМЕЖЕННЯ ОБСЯГІВ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ RES	46
2.3. ПІДСУМКИ ПЕРШОГО РОКУ РОБОТИ WEM	47
3. ОСНОВНІ РІШЕННЯ ПЕРШОГО РОКУ ТА ПЛАНИ НА МАЙБУТНЄ	49
3.1. ФУНКЦІОНУВАННЯ WEM У ПЕРШИЙ РІК	49
3.2. ПОДАЛЬШИЙ РОЗВИТОК	50

АБРЕВІАТУРИ

ACER	Агентство з питань співпраці енергетичних регуляторів
AMCU	Антимонопольний комітет України
ASM	Ринок допоміжних послуг
BCM	Ринок двосторонніх договорів
BPM	Балансуючий ринок електроенергії
BEI	Бурштинський енергетичний острів
CMU	Кабінет Міністрів України
DAM	Ринок «на добу наперед»
DSO	Оператор системи розподілу
EA	«НАЕК Енергоатом» (Державне підприємство)
ECT	Договір про заснування Енергетичного Співтовариства
EML	Закон України "Про ринок електричної енергії"
ENTSO-E	Європейська мережа TSO
EU	Європейський Союз
FIT	"зелений" тариф
GB	Гарантований покупець (Державне підприємство)
GoU	Уряд України
IDM	Внутрішньодобовий ринок
IPS	Об'єднана електроенергетична система (див. також UES)
JSC	Акціонерне товариство
MO	Оператор ринку
MP	Учасник ринку
НКРЕКП	Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
NJSC	Державне акціонерне товариство
NPP	Атомна електростанція
NSSMC	Національна комісія з цінних паперів та фондового ринку
PJSC	Публічне акціонерне товариство
PPA	Договір купівлі-продажу електроенергії
PSO	Покладання спеціальних обов'язків
PV	Фотоелектричний
REMIT	Регламент ЄС про цілісність та прозорість оптового ринку електроенергії
RE	Відновлювана енергія
RES	Відновлювальні джерела енергії
SE	Державне підприємство
SLR	Постачальник "останньої надії"
TSO	Оператор системи передачі
TPES	Загальний обсяг постачання первинної енергії
TRP	Теплова електростанція
UAH	Українська гривня
UE	НЕК «Укренерго», ДП (пізніше перетворено в ПрАТ)
UES	Об'єднана електроенергетична система (див. також IPS)
UHE	Укргідроенерго
USAID	Агентство США з міжнародного розвитку
USD	Долар США
USS	Постачальник універсальних послуг
VAT	Податок на додану вартість (ПДВ)
WEM	Оптовий ринок електроенергії України

РЕЗЮМЕ

1 липня 2019 року Україна перейшла від моделі ринку електроенергії єдиного покупця і запустила новий Оптовий ринок електроенергії (WEM), заснований на конкурентних обсягах торгівлі електроенергією на інтегрованих сегментах ринку таких як, ринок «на добу наперед» та внутрішньодобовий ринок, доповнений ринком двосторонніх договорів та підтриманий балансуєчим ринком електроенергії, а також ринком допоміжних послуг.

Цей перехід до нової моделі ринку електроенергії став кроком на шляху дотримання європейських правил і стандартів згідно з зобов'язаннями України.

Нова модель вже зіткнулася з багатьма проблемами; часто особи, які приймають рішення, вносили незначні поправки для вирішення нагальних проблем, не беручи до уваги можливі ненавмисні наслідки або необхідність внесення фундаментальних системних змін.

Виклики першого року після заснування ринку WEM включали:

- Фінансовий дисбаланс, обумовлений декількома взаємопов'язаними факторами:
 - Зростання RES: швидке зростання встановленої потужності і виробництво електроенергії з відновлюваних джерел енергії (RES) на додаток до FIT..
 - Дуже низькі тарифи для побутових споживачів: тарифи для кінцевих побутових споживачів залишаються низькими завдяки механізму покладання спеціальних обов'язків (PSO), а також внаслідок того, що промислові та комерційні споживачі субсидують тарифи для побутових споживачів.
 - Зниження споживання: обмеження, спричинені пандемією COVID-19 призвели до зниження споживання по всій країні і прискорили зниження частки споживання енергії промислового та комерційного секторів, в порівнянні з побутовими споживачами. Оскільки тарифи для побутових споживачів набагато нижчі за промислові/комерційні тарифи, а тарифи кінцевих користувачів змінюються залежно від споживання, це сприяло зниженню прибутків.
- Криза розрахунків між такими ключовими учасниками ринку, як Гарантований покупець і "Енергоатом" (завдяки механізму PSO) або між Адміністратором розрахунків, балансуєчими групами і постачальниками послуг з балансування.
- Недостатня прозорість ринку і можливості маніпулювання, що до того ж загострюються ринковою монополією. На ринку відсутні такі заходи із забезпечення прозорості, як погодинні обсяги двосторонніх договорів (що впливають на формування ринкових цін на ринку «на добу наперед»), своєчасне опублікування результатів ринкових операцій з балансування, обсяги на завантаження/розвантаження, цінові обмеження на завантаження/розвантаження, ціни небалансів, тощо.
- Висока ринкова концентрація у виробництві, особливо на балансуєчому ринку в режимі реального часу, де домінують всього кілька учасників. Це стало основною причиною введення цінових обмежень цін в рамках «безпечного режиму» з метою полегшення відкриття ринку і уникнення його можливого «краху».

Незважаючи на зазначені виклики, особи, які приймають рішення, не працювали над своєчасним удосконаленням правил ринку з метою підвищення ефективності функціонування моделі; а в тих випадках, коли вносилися зміни, їх часто неправильно впроваджували. Рекомендації Проекту енергетичної безпеки (ESP) USAID допомогли пом'якшити або зменшити вплив деяких з вказаних проблем.

Незважаючи на ці перешкоди, новий ринок WEM виявився відносно ефективним. Аналіз показує, що в сьогоднішніх умовах попередня ринкова модель зіткнулася б з таким самим фінансовим дисбалансом, що й нова модель, однак, швидше за все, з гіршими результатами. В рамках моделі єдиного покупця, ціноутворення регулювалося "вручну", всі тарифи встановлювалися урядом, а не ринком, починаючи з виробництва і закінчуючи кінцевим споживачем. Це створювало політичні, інвестиційні та корупційні ризики, серед них зловживання монополією. Нова модель розгрупувала деяких раніше вертикально-інтегрованих учасників ринку (вимога Третього енергопакету), що дозволило знизити вплив монополії за рахунок формування конкуруючих постачальників електроенергії та надання споживачам можливості вибору постачальника на конкурентній основі.

План дій майбутнього розвитку WEM передбачає:

- Поступове усунення ринкових спотворень, таких як механізм PSO і захищені споживачі, а також перехід до фінансового механізму PSO (F-PSO);
- Підвищення прозорості ринку та ефективного ринкового моніторингу й нагляду з боку регулюючих органів (зокрема, НКРЕКП і АМКУ, а також поступово з розширенням фінансового сегмента ринку, NSSMC) шляхом впровадження REMIT і створення платформи ринкових даних/прозорості;
- Удосконалення механізму фінансових розрахунків;
- Запровадження спільних аукціонів з розподілення пропускної спроможності міждержавних електричних мереж з сусідніми країнами ЄС та сприяння об'єднанню ринків;
- Прийняття необхідних удосконалень для ринку допоміжних послуг (ASM);
- Вирішення проблеми фінансового дефіциту в механізмі підтримки RES та сприяння участі виробників RES на ринку; а також
- Створення конкурентного комерційного середовища (нормативного і технічного) для сегменту двосторонніх договорів (із зобов'язанням фізичної поставки) та забезпечення фінансових розрахунків.

У першому розділі цього звіту розглядається історія впровадження ринку WEM, труднощі, з якими він зіткнувся, і внесок ESP в його розробку й запуск.

В другому розділі коротко розповідається про перший рік функціонування моделі, що охоплює основні події, які відбулися протягом цього року, а також аналіз ESP і пропозиції щодо пом'якшення деяких викликів.

У третьому розділі аналізуються наявні прогалини, які становлять найбільшу загрозу для успішної та ефективної роботи WEM, і надаються рекомендації щодо його поліпшення та розвитку.

ІСТОРІЯ

У 1998 році Законом України «Про електроенергетику» була встановлена модель оптового ринку електроенергії з єдиним покупцем, згідно з якою вся вироблена електроенергія продавалася на оптовий ринок, а всі розрахунки за електроенергію повинні були проводитися через оптовий ринок, тобто через Оператора ринку - Оптового постачальника (державне підприємство «Енергоринок»).

Роздрібний ринок з єдиним покупцем характеризувався як регульованими тарифами на електроенергію для розподільних компаній (обленерго), так і нерегульованими тарифами для великих кінцевих споживачів.. Тарифи встановлювалися регулятором, і "Енергоринок" відігравав ключову роль у розрахунках. На ринку також використовувався механізм перехресного субсидування, що передбачав переміщення доходів від продажу електроенергії для підтримки інших видів діяльності всередині компанії або між пов'язаними компаніями. Основні недоліки цієї моделі становили:

- Монополізацію і відсутність конкуренції як на оптовому, так і на роздрібному ринках. Кінцеві споживачі не могли обирати серед конкурентоспроможних постачальників, і діяльність в торгівлі і поставках електроенергії була об'єднана, що в сукупності збільшувало витрати споживачів;
- Перехресне субсидування населення промисловістю;
- Значні заборгованості по всьому ланцюжку постачання, від виробників до єдиного покупця, до обленерго і , нарешті, до споживачів;
- Відсутність стимулів для інвестування в мережі і виробництво енергії; та
- Відсутність прозорості, що призвела до поширення корупції.

У 2011 році Україна стала членом Енергетичного Співтовариства і взяла на себе зобов'язання щодо реалізації принципів Третього енергетичного пакету Європейського союзу (ЄС). Перелік ключових зобов'язань: анбандлінг виробництва і постачання електричної енергії від мережі; підвищення прозорості ринку електроенергії; посилення захисту прав споживачів; розвиток більш ефективних і незалежних національних регулюючих органів; а також удосконалення транскордонного співробітництва та інвестування.

1. ОСНОВА ДЛЯ ВПРОВАДЖЕННЯ НОВОЇ МОДЕЛІ WEM

1.1. РІШЕННЯ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ НОВОЇ МОДЕЛІ

Внаслідок недоліків в системі єдиного покупця і в рамках зобов'язань за Договором про заснування Енергетичного Співтовариства (ЕСТ) уряд України (GoU) прийняв рішення про проведення фундаментальних реформ в енергетичному секторі. У 2017 році Верховна Рада прийняла новий закон «Про ринок електричної енергії» (EML) і відкрила шлях для впровадження європейських правил і стандартів на українському ринку електроенергії. Виникла необхідність впровадження нової моделі ринку електроенергії.

1.1.1. НОВИЙ ЗАКОН «ПРО РИНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ»

EML спрямований на створення конкурентоспроможних оптових і роздрібних сегментів ринку електроенергії, що відповідають вимогам енергетичного законодавства ЄС. Він визначає правові, економічні та організаційні засади функціонування ринку електричної енергії та регулює виробництво, передачу, розподіл та купівлю-продаж електричної енергії споживачам. Принципи EML враховують інтереси споживачів і спрямовані на мінімізацію витрат від послуг електропостачання, а також несприятливого впливу на навколишнє середовище.

EML передбачає нову структуру ринку електроенергії, яка істотно відрізняється від моделі з єдиним покупцем. Нова структура включає в себе кілька нових сегментів, таких як роздрібний ринок купівлі-продажу електроенергії, ринок двосторонніх договорів (BCM), ринок «на добу наперед» і внутрішньодобовий ринок (DAM і IDM), балансуючий ринок (BPM) і ринок допоміжних послуг (ASM).

Прийняття нового закону є обов'язковою умовою для здійснення структурних змін в електроенергетичному секторі України. Це стало основою для модернізації промисловості і процесу об'єднання українського ринку електроенергії з загальноєвропейським ринком електроенергії через інтеграцію в мережу ENTSO-E.

1.1.2. ДЕТАЛІ СТРУКТУРИ

Відповідно до EML, Україна реалізувала процес реформування в два етапи: (1) відкриття роздрібного ринку (1 січня 2019 року) шляхом анбандлінгу розподільних і постачальних компаній (обленерго), а також введення Постачальника «останньої надії» (SLR); і (2) відкриття оптового ринку (1 липня 2019 року), що внесло істотні зміни в методи оптової торгівлі електроенергією. ДП «Енергоринок» було реструктуровано в три компанії: ДП «Гарантований покупець», ДП «Оператор ринку» (МО) та ДП «Енергоринок», остання з яких несла відповідальність за непогашені борги, накопичені в ході функціонування моделі «єдиного покупця». Оператору системи передачі (TSO), НЕК «Укренерго», були призначені ролі Адміністратора комерційного обліку та Адміністратора розрахунків.

Нові сегменти ринку включали DAM, IDM і BPM. Серед нових державних підприємств МО відповідало за роботу DAM та IDM, а Гарантованому покупцеві було доручено виконання PSO з підтримки побутових споживачів та управління портфелем RES за стимулюючим тарифом (FIT) або «зеленим тарифом», тоді як НЕК «Укренерго» стала відповідати за роботу BPM та ASM.

1.2. СТИСЛІ ТЕРМІНИ

Хоча ESP (поряд з іншими міжнародними стейкхолдерами) рекомендував відкласти запуск нового ринку WEM принаймні на кілька місяців, він розпочав свою роботу 1 липня 2019 року, як це й передбачалося EML. Уряд не вирішив до кінця травня 2019 року, чи відкладати запуск, залишивши трохи більше місяця на впровадження інфраструктури, необхідної для роботи WEM (включаючи необхідні зміни в правилах ринку, підготовку ІТ-систем, навчання учасників ринку)

1.3. ПЕРЕД ВІДКРИТТЯ WEM

Проект ESP активно співпрацював з учасниками ринку, іншими зацікавленими сторонами та донорською спільнотою України протягом усього процесу становлення WEM і сприяв запуску ринку, підтримуючи розробку нормативної бази, проводячи фінансове моделювання та оцінку впливу, а також сприяючи проведенню круглих столів та тренінгів для учасників ринку, осіб, які приймають рішення, і виконавців. ESP розробив концепцію та структуру «безпечного режиму» на основі фінансового моделювання та ретельної оцінки впливу на різні сектори ринку. В «безпечному режимі» ринок мав відкритися без серйозних операційних проблем та наслідків для споживачів.

1.3.1. БЕЗПЕЧНИЙ РЕЖИМ ДЛЯ РИНКУ WEM

Виходячи з того, що GoU вирішив не відкладати відкриття ринку, «безпечний режим» був спрямований на те, щоб полегшити запуск і уникнути будь-яких збоїв, викликаних непідготовленістю системи або учасників ринку чи високою ринковою концентрацією в секторі виробництва енергії.

Висока концентрація в секторі виробництва енергії вже створювала ризики для функціонування ринку і конкуренції в рамках моделі з єдиним покупцем і становила значну загрозу для відкриття ринку WEM, що поклато б кінець регулюючому контролю над оптовими цінами на енергоносії і платежами виробникам електроенергії. Майже перед запуском ринку виникли серйозні побоювання з приводу формування цін в різних сегментах WEM і їх можливого впливу на ціни на електроенергію для кінцевих споживачів. Зокрема, весь портфель RES, що отримують FIT, буде оперуватися Гарантованим покупцем, причому "Енергоатом" матиме значну частку в загальному виробництві в якості основного постачальника базового навантаження. Крім того, незважаючи на зростаючу потребу в електростанціях, здатних надавати послуги з балансування (відповідно до вимог Кодексу системи передачі), і високий рівень поширення RES, в цьому сегменті балансуємого ринку домінувало дуже мало гравців.

Для вирішення цих проблем і був розроблений «безпечний режим». Він передбачав різноманітні механізми і гарантії для різних секторів ринку, щоб забезпечити, що вплив відкриття ринку на вартість енергії кінцевих споживачів залишиться в допустимих межах. Серед них були:

- Зменшена функціональність;
- Обмежені торги в DAM і IDM (ліміт в 959,12 грн/МВт-год для «нічних» періодів мінімального навантаження і 2048,23 грн/МВт-год для «денних» періодів максимального навантаження) з урахуванням цін, досягнутих в попередній моделі ринку протягом трьох місяців перед відкриттям нового ринку.

- Цінові обмеження на балансуєчому ринку (115% від цінового обмеження DAM для регулювання в бік збільшення і 85 % від цінового обмеження DAM в бік зменшення), а також,
- Спрощені фінансові розрахунки за рахунок більш тривалих розрахункових періодів.

Обґрунтування «безпечному режимі» полягало в тому, щоб уникнути цінових шоків, справедливо розподілити витрати, включити механізми підтримки PSO і RE і пом'якшити надмірну концентрацію ринкової влади.

Крім того, попередній досвід переходу на оптовий ринок показує, що при відкритті ринку вірогідні серйозні програмні та інституційні помилки. Оскільки всі сектори повинні були відкритися одночасно (DAM/IDM, BSM і BPM, а незабаром після цього і ASM), було надзвичайно важливо передбачити запобіжні заходи, з тим щоб будь-які помилки не приводили до значних збоїв.

1.3.2. МЕХАНІЗМ ПОКЛАДАННЯ СПЕЦІАЛЬНИХ ОБОВ'ЯЗКІВ

Станом на 1 березня 2017 року побутовий тариф досяг 900 грн/МВт-год, з урахуванням ПДВ (750 грн/МВт-год без ПДВ) для першого блоку (тобто 100 кВт-год) і 1680 грн/МВт-год, з урахуванням ПДВ (1400 грн/МВт-год без ПДВ) для всього споживання за межами першого блоку. Водночас Кабінет Міністрів України (СМУ) запровадив додаткові субсидії, орієнтовані на незахищені категорії споживачів. За минулі три роки не було прийнято жодного оновлення або підвищення тарифів, незалежно від змін на ринку і зростання витрат. В результаті виникла необхідність в подальшому збільшенні субсидування.

EML передбачав, що субсидії, регульовані єдиним покупцем, надаються механізмом PSO, що накладає зобов'язання на певних учасників. Відповідно СМУ поклав функції PSO на Гарантованого покупця (GB), TSO (Укренерго), операторів систем розподілу (DSO) та постачальників універсальних послуг, а також виробників електроенергії Енергоатом (EA) та Укргідроенерго (UHE). Таким чином, EA і UHE були зобов'язані продавати GB значну частину виробленої електроенергії за фіксованими цінами (EA по 567 грн/МВт-год і UHE по 674 грн/МВт-год, що є значно нижчим за рівень цін DAM). Енергоатом був основним джерелом енергії, що забезпечується для PSO (починаючи з 90% всієї виробленої компанією електричної енергії, що пізніше зменшилося), і очікувалося, що він буде забезпечувати базову потужність, тоді як споживання домашніх господарств має погодинний профіль динамічного навантаження. Саме тому EA був зобов'язаний надавати більшу частину свого виробітку GB, щоб GB міг продавати надлишкову енергію на ринку і використовувати отриманий прибуток для покриття витрат на надання значно субсидованої електроенергії побутовим споживачам (EA надав решту обов'язкових обсягів TSO і DSO для покриття мережних витрат). Цей фінансовий дисбаланс в структурі призвів до серйозних проблем в механізмі, який кілька разів коригувався, починаючи з припинення надання дешевої електроенергії DSO і TSO. Ці наслідки поширилися і на роботу WEM, створивши значні проблеми з відшкодуванням витрат для GB і EA і загрожуючи їх фінансовій стабільності, як буде пояснено нижче.

1.3.3. РИНОК ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ

Стабільність частоти у всій енергосистемі вимагає балансу системи в реальному часі, і саме ASM відіграє тут ключову роль. Робота ASM базується на забезпеченні резервів потужності електростанціями, як того вимагає Кодекс системи передачі.

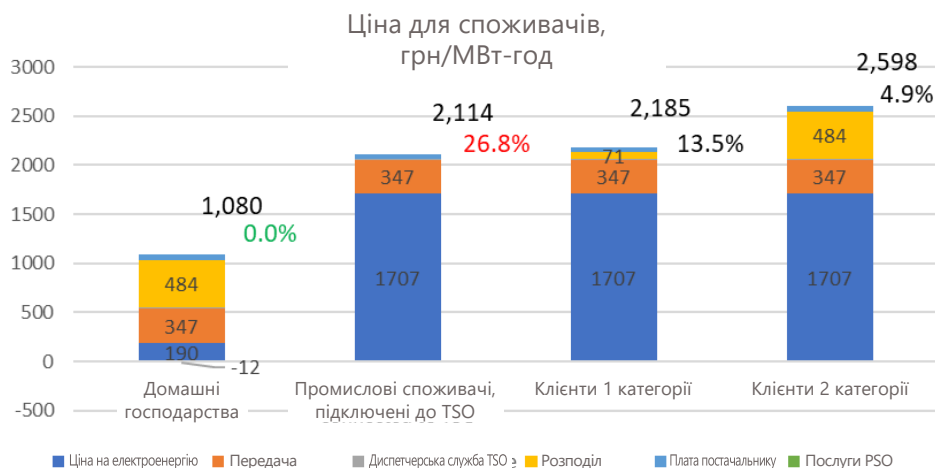
Незважаючи на відкриття ринку у липні 2019 року, електростанції не пройшли тестування та сертифікацію в якості постачальників допоміжних послуг, що не дозволило запустити аукціони на ASM. Тому ESP ініціював програму технічної допомоги для «Укренерго» щодо створення умов для повноцінного функціонування ASM (зокрема, з розробки тестових процедур, тестування генераторів електростанцій, сертифікації електростанцій та моніторингу надання допоміжних послуг). Таким чином, аукціони ASM вдалося провести вже навесні 2020 року. Станом на липень 2020 року 11 електростанцій пройшли тестування і сертифікацію в якості постачальників допоміжних послуг з надання первинних (тобто FCR) і вторинних резервів (aFRR і mFRR) для підтримки стабільності системи. Однак принципи ціноутворення на послуги та методика моніторингу надання цих послуг електростанціями все ще потребують значного доопрацювання для належного функціонування ASM, що полегшить інтеграцію з ENTSO-E. Докладний аналіз розвитку ринку допоміжних послуг представлений в наступному розділі.

1.3.4. КОМЕРЦІЙНИЙ ОБЛІК

ESP надав пропозиції, що стосуються правильного комерційного обліку. Однією з найбільш важливих з них була зміна розрахункового періоду балансуючого ринку з щоденного на щомісячний, щоб уникнути руйнівного впливу фінансових розрахунків на учасників ринку через недостовірні дані обліку. Регулятор схвалив цю пропозицію, але в кінцевому підсумку прийняв 10-денний розрахунок через технічні обмеження програмного забезпечення TSO і нездатність DSO надавати точні виміряні дані на D+1 через відсутність автоматизації і низький відсоток інтервальних лічильників в клієнтській базі. Низка інших проблем, таких як профілі навантаження, затримки в наданні вимірювальних даних і значні відмінності в наборах вимірювальних даних, ще очікують вирішення.

1.3.5. ОЦІНКА ФІНАНСОВОГО ВПЛИВУ НА ВІДКРИТТЯ РИНКУ

EML передбачає, щоб після запуску ринку WEM споживчі тарифи на передачу враховували компенсацію за використання відновлювальних джерел енергії (FIT). Це призвело до значного зростання цін на електроенергію для всіх споживачів, особливо великих промислових споживачів, підключених до мережі TSO, як показано нижче.



Малюнок 1: зростання цін за рахунок включення витрат FIT в тариф на передачу

Підвищення цін відбулося, як і очікувалося, з шестикратним підвищенням тарифу на передачу і викликало обурення серед деяких споживачів, особливо великих промислових підприємств. Щоб вирішити кризу, ESP запропонував частково передати цю функцію Гарантованому покупцеві на перехідний період на додаток до PSO для домашніх господарств. СМУ вніс поправки в PSO, щоб зменшити виплату TSO Гарантованому покупцеві і компенсувати виробництво відновлювальної енергії прибутком Гарантованого покупця від продажу міксу недорогої електроенергії, що виробляється державними атомними і гідроелектростанціями на DAM. Напевно, цей досвід показав відсутність координації для проведення ринкової реформи, а також ретельного аналізу впливу відкриття ринку.

Для оцінки широкого спектру впливу на споживчі ціни і доходи учасників ринку ESP розробив комплексну фінансову модель ринку електроенергії з набором визначених сценаріїв, фізичних параметрів і економічних показників (наприклад, прогноз навантаження, збільшення частки RE у виробництві, схеми PSO, частки виробництва на ринках і ціни). Ця модель, яка кілька разів оновлювалася, використовувалася для розробки рекомендацій щодо сталої роботи оптового ринку, постійного обміну та обговорення припущень і результатів моделі із зацікавленими сторонами та особами, які приймають рішення.

1.3.6. МОНІТОРИНГ РИНКУ

Ринкова прозорість і захист від маніпуляцій вкрай важливі для ефективного функціонування ринків. Регламент ЄС № 1227/2011 Про цілісність та прозорість оптового ринку електроенергії (REMIT) вимагає від виробників, продавців, трейдерів і операторів системи передачі електроенергії і газу, з обсягами більше 600 ГВт-год на рік, надавати інформацію про угоди в Агентство з питань співпраці енергетичних регуляторів (ACER) в режимі майже реального часу. Оскільки Україна ще не вступила в ЄС, передбачається, що на проміжному етапі відповідальність за її зобов'язання ACER візьме на себе НКРЕКП. Учасники енергетичного ринку, треті особи, що діють від імені учасників ринку і організованих ринків, а також інші особи, що професійно організовують угоди, зобов'язані звітувати про свою діяльність.

В рамках проєкту з моніторингу та нагляду за ринком електроенергії (EMM&S) ESP прагне допомогти регулятору в перегрупованні та реалізації Регламенту REMIT, який встановлює

вимоги до моніторингу ринку. Особливо у зв'язку з існуючою концентрацією в сегментах виробництва і частково в сегментах пропозиції, моніторинг ринку має ключове значення для досягнення цілей щодо лібералізації ринку. Однак навіть станом на серпень 2020 року вимоги EnCS щодо (light) REMIT все ще не перенесені в основне законодавство. Отже, підзаконні акти, які повинні бути прийняті НКРЕКП не були прийняті. У цьому контексті основними цілями діяльності EMM&S є наступні:

- Зміцнити потенціал НКРЕКП в області обробки інформації та прийняття рішень;
- Забезпечити дотримання українським енергетичним сектором національних і міжнародних зобов'язань з моніторингу ринку; та
- Забезпечити цілісність, прозорість, стійкість, доступність і конкурентоспроможність ринку WEM.

У той же час НКРЕКП намагається контролювати ринок за допомогою існуючого внутрішнього потенціалу, і ESP підтримує ці зусилля, аналізуючи ринкові тенденції та поведінку учасників, розробляючи пропозиції щодо пом'якшення відхилень, проведення втручань, коли це необхідно, і вдосконалення нормативної бази. Однак, як пояснюється в наступних розділах огляду, ці заходи з моніторингу носять фактичний характер і можуть дозволяти вживати пом'якшені заходи, такі як удосконалення правил ринку, без пропорційних штрафів, як це пропонується в REMIT.

1.3.7. РИНОК ДВОСТОРОННІХ ДОГОВОРІВ

Розвиток конкурентоспроможного ринку двосторонніх договорів з фізичними постачанням необхідний для прозорості, моніторингу та нагляду за всім WEM, забезпечення стабільності, ліквідності та передбачуваності функціонування ринку. Ринок двосторонніх договорів становить близько двох третин обсягу оптового ринку і відіграє ключову роль в поточному механізмі PSO, заснованому на фізичних контрактах.

Починаючи з моменту пропозиції, концепція «Безпечного режиму» передбачала необхідність централізованого ринку двосторонніх договорів із забезпеченими фінансовими розрахунками через уповноважений банк використовуючи платформу, керовану МО (при необхідності у кооперації з ProZorro). Були внесені проекти постанов про використання електронних аукціонів для укладення двосторонніх договорів на державних виробників енергії та про створення концепції спеціальної сесії для PSO. СМУ прийняв Постанову про затвердження Порядку проведення електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами з одночасним призначенням GB адміністратором PSO. Однак Постанова PSO створила нову систему, дуже схожу на модель з єдиним покупцем, оскільки GB купує дешеву електроенергію від державних виробників атомної та гідро енергії і продає безпосередньо USS для побутового споживання. Крім того, хоча Постанова про електронні аукціони чітко описана в концепції «безпечного режиму», вона не передбачає централізованої двосторонньої торгівлі з повністю забезпеченими фінансовими розрахунками. В результаті необхідно переглянути правила проведення електронних аукціонів і PSO, оскільки вони не узгоджуються з цілями підвищення ліквідності на ринку і створення енергетичної біржи.

Протягом усього терміну дії Проєкту, ESP сприяє розвитку клірингових послуг та створенню енергетичної біржи. Це дозволить торгувати стандартними продуктами з фізичною поставкою, також з постачальниками універсальних послуг, і, отже, підвищити ліквідність на ринку за рахунок надання надійних цінових сигналів.

1.4. РОБОТА СЕГМЕНТІВ В НОВОМУ WEM

В новому ринку WEM, електроенергія продається в трьох організованих сегментах («організований» означає такий сектор, що управляється оператором відповідно до правил, встановлених НКРЕКП, включаючи принципи ціноутворення), а саме ринок «на добу наперед» (DAM), внутрішньодобовий ринок (IDM) і балансуєчий ринок електроенергії (BPM) з торгівлі МВт-год. Торговля електроенергією також може здійснюватися через двосторонні договори, які не регулюються (включаючи ціноутворення), але повинні бути зареєстровані (погодинні обсяги разом з інформацією про продавця і покупця), формуючи фізичне зобов'язання з постачання для залучених сторін. У цьому огляді цей ринок згадується як Ринок двосторонніх договорів (BCM). Ці сегменти, в яких здійснюється торгівля електроенергією, підтримуються ринком допоміжних послуг (ASM), керованим Оператором системи передачі (TSO) для постійної підтримки стабільності електроенергетичної системи і, на відміну від інших сегментів, заснованим на платежах за потужність (МВт). Нижче наводиться короткий опис того, як працюють ці сегменти:

1.4.1. РИНОК «НА ДОБУ НАПЕРЕД» (DAM)

DAM – це перший з двох організованих сегментів (DAM і IDM), що регулюються оператором ринку (МО) і дозволяють всім учасникам ринку купувати або продавати електроенергію на день наперед (D-1) на наступний день (D). Для участі в цьому секторі покупці і продавці повинні підписати з МО угоду про участь в цьому сегменті ринку. В теорії, покупець йде на DAM, щоб купити електроенергію й покрити своє споживання електроенергії (наприклад, споживання своїх кінцевих споживачів або торгового контрагента, який закупив електроенергію за двостороннім договором), яке не вдасться покрити його діючими двосторонніми договорами на купівлю електроенергії. Аналогічним чином, продавець відправляється на DAM, щоб продати наявну у нього електроенергію (наприклад, власне виробництво на електростанціях або надлишок енергії за існуючими двосторонніми договорами) покупцям на ринку. В D -1 як покупці, так і продавці беруть участь у роботі DAM та розміщують свої заявки на купівлю та продаж електроенергії. Як тільки ворота закриваються для подачі заявок, МО запускає алгоритм ринкового клірингу і розраховує ціни для кожної години наступного дня (D) на основі принципу маржинального ціноутворення.

Крім того, що DAM дозволяє учасникам ринку збалансувати свої позиції на наступний день, він приносить значну вигоду TSO. Завдяки описаному вище процесу DAM надає TSO збалансовану систему на D-1 і, отже, вносить значний вклад в роботу з балансування в реальному часі, які повинні здійснюватися TSO.

1.4.2. ВНУТРІШНЬОДОБОВИЙ РИНОК (IDM)

IDM є другим з двох організованих сегментів (DAM і IDM), що регулюються Оператором ринку, і надає учасникам ринку можливість коригувати свої торгові позиції в режимі реального часу.

Після того, як ворота DAM закриються і будуть розраховані погодинні ціни, кожен учасник підтверджує обсяги постачання/споживання (позиції) на наступний день (D). Однак цілком нормально, що разом з наближенням до реального часу можуть відбуватися зміни в очікуваному виробництві/пропозиції або споживчій позиції учасників ринку. Таким чином, IDM дозволяє учасникам ринку купувати і продавати електроенергію за одну годину до терміну поставки (тобто T-1) на основі принципу автоматичного узгодження (на відміну від методу маржинального ціноутворення, що використовується в DAM). Таким чином, індикативна ціна години для IDM являє собою середньозважене значення узгоджених пропозицій за відповідну годину.

У цьому контексті, IDM можна розглядати як платформу, що надає останню можливість дотриматися збалансованої торговельної позиції перед початком реального часу і уникнути стягнення незбалансованих цін за годинні відхилення.

1.4.3. БАЛАНСУЮЧИЙ РИНОК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ (BPM)

Найважливішою частиною нового конкурентного WEM є відповідальність учасників ринку за небаланси в якості сторін, відповідальних за небаланс (BRP). Як постачальники енергії (так і виробники повинні нести відповідальність з балансування в режимі реального часу. Оскільки попит і пропозиція електроенергії повинні постійно задовольнятися, слід запобігати виникненню небалансів за допомогою системи ціноутворення, і стимулювати належне планування

Хоча DAM та IDM надають учасникам ринку можливість купувати та продавати електроенергію на кожну годину дня поставки (D) і формують збалансовану торговельну позицію, в режимі реального часу неминуче спостерігаються відхилення у виробництві або споживанні. Таким чином, TSO керує балансуєчим ринком електроенергії (BPM) для підтримки балансу системи в реальному часі шляхом збільшення або зменшення постачання електроенергії. Учасники ринку, які можуть надати TSO послуги з балансування, називаються постачальниками послуг з балансування (BSP) і подають свої заявки на збільшення виробництва або зниження попиту за можливості регулювання попиту або зниження виробництва через диспетчерські команди, що видаються диспетчерами TSO для кожної одиниці реального часу (RTU), який задається як 15-хвилинні періоди протягом години.

Для кожного RTU пропозиції щодо збільшення навантаження ранжуються в порядку зростання, і диспетчери TSO акцептують заявки, починаючи з найдешевшої, якщо вони бачать, система в дефіциті. Відповідно, BSP отримують команди і формують маржинальну ціну, розраховану для RTU, за яким вони надали послугу, і TSO оплачує BSP за надану енергію Крім того, пропозиції щодо зниження навантаження ранжуються в порядку зменшення, і диспетчери видають команди, починаючи з найдорожчої пропозиції, коли бачать, що система в профіциті. Відповідно, BSP отримують команду і формують маржинальну ціну, розраховану для RTU, за яким вони надали послугу, та платять TSO. Причина оплати на користь TSO у випадку зниження навантаження полягає в наступному: зазвичай, виробник повинен виробляти електроенергію протягом години, але до призначеного терміну поставки він продав цю електроенергію на BCM, DAM або IDM і реалізував виручку за цю годину торгового дня. Тоді видача команди про розвантаження на передбачає, що обсяг електроенергії, відповідний цієї команди не буде вироблятися, а швидше – буде придбаний у TSO з метою виконання зобов'язання з продажу. Оскільки ціни на зниження навантаження повинні бути нижчими за ціну DAM

за ту ж годину, виробник отримує прибуток, сплачуючи ціну нижче ціни DAM, що мотивує його дотримуватися диспетчерських команд, виданих TSO.

Хоча це звичайний механізм в типовому BPM, протягом першого року діяльності WEM декілька обставини призвели до таких проблем, як «торгівля повітрям», як описано в наступному розділі, і НКРЕКП довелося вжити конкретних заходів для вирішення цієї проблеми.

Як вже пояснювалося вище, команди щодо підвищення і зниження навантаження видаються для того, щоб збалансувати систему та уникнути відхилень у виробництві або споживанні. У той час як BSP отримують винагороду за надання балансувальних послуг TSO, з учасників (тобто BRP), які спричиняють небаланс, стягується відповідна плата. Погодинна плата за небаланс (ціна) за відхилення розраховується як середньозважене значення маржинальних цін, розрахованих для кожної RTU у відповідну годину. У період з липня 2019 року по березень 2020 року погодинна ціна небалансу розраховувалася для кожної години як єдина ціна для обох позитивних (більше/менше виробництва/споживання в порівнянні з підтвердженим рівнем продажу), так і для негативного (більше/менше споживання/виробництва в порівнянні з підтвердженим рівнем продаж) небалансів. Потім, починаючи з березня 2020 року, для небалансів стали застосовуватися подвійні ціни (тобто різні ціни для позитивних і негативних небалансів).

Позитивний небаланс практично означає забезпечення системи електроенергією в режимі реального часу, а відповідним BRP «сплачується» ціна небалансу (грн/МВт-год) за їх позитивні обсяги (МВт-год). І навпаки, негативний дисбаланс практично означає вилучення/споживання електроенергії з системи в режимі реального часу, а відповідні BRP «оплачують» ціну небалансу (грн/МВт-год) за свої негативні обсяги (МВт-год). Як пояснюється в наступному розділі, єдина ціна небалансу, що застосовувалася до березня 2020 року, викликала значні проблеми і була замінена механізмом подвійного ціноутворення, розробленим ESP.

1.4.4. РИНОК ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ (ASM)

Як пояснюється в розділі про BPM, рівні попиту та пропозиції в електроенергетичній системі відхиляються від значень, запланованих до реального часу, і TSO використовує BSP на балансуєчому ринку для контролю незначних невідповідностей у виробництві та споживанні шляхом збільшення та зменшення виробництва. Таким чином, ефективна балансуєча ринкова операція може підтримувати баланс системи з найменшими можливими витратами. Однак, інколи наявних джерел на балансуєчому ринку може не вистачати (наприклад, тимчасові затримки в забезпеченні балансуєчої енергії, низька швидкість зростання/спаду чи недостатні доступні обсяги), для того, щоб підтримувати стабільні рівні частоти і напруги в системі. Щоб допомогти відновити баланс системи в таких випадках, як втрата виробника, потужності передачі або навантаження, TSO використовують Ринок допоміжних послуг (ASM), щоб забезпечити систему необхідними резервами (наприклад, резерв підтримки частоти – FCR та резерв автоматичного/ручного відновлення частоти – aFRR/mFRR). Таким чином, балансуєча енергія і допоміжні послуги – це різні послуги, що надаються на ринку, хоча обидві спрямовані на підтримку балансу системи. Аналогічно, контроль і оплата цих двох послуг здійснюються окремо. Балансуєча енергія вимірюється і оплачується на основі поставленої енергії на балансуєчому ринку (тобто, грн./МВт.год) Таким чином, вартість балансуєчої енергії оплачується учасниками балансуєчого ринку, які спричиняють

дисбаланс в режимі реального часу. Допоміжні послуги, такі як FCR і aFRR/mFRR, пропонуються на основі потужності і відповідно оплачуються (наприклад, грн/МВт), а вартість відображається в тарифах на послуги TSO (наприклад, тариф диспетчеризації), які сплачуються користувачами системи.

У той час як оплата за допоміжні послуги здійснюється на основі потужності, відповідні ціни визначаються за допомогою аукціонів, проведених TSO для кожної послуги відповідно до Кодексу системи передачі та Правил ринку, затверджених НКРЕКП.

2. ПЕРШИЙ РІК ДІЯЛЬНОСТІ НОВОГО ОПТОВОГО РИНКУ

2.1. СТАТИСТИКА ЦІН ТА ОБСЯГІВ

Обсяги електроенергії, реалізованої з моменту відкриття ринку в липні 2019 року, наведено в таблиці нижче.

Таблиця 1: обсяг торгівлі електроенергією через WEM з 1 липня 2019 року по 30 червня 2020 року

Місяць	DAM	Частка	IDM	Частка	BM	Частка	BCM	Частка	Загалом
	(Мільйон кВт-год)	(%)	(Мільйон кВт-год)	(%)	(Мільйон кВт-год)	(%)	(Мільйон кВт-год)	(%)	(Мільйон кВт-год)
Липень 2019 р.	4348	26	104	1	350	2	11899	71	16701
Серпень 2019 р.	3815	22	121	1	313	2	12850	75	17099
Вересень 2019 р.	4089	23	109	1	428	2	13360	74	17986
Жовтень 2019 р.	3660	18	97	0,5	589	3	15993	79	20339
Листопад 2019 р.	4137	19	202	1	524	2	17439	78	22302
Грудень 2019 р.	4434	18	103	0,4	992	4	18966	77	24496
Січень 2020 р.	5438	24	127	1	987	4	16382	71	22933
Лютий 2020 р.	4348	21	240	1	1038	5	15492	73	21117
Березень 2020 р.	4217	17	361	1	2441	10	18003	72	25022
Квітень 2020 р.	2821	14	478	2	2465	12	14141	71	19905
Травень 2020 р.	2536	13	654	3	2020	11	13757	73	18967
Червень 2020 р.	2162	11	385	2	2241	11	15106	76	19894
ЗАГАЛОМ	46005	19	2983	1	14387	6	183388	74	246763

Джерело: МоЕ (Міністерство енергетики)

У таблиці показано збільшення частки балансуєчого ринку за рахунок зниження обсягів ринку на «добу наперед» і незначного збільшення обсягу ринку двосторонніх контрактів. Це не є нормальною тенденцією, оскільки ВРМ – це не ринок для торгівлі електроенергією, а скоріше механізм пом'якшення неминучих, але невеликих відхилень в попиті і пропозиції а, отже, підтримки стабільності системи. Розмір ВМ був в межах 2-3% ринку до кінця 2019 року, і це вважалося допустимою цифрою. З фінансової точки

зору більша частка BPM призводить до збитків для BRP, оскільки небаланси (позитивні або негативні) призводять до гірших позицій у порівнянні з торгівлею на DAM. Таким чином, зазвичай очікується, що незбалансовані BRP, отримуючи досвід з результатів небалансу в певний період, переглядають свої позиції/поведінку на наступні періоди. Якщо на ринку не буде структурних проблем, то очікується, що частка BPM повернеться до обґрунтованих рівнів. Однак, як пояснюється в наступних розділах, протягом першого року роботи WEM спостерігалися деякі структурні аномалії, які призвели до завищеної частки BPM. Наприклад, систематичний профіцит в системі, викликаний зниженням (з кількох причин) попиту та дуже високим рівнем впровадження RES через високі FIT, спричинені не-зрівняними/непроданими обсягами виробітку (в основному щодо виробництва ядерної енергії, запропонованого EA і GB і виробітку RES, запропонованого GB) (і, отже, зниженням рівня цін на ринку DAM) на DAM і постійним профіцитом в системі в режимі реального часу. В результаті, хоча деякі BSP почали отримувати позитивний прибуток (на основі їх нормального або іноді «роздутого» рівня виробництва через їх торговельні позиції на BSM або DAM/IDM) через команди на розвантаження, видані диспетчерами, EA і GB в кінцевому підсумку продавали свою енергію значно дешевше у порівнянні зі зниженими цінами DAM в режимі реального часу через позитивний небаланс.

Загальна сума торгового обороту явно збільшується в зимові місяці. Однак частки DAM, IDM, BM and BSM залишаються стабільними протягом усього періоду.

Спостерігається зростання частки сегмента двосторонніх договорів починаючи з кінця весни, які досягають майже 75 % від загального обсягу. Це корелює зі зниженням цін на DAM, що призводить до зміщення обсягів в напрямку сегмента двосторонніх договорів, внаслідок чого рівень цін погіршується ще більше. Цифри BSM враховують обсяги, продані GB USS для постачання населенню за регульованим тарифом, на загальну суму приблизно 3 ГВт-год на місяць.

З наведеної нижче таблиці видно, що імпорт і експорт мають обмежену частку в загальному обсязі споживання. Це означає, що заходи з обмеження імпорту з Білорусі та Росії вплинули на існуючі обсяги, в той час як технічні обмеження на Бурштинському енергетичному острові (BEI) були основною причиною обмеження транскордонних обсягів на самому острові.

Таблиця 2: Електроенергетичний баланс з липня 2019 року по травень 2020 року

	Мільйони кВт на місяць										
	Липень 2019 р.	Серпень 2019 р.	Вересень 2019 р.	Жовтень 2019 р.	Листопад 2019 р.	Грудень 2019 р.	Січень 2020 р.	Лютий 2020 р.	Березень 2020 р.	Квітень 2020 р.	Травень 2020 р.
Споживання (Брутто)	10,144	10,189	9,886	10,943	11,613	12,478	12,509	11,712	11,323	9,928	10,781
Споживання (Нетто)	9,313	9,370	9,094	9,724	10,234	10,900	11,025	10,566	10,150	9,083	8,895
Виробництво	11,603	11,675	11,201	12,374	13,038	14,220	14,102	13,216	12,935	11,169	10,868
Імпорт	275	311	351	601	661	499	561	551	442	151	33
Експорт	492	490	476	618	629	714	697	740	774	238	125

Джерело: МоЕ, «Укренерго»

РІВНІ ЦІН

Однією з основних цілей відкриття ринку було формування конкурентно визначених базисних цін в різних секторах ринку для посилання на них учасників ринку, потенційних інвесторів, а також осіб, які приймають рішення.. У той же час обмеження «безпечного режиму» були спрямовані на те, щоб захистити учасників ринку від значних коливань цін і уникнути різкого підвищення цін.

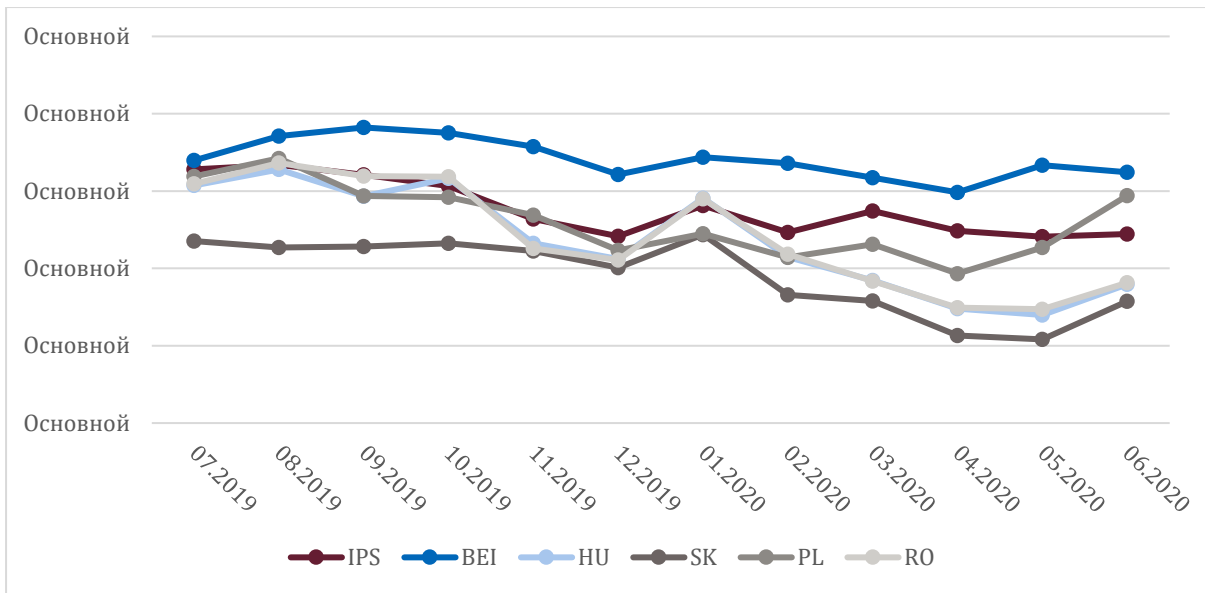
1 липня 2019 року DAM відкрився з ціновими обмеженнями 959,12 грн/МВт-год для «нічних» періодів мінімального навантаження і 2048,23 грн / МВт-год для «денних» періодів максимального навантаження, що були розроблені ESP і прийняті НКРЕКП. Аналогічним чином, ставки в бік збільшення і в бік зменшення були обмежені на рівні +/- 15 відсотків від цінових обмежень на ринку «на добу наперед», відповідно.

Ґрунтуючись на ринкових тенденціях та результатах моніторингу, були внесені деякі корективи в цінові обмеження DAM на кшталт включення періоду з 8:00 – до 9:00 ранку в денну зону зі збільшенням навантаження і нещодавнє збільшення цінових обмежень нічного періоду до 60% відносно денного. Ці кроки сприяли пом'якшенню спотворень у ціноутворенні або поліпшенню цінового сигналу на DAM. У зв'язку з цим, хоча заходи з «безпечного режиму» й досягли намічених цілей, слід зазначити, що вони були розроблені як тимчасові і підлягають змінам, більш орієнтованими на ринок, такими як гранична вартість найдорожчої одиниці, вартість втраченого навантаження (VOLL) або аналогічними. Таким чином динаміка попиту і пропозиції краще відображається у формуванні цін, забезпечуючи покращені цінові сигнали.

Ринок «на добу наперед»

Після відкриття ринку середньозважена ціна в літні місяці, вересень і жовтень, залишалася вище 1500 грн/МВт-год. Однак збільшення пропозиції і м'які зимові погодні умови призвели до зниження цін. Зазвичай навесні очікується відновлення цін, але карантинні заходи внаслідок COVID-19 призвели до зниження попиту. У поєднанні зі значним збільшенням обсягів RES в рамках угод про закупівлю електроенергії (PPA) це призвело до зниження середньозважених цін приблизно на 30% в порівнянні з їх максимальним рівнем в 2019 році. З того часу ціни залишалися в межах 1200-1250 грн/МВт-год. Протилежна ситуація спостерігається в торговій зоні BEI; ціни залишаються високими більшу частину часу, значно перевищуючи середній рівень в торговій зоні IPS.

Порівняння цін на українському ринку DAM з цінами на ринках сусідніх країн демонструє кореляцію з торговою зоною IPS: зимові піки, невелике зниження через заходи COVID-19 і тенденції до вирівнювання цінових рівнів. Цінові рівні BEI не відображають ціни сусідніх країн рівною мірою через специфіку цієї торгової зони, що призводить до обмеження варіантів пропозиції, а отже і конкуренції.

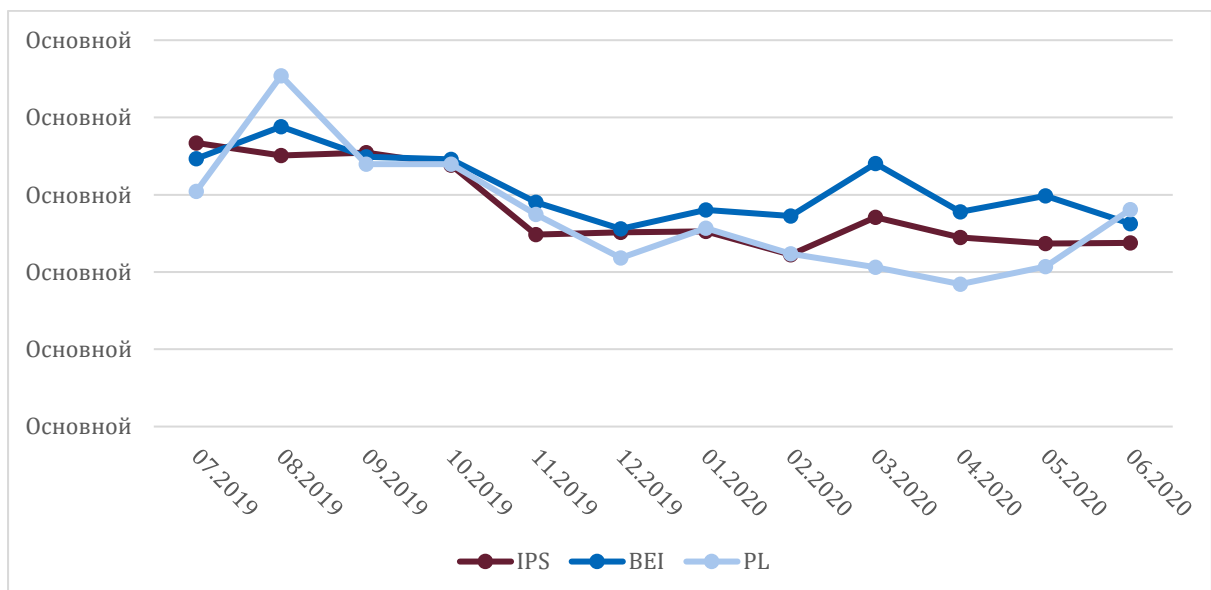


Малюнок 2: ціни на ринку DAM

Внутрішньодобовий та балансуєчий ринки електроенергії

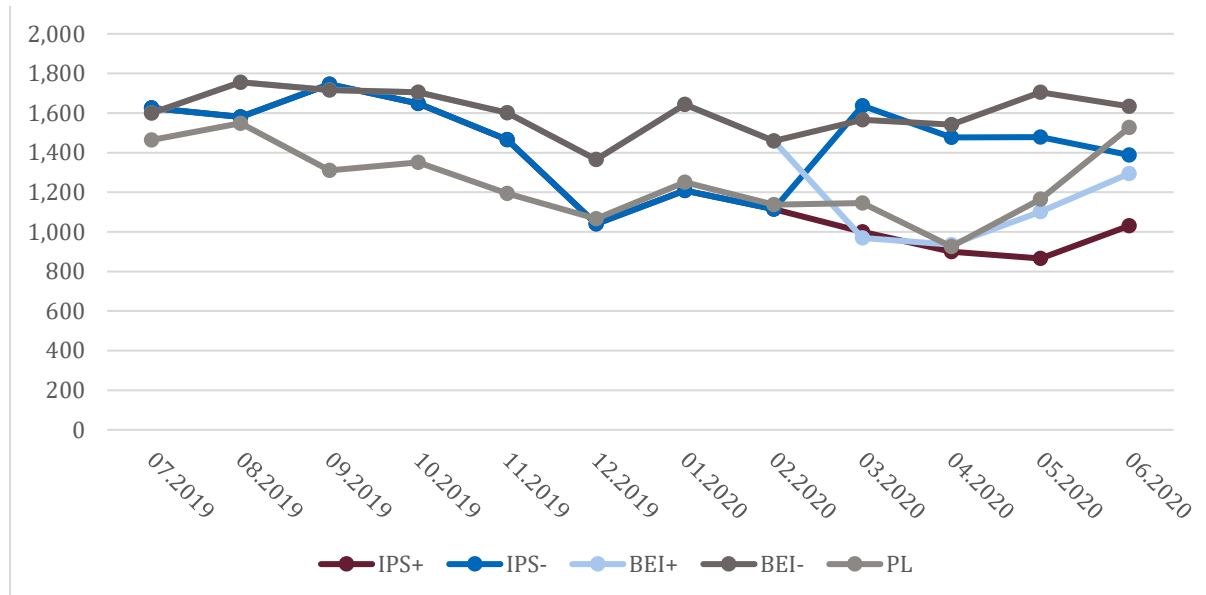
Порівняння даних в режимі практично реального часу секторів IDM і BPM з польським ринком підкреслює такі схожі риси між Польщею і Україною, як значний негнучкий базове виробництво і типи палива, в яких переважає викопне паливо.

Ціни на IDM на всіх трьох ринках (BEI і IPS в Україні, а також в Польщі) демонструють тенденцію до зниження. Однак на відносно молодих ринках (як і в Україні) сектор IDM часто страждає від низької ліквідності, оскільки учасникам ринку зазвичай потрібен час, щоб звикнути коригувати свої пропозиції ближче до подій реального часу.



Малюнок 3: ціни IDM (Джерело: дані з сайтів Оператора ринку і TGE)

Ціни балансуючого ринку в Україні демонструють високу волатильність, як показано на малюнку нижче, що відображає рівень незбалансованих цін в режимі реального часу. Балансуючий ринок також схильний до обмежень торгів, що означає встановлення цінових рівнів для BSP, що пропонують свої пропозиції TSO. Протягом першого року цінові обмеження зазнали значних змін, але вони все ще значною мірою залежать від фактичних цін на ринку DAM.



Малюнок 4: незбалансовані ціни в режимі реального часу (Джерело: дані з сайтів «Укренерго» та платформи прозорості ENTSO-E)

На наведеному вище малюнку показано, що починаючи з березня 2020 року ціни небалансів поділяються на дві складові. У липні 2019 року ринок BPM почав працювати з погодинними розрахунковими періодами і єдиною ціною небалансів за кожну годину. Вона була сформульована як середньозважене значення з використанням цінових обмежень на одиницю виміру реального часу (RTU, 15 хвилин) і кількості активованої балансуючої енергії в кожному RTU. Через півроку стало очевидно, що єдина ціна не відображає повної вартості балансування TSO і що вона не виступає достатнім стимулом для BRP утримувати свої баланси належним чином. На основі аналізу та рекомендацій ESP, НКРЕКП запровадила подвійне ціноутворення (окремі ціни для позитивних і негативних небалансів), що набуло чинності в березні 2020 року. Такий підхід до подвійного ціноутворення на небаланси застосовується на багатьох розвинених ринках і може забезпечити кращі цінові сигнали.

2.2. ПРОБЛЕМИ, ЯКІ ВИНИКЛИ ПРОТЯГОМ ПЕРШОГО РОКУ ТА ПОМ'ЯКШУВАЛЬНІ ЗАХОДИ

2.2.1. НЕВИКОНАННЯ ДОМОВЛЕНОСТЕЙ УЧАСНИКАМИ РИНКУ ТА НАКОПИЧЕННЯ БОРГУ

Згідно з ринковими правилами BPM учасники ринку повинні надавати фінансові гарантії для забезпечення фінансових розрахунків в рамках BPM; платежі для покриття вартості небалансів можуть використовуватися як забезпечення задля уникнення накопичення боргів. В той самий час DAM та IDM працюють на основі передоплати і не схильні до ризиків внаслідок несплати. Станом на червень 2020 року налічувалося 33 учасники

ринку (MP) зі статусом невиконання зобов'язань з різних причин (наприклад, відсутність фінансової гарантії, нездійснення платежів Адміністратору розрахунків, банкрутство і ліквідація компанії).

Клієнти неплатоспроможних постачальників переводяться до Постачальника «останньої надії» (SLR). Хоча це звичайна практика в інших країнах для забезпечення операційної стійкості роздрібних, а також оптових ринків, особливі обставини українського ринку електроенергії загострили проблему просто внаслідок бездіяльності відповідних осіб, які приймають рішення, як пояснюється нижче, і тепер представляють величезний ризик для фінансової стійкості ринку WEM, загрожуючи його функціонуванню.

Систематичне порушення фінансової дисципліни деякими учасниками ринку призвело до критичної фінансової ситуації, що в свою чергу спричинило нездатність TSO здійснювати свої платежі BRP та BSP. Станом на червень 2020 року заборгованість BRP перед TSO досягла 2,6 млрд грн, причому найбільшим боржником є SLR («Укрінтеренерго»), борг якого перевищує 1 млрд грн. Із загального обсягу заборгованості в 2,6 млрд грн приблизно 1,8 млрд грн припадає на борги, спричинені «захищеними споживачами».¹ Ця група споживачів, включаючи вугільні шахти, хімічні підприємства та водоканали (наприклад, «Вода Донбасу»), не може бути відключена від системи через неплатежі, внаслідок рішення Уряду. Навіть заборгованість SLR в основному спричинена цими захищеними споживачами за періоди їх обслуговування. Крім того, DSO, що надають послуги цим споживачам, також страждають від несплати платежів і накопичують заборгованість перед TSO..

Той факт, що ці споживачі ведуть збитковий бізнес через неприбуткові вугільні шахти або відсутність платежів за свої послуги водопостачання, може бути зовнішньою проблемою для ринку електроенергії, але вона очевидно загрожує фінансовій стійкості ринку. Заходи щодо захисту споживачів прописані в законах, в тому числі і в EML; також існує, наприклад, Постанова СМУ² про запобігання відключення «Води Донбасу» через несплату, але необхідні заходи щодо обмеження її споживання і забезпечення коштів на оплату їх рахунків за електроенергію залишаються без уваги. Слід зазначити, що накопичення боргу на ринку WEM також було найзначнішою проблемою в старій моделі з єдиним покупцем, яка призвела до більш ніж 30 мільярдів гривень взаємних боргів. Тому відповідні державні органи не повинні відкладати подальший розгляд питання про захищених споживачів, як це описано в EML та інших відповідних законодавчих актах.

2.2.2. ПРОГАЛИНИ У ФІНАНСОВИХ РОЗРАХУНКАХ НА БАЛАНСУЮЧОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Сумарні витрати та надходження TSO як Адміністратора розрахунків (SA) в результаті фінансових розрахунків на BPM не можуть привести до нульової суми через різні ціни, що застосовуються для команд про підвищення та зниження навантаження, виданих виробникам для балансування системи, а також позитивних і негативних небалансів в режимі реального часу. Тому Правила ринку формулюють реалізацію рахунків «UPLIFT» (положення 5.21-5.24) для розподілу чистих балансуєчих витрат на завантаження представників і, отже, уникнення розриву між кредиторською та дебіторською

¹ На основі даних фінансових розрахунків BM та оцінки ESP.

² Постанова Кабінету Міністрів України від 5 липня 2019 року № 570 підготувала запит з проханням знайти джерело для фінансування водопостачання Донбасу (<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/570-2019-%D0%BF>)

заборгованістю SA. Аналогічним чином, розрахунки по штрафам BSP за невиконання команд, виданих диспетчерами, також описані в Правилах ринку (положення 5.19.3).

Станом на червень 2020 року загальна сума розриву, що підлягає розподілу між представниками навантаження через UPLIFT рахунок, досягла 1,6 млрд грн, просто тому, що програмне забезпечення для управління ринком не змогло виконувати цю функцію.³ Це, в поєднанні з проблемою захищених споживачів, власне, посилило проблеми TSO щодо своєчасного і повного здійснення платежів відповідним BRP і BSP, погрожуючи їх фінансовому стану (особливо BSP, які забезпечують балансуєчу енергію за диспетчерськими командами, а також таким учасникам, як EA і GB, залученим в механізм PSO, які часто продають енергію в BPM замість DAM/IDM через надлишок пропозиції).

У липні 2020 року результати ретроспективного розрахунків рахунку UPLIFT були направлені TSO учасникам ринку і викликали значну стурбованість через його розміри та підняті питання про балансуєчі ринкові операції, що виконуються TSO, і що призводять до фінансових розривів, які повинні покриватися за рахунок зростання продажу. Деякі учасники навіть відкривали судові справи, оскаржуючи виконання розрахунків. На даний час це питання все ще не вирішено, а НКРЕКП настійно закликає розслідувати диспетчерські команди і фінансові прогалини, які повинні бути закриті.

Крім того, досі не реалізовані положення Правил ринку про штрафування BSP за невиконання команд, виданих диспетчерами. Ці положення є ключовими для забезпечення суворої дисципліни в BPM, що працює в режимі реального часу, і для зниження загальної вартості балансування через кредиторську заборгованість внаслідок штрафів, виданих TSO.

Таким чином, для НКРЕКП та «Укренерго» критично важливо вирішити питання щодо рахунків UPLIFT і продовжити ретельний моніторинг заборгованості перед TSO для пом'якшення прогалин у фінансових розрахунках і пов'язаних з цим труднощів.

2.2.3. ПІДВИЩЕННЯ ЦІН ДЛЯ КІНЦЕВИХ СПОЖИВАЧІВ ТА PSO

Новий WEM змінив спосіб формування цін, що вплинуло на споживачів, в той час як PSO зберіг тариф для побутових споживачів на колишньому рівні. У порівнянні з попередньою моделлю, ціни WEM для споживачів могли знизитися з його відкриттям, і це знизило вартість нерегульованого сектору ринку, особливо для великих промислових споживачів. Однак застосування цінових обмежень в DAM і додавання витрат RE FIT у тариф на транспортування електроенергії призвели до значного зростання цін для кінцевих споживачів, як це пояснювалося в попередньому розділі. В результаті кілька великих промислових споживачів порушили судові справи проти підвищення тарифів на передачу електроенергії, і суд прийняв рішення скасувати підвищення тарифів для заявників.

ESP запропонував вирішення проблеми різкого підвищення тарифів на передачу. Запропоноване рішення передбачало зниження тарифів на передачу до більш прийняттого рівня і покриття частини витрат на підтримку RE FIT за рахунок прибутку, одержуваного GB через механізми PSO. Зі зниженням тарифу на передачу значно зменшуються фінансові зобов'язання GB перед USS і, таким чином, прибуток від

³ На основі даних фінансових розрахунків та оцінки ESP.

продажу надлишкової енергії, отриманої від державних виробників в рамках механізму PSO, може бути використаний для компенсації частини RE FIT. Ця пропозиція була прийнята і дозволила усунути початковий стрибок цін, викликаний підвищенням тарифів на передачу одночасно з відкриттям ринку.

ЗАГАЛЬНА КОНЦЕПЦІЯ PSO ДЛЯ ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ

Концепція PSO була розроблена Європейським Союзом у Третньому пакеті директив як тимчасовий захід, що дозволяє деяким країнам-членам «наздогнати» розвиток своїх внутрішніх ринків електроенергії без надмірного впливу на незахищені категорії споживачів. PSO означають надання послуги, яка зазвичай має підтримуватися державою, часто за вигідною (тобто такою, що не відображає витрат) ціною. В EU вважається, що PSO спотворюють функціонування енергетичного ринку і, як правило, не допускають їх використання в довгостроковій політиці.

PSO В КОНТЕКСТІ УКРАЇНИ

CMU прийняв постанову про PSO 5 червня 2019 року з метою вирішення двох основних проблем, що виникли в результаті відкриття ринку WEM:

- Для захисту побутових споживачів від стрибків цін на електроенергію, викликаних скасуванням перехресного субсидування, після відкриття WEM; та
- Щоб забезпечити стійкість ринку в умовах швидкого зростання виробництва RE за рахунок гарантованих державою високих тарифів FIT (описане вище підняття тарифів)

Чинна редакція PSO передбачає, що GB купує електроенергію, що виробляється державними атомними і гідроелектростанціями, через електронні аукціони за граничними цінами. Потім GB продає електроенергію USS для побутових споживачів за достатньо низькими цінами, щоб зберегти тарифи такими ж, як і до відкриття WEM.

Цей механізм часто називають фізичним PSO, оскільки енергія для побутових споживачів не продається на ринку. Регульовані ціни на електроенергію для побутових споживачів широко варіюються в залежності від постачальника і регіону. Однак всі вони значно нижчі за ціну, за якою GB купує електроенергію у EA. Щоб компенсувати цей збиток, EA уповноважений продавати додаткові обсяги електроенергії GB за собівартістю, які GB потім перепродує на ринку з прибутком. В результаті прибуток GB залежить від кількості додаткової енергії, яку він може купити у EA за собівартістю, і ринкових цін на електроенергію.

На початку, коли EA виробляв і продавав достатню кількість електроенергії GB, а ціни на спотовому ринку були відносно високими, GB отримував достатній прибуток не тільки для компенсації втрат PSO, але і для часткового покриття зобов'язань RE FIT. Однак ситуація значно погіршилася наприкінці 2019 року.

СПЕЦИФІКА RES

В Україні GB також відповідає за купівлю та продаж всієї відновлювальної енергії. Різниця між FIT тарифом і ціною WEM врахована в тарифах всіх клієнтів як додаткова плата за передачу електроенергії. TSO збирає додаткову плату і передає її GB (за

спеціальним договором), щоб компенсувати втрати від операцій GB з відновлювальних джерел енергії.

Оскільки розмір надбавки за зелену енергію не розкривається в рахунках клієнтів, а споживачі не знають про розмір свого внеску в сектор відновлюваної енергетики в Україні, відновлювані операції GB часто помилково вважаються частиною механізму PSO.⁴

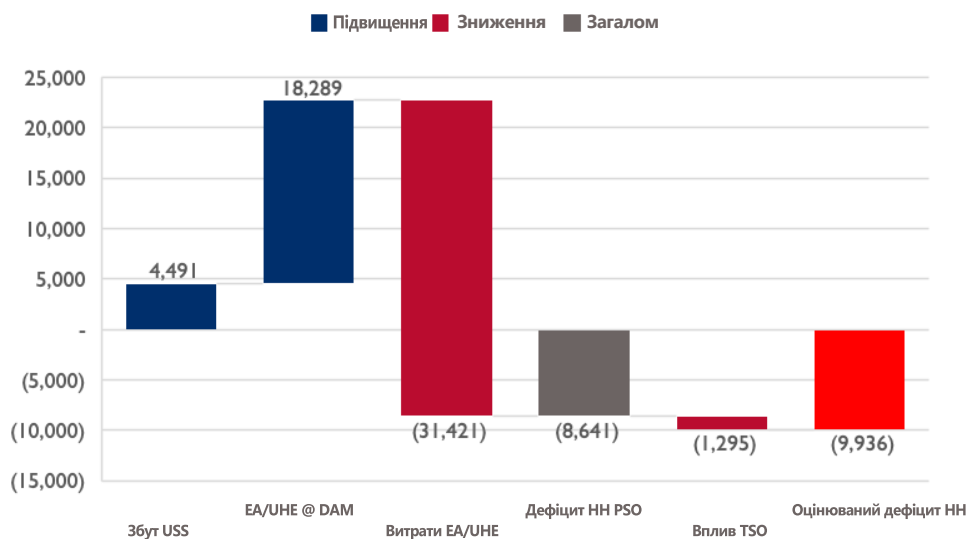
ФІНАНСОВІ СКЛАДНОЩІ GB

Після істотного зниження попиту на електроенергію через м'яку зиму і COVID-19, зниження атомної генерації і падіння цін на спотовому ринку, прибуток GB на спотовому ринку більше не міг компенсувати збитки від операцій з побутовими споживачами за механізмом PSO домашніх господарств. Крім того, GB зазнав значних збитків від своєї діяльності в галузі поновлюваних джерел енергії через декілька факторів, серед них:

- Забагато відновлюваних потужностей було узгоджено за FIT, які є дуже високими за світовими стандартами. Незалежні виробники енергії не мали обмежень на потужності поновлюваних джерел енергії, і ціни виявилися дуже привабливими для інвесторів. Ціни на вітряну і сонячну енергію на 200-250 відсотків перевищують середні світові показники «Bloomberg New Energy Finance»;
- Тариф TSO не виріс достатньо, щоб покрити фінансовий розрив GB від діяльності з відновлювальними джерелами енергії;
- Деякі українські підприємства важкої промисловості відмовилися сплачувати тариф TSO і зупинили свої платежі судовими розглядами; і,
- При зниженні попиту TSO не могли виставити рахунки і зібрати всі прогнозовані кошти на відновлювані джерела енергії, що були заплановані у доходах, закладених у затвердженому тарифі на 2020 року.

Станом на кінець червня 2020 року GB накопичив 6 млрд грн некомпенсованих збитків від операцій з побутовими споживачами за механізмом PSO та 17,8 млрд грн (з ПДВ) зобов'язань з підтримки RE FIT.

⁴ За визначенням механізм PSO призначений для надання підтримки кінцевим споживачам, в той час як в даному випадку GB управляє тільки підтримкою клієнтів для виробників відновлюваної енергії.



Малюнок 5: прогнозований дефіцит PSO домашніх господарств у 2020 році (млн грн)

Втрати такого масштабу загрожували подальшому функціонуванню механізму PSO, а також платоспроможності галузі відновлюваних джерел енергії. У зв'язку з цим в постанову PSO кілька разів вносилися зміни, що передбачають операційні та фінансові поліпшення. Однак зазначені поліпшення не виходили за рамки швидкого вирішення критичних проблем, таких як погіршення грошових потоків EA і підрив фінансової стабільності механізму в цілому.

Зростаючі фінансові проблеми в механізмі PSO призвели до накопичення GB величезних непогашених платежів перед EA, і починаючи з березня 2020 року EA значно знизив обсяг продаваної GB енергії нижче обов'язкового рівня, передбаченого постановою КМУ щодо PSO. Така ситуація призвела до зменшення обсягу продажів електроенергії з боку GB на WEM, а отже, і до зменшення прибутку, необхідного для компенсації витрат на придбання електроенергії від RE та виконання зобов'язань перед побутовими споживачами за механізмом PSO, особливо протягом квітня та травня.

У цьому контексті останні зміни в постанову PSO змінили механізм наступним чином:

- Ціна на електроенергію, що продається державними виробниками (EA і UHE), змінилася і була встановлена на рівні 10 грн/МВт-год (тобто практично безкоштовно). Раніше ціна встановлювалася на рівні середньозваженої ціни електроенергії, за якою відповідний виробник реалізовував електроенергію в квітні-травні 2019 року (566,7 грн/МВт-год для атомних електростанцій і 673,76 грн/МВт-год для гідроелектростанцій).
- Обов'язкові обсяги для продажу EA і UHE були оновлені наступним чином:
 - Погодинні обсяги продажу EA в GB встановлюються на рівні обсягів, необхідних тільки для задоволення споживання побутовими споживачами. У попередній версії постанови EA був зобов'язаний продати 80% своєї продукції GB.
 - Погодинні обсяги реалізації UHE встановлені на рівні 30% його виробництва замість 35% у попередній редакції постанови.

Обов'язкові продажі ЕА через спеціальні сесії електронних аукціонів для великих споживачів (за двосторонніми договорами) підтримуються на рівні 5% від його виробництва.

Поправки зняли з ЕА зобов'язання продавати 80% своєї продукції GB, а це означає збільшення обсягів для продажу на ВСМ (обов'язкові обсяги для продажу на ринку DAM визначаються в EML), і просто націлені на поліпшення його грошового потоку за рахунок досягнення середньозваженої ціни продажу, яка може покрити витрати ЕА (наприклад, в межах 600-700 грн/МВт-год).

Механізм реалізації електроенергії на конкурентних сегментах ринку, передбачений новим положенням, встановлює формулу, згідно якої ЕА і UHE повинні забезпечити «середньозважену ціну» реалізації електроенергії на рівні не нижче ціни, необхідної для відшкодування витрат, : однак для застосування цієї формули у фінансовому плані в ЕА немає точного визначення «повної вартості виробництва електроенергії», а є кілька інших визначень витрат. У той же час ціна на відшкодування витрат за формулою очікується в межах 1100-1400 грн/МВт.год, що видається досить складним в поточних ринкових умовах. Раніше в ЕА була можливість продавати «Нафтогазу» 50 МВт базової потужності за двосторонніми договорами з терміном поставки 07/22/2020 - 07/31/2020 і 08/03/2020 - 08/31/2020 за ціною 948 грн/МВт.год, ставлячи під сумнів досяжність цінового діапазону 1100-1400. Таким чином, крім повного підриву фінансової стійкості механізму PSO, існує ризик, що поправки не зможуть поліпшити грошовий потік ЕА, якщо не будуть внесені подальші зміни.

ШЛЯХИ ВИХОДУ З ФІНАНСОВИХ СКЛАДНОЩІВ ДЛЯ GB

Заходи з вирішення фінансових складнощів GB можна розділити на чотири групи:

- Повністю змінити механізм PSO;
- Збільшити прибуток від реалізації електроенергії на ринках (за рахунок використання двосторонніх договорів та оптимізації торговельної діяльності на ринку DAM);
- Зменшити втрати GB від його діяльності з RE шляхом включення всіх необхідних надбавок за зелену енергію в тариф на передачу або інші механізми підтримки за межами GB; та
- Зменшити FIT (нещодавній меморандум про взаєморозуміння та поправки до закону забезпечили певне зниження).

Проект Змін механізму PSO передбачає заміну фізичного PSO фінансовим PSO (F-PSO). При такому підході втрати USS від операцій з побутовими споживачами (купівля електроенергії за ринковими цінами і продаж її побутовим споживачам за регульованими цінами) будуть компенсуватися ЕА згідно з договорами на різницю (CfD). ESP підтримує цю ідею і розробив комплексний план дій разом зі дорожньою картою для якнайшвидшого впровадження фінансового PSO. Однак успіх фінансового PSO залежить від наступних передумов:

- Усунення дефіциту в системі, щоб гарантувати, що ЕА буде генерувати достатній прибуток від своїх продажів на ринках електроенергії, щоб компенсувати втрати USS від їх операцій з побутовими споживачами.
- Суворий незалежний моніторинг ефективності всіх USS для забезпечення того, щоб їх втрати від операцій з побутовими споживачами були зведені до мінімуму, а також суворе адміністрування та забезпечення виконання всіх договорів на різницю.
- Конкурентний ринок двосторонніх договорів, регульований і контрольований НКРЕКП (щоб зменшити потенційний небаланс на спотовому ринку), і поправки до ринкових правил, щоб переконатися, що ринок електроенергії може адаптуватися до істотного збільшення концентрації ринкової потужності ЕА.

Аналіз ESP, заснований на комплексному фінансовому моделюванні, показує, що введення фінансового PSO до виконання цих передумов серйозно загрожує фінансовій стабільності ринку електроенергії.

Перевага поточного фізичного PSO полягає в тому, що дефіцит системи в кінцевому рахунку розподіляється на ЕА, який в короткостроковій перспективі є найменш вразливим до дефіциту, оскільки частка необхідних грошових коштів є найнижчою серед усіх учасників ринку у відношенні до загальної вартості операційної діяльності (включаючи тільки вимоги до заробітної плати та обслуговування боргу).⁵

Введення фінансового PSO перенесе дефіцит системи на USS, чия вразливість до дефіциту набагато вища, оскільки їх грошові потреби визначаються платежами за їх ринкові операції. Дефіцит системи може також збільшитися через зниження рівню нагляду за операціями USS з побутовими споживачами і потенційне маніпулювання ринком в результаті збільшення концентрації ринкової сили. Ось чому Проект енергетичної безпеки (ESP) рекомендує суворо дотримуватися плану дій та дорожньої карти для впровадження механізму фінансового PSO, який був надісланий Уряду України Секретаріатом Енергетичного Співтовариства в межах співпраці з Проектом енергетичної безпеки (ESP). Запропонований механізм F-PSO, що базується на фінансових своп-контрактах між державними виробниками та USS наведені на малюнку нижче.



Малюнок 6: запропонований механізм фінансового PSO (F-PSO)

⁵ Щоб уникнути можливих проблем з грошовими потоками в ЕА в середньостроковій перспективі, ESP рекомендує запропонувати ЕА поновлювану кредитну лінію, забезпечену його дебіторською заборгованістю і гарантовану Урядом України.

Запропонований механізм F-PSO може бути реалізований в Україні за допомогою квазі-своп контрактів, розроблених як контракти на послуги між залученими суб'єктами, як показано на наступному малюнку. Для того, щоб можна було успішно перейти від поточного діючого PSO до механізму F-PSO, спочатку слід зробити наступні кроки:

Таблиця 3: Необхідні кроки для впровадження фінансового механізму зобов'язання державної служби (F-PSO)

Уникати механізмів, заснованих на фінансових свопах	Щоб вимагати меншої кількості законодавчих змін та уникати питань оподаткування, не розглядати фінансові своп-контракти типу "контракт на різницю цін" (CfD) і використовувати "контракти на послуги"
Прийняти нову резолюцію КМУ	<ul style="list-style-type: none"> Накласти Зобов'язання державної служби (PSO) на USS та державні генератори, завдяки чому USS надаватимуть послуги з забезпечення доступності електроенергії для домогосподарств та отримання компенсації від генераторів Уникати надмірного регулювання та підходу*, як при формуванні тарифів, забезпечити безперебійну роботу, спираючись на ринкові механізми та принципи
Конкуреноспроможний ринок двосторонніх контрактів	Державні генератори займають велику частку ринку. Ринок на добу вперед, на якому ці генератори вільно домінують, призвів до величезних цінових проблем у 2019 та 2020 роках. Так, вони повинні продавати певні обсяги за допомогою двосторонніх контрактів за прозорими та конкурентними правилами торгівлі, що регулюються Національною комісією НКРЕКП , (стандартні товари та договори, "відкриті для всіх") для досягнення більш високих ставок, ліквідності та підзвітності. Поточна тарифна структура USS не враховує оборотний капітал, необхідний для придбання енергії на ринку. Потрібні авансові платежі в механізмах Зобов'язання державної служби (PSO) або визнання витрат у структурі тарифів.
Розрив оборотного капіталу USS	<ul style="list-style-type: none"> Усунути поточний "фінансовий розрив" у фізичному PSO (Зобов'язанні державної служби) та непогашені платежі Енергоатому за PSO (Зобов'язання державної служби) та балансує ринком та переконатись, що F-PSO (фінансовий механізм зобов'язання державної служби) працює так, як планувалося Уникати використання тарифу TSO як резерву у разі нестачі коштів для F-PSO (фінансового механізму зобов'язання державної служби). Це призводить до нового перехресного субсидування Забезпечити фізично та фінансово збалансований енергетичний баланс. Уникайте розподілу енергії для конкретних груп споживачів від державних генераторів. Це призводить до проблем для Зобов'язання державної служби (PSO) і є втручанням на ринок. Прозорі та підзвітні двосторонні контракти, правила торгівлі та платформа Домовленість про оборотний капітал для придбання енергоносіїв на ринку в рамках F-PSO. Ретельно проаналізувати особливості ринку та тарифи DSO (операторів розподільних систем), щоб забезпечити безперебійну роботу.
Передумови уникнення "незрілого" переходу на FPSO (фінансовий механізм зобов'язання державної служби) задля уникнення очевидних збоїв	

Зважаючи на те, що витрати на PSO залежать від субсидії, що надається побутовим споживачам, наступні три кроки рекомендується зробити невід'ємною частиною рішення про перехід на F-PSO: **(1)** Відмінити перший тарифний блок (0-100 кВт.год) у тарифах побутових споживачів, що становить значну долю у субсидії; **(2)** Розробити багаторічну програму поетапного відмови від PSO, щоб забезпечити повне покриття витрат у сегменті роздрібної торгівлі, враховуючи при цьому доступність (наприклад, як у графіку в нижній правій частині малюнка внизу); **(3)** Здійснювати необхідну фінансову підтримку вразливих категорій споживачів.



2.2.4. ФОРМУВАННЯ РИНКОВИХ ЦІН

Протягом першого року роботи формування ринкових цін на DAM / IDM та BPM зазнало тиску через декілька факторів, таких як незначний попит через помірні зимові умови, а також збільшення пропозиції, карантинні заходи через Covid-19, оманливі сигнали цін небалансів, на основі ринкових правил, збільшення обсягів двосторонніх договорів через низькі ціни на DAM, збільшення профіциту пропозиції через швидко зростаючу генерацію RE з високим FIT, недоліки у встановленні цінових обмежень для BPM, тощо. Деякі критичні проблеми та відповідні дії щодо пом'якшення наслідків пояснюються нижче.

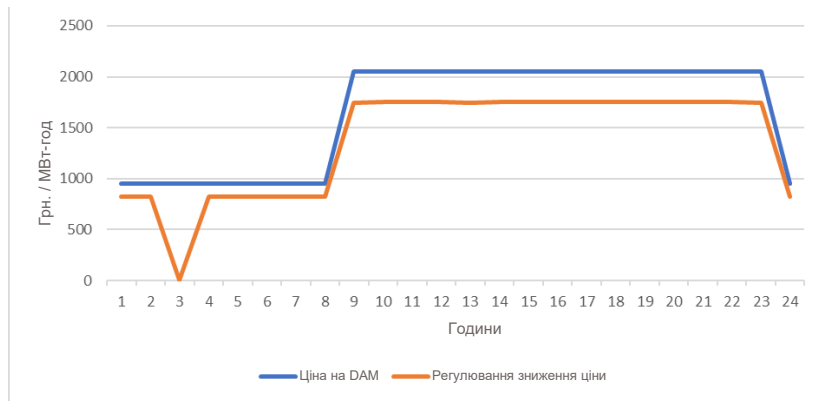
2.2.4.1. ЦІНОВЕ ОБМЕЖЕННЯ В БІК ЗМЕНШЕННЯ НА BPM

TSO відповідає за балансування системи за допомогою постачальників послуг балансування (BSP, переважно виробників) в BPM, щоб пом'якшити невідповідність попиту та пропозиції шляхом збільшення або зменшення рівнів генерації.

Відповідно, BSP надають заявки на BPM на завантаження та розвантаження. Коли в системі дефіцит, TSO активує найдешевшу заявку на завантаження. Коли система має надлишок, активується сама дорога заявка на розвантаження. У рамках ринкової діяльності по балансуванню в режимі реального часу диспетчери TSO видають виробникам команди завантаження та розвантаження, щоб генерувати відповідно більше або менше їх поточного рівня. Зокрема, всі виробники зобов'язані виконувати ці інструкції.

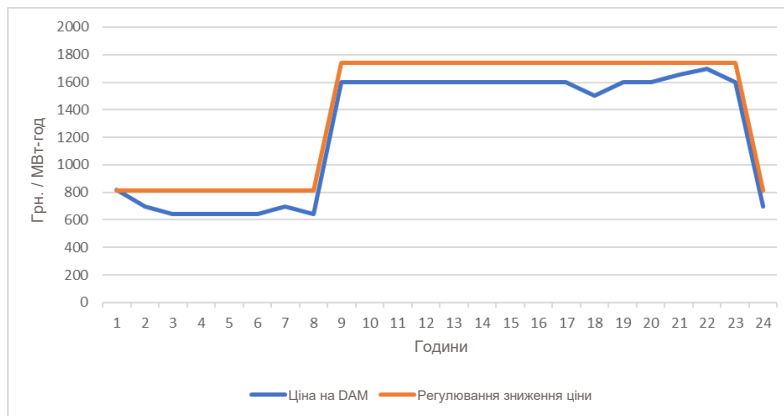
Як частина механізму безпечного режиму, цінове обмеження в бік зменшення пропозицій виробників були встановлені на рівні 85%, а цінове обмеження в бік збільшення - на 115% від рівнів цінових обмежень на DAM (тобто 959,12 грн / МВт.год на нічний період і 2048,53 грн / МВт.год на денний) погодинно. Пізніше цінове обмеження в бік зменшення знизилось до 70% та 55% цінових обмежень на DAM у січні та березні 2020 року. ESP (Проект енергетичної безпеки) підтримав ініціативу та рекомендував продовжувати зменшувати їх поступово, в рамках безпечного режиму.

Коли попит був високим: протягом літа і на початку осені 2019 року, ціни на DAM були дуже близькі до цінових обмежень. Таким чином, різниця між цінами на DAM та цінами на розвантаження регулювання була позитивною, а це означає, що команди на розвантаження для підтримання стабільності в системі, призвели до вигоди для виробників, мотивуючи їх виконувати команди, як очікувалося (див. графік нижче).



Малюнок 8: Ціни DAM та ціни, що регулюються на рівні DPM у липні 2019 року

Враховуючи, що ціни на DAM можуть знизитися в найближчому майбутньому через динаміку попиту та пропозиції, а цінове обмеження в бік зменшення на BPM пов'язані з ціновими обмеженнями на DAM, це може призвести до небажаних втрат для виробників, коли вони дотримуються команди диспетчера, ESP (Проект енергетичної безпеки) запропонував пов'язати цінове обмеження в бік зменшення до ціни на DAM замість цінових обмежень DAM. Необхідні зміни були прийняті наприкінці листопада, коли почали виникати негативні націнки для виробників через цінове обмеження в бік зменшення (див. Графік нижче). Внаслідок цього, виробники, що виконували команди TSO щодо розвантаження, почали втрачати гроші, оскільки їм доводилось купувати електроенергію за вищою ціною, ніж продавали на DAM. Це пояснювалось тим, що цінове обмеження в бік зменшення було пов'язані з ціновими обмеженнями на DAM (тобто 959,12 грн / МВт -год за ніч та 2048,53 грн / МВт -год за періоди дня) замість фактичних цін на DAM, які є низькими порівняно з рівнями попередніх місяців.



Малюнок 9: Ціни DAM та ціни, що знижуються до рівня BPM, у листопаді 2019 р. (перші 20 днів)

2.2.4.2. ПРОБЛЕМАТИЧНИЙ ПІДХІД ДО ЦІНОУТВОРЕННЯ НЕБАЛАНСІВ В ПРАВИЛАХ РИНКУ

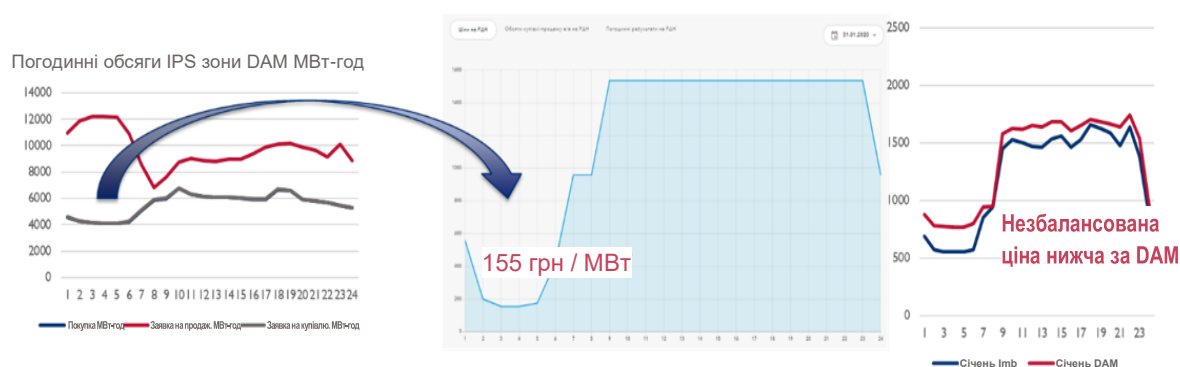
У січні 2020 року, коли енергосистема стала профіцитною (здебільшого через високу базу атомних станцій та відносно теплу зиму), деякі учасники ринку прийняли торгову стратегію продажу великих обсягів на DAM, викуповуючи енергію на BPM, щоб закрити свою позицію за нижчими цінами, отримуючи прибуток від різниці цін (див. малюнок нижче). Це призвело до суперечливих дискусій на ринку, такі дії назвали «торгівлею»

повітрям», оскільки штучні обсяги продажів спричинили різке зниження цін на DAM, негативно вплинувши на виробників електроенергії, GB (торгівля портфелем RE та атомної енергії) та роботу механізму PSO (покладання спеціальних обов'язків).

"Торгівлю повітрям", можна описати наступним чином. Зазвичай покупець у DAM / IDM купує електроенергію для закриття своєї позиції (наприклад, для виконання необхідного обсягу двостороннього договору на продаж електроенергії або просто для покриття споживання своїх кінцевих споживачів), тоді як продавець в DAM / IDM продає електроенергію, щоб запропонувати доступну енергію ринку / покупцям (наприклад, для виробництва на своїх електростанціях або придбаної за двосторонніми договорами / імпортом). Тоді, якщо в режимі реального часу продавець не зможе надати продані обсяги, очікується, що він заплатить ціну небалансу TSO, яка за очікуванням перевищує відповідну ціну DAM. Коли ціна небалансу за негативні небаланси (наприклад, не забезпечені реалізовані погодинні обсяги енергії в режимі реального часу) була нижчою від ціни DAM через профіцит системи, деякі учасники ринку почали продавати енергію, якої не мають на DAM. Коли ціна за негативний небаланс була нижчою від ціни на DAM, вони просто заробляли прибуток від своєї неіснуючої енергії, і цю тенденцію учасники ринку / особи, які приймають рішення, називали "торгівлю повітрям". Зі збільшенням обсягу таких операцій, ціни на DAM штучно знижувались через пропозицію постачання неіснуючої енергії.

Хоча торгівля сама по собі не є проблемою в умовах лібералізації ринку, але ця проблема не була результатом динаміки ринку, а скоріше прямим результатом неправильного цінового підходу / формули небалансів у Правилах ринку. Зокрема, Правила ринку не диференціювали ціну на позитивні та негативні небаланси (тобто гравці ринку інструментів закривали свої відкриті позиції) і застосовували єдину ціну для всіх небалансів.

Необхідні поправки були внесені наприкінці лютого 2020 року, набравши чинності з 1 березня 2020 року. Прийнятий підхід дозволив визначати різні ціни на позитивні та негативні небаланси та забезпечив фінансові втрати з будь-яким типом небалансу, даючи сигнал трейдерам. Отже, проблема, спричинена неправильними ціновими сигналами, була вирішена одразу ж після застосування нового підходу.



Малюнок 10: Викривлення ринкових цін у січні 2020 року

2.2.4.3. ЦІНОВІ ОБМЕЖЕННЯ DAM У НІЧНИЙ ПЕРІОД

Цінові обмеження на DAM / IDM, прийнятих як частина безпечного режиму, спрямованого на уникнення цінових шоків на ринку після відкриття, враховуючи той факт, що сегмент генерації значно сконцентрований. Рівень цінових обмежень визначався так, щоб дозволити виробникам мати рівень доходів, подібний до попередньої ринкової моделі. Відповідно, було прийнято два різні рівні обмеження для нічного та денного часових періодів.

Починаючи з відкриття ринку в липні, рівень цінових обмежень у нічний період виробники базового навантаження вважали низьким (за винятком EA, вартість виробництва якого також дуже низька). Отже, обсяги пропозицій щодо продажу від цих виробників були низькими протягом нічних годин, і TSO мав проблеми з підтримкою необхідного рівня допоміжних послуг та резервів балансування. Коли ціни на DAM почали знижуватися, починаючи з кінця осені 2019 року, проблема з обмеженнями нічної зони зростала. Щоб вирішити цю проблему, НКРЕКП прив'язав цінові обмеження в бік збільшення BPM до рівня цінового обмеження DAM замість фактичних цін DAM.

Хоча ця ініціатива забезпечила певний комфорт постачальникам послуг з балансування, вона не вирішила проблему повністю. Проєкт енергетичної безпеки (ESP) запропонував переглянути цінові обмеження у нічний період на DAM та прив'язати цінове обмеження в бік збільшення торгів на BPM до фактичних цін DAM. Дійсно, аналіз цін на DAM за березень та першу половину квітня показав, що ціни на DAM мають тенденцію до зниження в денний період, тоді як ціни протягом нічних годин, як правило, наближаються до рівня цінових обмежень. Цей результат демонструє, що ціноутворення не повністю орієнтоване на ринок у нічні години (порівняно з денними годинами із аналогічним рівнем попиту) і обмежується через штучно накладене обмеження через встановлені цінові обмеження. Відповідно, ESP проводив моделювання шляхом регенерації погодинних кривих попиту та пропозиції для різних сценаріїв цінових обмежень у нічний період та перерахував очікувані рівні цін DAM, як видно з таблиці нижче.

Та	Scenario	Вхідні дані		Середньозважена (березень)			Заробітна плата зважена (квітень 15 днів)			Підвищення ціни (березень)			Підвищення ціни (квітень 15 днів)			
		NPC/DPC	Night price cap (NPC)	Daily price cap (DPC)	DAP	DAP night	DAP day	DAP	DAP night	DAP day	DAP	DAP night	DAP day	DAP	DAP night	DAP day
		%	UAH/MWh	UAH/MWh	UAH/MWh	UAH/MWh	UAH/MWh	UAH/MWh	UAH/MWh	UAH/MWh	%	%	%	%	%	%
1	Night price cap	100%	2048.23	2048.23	1549.69	1549.47	1549.79	1397.22	1416.81	1389.72	13%	62%	0%	11%	53%	0%
2	Night price cap	60%	1228.94	2048.23	1451.47	1224.44	1549.79	1335.36	1193.59	1389.72	6%	28%	0%	6%	29%	0%
3	Night price cap	50%	1024.12	2048.23	1390.94	1024.12	1549.79	1283.4	1006.06	1389.72	1%	7%	0%	2%	9%	0%
4	Current night cap	47%	959.12	2048.23	1370.54	956.61	1549.79	1261.13	925.71	1389.72	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Аналіз показав, що загальний рівень цін у DAM можна покращити, вирішуючи питання щодо ціноутворення в нічні години, що допоможе учасникам ринку (особливо GB та BSP) досягти фінансово стійкого рівня. Що ще важливіше, ринкові цінові сигнали стають більш правдивими. Тому Проєкт енергетичної безпеки (ESP) запропонував змінити цінові обмеження торгів у нічний період шляхом автоматичного опрацювання рівня цін DAM, наприклад, коли середньозважена ціна DAM опускається нижче 1300 грн / МВт-год (враховуючи мінімально необхідний рівень ціни для виконання покладання

спеціальних обов'язків (PSO), рівень розрахований на основі попереднього прогнозного балансу електроенергії) за попередній день / або десять днів (10 днів). Отже,

- Якщо ринок добре функціонує в період карантину, то цінове обмеження у нічний період може залишатися низьким. Якщо ні, то він може автоматично збільшитися до 60% від цінового обмеження у денний період;
- Якщо після закінчення карантинного періоду на ринку не спостерігатиметься відновлення, тоді цінові обмеження у нічний період встановлюються високими, щоб підтримувати стабільність генерації базового навантаження, постачальників послуг з балансування та механізм (PSO).

29 липня 2020 року НКРЕКП збільшила цінові обмеження у нічний період (на один тиждень) до 60% від цінового обмеження у денний період, щоб перевірити результати. У наведеній нижче таблиці наведені ціни на DAM у нічні години. Як видно з таблиці, ринок досить помірковано реагував на нові цінові обмеження, і погодинні ціни здебільшого залишались на рівнях, що були зафіксовані до змін. Лише за дві години ціна перевищила попередню межу торгів. Зростання порівняно з попереднім рівнем було до 2,8%, тоді як нові цінові обмеження зросли на 28%.

Таблиця 5: Ціни DAM для нічної зони після встановлення максимальних торгів для ночі

Години	1	2	3	4	5	6	7	...	24
Дата	Грн. / МВт-год								
30 липня	905,00	905,00	855,00	815,00	810,00	810,00	905,00	...	906,00
31 липня	951,00	949,99	951,00	949,99	949,99	949,99	949,99	...	935,00
1 Серпня	955,59	904,99	903,00	903,00	903,00	903,00	903,00	...	903,00
2 серпня	950,00	937,99	950,00	920,00	902,99	902,99	902,99	...	900,00
3 Серпня	958,37	937,00	958,37	937,00	903,00	937,00	959,11	...	900,00
4 Серпня	986,84	957,36	984,15	958,00	952,79	957,36	957,36	...	900,00
5 Серпня	958,00	936,99	958,00	958,00	903,00	936,99	936,99	...	900,00
Попередні цінові обмеження у нічний період			959,12		Нові цінові обмеження у нічний період			1 228,94	

У той же час у таблиці нижче наведені максимальні ціни IDM протягом нічних годин. Як видно з таблиці у восьми годинах, ціна перевищила попереднє цінове обмеження максимум на 3,9%, тоді як цінове обмеження збільшилося на 28%.

Таблиця 6: Ціни IDM нічної зони після нових обмежень торгів нічної зони

Години	1	2	3	4	5	6	7	...	24
Дата	Грн. / МВт-год								
30 липня	959,12	959,12	959,12	959,12	959,12	959,12	959,12	...	959,12
31 липня	959,12	959,12	959,12	959,12	959,12	959,12	959,12	...	959,12
1 Серпня	965,15	894,00	898,00	898,00	898,00	898,00	898,00	...	912,02
2 серпня	959,50	935,39	959,50	929,20	884,90	884,90	884,90	...	909,00

3 Серпня	959,12	0,00	959,12	959,12	959,12	959,12	959,12	...	959,12	
4 Серпня	996,71	966,93	993,99	967,58	919,00	966,93	966,93	...	909,00	
5 Серпня								...		
Попередні цінові обмеження у нічний період				959,12		Нові цінові обмеження у нічний період				1 228,94

Як результат, НКРЕКП продовжила такі цінові обмеження у нічний період до завершення карантинних заходів.

2.2.4.4. ВПЛИВ КАРАНТИНУ НА РІВЕНЬ ЦІН

Як видно на малюнку нижче, оскільки попит зменшувався внаслідок карантинних заходів, запроваджених на початку весни 2020 року, в системі почав виникати значний профіцит (у поєднанні зі зростаючою RES). Як тільки споживання зменшилось і в система стала профіцитною, рівень цін DAM значно низився, що призвело до того, що деякі виробники продають більше обсягів на DAM, IDM і BCM і чекають команд TSO на розвантаження, покладаючись на значну різницю між ціною DAM і зниженою ціною BPM. Подібна поведінка траплялася і з трейдерами, і деякі учасники почали продавати на DAM і закривати свої позиції на IDM, де рівні цін були нижчими за DAM через очікуваний профіцит у реальному часі. Ця тенденція розглядалася як ще один спосіб "торгівлі повітрям", оскільки спостерігалися штучні обсяги продажу (див. Розділ про сегмент двосторонніх контрактів для подальшого опрацювання).



Малюнок 11: Зниження споживання під час карантину COVID-19 (Джерело: публічні дані з веб-сайту "Укренерго")

Для вирішення цієї ситуації наступний ESP запропонував наступні заходи.

- Пов'язати цінове обмеження в бік збільшення BPM із ціною DAM замість цінових обмежень DAM;
- Збільшити цінове обмеження в бік зменшення (наприклад, 80 - 90% від цінових обмежень DAM);
- Обмежити продаж DAM / IDM наявною генерацією та придбаною електроенергією на BCM (включаючи обсяги імпорту).

Відповідаючи на наслідки карантину та надані пропозиції, НКРЕКП ухвалив декілька заходів та запровадив перевірку фізичної доступності обсягів, що продаються, збільшив

нижнє цінове обмеження ВРМ до 80% від фактичних цін DAM та зменшив верхнє цінове обмеження ВРМ обмеження тендерних пропозицій до 105% цінових обмежень DAM. В результаті ринкові ціни відновились до рівня близько 1300 грн / МВт .год, а можливості для торгівлі повітрям зменшилися.

2.2.4.5. РІВЕНЬ ЦІН В ТОРГОВІЙ ЗОНІ БУРШТИНСЬКОГО ЕНЕРГООСТРОВУ

Як пояснено у розділі 2.1., формування ринкових цін в IPS продемонструвало різні характеристики залежно від часу року та кон'юнктури ринку. Більше того, кілька факторів, включаючи карантинні заходи та помірні погодні умови, призвели до значного зниження цін, що в свою чергу призвело до того, що ціни були значно нижчими за рівні, що спостерігались після відкриття WEM у липні 2019 року. Однак цих подій майже ніколи не спостерігалося в торговій зоні Бурштинського енергоострову (BEI); ціни залишаються високими у більшості випадків, значно перевищуючи середні рівні, що спостерігаються в IPS.

Внутрішнє виробництво в BEI дуже обмежене, а ринок електроенергії в цій зоні сильно сконцентрований. Різноманітність пропозицій на практиці може забезпечити лише імпорт. Додаткова складність полягає в тому, що відповідно до вимог, встановлених для синхронізації BEI із зоною ENTSO-E, деякі блоки в межах існуючої однієї великої теплової електростанції повинні працювати постійно, щоб забезпечити необхідний обсяг резерву. Хоча іноді можна спостерігати активну міждержавну торгівлю (імпорт та експорт), обмеження, встановлені правилами розподілу пропускної спроможності у поєднанні зі зниженням попиту та рівнем цін у сусідніх країнах, призвели до ситуації, коли міждержавна торгівля не могла забезпечити істотного різноманіття для постачання BEI протягом першого року експлуатації OPE.

Щоденні аукціони пропускної спроможності в Україні проводяться на D-2 і в той же день обсяги реєструються на електронних платформах. У той же час аукціони в сусідніх країнах щодо міждержавної пропускної спроможності проводяться в інший час і не синхронізовані з аукціонами в Україні (наприклад, у Словаччині результати аукціону відомі о 10:45 SET D-1). Отже, міждержавна пропускна спроможність не може бути ефективно використана для збільшення різноманітності пропозиції, оскільки несинхронізовані аукціони призводять до придбання різних міждержавних перетинів підрядниками з різних сторін кордону.

На D-1 аукціонний офіс проводить оцінку операційної безпеки енергосистеми, яка складається з оцінки необхідних резервів та роботи генерації. У певні періоди ця оцінка може призвести до обмеження використання міждержавного перетину. Тому життєво важливо пришвидшити зусилля зі створення спільних (скоординованих) міждержавних аукціонів з розподілу пропускної спроможності, як запропоновано Секретаріатом Енергетичного Співтовариства. Відповідно, необхідно якомога швидше прийняти первинне та вторинне законодавство.

Проект енергетичної безпеки (ESP) підтримує співпрацю між Оператором ринку в Україні та його партнерами в Угорщині, Румунії та Словаччині та повністю підтримує діяльність Енергетичного співтовариства для досягнення спільних аукціонів з розподілу пропускної спроможності. Поки не буде завершена повна інтеграція України до ENTSO-E, існує можливість досягти маркет каплінгу (об'єднання ринків) зони BEI із сусідніми

країнами ENTSO-E і питання високих цін DAM в BEI можна пом'якшити за допомогою ринково-орієнтованого підходу.

2.2.5. РЕЗЕРВИ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ

Проект енергетичної безпеки (ESP) тісно співпрацює з Укренерго щодо тестування парку генераторів в межах сертифікації з метою надання допоміжних послуг та розробки ASM. У цьому контексті Проект енергетичної безпеки (ESP) здійснює діяльність з підтримки допоміжних послуг у наступних сферах, спеціально для забезпечення стабільності системи та підтримки інтеграції ENTSO-E:

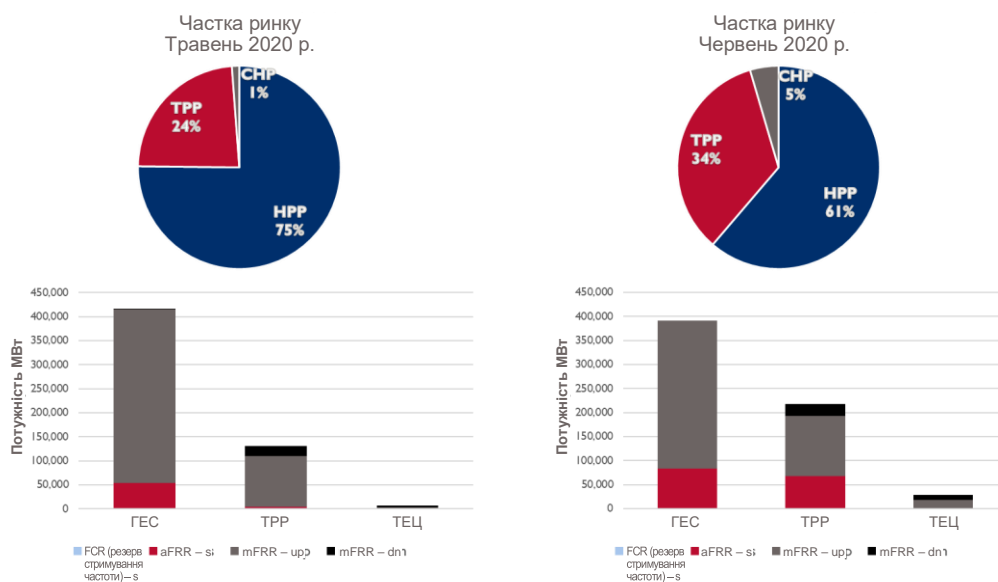
- Визначення наявних резервів допоміжних послуг, зокрема резервів FCR (первинний) та FRR (вторинний), які використовуватимуть для стабілізації системи. Підтримка частоти електричної енергії FCR та FRR необхідна для загальної стабільності мережі та специфічної гнучкості задля періодичної інтеграції відновлюваної енергії;
- Випробування та сертифікація генераторів як постачальників допоміжних послуг, що зможуть почати надавати резерви Укренерго та отримувати відповідну винагороду; і,
- Розробка процедур моніторингу для забезпечення надання допоміжних послуг відповідно вимогам щодо кількості та якості.

Станом на липень 2020 року за сприяння ESP, Укренерго видав сертифікати допоміжних послуг служби (AS) для восьми гідроелектростанцій "Укргідроенерго" та трьох вугільних ТЕС. Проект енергетичної безпеки (ESP) надав Укренерго методологію, критерії та допомогу спеціалістів у процесі нагляду за тестуванням. За допомогою цих ліцензій УГЕ та інші провайдери AS зможуть запропонувати підтримку резерву в електромережі через конкурентний контракт з Укренерго.

Таблиця7: Електростанції із сертифікованими резервними обсягами.

Постачальник допоміжних послуг	Резервний обсяг, МВт			
	FCR	aFRR	mFRR	RR
Мережевий код, необхідний TSO	±119	±372	628	1000
Сертифікований на даний момент	±115	±724.5	3696	4263
Дніпровська-1 ГЕС	0	183 (±91.5)	495	495
Середньодніпровська ГЕС	0	178.8 (±89)	300	344
Канівська ГЕС	0	144 (±72)	264	264
Каховська ГЕС	0	197 (±98.5)	317	317
Дніпровська-2 ГЕС	0	199 (±99.5)	479	479
Кременчуцька ГЕС	0	142 (±71)	542	645
Київська ГЕС	0	176 (±88)	336	336
Дністровська ГЕС	0	0	460	460
Курахівська ТЕС	±88	230 (±115)	230	380
Харківська ТЕЦ	±27	0	90	180
Запорізька ТЕС	0	0	183	363

Поточний обсяг резерву відновлення частоти (FRR) і резерв заміщення (RR) значно перевищують необхідні рівні відповідно до Кодексу системи передачі. Очікується, що необхідний рівень резерву підтримки частоти (FCR) буде досягнутий, щойно завершаться майбутні випробування на теплових електростанціях.



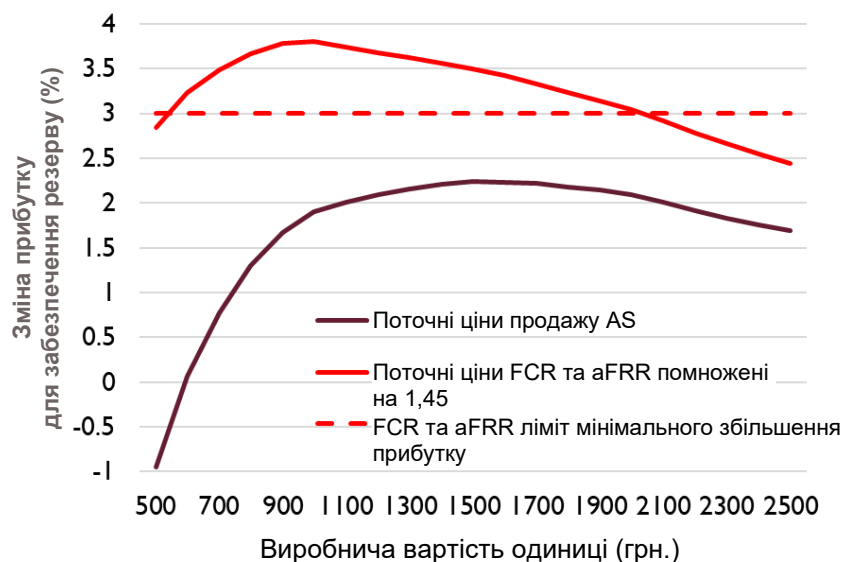
Малюнок 12: Частка ринку AS за типом генерації

Враховуючи, що в основному існують ГЕС, які працюють з обмеженнями через водні умови та обмеження, Укренерго потрібні більш стійкі джерела резервів; їх може забезпечити вугільна ТЕС.

Слідуючи за сертифікацією UHE, як тільки більше генераторів (наприклад, решта ТЕС, що працюють на вугіллі та ядерних установок) будуть сертифіковані в свій час, Укренерго не потрібно буде використовувати лише електростанції UHE для підтримки системи необхідними резервами. Це має дозволити більш ефективно використовувати на ринку водні ресурси, які доступні для UHE.

Зараз усі резерви мають однакові цінові обмеження, і, отже, ручні резерви відновлення частоти (mFRR) є більш привабливими завдяки простоті сертифікації та надання послуг. Оскільки mFRR (резерв ручного відновлення частоти) – повністю закуповується, конкуренція на цьому сегменті знижує ціни і підштовхує учасників ринку до надання автоматичного резерву (FCR, aFRR); спостерігається перспективне збільшення обсягів aFRR (резерв автоматичного відновлення частоти).

Проект енергетичної безпеки (ESP) розробив економічний аналіз результатів ASM та рекомендації щодо диференціації цінових обмежень на аукціонах із стимулюючими ціновими сигналами для автоматичних видів резервів (тобто FCR та aFRR). "Укренерго" підтримало підхід ESP та направило його до НКРЕКП для прийняття рішення. Пропозиція не збільшує річний бюджет ASM. Якщо коротко, пропозиції пропонують змінити обмеження цін на FCR та aFRR за рахунок збільшення на 45%, знизивши при цьому обмеження на mFRR до 45% від існуючого рівня. Отже, необхідного інтересу до аукціонів FCR та aFRR можна досягти, забезпечивши розумну норму прибутку (наприклад, 3%) для покриття витрат на забезпечення резервів AS (див. Малюнок нижче). Запропонований підхід не призводить до жодного збільшення загального виділеного бюджету для ASM. Подальший розвиток ASM сприятиме зменшенню залежності від енергосистеми Росії, оскільки в даний час обидві системи працюють синхронно, а також полегшить процес інтеграції з ENTSO-E.



Малюнок 13: Вплив запропонованих обмежень цін на FCR та aFRR на основі витрат на виробництво

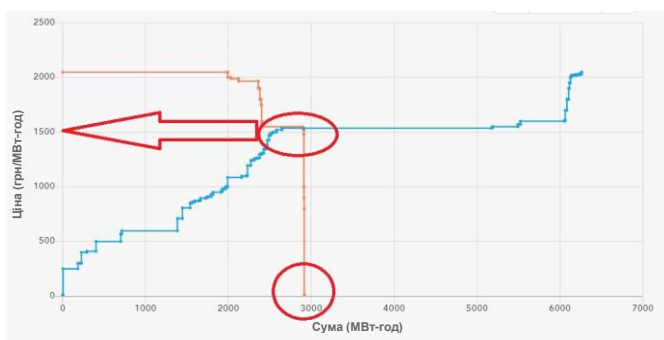
2.2.6. ІНТЕГРАЦІЯ З ENTSO-E

Як стратегічна мета, Проєкт енергетичної безпеки (ESP) допомагає "Укренерго" в інтеграції з ENTSO-E шляхом розробки досліджень мережевих моделей перетоків та стабільності, аналізу режиму острівної роботи, сценаріїв генерації з найменшими витратами та довгостроковим плануванням мережі для успішного виконання каталогу заходів приєднатися до ENTSO-E у 2023 році. Приєднання до мереж ЄС пом'якшить вплив Кремля та ще більше покращить операційну надійність IPS та розвиток ринку.

ENTSO-E, Проєктна група (ПГ) для приєднання України та Молдови проводить різноманітні аналізи. ESP надає підтримку Укренерго в його ролі в ПГ та бере участь у засіданнях ПГ разом з Укренерго для оцінки результатів, оцінки ризиків, представлених ПГ, а також оцінки запропонованих рішень щодо ефективності, застосовності та вартості (встановлення та експлуатації). Цей аналіз переважно вимагає детальні математичні моделі важливих електростанцій в українській мережі, особливо АЕС. У зв'язку з цим Проєкт енергетичної безпеки (ESP) вже розробив конкретні процедури випробування систем автоматичного регулювання збудження АЕС (шляхом обговорення з PG, Укренерго, Енергоатомом та виробниками, враховуючи чутливість випробувань на АЕС), і приступив до проведення випробувань та розробки початкових моделей у серпні 2020 року на підтримку PG ENTSO-E.

2.2.7. ПИТАННЯ СЕГМЕНТА ДВОСТОРОННІХ ДОГОВОРІВ

На сьогоднішній день, ринок двосторонніх договорів не організований і не регулюється належним чином (за винятком двосторонніх договорів державних виробників). Існує лише одна платформа для торгівлі цими видами договорів, де розкриття торгової інформації обмежене. Таким чином, прозорість у цьому сегменті була дуже низькою з урахуванням погодинних обсягів, не відомих учасникам ринку до закриття воріт DAM. Нижче наведений типовий наслідок цієї ситуації, яка спостерігається в липні 2020 року та призведе до значних фінансових наслідків для всіх учасників ринку, особливо GB, на який покладені також платежі щодо покладання спеціальних обов'язків (PSO) та RE FIT:



Ціна на рівні близько 1500 грн./МВт-год



Ціна на рівні близько 1000 грн./МВт-год

Малюнок 14: Створення ціни на DAM

На малюнку вище попит на DAM майже однаковий (близько 2800-2900 МВт-год), та ринкова ціна може бути сформована на рівні близько 1500 грн./МВт-год. Великі заявлені блоки (найімовірніше, запропонованих GB, оскільки він має великий портфель на DAM з відновлюваної енергії та енергії, отриманої від ЕА за механізмом PSO), встановлюють ціну на рівні близько 1500 грн./МВт-год або близько 1000 грн./МВт-год. Незважаючи на те, що прогноз споживання на наступний день відомий, GB (або іншим гравцям на ринку)

невідома інформація про те, яку частину цього споживання охоплено двосторонніми договорами. Внаслідок цього, неможливо точно визначити стратегії торгів, що призводить до зниження цін на DAM та збільшення обсягів продажу BPM як позитивних небалансів, які будуть оплачені за цінами, які нижчі від і без того низьких цін DAM. Отже, це впливає на фінансову стабільність GB, EA, та, відповідно, механізм PSO.

Крім того, якщо ціни на DAM є низькими, як зазначено вище, теплові електростанції намагаються продавати енергію за двосторонніми договорами за цінами, пов'язаними з цінами DAM, та очікують команд щодо регулювання на розвантаження від диспетчерів TSO у режимі реального часу, оскільки система безсумнівно матиме профіцит за рахунок виробництва атомної енергії та відновлюваних джерел, що неможливо продавати на DAM. З точки зору торгівлі, зазначене, природно, є кращим сценарієм, оскільки маржа між ціною DAM та регулюванням на розвантаження призведе до прибутків. Згадана торгова поведінка певних учасників ринку може виглядати нормально з точки зору економічної кон'юнктури, але може вплинути на стабільність ринку, якщо на неї не впливає динаміка ринку. Це саме те, що сталося на ринку з кінця весни 2020 року та змусило НКРЕКП, за пропозицією ESP, збільшити обмеження під час регулювання на розвантаження до 80% цін на DAM та запровадити перевірку фактичного обсягу TSO для підтвердження обсягів двосторонніх угод.

Підсумовуючи, слід зазначити, що сегмент двосторонніх угод становить понад дві третини оптового ринку електроенергії, а вплив на інші сегменти неминучий. Враховуючи концентрацію в сегменті виробництва електроенергії, ESP наголошує на важливості створення в Україні добре структурованого та регульованого ринку двосторонніх договорів (не цін, а правил торгівлі, включаючи стандартизовані продукти). Відповідно, торгівля може відбуватися на будь-якій платформі за типовими правилами та угодами, що забезпечують фінансові розрахунки, купівля та продаж стають прозорими, та гарантується належна звітність / моніторинг для цілей нагляду за ринком. Більше того, це може сприяти найближчому розвитку ринку форвардних контрактів на біржі електроенергії з можливою пізнішою інтеграцією механізму фінансового клірингу.

У цьому контексті, з метою забезпечення прозорості, моніторингу та нагляду на WEM, рекомендується наступне:

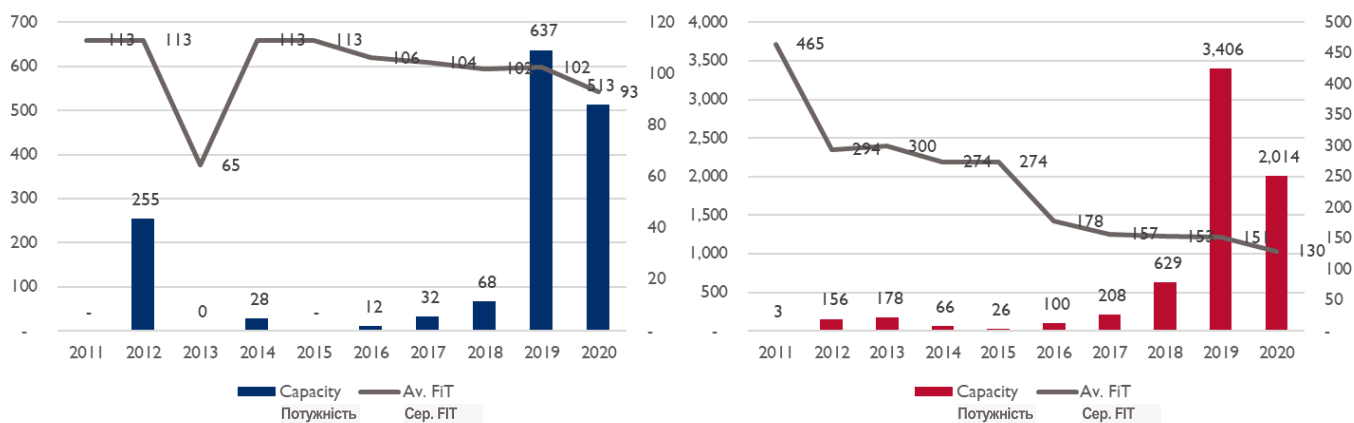
- Організація ринку двосторонніх договорів відповідно до принципів прозорості та недискримінації, включаючи розробку нових ліцензованих платформ BCM зі стандартизованими продуктами, включаючи зобов'язання щодо фактичної поставки.
- Розвиток сегмента ринку, де будуть сформовані нові індикатори цін на продукцію, що дозволить відійти від поточного прямого зв'язку цін на електроенергію у двосторонніх договорах з ціною DAM.
- Створення механізмів гарантування фінансових розрахунків за укладеними двосторонніми договорами.
- Публікація та надання необхідної інформації відповідно до ліцензій, правил торгівлі та чинного основного законодавства та підзаконних актів.

2.2.8. ВПЛИВ МЕХАНІЗМУ ПІДТРИМКИ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГІЇ

Завдяки державній підтримці та порівняно високому тарифу, на ринку відновлюваної енергії України спостерігається величезний інтерес інвесторів. Відповідно до законодавства аукціони на пониження ще не проводились. Тим часом, через відносно високі тарифи FIT та відсутність обмежень на потужність відновлюваної енергії, загальна витрати на RE зросли відповідно до збільшення обсягів їх виробництва. Ця ситуація характеризується двома основними ринковими аспектами: вплив на WEM та вплив на витрати на механізм підтримки RE.

2.2.8.1. РОЗВИТОК ПОТУЖНОСТІ, ОБОВ'ЯЗКИ ЗА ТАРИФАМИ FIT ТА ДЕФІЦИТ ГАРАНТОВАНОГО ПОКУПЦЯ

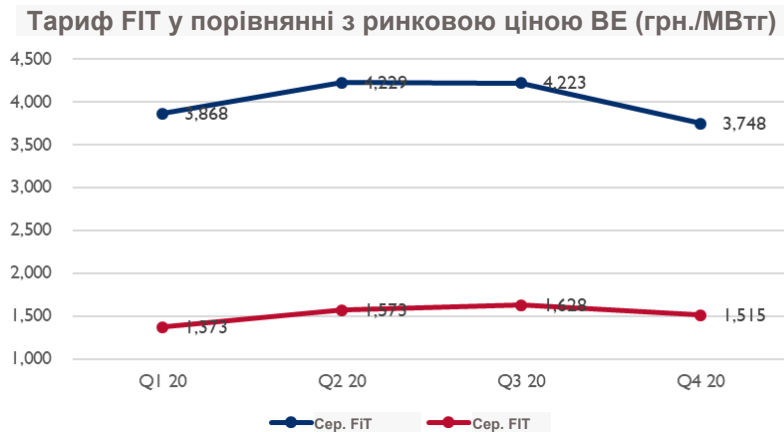
Частка виробництва RE швидко зростала протягом останніх кількох років, незважаючи на тенденцію до зменшення тарифів FIT, що все ще залишаються дуже високими у порівнянні з іншими країнами (див. Малюнок ⁶ нижче).



Малюнок 15: Потужності вітроенергетики та сонячної енергетики станом на липень 2020 року (Потужність у МВт, FIT євро/МВт.год)

Основним джерелом доходів GB для сплати FIT є виручка від продажу такої RE на DAM. Однак слід зазначити, що тариф FIT є значно вищим за ринкову ціну, та що, за очікуваннями, це продовжиться. Оскільки тарифи FIT залишаються високими порівняно з рівнем ринкових цін (див. Малюнок нижче), GB та TSO (через тариф на передачу) зобов'язані покрити різницю відповідно до EML. Оскільки середні ціни на DAM у 2-2,5 разів нижчі від середніх тарифів FIT, покриття різниці вище, ніж надходження від ринкових продажів. Найбільша частка субсидій припадає на виробників сонячної енергії. GB несе додаткові витрати на небаланси виробників RE в режимі реального часу, поки виробники RE поступово не стануть відповідальними за свої небаланси, як зазначено в нещодавно прийнятому Законі № 810.

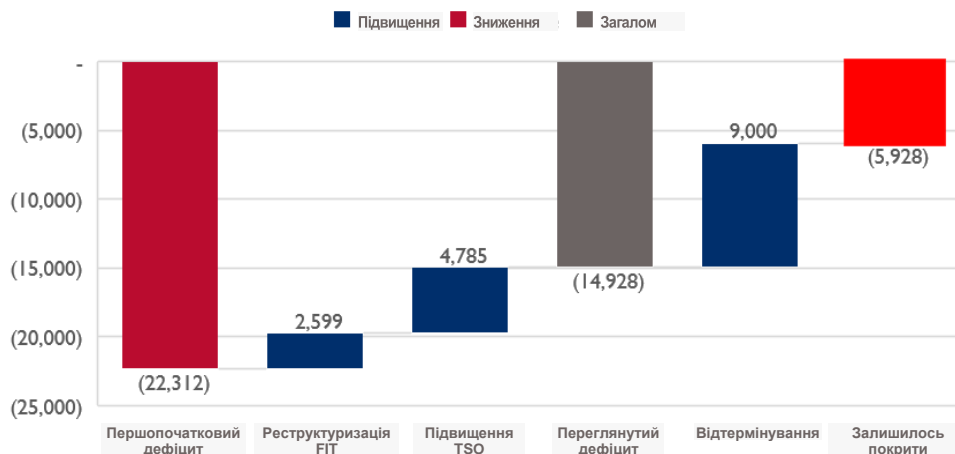
⁶ Обсяги та підтримка дахів з сонячними колекторами не входить у цей аналіз. Вони також підтримуються, але через іншу надбавку у тарифі TSO.



Малюнок 16: Стимулюючий тариф у порівнянні з середньою продажною ціною портфеля ВЕ на DAM

Зважаючи на Меморандум, підписаний з виробниками РЕ, та прийнятий відповідно до цього закон, дефіцит GB для механізму підтримки відновлюваної енергії у 2020 році оцінюється приблизно у 6 млрд. грн. (~ 200 млн. євро). У розрахунках було враховано вплив наступних дій:

- Реструктуризація FIT – 1 липня 2020 р. - 2,6 млрд. грн
- Ріст тарифу TSO – 1 серпня 2020 р. – 9,7 млрд. грн.
- Відтермінування 60% ДЗ на виробників РЕ – 1 серпня 2020 р. - 9-10 млрд. грн.



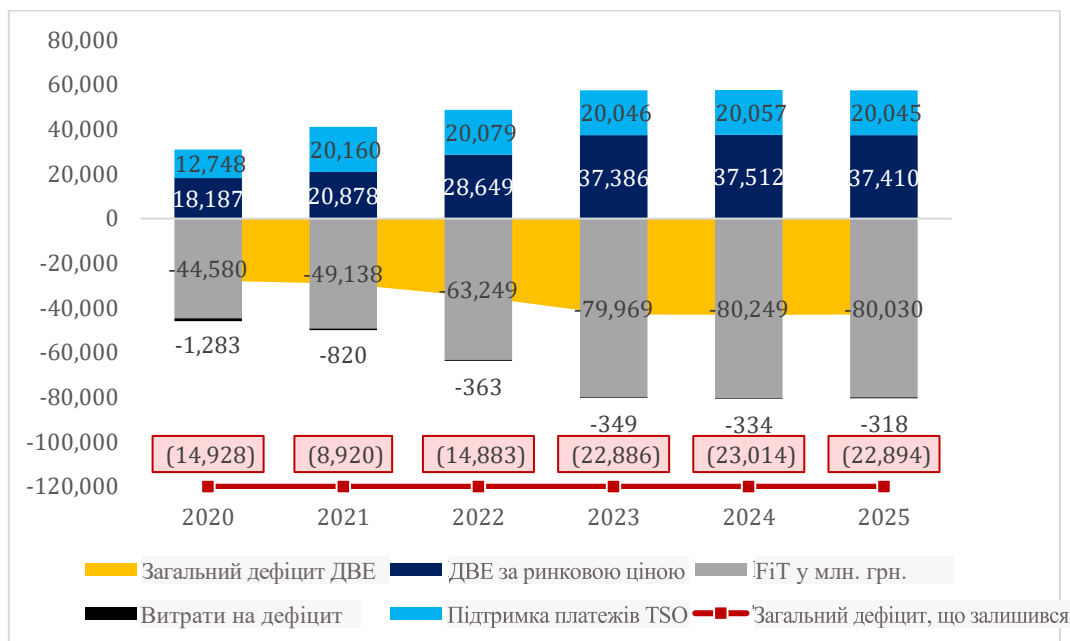
Малюнок 17: Дефіцит механізму підтримки ВЕ у 2020 році (у млн. грн.)

Цей дефіцит може бути покритий позиками МФУ та інших установ, які може отримати TSO. Відтермінування включають у разі визначення потреби в доході для TSO на 2021 рік, тобто тарифи повинні залишатися на такому ж рівні принаймні цілий рік.

Подальший дефіцит значною мірою залежатиме від того, яку потужність із вже підписаних PPA буде досягнуто та введено в комерційну експлуатацію, оскільки це збільшить підтримку, необхідну виробникам РЕ, тому що реструктуризовані тарифи FIT все ще щонайменше у два рази вищі від ринкових цін.

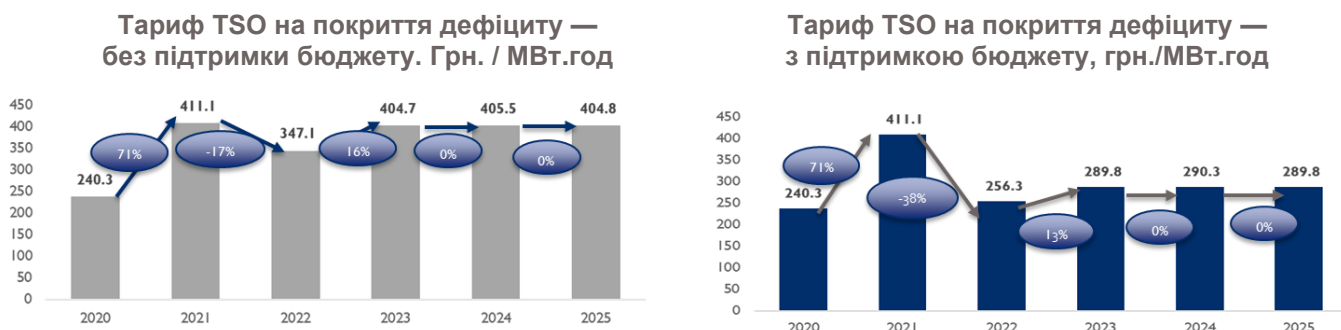
Надалі наведені оцінки, що передбачають додаткові 4 000 МВт від вітрових установок, які будуть завершені у 2021 та 2022 роках, без подальшого будівництва додаткових активів.

Крім того, дефіцит оцінюється на рівні платежів TSO за RE, , що постійно розвиваються, зазначається необхідність подальших позик, підтримку Державного бюджету, передбачену Законом № 810, та / або підвищення тарифів на TSO, щоб забезпечити своєчасну оплату сум, що належать виробникам RE.



Малюнок 18: Прогнозування дефіциту BE (млн грн)

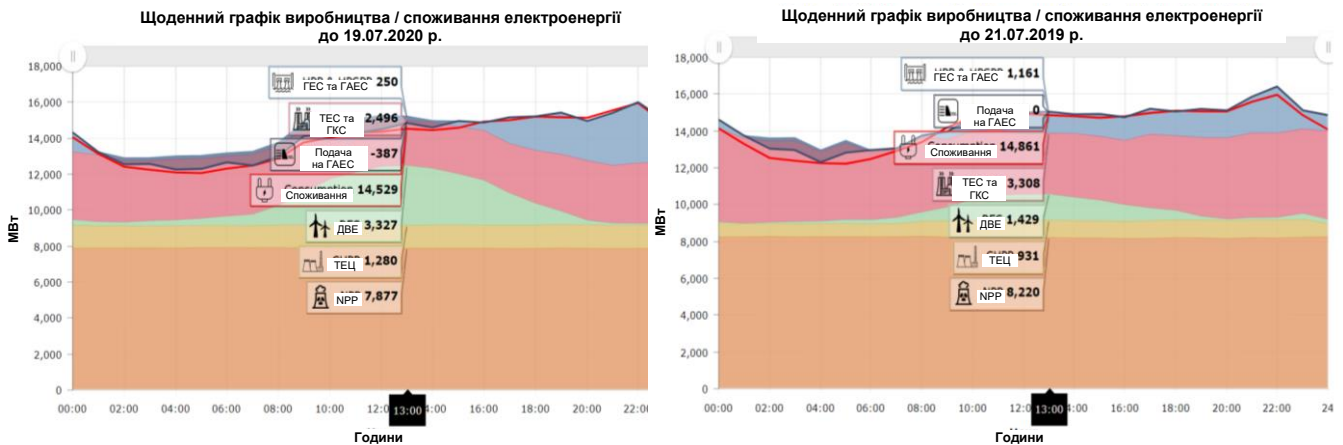
Закон № 810 передбачає підтримку Державного бюджету для GB на рівні щонайменше 20% від валових витрат BE. Наразі процес створення та використання такої підтримки є невизначеним. Він суттєво залежить від Закону про Державний бюджет, Міністерства фінансів та виконання бюджету. Залежно від наявності державної бюджетної підтримки прогнозується, що тариф TSO відповідатиме тенденції, зображеної на малюнку нижче, до 2025 року.



Малюнок 19: Тариф на передачу для покриття розриву у підтримці BE (без та з підтримкою Державного бюджету)

2.2.8.2. ВПЛИВ НА РОБОТУ ТА ЦІНИ WEM

На малюнку нижче показано виробництво електроенергії у середині липня за джерелами та рівнями споживання на 2019 та 2020 роки. Хоча рівень споживання виглядає майже однаково, рівень піку виробництва відновлюваної енергії втричі збільшується внаслідок додаткового виходу 2000 МВт потужностей. До останніх змін у проєкті EML у липні 2020 року GB міг продавати вироблену RES за PPA лише на DAM за правилами, затвердженими НКРЕКП. Згідно з цими правилами, GB міг запропонувати цю електроенергію на DAM лише за 10 грн./МВт.год, отже, практично з нульовою ставкою, виступаючи в ролі гравця на ринку, що не встановлює ціни.



Малюнок 20: Рівень виробництва та споживання електроенергії у середині липня 2019 та 2020 років

Разом зі зменшенням попиту через карантинні заходи, запроваджені навесні 2020 року, відбулось суттєве збільшення виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії, що, як і очікувалося, призвело до зниження цін на DAM. Дійсно, на ринку спостерігались рекордно низькі рівні цін - близько 600 грн./МВт.год. Якщо не брати до уваги вплив на фінансову стійкість WEM, витрати GB на покриття механізму підтримки відновлюваної енергії різко зросли, що, в свою чергу, призвело до несплати EA за електроенергію, придбану для цілей PSO, а також несплати виробникам RES. Тому ESP запропонував НКРЕКП переглянути та збільшити обмеження ціни для портфеля RES, яким керує GB, та надав аналіз нижче, щоб встановити обґрунтовані обмеження ціни. Отже, НКРЕКП прийняла зміни щодо обмежень торгів ДВЕ.

Таблиця 8: Аналіз обмеження торгів GB на DAM для ДВЕ

Сценарій	Вхідні дані	Середньозважена ціна (16 - 30 квітня)	Середньозважена ціна (1 - 19 травня)	Підвищення ціни (квітень)	Підвищення ціни (травень)
	Обмеження торгів GB	DAP	DAP	DAP	DAP
	Грн. / МВт-год	Грн. / МВт-год	Грн. / МВт-год	%	%
1 Обмеження торгів GB (75% обмеження DAM)	1536.17	1296.38	1311.44	6%	0%
2 Обмеження торгів GB (обмеження АЕС у PSO)	567.00	1228.02	979.78	0%	-25%
3 Обмеження торгів GB (10 грн./МВт-год)	10.00	1188.73	789.16	-3%	-40%
4 Поточні обмеження торгів GB*		1225.75	1310.45	0%	0%

* Обмеження торгів GB: 16-30 квітня: 567 грн./МВт, травень: 75% денного обмеження DAM

Як показано у наведеній вище таблиці, моделювання для квітня та травня шляхом відтворення кривих попиту та пропозиції для кожної години свідчить про те, що обмеження ціни RES має бути досить високим, щоб уникнути падіння цін на DAM. Окрім того, оскільки скасування цих обмежень після карантину може призвести до дуже низьких цін на DAM, слід ретельно розробити нові рівні обмежень на основі динаміки попиту та пропозиції на ринку.

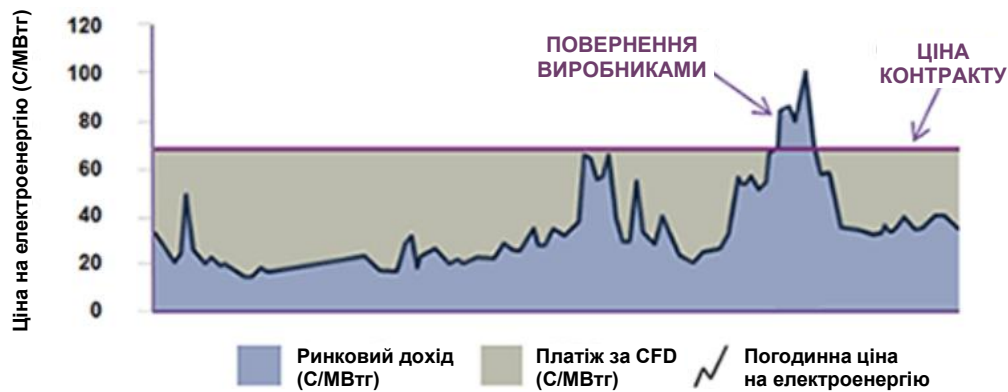
Вплив поширення RES у поєднанні зі зменшенням (або, принаймні, відсутністю збільшення порівняно з 2019 роком) попиту спричиняє стійкий надлишок енергії у системі. Тому енергетичний баланс було оновлено, щоб усунути надлишки, а частка ядерної енергії у балансі зменшилась. Цей крок не зменшив проблем, а балансує ринку, та обсяг двосторонніх договорів значно збільшилися, як зазначено у розділі про ринкові показники. Ця проблема згадувалась у попередньому розділі в контексті двосторонніх договорів та змусила НКРЕКП запровадити перевірки фізичної наявності обсягів та збільшити обмеження цін на розвантаження.

Ситуація з високим рівнем поширення RES підкреслює необхідність дозволу для GB на продаж відновлюваної енергії заздалегідь за двосторонніми договорами, важливо розробка ВСМ з фізичним постачанням, створення платформи даних / прозорості WEM та перетворення виробників RES на активних гравців ринку "на добу наперед" та балансуєчого (наприклад, за контрактом на різницю підходів, що пояснюється в наступному розділі).

2.2.8.3. УЧАСТЬ RES У РИНКУ

Наразі всі виробники RE, якими оперує GB, є членами балансуєчої групи GB. Однак, оскільки портфель RES швидко зростає, це створює проблеми керування портфелем для GB, при спробі продати на DAM всю вироблену RE енергію, лише більше половини відповідного обсягу продається на DAM і водночас решта попадає в небаланс. Більше того, значна кількість ДВЕ не може реагувати на системні умови та цінові сигнали на ринку, забезпечуючи взаємну вигоду для оператора системи та виробників BE.

Щоб вирішити цю проблему можна розглянути реалізацію схеми Контракту на різницю (CfD) для виробників RES (існуючих та майбутніх) замість фіксованих платежів FIT тарифів (див. Малюнок нижче). Тоді виробники RES виступають як учасники ринку, оптимізуючи свої доходи від виробництва енергії та небаланси. Виробники RES матимуть мотивацію створювати або приєднуватися до балансуєчих груп, які можуть керувати небалансами пов'язаного портфеля у реальному часі краще, ніж GB, й таким чином підтримувати систему балансування для TSO. Запропонований механізм також може забезпечити поліпшення прогнозу та заявок на продаж виробників RES.



Малюнок 21: Концепція контрактів на різницю (Джерело: Дослідження McCarthy Tétrault LLP «Стимули виробництва поновлюваної енергії у Контрактах на різницю Альберти: шлях уперед?» Автори: Кімберлі Говард, Кімберлі Макнаб, Шон О'Ніл та Майкл Вайцман

Більше того, «додаткова премія», що базується на ринкових цінах, може надаватись виробникам RES з чинними PPA, які «добровільно» вирішують діяти як регулярні гравці ринку.

Рівень додаткової премії слід вибирати таким чином, щоб загальна вартість наданих стимулів була меншою або рівною загальній очікуваній вартості небалансу відповідних виробників RES, якщо вони залишаються у балансуєчій групі GB.

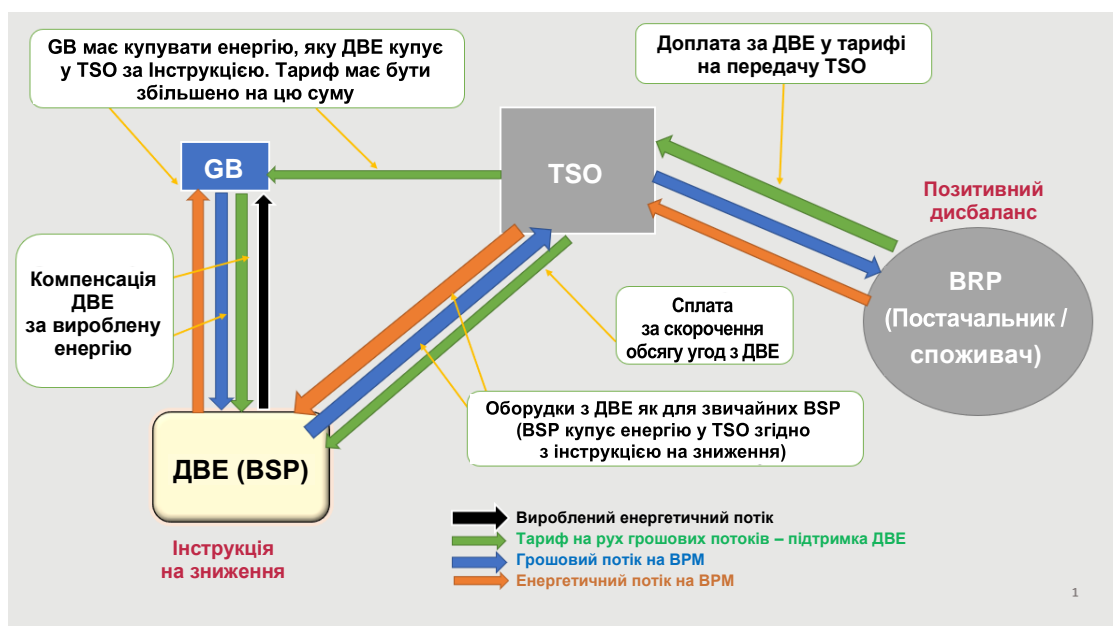
2.2.8.4. КОМПЕНСАЦІЯ ОБМЕЖЕННЯ ОБСЯГІВ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ RES

Оскільки встановлена потужність RE швидко зростає, диспетчери іноді обмежують їх виробництво, щоб зберегти стабільність системи. Згідно з EML усі обмежені обсяги повинні бути компенсовані на рівні «зеленого» тарифу, ніби обсяги не були скорочені. Протягом першої половини 2020 р. тривало обговорення щодо прийняття методології розрахунку такої компенсації, але методологія, передбачена законом, досі не прийнята. Оскільки Законом № 810 було передбачено, що пов'язані витрати повинні покриватися через тариф на передачу, слід прийняти методологію, яка дозволить диспетчерам зменшити виробництво RES, коли це необхідно, та захистити виробників RES від втрат доходу через відсутність механізму компенсації.

До прийняття зазначеної методології обмеження слід враховувати наступні аспекти:

- Сплату тарифу за передачу має бути розділена на дві окремі частини: платежі за послуги передачі TSO та надбавка за RE (з урахуванням сплати «зеленого» тарифу за виробництво та компенсацію RES за обмеження обсягів виробництва), що також було рекомендовано Секретаріатом Енергетичного Співтовариства при аналізі тарифу на передачу (тобто примітка про відповідність від січня 2020 р. щодо України – тариф на передачу та диспетчеризацію у відповідності до тарифів на експорт та імпорт).
- Рішення щодо компенсації обмеження обсягів виробництва RES повинно враховувати надання можливості виробникам RE залишити балансуєчу групу GB (без втрати «зеленого» тарифу), збільшення відповідальності за небаланс та

врахування інструкцій диспетчера щодо розвантаження / обмеження в межах розрахунку небалансів GB (на основі чинної схеми діяльності балансуєної групи GB).



Малюнок 22: Запропонована схема компенсації скорочення обсягів ВЕ

Через накопичення непогашених платежів від GB ЕА значно знизилася обсяг енергії, проданої GB, від обов'язкового рівня, передбаченого постановою КМУ для PSO. Така ситуація призвела до зменшення обсягу продажів електроенергії з боку GB на WEM, а отже, до зменшення прибутку, необхідного для компенсації витрат на придбання електроенергії від RES та виконання зобов'язань щодо забезпечення електроенергією побутових споживачів відповідно до PSO, особливо протягом квітня та травня. Щоб покращити ситуацію, ESP розробив рекомендації та пропозиції щодо змін до постанов КМУ. Ці рекомендації стосуються PSO, електронних аукціонів та заходів захисту від COVID-19, та, у разі прийняття, створять зобов'язання використовувати стандартні двосторонні договори на купівлю-продаж електроенергії між державними виробниками та GB, а також можливість для GB продавати електроенергію за двосторонніми договорами. Вони також заборонили б державним виробникам зменшувати продажі електроенергії до GB. Рекомендації ESP були частково прийняті, та робота PSO дещо повернулася до норми.

2.3. ПІДСУМКИ ПЕРШОГО РОКУ РОБОТИ WEM

Підводячи підсумок, реформований WEM в Україні виявився відносною історією успіху порівняно з попереднім ринком, а також у світлі міжнародного досвіду з подібними відкриттями ринку.

Однак, виникали численні проблеми, які, зокрема, вплинули на всі ринкові структури в Україні, наприклад:

- Загальна неліквідність системи та небажання тих, хто приймає рішення, застосовувати жорсткіші підходи до деяких проблем, що спостерігаються в Україні (наприклад, низькі рахунки кінцевих споживачів державної власності, що відіграють

соціальну роль, небажання встановлення механізму розрахунків для забезпечення всіх операцій, тощо)

- Державна політика щодо RES, що не контролювала встановлену потужність та не була орієнтована на потреби ринку, високі “зелені” тарифи (завищені відносно міжнародних практик), а не здорова система, що базується на аукціонах, яка існувала у світі принаймні протягом минулого десятиліття.
- Надмірне навантаження GB численними зобов'язаннями, що лише частково підтримуються державними виробниками EA та UHE. До таких обтяжливих та нестійких середньострокових зобов'язань належать: (i) підтримка “зеленого” тарифу для RES (ii) забезпечення покриття низької вартості електроенергії для побутових споживачів, що в свою чергу призвело до складної фінансової ситуації у EA. Окрім EA та UHE, які підтримують цю загальну помилкову схему субсидій, бізнес та промислові споживачі розподілили вартість решти субсидії через тариф на передачу.
- У поєднанні з впливом Covid-19, який негативно вплинув на споживання таких платоспроможних споживачів, виникли фінансові проблеми ланцюга постачання електроенергії.

За необхідності, ESP надав пропозиції особам, які приймають рішення, щодо можливих регуляторних змін та рішень, а також розробив постанови чи поправки, щоб мати змогу приймати рішення щодо реалізації пропозицій. У своїх пропозиціях ESP намагається збалансувати стійкий фінансовий стан WEM, та захист кінцевих споживачів від швидкого зростання цін. ESP також проводив тренінги, семінари та круглі столи із зацікавленими сторонами, щоб обговорити пропозиції та подолати перешкоди.

Незважаючи на ці зусилля, система працює недосконало та накопичує борги. Соціально орієнтовані тарифи для побутових споживачів, неплатежі захищених споживачів та надмірна підтримка RES призвели до низьких надходжень від споживачів та надмірних витрат на підтримку певного типу виробників, які планувалося покрити доходами державних виробників. На практиці цих доходів було недостатньо для покриття таких державних зобов'язань. Крім того, зловживання деяких учасників ринку недосконалістю його структури та ринкових правил у поєднанні з відсутністю прозорості WEM іноді призводило до спотворень у формуванні цін та, отже, цінових сигналів на ринку

Доки не будуть прийняті рішення про усунення зазначених вище недоліків, проблеми, що зазнає електроенергетична галузь, залишатимуться, незважаючи на запроваджену структуру WEM. Розподіл проблем між різними стейкхолдерами в ланцюгу постачання електроенергії може забезпечити лише тимчасове вирішення проблем, але може також загрожувати фінансовій стабільності загального сектору електроенергетики (наприклад, вплив на EA та UHE через PSO, накопичення боргу захищених споживачів, тощо).

3. ОСНОВНІ РІШЕННЯ ПЕРШОГО РОКУ ТА ПЛАНИ НА МАЙБУТНЄ

3.1. ФУНКЦІОНУВАННЯ WEM У ПЕРШИЙ РІК

Перехід до нової моделі ринку електроенергії став кроком на шляху дотримання європейських правил та стандартів згідно з зобов'язаннями України. Нова модель вже зіткнулася з численними проблемами; часто особи, які приймають рішення, вносили незначні правки (не беручи до уваги можливі ненавмисні наслідки), а не вирішували нагальні системні проблеми. Однак ринок загалом продемонстрував помітний успіх, завершивши перший рік роботи вдосконаленнями та покращеннями за весь цей період. Нова модель має значну перевагу в тому, що ціноутворення відбувається на ринках, де ціни знижено конкурентною боротьбою. Це важливе досягнення порівняно з попередньою моделлю для єдиного покупця та її "ручним" регулюванням від виробництва до споживача. "Ручне" керування ринком та ціноутворенням створювало політичні, інвестиційні та корупційні ризики, також зловживання монополією.

Впровадження нової моделі також призвело анбандлінгу деяких вертикально-інтегрованих учасників ринку (вимога Третього енергопакету), що дозволило знизити монополізацію за рахунок формування конкуруючих постачальників. Це надало споживачам можливість вибору постачальника на конкурентній основі, а не бути прив'язаним до монополіста, який диктує умови та ціни.

Серед проблем та викликів для ринку слід виділити наступні:

- Фінансовий дисбаланс, обумовлений декількома взаємопов'язаними факторами:
 - Зростання RES: швидке зростання встановленої потужності та виробництво електроенергії з відновлюваних джерел енергії на додаток до високих стимулюючих тарифів .
 - Дуже низькі тарифи для побутових споживачів: тарифи для кінцевих побутових споживачів залишаються низькими завдяки механізму покладання спеціальних обов'язків (PSO), при цьому промислові та комерційні споживачі субсидують тарифи для таких побутових споживачів.
 - Зниження споживання: обмеження, спричинені пандемією COVID-19 призвели до зниження споживання по всій країні і прискорили зниження частки споживання енергії промислового та комерційного секторів, в порівнянні з побутовими споживачами. Оскільки тарифи для побутових споживачів набагато нижчі за промислові/комерційні тарифи, а тарифи кінцевих користувачів змінюються залежно від споживання, це сприяло зниженню доходів.
- Викривлення ринкових механізмів, спричинене фізичним PSO, та криза розрахунків між ключовими учасниками ринку, такими як Гарантований покупець та Енергоатом.
- Недоліки фінансових розрахунків (тобто між Адміністратором розрахунків, сторонами, відповідальними за небаланси та постачальниками послуг з балансування), в основному спричинені проблемами через невирішені проблеми захищених клієнтів, таких як «Вода Донбасу». Порівняно зі старою структурою,

основні боржники та їхня поведінка не змінилися з переходом на ринкові відносини, і вони продовжують створювати борги.

- Недостатня прозорість ринку і можливості маніпулювання, що до того ж загострюються ринковою монополією. На ринку відсутні такі заходи із забезпечення прозорості, як погодинні обсяги двосторонніх договорів (що впливають на формування цін на ринку на добу вперед), своєчасне опублікування результатів операцій на балансуєчому ринку, обсяги завантаження/розвантаження р, граничні ціни на завантаження/розвантаження, ціни небалансів, тощо.
- Висока ринкова концентрація виробництва, особливо на балансуєчому ринку, де домінують всього кілька учасників. Це стало основною причиною введення цінових обмежень в рамках «безпечного режиму» з метою полегшення відкриття ринку та уникнення його можливого «краху».

3.2. ПОДАЛЬШИЙ РОЗВИТОК

З метою підвищення ефективності роботи WEM, розвитку функціонування його сегментів, пом'якшення негативного впливу зовнішніх факторів, таких як захищені клієнти, та забезпечення фінансово стійкого ринкового середовища для учасників ринку та ключових гравців ринку, слід враховувати наступні пропозиції:

- Переглянути цінові обмеження на DAM, IDM та BPM з використанням ринкового підходу, щоб забезпечити формування цін у цих сегментах на основі динаміки попиту та пропозиції та забезпечити надійні цінові сигнали для учасників ринку;
- Скорегувати вимоги щодо оцінки ризику та фінансових гарантій для BPM, щоб забезпечити механізм фінансового розрахунку та своєчасне здійснення платежів SA у повному обсязі.
- Механізм фінансових розрахунків повинен діяти за принципом «нульової суми», відповідно до Правил ринку. Тому розрахункові операції мають бути узгоджені з Правилами ринку, щоб уникнути будь-якого фінансового небалансу, що призводить до недоплати учасникам BPM, особливо постачальникам послуг з балансування.
- Створити Платформу ринкових даних / прозорості, що забезпечуватиме прозорість щодо роботи всіх сегментів ринку, особливо BPM та BSM. Створити рівні умови та уникати спотворень у формуванні цін на DAM через відсутність інформації у учасників ринку. Це також сприятиме сталому функціонуванню механізмів підтримки PSO та RE.
- Створити механізм моніторингу WEM, що відповідає REMIT (відповідно до вимог Секретаріату Енергетичного Співтовариства), для виявлення та уникнення маніпуляцій на ринку. Терміново прийняти необхідне основне законодавство та підзаконні акти.
- Прийняти необхідне законодавство та підзаконні акти, щоб покращити розподіл пропускнує спроможності міждержавних перетинів та розпочати спільні аукціони для вирішення питань ціноутворення у торговій зоні «Бурштинського енергоострову».

- Завершити перевірку та сертифікацію виробників для збільшення постачання резервів на ринку допоміжних послуг (ASM).
- Удосконалити правила ціноутворення на ASM, щоб забезпечити покриття технічно обґрунтованих витрат постачальників послуг та забезпечення необхідних рівнів резервів для роботи системи відповідно до Кодексу системи передачі.
- Вирішити питання щодо захищених споживачів згідно з EML та іншим відповідним законодавством та попередити загрозу фінансової стійкості WEM з боку цієї проблеми.
- Переглянути механізм PSO, використовуючи комплексний підхід. Швидше перейти до фінансового механізму PSO (F-PSO), запропонованого Секретаріатом Енергетичного Співтовариства, не пропускаючи необхідних кроків, викладених у цьому звіті.
- Прийняти багаторічний план поступового припинення PSO для побутових споживачів, починаючи з усунення найбільш субсидованого тарифного блоку з одночасною підтримкою незахищених категорій споживачів.
- Вирішити проблеми, пов'язані з нестандартною та непрозорою торговельною діяльністю на ринку двосторонніх договорів (BCM). Прийняти правила, що сприяють «конкурентоспроможній» торгівлі стандартизованими продуктами (із обов'язковою фізичною поставкою) за типовими договорами та забезпечити прозорість шляхом належної регуляторної звітності.
- Вирішити питання фінансового дефіциту у механізмі підтримки RES на 2020 рік та в подальшому прийняти методологію компенсації обмеження обсягів виробництва RES, щоб уникнути зростання проблем для RE та функціонування системи.
- Прискорити процес продажу GB електроенергії, придбаної з портфеля RES, на ринку двосторонніх договорів, укладених через конкурентний торговий механізм у сегменті BCM (як зазначено вище), щоб GB могли оптимізувати торгівлю електроенергією з RES. Крім того, сприяти збільшенню частки RE та вдосконаленню роботи механізму підтримки (наприклад, стимульовані контракти на різницю (CfD)).

Визнаючи досягнутий прогрес, хоча і не без серйозних проблем, WEM забезпечує фундамент для посилення конкуренції та потужних економічних сигналів для ринку електроенергії. Невідкладне прийняття запропонованих вище пропозицій стане серйозним позитивним кроком уперед у забезпеченні можливості WEM реалізувати цілі та підтримає подальшу інтеграцію з ЄС.