



МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ
АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ОПЕРАТОР РИНКУ»

вул. Симона Петлюри, 27 / м. Київ / 01032
(044) 205-01-61, kanc@oree.com.ua
www.oree.com.ua // ЄДРПОУ 43064445

Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг

Про надання пропозицій до
проекту рішення НКРЕКП

АТ «Оператор ринку» надає зауваження та пропозиції до схваленого та оприлюдненого 04 серпня 2026 року на вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП), проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» (додаються).

Додаток: на 7 арк. в 1 прим.

В.о. генерального директора

Олександр ГАВВА

ДРП 205-01-33



№ 01-41/1963 від 17.08.2026

АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "ОПЕРАТОР РИНКУ"

Підписувач та дата підписання:

Гавва Олександр Олександрович 17.08.2026

Сертифікат:

5B5EB6E0BEF1B83004000000270600009C160000

Дійсний:

з 28.03.2025 по 28.03.2027

Зауваження та пропозиції до проекту постанови «Про затвердження Змін до Правил ринку»,
що має ознаки регуляторного акта

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Зміни до Правил ринку		
1. У розділі IV:		
1) пункти 4.13.1 та 4.13.2 глави 4.13 замінити новим пунктом 4.13.1 такого змісту: «4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$);	1) пункти 4.13.1 та 4.13.2 глави 4.13 замінити новим пунктом 4.13.1 такого змісту: «4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$);	<i>Пропонуємо не робити відмінні (дискримінаційні) умови з нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування для ППБ, які зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію. Відповідно до вимог частини другої статті 3 Закону України «Про ринок електричної енергії» функціонування ринку електричної енергії здійснюється, зокрема, на принципі недискримінаційного ціноутворення, що відображає економічно обґрунтовані витрати. А у частині дванадцятій статті 2 цього ж закону встановлено, що згідно з</i>



№ 01-41/1963 від 17.08.2026
АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "ОПЕРАТОР РИНКУ"
Підписувач та дата підписання:
Гавва Олександр Олександрович 17.08.2026
Сертифікат:
5B5EB6E0BEF1B83004000000270600009C160000
Дійсний:
з 28.03.2025 по 28.03.2027

для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$).». У зв'язку з цим пункт 4.13.3 вважати пунктом 4.13.2;	виконання команди диспетчера на завантаження — за маржинальною ціною балансуєчою електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$).». У зв'язку з цим пункт 4.13.3 вважати пунктом 4.13.2;	рішення, дії, бездіяльність суб'єктів не можуть призводити: до юридичного або фактичного обсягу прав та обов'язків особи, який є відмінним від обсягу прав та обов'язків інших осіб у подібних ситуаціях, якщо лише така відмінність не є необхідною та мінімально достатньою для задоволення загальносуспільного інтересу; до юридичного або фактичного обсягу прав та обов'язків особи, який є таким, як і обсяг прав та обов'язків інших осіб у неподібних ситуаціях, якщо така однаковість не є необхідною та мінімально достатньою для задоволення загальносуспільного інтересу.
2. У розділі V:		
1) у главі 5.13: пункти 5.13.1 та 5.13.2 викласти в такій редакції: «5.13.1. Балансуєчий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуєчою енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуєчу електричну енергію, включаючи активацію балансуєчою електричної	1) у главі 5.13: пункти 5.13.1 та 5.13.2 викласти в такій редакції: «5.13.1. Балансуєчий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуєчою енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуєчу електричну енергію, включаючи активацію балансуєчою електричної	Пропонується виключити з тексту слова «алгоритм балансуєчого ринку», оскільки на балансуєчому ринку мають враховуватися всі диспетчерські команди.

енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансууючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів; 2) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну	енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансууючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів; 2) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну	
--	--	--

енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів. 5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на завантаження ($ABE_{z,rtu}^{up}$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на	енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів. 5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на завантаження ($ABE_{z,rtu}^{up}$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична	
---	--	--

розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєного ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєного ринку заявки на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.»; пункти 5.13.3 та 5.13.4 виключити;	енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєного ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєного ринку заявки на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.»; пункти 5.13.3 та 5.13.4 виключити;	
2) пункт 5.14.5 глави 5.14 викласти в такій редакції: «5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування e в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INST_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INST_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за	2) пункт 5.14.5 глави 5.14 викласти в такій редакції: «5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування e в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INST_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INST_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за	<i>Пропонується виключити з тексту слова «алгоритм балансуєного ринку», оскільки на балансуєчому ринку мають враховуватися всі диспетчерські команди.</i>

розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{up} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right|.$$

Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

$MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{dn} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right|.$$

розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{up} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right|.$$

Якщо обсяг активованої ~~відповідно до алгоритму балансууючого ринку~~ балансууючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

$MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{dn} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right|.$$

Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.»;	Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.»;	
3) пункт 5.16.2 глави 5.16 викласти в такій редакції: «5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^{+}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.»;		<i>Щодо запровадження у Правилах ринку нових положень та зміни механізмів ціноутворення на балансуючому ринку: зауважуємо, що для оцінки можливих наслідків цих змін, доцільно попередньо (до їх впровадження) провести детальні розрахунки та визначити вплив змін на розрахунки за небаланси, а також визначити як зміниться стан заборгованості на балансуючому ринку.</i>

Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг

Щодо надання зауважень та пропозицій

Акціонерне товариство «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом» за результатами опрацювання оприлюдненого 4 серпня 2026 року на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП) проекту, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» та надає відповідні зауваження і пропозиції.

Додаток: зауваження і пропозиції до проекту постанови НКРЕКП на 2 арк.

Тимчасово виконуюча обов'язки
керуючого фінансового директора

Лариса ЛУКОВІНА



**Зауваження та пропозиції
до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Відсутнє в проєкті рішення НКРЕКП 4.10.4. Зобов'язання ППБ щодо подання пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження не розповсюджується на такі типи одиниць надання послуг з балансування: 1) одиниці відпуску, що здійснюють виробництво електричної енергії з відновлюваних джерел енергії, які використовують для виробництва електричної енергії енергію біогазу та/або біомаси; 2) одиниці відпуску, що здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на кваліфікованих когенераційних установках (у період з 01 жовтня по 01 травня); 3) одиниці відпуску, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням ядерного палива; 4) одиниці відбору; 5) одиниці зберігання енергії; 6) одиниці відпуску, що здійснюють виробництво електричної енергії з відновлюваних джерел енергії (щодо пропозицій на завантаження), крім гідроенергії із встановленою потужністю більше 10 МВт; 7) одиниці агрегації в обсязі встановленої потужності	4.10.4. Зобов'язання ППБ щодо подання пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження не розповсюджується на такі типи одиниць надання послуг з балансування: 1) одиниці відпуску, що здійснюють виробництво електричної енергії з відновлюваних джерел енергії, які використовують для виробництва електричної енергії енергію біогазу та/або біомаси; 2) одиниці відпуску, що здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на кваліфікованих когенераційних установках (у період з 01 жовтня по 01 травня); 3) одиниці відпуску, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням ядерного палива; 4) одиниці відбору; 5) одиниці зберігання енергії та гідроаккумуляційні електростанції (ГАЕС); 6) одиниці відпуску, що здійснюють виробництво електричної енергії з відновлюваних джерел енергії (щодо пропозицій на завантаження), крім гідроенергії із встановленою потужністю більше 10 МВт; 7) одиниці агрегації в обсязі встановленої потужності	<i>Враховуючи зміни щодо удосконалення механізму формування цін небалансів та балансуєчої енергії, вважаємо за необхідне в п 4.10.4 визначити право ППБ подавати заявки на балансуєчий ринок для гідроаккумуляційних електростанцій (ГАЕС), які за своєю суттю є одиницею зберігання енергії.</i> <i>Інакше, вироблену електроенергію на ГАЕС буде не доцільно продавати на РДН. Оскільки, наприклад, можуть виникати випадки коли диспетчери ОСП для забезпечення меж операційної безпеки надаватимуть команду на розвантаження (закачування ГАЕС), при цьому маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) буде дорівнювати 17 000 грн/МВт·год, що призведе до суттєвих фінансових збитків учасників ринку.</i>

відпуску/відбору/зберігання, зазначених у підпунктах 1 – 6 цього пункту.	відпуску/відбору/зберігання, зазначених у підпунктах 1 – 6 цього пункту.	
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ в у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ в у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	<i>Враховуючи зміни щодо удосконалення механізму формування цін небалансів та балансуючої енергії, пропонуємо прибрати $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу, що створює додаткове фінансове навантаження на учасників ринку.</i>



Від _____ № _____
На № _____ від _____

Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг

*Щодо пропозицій до проєкту постанови
«Про затвердження Змін до Правил ринку»*

Приватне акціонерне товариство «Укргідроенерго» опрацювало проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» (далі – Проєкт), який було оприлюднено 04.08.2026 на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг і надсилає у додатку пропозиції та зауваження до Проєкту, що оформлені у порівняльній таблиці.

Додаток: зазначене у тексті на 13 арк.

Заступник генерального директора
з комерційної діяльності

Олександр РОХВАРГ

Олександр Гречко +380 (50) 417 97 98



Документ СЕД ПрАТ "Укргідроенерго"
№ 20-10/4339 від 17.08.2026
Підписувач: Рохварг Олександр Давидович (2537804219)
Сертифікат: 3FAA9288358EC003040000006AF12F00B9EEEE500
Дійсний з 02.07.2025 20:29:57 по 30.06.2027 20:29:57

ПРОПОЗИЦІЇ ТА ЗАУВАЖЕННЯ
до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП
«Про затвердження Змін до Правил ринку»
(порівняльна таблиця)

Чинна редакція Правил ринку	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиції редакції ПрАТ «Укргідроенерго»	Обґрунтування
4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію	4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію		
4.13.2. У такому випадку система управління ринком повинна автоматично створити пропозиції на балансуєчу електричну енергію (що маркуються як створені системою управління ринком) для кожного відповідного ППБ і для кожного розрахункового періоду із зазначенням ціни та обсягу пропозиції, розрахованих таким чином: 1) якщо одиниця надання послуг з балансування є одиницею відпуску, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій (на завантаження) чи найвищій (на розвантаження) ціні для такого самого розрахункового періоду та тієї самої одиниці відпуску за останні 7 днів для обох напрямів балансуєчої електричної енергії; 2) якщо ППБ є диспетчеризованим	4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера	4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки/пропозиції на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера	Відсутність поданих ППБ пропозицій (заявок) на балансуєчу електричну енергію не завжди свідчить про порушення ринкової дисципліни. Для ПрАТ «Укргідроенерго» це об'єктивно зумовлено низкою факторів, які не залежать від ППБ: 1. Обов'язком дотримання затверджених режимів роботи водосховищ, забезпеченням пропуску повеней і паводків, санітарних та екологічних попусків, а також підтриманням встановлених рівнів верхнього і нижнього б'єфів; 2. Досягненням мінімально або максимально допустимого рівня водосховищ ГЕС та ГАЕС; 3. Наявними системними мережевими обмеженнями щодо роботи ГАЕС у насосному режимі;

навантаженням з прийнятими пропозиціями резерву, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій ціні для того самого розрахункового періоду за останні 7 днів останньої схваленої пропозиції на балансуєчу електричну енергію (поданій на той самий розрахунковий період попереднього торгового дня); 3) обсяг пропозиції повинен відповідати обсягу, зазначеному цим ППБ у заявленій характеристиці; 4) якщо ППБ є генеруючою одиницею ВДЕ, система управління ринком створює пропозиції на балансуєчу електричну енергію для таких генеруючих одиниць, якщо існує зобов'язання для такої одиниці подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію через замовлені в неї резерви.	на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії	на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії	4. Виконанням рішень та доручень уповноважених державних органів щодо збереження резерву маневрових потужностей; 5. Системними обмеженнями алгоритмів платформи MMS, які технічно блокують подання пропозицій у межах фактичного діапазону регулювання генеруючої одиниці (зокрема, під час надання допоміжних послуг з аРВЧ, коли диспетчерська команда передбачає розвантаження до нуля, проте налаштування MMS не дозволяють ППБ подати заявку на весь необхідний обсяг); 6. Періодами проведення регламентних технічних робіт в MMS ОСП або передчасним закриттям воріт балансуєчого ринку. Пропозиції, які активуються поза визначеним алгоритмом ранжування (merit order) та не беруть участі у відповідному алгоритмі формування маржинальної ціни, не повинні впливати на величину маржинальної ціни балансуєчої електричної енергії. Водночас факт того, що така пропозиція не бере участі у
--	---	---	--

	на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$).	на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$). формуванні маржинальної ціни, не означає, що фактично активований за нею обсяг балансуючої електричної енергії повинен мати іншу, окремо визначену ціну. Якщо за командою диспетчера відповідний ресурс фактично активований для врегулювання небалансу, такий обсяг є фактично активованою балансуючою електричною енергією. При цьому ціна такої енергії повинна визначатися на основі маржинальної ціни балансуючої електричної енергії відповідного напрямку, яка вже сформувалася у відповідному розрахунковому періоді за алгоритмом балансуючого ринку. Такий підхід відповідає принципу <i>marginal pricing (pay-as-cleared)</i>, передбаченому європейським регулюванням балансуючого ринку, зокрема Регламентом Комісії (ЄС) 2017/2195 (<i>Electricity Balancing Guideline (EBGL)</i>). Стаття 30 EBGL встановлює принцип ціноутворення балансуючої енергії на основі <i>marginal pricing</i>. При цьому європейська модель розмежовує заявки, які беруть участь у формуванні ціни, та активації, що
--	---	---

		здійснюються з інших причин. Сам факт того, що окрема активація не бере участі у формуванні <i>marginal price</i>, не означає автоматичного створення для неї окремої ціни балансуючої енергії. Цей підхід має принципове економічне значення. Якщо позаранжирна пропозиція активується оператором системи для фактичного врегулювання системного небалансу, вона виконує ту саму фізичну функцію балансуючої енергії, що й ресурс, активований відповідно до стандартного <i>merit order</i>. Відмінність полягає лише у способі та черговості її активації. Тому технічний спосіб активації не повинен створювати різну ціну для одного й того самого продукту – балансуючої електричної енергії, якщо така енергія використовується для однієї й тієї самої системної мети – врегулювання небалансу. При цьому для ППБ, які відповідно до Правил ринку взагалі не зобов'язані подавати заявки на балансуючу електричну енергію, запропонована редакція також передбачає застосування маржинальної ціни.
--	--	--

		Це додатково підтверджує, що участь конкретної заявки у формуванні маржинальної ціни не є необхідною умовою для застосування маржинальної ціни до фактично активованої балансуючої електричної енергії. У зв'язку з цим пропонуємо уточнити пункт 4.13.1 таким чином, щоб прямо встановити: пропозиції, які активуються поза алгоритмом ранжування та не беруть участі у формуванні маржинальної ціни балансуючої електричної енергії, не впливають на формування такої маржинальної ціни, а фактично активована за ними балансуюча електрична енергія, якщо її активація здійснюється для врегулювання небалансу, оплачується/списується за маржинальною ціною відповідного напрямку балансування, сформованою алгоритмом балансуючого ринку у відповідному розрахунковому періоді. Таке уточнення забезпечить одночасно: • недопущення впливу позаранжирних активацій на формування маржинальної ціни;
--	--	---

			• застосування єдиного принципу ціноутворення до фактично активованої балансуєної електричної енергії; • прозорість та передбачуваність розрахунків; • недопущення дискримінації між учасниками залежно виключно від способу активації їх ресурсу; • відповідність принципу <i>marginal pricing</i>, що застосовується на європейських балансуєних ринках.
4.13.3. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансуєну енергію від учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансуєному ринку на відповідний розрахунковий період.	4.13.2. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансуєну енергію від учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансуєному ринку на відповідний розрахунковий період.	4.13.2. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансуєну енергію від учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансуєному ринку на відповідний розрахунковий період відповідно до пункту 5.13.1 цих Правил.	Обґрунтування надано вище.
4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуєну електричну енергію	4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуєну електричну енергію	4.14. Перевірка та підтвердження заявок/ пропозицій на балансуєну електричну енергію	Редакційно
4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуєну електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг	4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуєну електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг	4.14.4. Для перевірки заявок/ пропозицій на балансуєну електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг	Редакційно

з балансування, що є одиницею відпуску, ураховуються такі дані стосовно пропонуванних обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	з балансування, що є одиницею відпуску, ураховуються такі дані стосовно пропонуванних обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	з балансування, що є одиницею відпуску, ураховуються такі дані стосовно пропонуванних обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	
4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, ураховуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, ураховуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	4.14.6. Для перевірки заявок/ пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, ураховуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	
4.16. Результати балансуєчого ринку	4.16. Результати балансуєчого ринку		
Результати балансуєчого ринку складаються з: 1) прийнятих пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на	Результати балансуєчого ринку складаються з: 1) прийнятих заявок на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на	Результати балансуєчого ринку складаються з: 1) прийнятих заявок/ пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін	

розвантаження; 4) цін балансууючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі; 5) цін балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі.	розвантаження.	балансиуючої електричної енергії на розвантаження.	
5.13.2. Наявність дефіциту, профіциту або збалансованості зони системи визначається таким чином: 1) для ОРЧ: якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) > ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) < ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) = ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою, де $ABE_{z,rtu}^{up}$ – активована балансууюча електрична енергія на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована балансууюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,t}^{up},$ де $AB_{e,z,t}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку	5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на завантаження $(ABE_{z,rtu}^{up})$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,t}^{up},$ де $AB_{e,z,t}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку	5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на завантаження $(ABE_{z,rtu}^{up})$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована за командою диспетчера відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z у 15-хвилинному і-тому за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,t}^{up},$ $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum_{e,z,rtu} (AB_{e,z,t}^{up} \times \frac{\Delta t_i}{60}),$ де $AB_{e,z,t}^{up}$ – обсяг балансууючої потужності, активований з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявка на балансууючу енергію на	Редакційно Математичне редакційне уточнення визначення обсягу балансууючої електричної енергії відповідно до діючого алгоритму

$ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up}$, де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку пропозиції на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуєчу енергію на завантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку; $REC_{z,rtu}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $REC_{z,rtu} = \frac{REC_{z,t}}{4},$ де $REC_{z,t}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні	заявки на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.	завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за годину t ОРЧ-rtu, МВт·год. Δt_i – тривалість дії команди диспетчера в межах i-го ОРЧ (у хвиликах), що розраховується за формулою $\Delta t_i = \max(0, \min(T_{end}, t_{i,end}) - \max(T_{start}, t_{i,start})),$ де T_{start} – початок дії команди диспетчера в розрахунковій годині (у хвиликах від початку години, від 0 до 60); T_{end} – закінчення дії команди диспетчера в розрахунковій годині (у хвиликах від початку години, від 0 до 60); $t_{i,start}$ – початок i-го розрахункового інтервалу ОРЧ; $t_{i,end}$ – кінець i-го розрахункового інтервалу ОРЧ. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча	СVP.
--	---	--	---------------

z за розрахунковий період t, МВт·год, який визначається відповідним оператором системи у межах власної мережі для кожного розрахункового періоду t торгового дня d та надається ним до ОСП (у ролі АР) до 13:00 d + 1 за формою та в порядку, що визначені та оприлюднені відповідним оператором системи;

$ABE_{z,rtu}^{dn}$ – активована балансуєча електрична енергія на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}$$

де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$$

де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку пропозиції на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.

Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуєчу енергію на розвантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19

електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$$

$$ABE_{e,z,rtu}^{dn} = \sum_{e,z,rtu} (AB_{e,z,t}^{dn} \times \frac{\Delta t_i}{60}),$$

де $AB_{e,z,t}^{dn}$ – **обсяг балансуєчої потужності, активований з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявка на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за годину t ОРЧ rtu, МВт·год.**

Математичне редакційне уточнення визначення обсягу балансуєчої електричної енергії відповідно до діючого алгоритму СУР.

розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку; 2) для розрахункового періоду: якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) > \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) < \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) = \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою.			
--	--	--	--

**Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**
03057, м. Київ, вул. Сім'ї Бродських, 19
box@nerc.gov.ua.

Товариство з обмеженою відповідальністю «Д.ТРЕЙДІНГ» висловлює свою глибоку повагу та надає зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку», який був оприлюднений на офіційному веб-сайті НКРЕКП 04 серпня 2026 року.

Просимо врахувати подані пропозиції ТОВ «Д.ТРЕЙДІНГ» під час підготовки остаточної редакції зазначеного проекту.

Додаток: на 5 арк. в 1 прим.

Представник за довіреністю



Олег БОВА

Зауваження та пропозиції до проекту Постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»

Чинна редакція Правил ринку	Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції	Обґрунтування
	2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.	2. Ця постанова набирає чинності з 01 січня 2027 року, крім розділу 3 Змін, який набирає чинності з дня, наступного за днем оприлюднення цієї постанови на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.	Враховуючи, що проектом рішення пропонується суттєва зміна принципів ціноутворення на балансуємому ринку, зокрема виключення впливу показника «стан системи» на формування цін небалансів та запровадження нових підходів до їх визначення, доцільним є встановлення перехідного періоду для впровадження таких змін. Запропоновані нововведення матимуть безпосередній вплив на діяльності учасників ринку, управління портфелем, оцінки ризиків та формування комерційних стратегій. Учасники ринку здійснювали налаштування своїх бізнес-процесів, IT-рішень та моделей прогнозування на підставі чинних правил розрахунку небалансів, тому різка зміна механізму ціноутворення може призвести до суттєвого зростання фінансових ризиків та виникнення непередбачуваних наслідків. Крім того, відсутність перехідного періоду не дозволить учасникам ринку належним чином оцінити вплив нової моделі на результати їх діяльності та адаптувати внутрішні процедури управління небалансами. Запровадження перехідного періоду сприятиме плавному переходу до нової моделі, мінімізує ризики дестабілізації ринку та забезпечить передбачуваність регуляторних змін, що відповідає

			принципам прозорості, правової визначеності та регуляторної стабільності. У зв'язку з цим пропонуємо передбачити набрання чинності відповідними змінами з 1 січня 2027 року.
4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	Залишити в чинній редакції, оскільки запропонована проектом Змін модель ціноутворення на балансуєчу електричну енергію для ППБ, які не подали пропозиції на балансуєчу електричну енергію, фактично підміняє відповідальність за неподання обов'язкової заявки на балансуєчому ринку прихованим ціновим механізмом, передбаченим пунктом 4.13.1. При цьому оплата фактично наданої послуги балансування та відповідальність за порушення обов'язку щодо подання заявки повинні бути чітко розмежовані.
4.13.2. У такому випадку система управління ринком повинна автоматично створити пропозиції на балансуєчу електричну енергію (що маркуються як створені системою управління ринком) для кожного відповідного ППБ і для кожного розрахункового періоду із зазначенням ціни та обсягу пропозиції, розрахованих таким чином: 1) якщо одиниця надання послуг з балансування є одиницею відпуску, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій (на завантаження) чи найвищій (на розвантаження) ціні для такого самого розрахункового періоду та тієї самої одиниці відпуску за останні	4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію:	4.13.1. СУР автоматично створює пропозиції на балансуєчу електричну енергію (що маркуються як створені системою управління ринком) для кожного відповідного ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, із зазначенням обсягу пропозиції для відповідного розрахункового періоду. Обсяг пропозиції для відповідного розрахункового періоду повинен розраховуватися СУР з урахуванням останнього поданого ППБ фізичного графіка відпуску/відбору. Диспетчер використовує сформовані автоматично СУР пропозиції на балансуєчу електричну енергію після активовації всіх пропозицій з ранжиру	

7 днів для обох напрямів балансуєної електричної енергії; 2) якщо ППБ є диспетчеризованим навантаженням з прийнятими пропозиціями резерву, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій ціні для того самого розрахункового періоду за останні 7 днів останньої схваленної пропозиції на балансуєну електричну енергію (поданій на той самий розрахунковий період попереднього торгового дня); 3) обсяг пропозиції повинен відповідати обсягу, зазначеному цим ППБ у заявленій характеристиці; 4) якщо ППБ є генеруючою одиницею ВДЕ, система управління ринком створює пропозиції на балансуєну електричну енергію для таких генеруючих одиниць, якщо існує зобов'язання для такої одиниці подавати пропозиції на балансуєну електричну енергію через замовлені в неї резерви.	для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєну електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$).	відповідного напрямку відповідно до алгоритму балансуєного ринку. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера наданою через СУР при відсутності заявки на балансуєну електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєну електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: для електричної енергії, не відпущеної/відібраної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); для електричної енергії, відпущеної/не відібраної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$).
--	--	--

4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуєну електричну енергію

4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, таких дані стосовно пропонуєваних обсягів:	1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, таких дані стосовно пропонуєваних обсягів:	1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	Пропонується передбачити положення, яке передбачає, що команди, які автоматично створені системою управління ринком повинні відповідати вимогам, передбаченим пунктом 4.14.4.
4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, таких дані стосовно пропонуєваних обсягів:	1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, таких дані стосовно пропонуєваних обсягів:	1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	Пропонується передбачити положення, яке передбачає, що команди, які автоматично створені системою управління ринком повинні відповідати вимогам, передбаченим пунктом 4.14.4.
4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, таких дані відносно запропонованих обсягів:	1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, таких дані відносно запропонованих обсягів:	1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	Пропонується передбачити положення, яке передбачає, що команди, які автоматично створені системою управління ринком повинні відповідати вимогам, передбаченим пунктом 4.14.6.
4.16. Результати балансуєчого ринку				
Результати балансуєчого ринку складаються з:	Результати балансуєчого ринку складаються з:	Результати балансуєчого ринку складаються з:	Результати балансуєчого ринку складаються з:	Не зрозуміла зміна термінології.
1) прийнятих пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи;	1) прийнятих заявок на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи;	1) прийнятих пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи;	1) прийнятих пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи;	
2) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на балансуєчу електричну енергію на	2) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на балансуєчу електричну енергію на	2) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на балансуєчу електричну енергію на	2) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на балансуєчу електричну енергію на	



АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
«ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО»
Код ЄДРПОУ 23269555
вул. Козельницька, 15
м. Львів, 79026, Україна
тел.: +38 032 239 07 10
факс: +38 032 239 07 17
e-mail: kanc-ze@dtek.com

17.08.2026 82/879
№ _____
На № _____ від _____

**Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**
вул. Сім'ї Бродських, 19, м. Київ, 03057
box@nerc.gov.ua
plakhuta@nerc.gov.ua

*Щодо надання зауважень та пропозицій
до проекту постанови НКРЕКП*

За результатами моніторингу оприлюднення Регулятором на офіційному веб-сайті проектів постанов, що мають ознаки регуляторних актів, АТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» опрацьовано проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» (щодо змін підходів до формування цін балансуючої електричної енергії та небалансів), за результатами чого сформовані відповідні зауваження та пропозиції щодо її положень.

З огляду на зазначене, Товариство скерує на адресу НКРЕКП зауваження та пропозиції щодо вищезазначеного проекту постанови та просить їх врахувати під час формування остаточної редакції постанови.

Додаток: Зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» на 9 арк. в 1 прим.

Головний виконавчий директор

В.Ю. Сімаков

Зауваження та пропозиції
до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»

Редакція проекту постанови НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП	Обґрунтування
Зауваження до проекту постанови		
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.	2. Ця постанова набирає чинності з 01 січня 2027 року, але не раніше дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.	Пропонується відтермінувати запровадження запропонованих змін, з огляду на наступне: • суттєва зміна ціноутворення по небалансах напередодні ОЗП 26/27 може суттєво погіршити фінансовий стан виробників електроенергії та негативно вплинути на доступність потужностей балансування. Оператори потужностей маневрової генерації, які піддаються систематичним обстрілам, та забезпечують оперативно відновлення генерації задля збільшення обсягів балансууючої потужності в енергосистемі, потребують достатнього рівня обігових коштів для проведення ремонтних робіт. Наслідком запровадження запропонованих проектом змін є одночасне здешевлення позитивного небалансу та здорожчання негативного небалансу для учасників ринку. З огляду на зазначене, враховуючи об'єктивну неможливість уникнення небалансів під час виконання команд на балансууючому ринку, рівень обігових коштів існуючих постачальників послуг з балансування задля оперативного відновлювання генеруючих

		потужностей після чергових обстрілів значно зменшиться, що спровокує зниження обсягів пропозицій по послугах з балансування та допоміжних послуг. Це може мати критичний негативний ефект для ОЕС України під час проходження ОЗП 26/27, враховуючи повернення нарахування плати за невідповідність для ППБ та ПДП, а також багатомільярдну заборгованість ОСП перед ППБ за поставлену балансуючу енергію. Обрахунки, що були здійснені Товариством за чинною формулою визначення ціни небалансів та новою, що пропонується проектом змін до Правил ринку, свідчать про те, що у розрізі року, фінансові витрати можуть сягнути розміру, еквівалентного вартості відновлення не менше 2х одиниць генерації генерації. На наше переконання, з огляду на наявні надзвичайні обставини, за яких учасники ринку працюють в умовах систематичних обстрілів та несуть перманентні небаланси, обумовлені ворожими атаками, такі суттєві структурні зміни функціонування ринку електроенергії не можуть запроваджуватися негайно після прийняття, що обумовлює необхідність залишення діючого ціноутворення щодо небалансів, та відтермінування запровадження запропонованих змін, принаймні до початку 2027 року. • Впровадження запропонованих змін потребує часу задля адаптації внутрішніх процесів, договорів та фінансових моделей учасників ринку, а також завчасного
--	--	---



		закладення збільшених витрат на врегулювання небалансів до структури тарифів окремих учасників ринку. Запропоновані зміни до моделі ціноутворення небалансів мають системний характер та безпосередньо впливають на економічні умови діяльності учасників ринку, що обумовлює необхідність надання достатнього перехідного періоду для адаптації їхніх внутрішніх процесів, договірних відносин та фінансових моделей. По-перше, реалізація запропонованих змін потребує доопрацювання системи управління ринком (СУР), а також переналаштування учасниками ринку власних систем прогнозування, торгових стратегій, внутрішнього обліку небалансів. Виконання зазначених заходів об'єктивно потребує часу і не може бути забезпечене одномоментно. По-друге, нова модель змінює профіль платежів за небаланс і, відповідно, вимоги до фінансового забезпечення та управління ліквідністю учасників ринку. Коректне планування та бюджетування таких витрат можливе лише з прив'язкою до початку нового фінансового року. По-третє, збільшення вартості небалансів безпосередньо впливає на суб'єктів, витрати яких на врегулювання небалансів відшкодовуються через регульовані тарифи (ціни), – ОСР, Гарантованого покупця, постачальників універсальних послуг (ПУП). Відповідні тарифи (регульовані ціни) затверджуються НКРЕКП на плановий період і оскільки збільшені витрати на небаланси не
--	--	---

		враховані у чинних тарифах, набрання чинності запропонованими змінами до завершення поточного тарифного періоду призведе до виникнення непокритих тарифом витрат зазначених суб'єктів або до необхідності позапланового перегляду численних тарифних рішень. Уникнути обох негативних наслідків можливо лише шляхом завчасного закладення збільшених витрат на врегулювання небалансів до структури тарифів (регульованих цін) під час їх формування на новий плановий період. Підсумовуючи вищенаведене, Товариство вбачає за необхідне зазначити, що концептуально не заперечує проти спрощення моделі ціноутворення небалансів, зокрема шляхом виключення впливу «стану системи». Проте, враховуючи вищенаведені аргументи, вважає недоцільним запровадження таких змін напередодні початку ОЗП 26/27.
Зауваження до проекту Змін до Правил ринку		
4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію	4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію	
4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	Пропонується залишити можливість нарахування ОСП плати за невідповідність, у випадку не подання ППБ пропозиції на балансуєчу енергію, забезпечивши єдине ціноутворення при зміні обсягу відпуску/відбору за командою диспетчера, виходячи з наступного:
4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці	4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці	



надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуючу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуючу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$).	надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуючу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуючу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$).	Запропоноване проектом рішення інвертоване ціноутворення має дискримінаційні ознаки для окремих категорій ППБ. Той самий фізичний обсяг енергії, відпущений за однаковою командою диспетчера, оплачується діаметрально протилежно залежно від того, чи є ППБ зобов'язаним у силу законодавчих вимог подавати пропозиції на балансуючу електричну енергію. Тобто, дві генеруючі одиниці з ідентичною поведінкою отримують протилежні ціни. Це має ознаки дискримінаційного підходу, що прямо суперечить вимогам п. 1 ст. 6 Регламенту (ЄС) 2019/943 про внутрішній ринок електроенергії та п. 2 ст. 3 Регламенту (ЄС) 2017/2195 про встановлення настанов щодо балансування електроенергії, що передбачають необхідність застосування недискримінаційних підходів. У зазначених обставинах, вбачається доцільним або залучення у обов'язкову порядку до надання таких послуг всіх видів генерації, а також залучення до процесів балансування споживачів, або застосування рівних підходів до ціноутворення. У протилежному випадку, подібні непропорційні та дискримінаційні рішення повинні бути розглянуті на відповідність антимонопольному законодавству. Інвертоване ціноутворення не відображає вартості електроенергії та нівелює принцип фінансової нейтральності ОСП.
---	---	---

		Згідно положень проекту, коли ППБ за командою диспетчера змінює обсяг відпуску, навіть при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію, він фактично допомагає системі, але отримує оплату за MSP²". Інвертована ціна не відображає реальної вартості відповідної енергії й позбавлена економічного обґрунтування, що суперечить самій меті маржинального ціноутворення, задекларованій у проекті. Більше того, зазначений підхід фактично призведе до формування надлишкового прибутку НЕК «Укренерго», адже інші учасники ринку, на нівелювання негативного небалансу яких спрямована команда на завантаження, сплатять стандартну ціну негативного небалансу за маржинальною ціною на завантаження, що прямо суперечить задекларованому принципу фінансової нейтральності ОСП, реалізацію якого намагається домогтися НЕК «Укренерго» за допомогою впровадження запропонованих проектом змін. З огляду на зазначене, у випадках зміни обсягу відпуску ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію, пропонується визначати ціну балансуєчої енергії для відповідного напрямку на основі маржинальної ціни. Одночасно із цим, Товариство вважає за можливе залишити опцію нарахування ОСП плати за невідповідність, у випадку не подання ППБ пропозиції на балансуєчу енергію, як механізм дисциплінування ППБ у відповідних випадках.
--	--	---



		Крім того слід зазначити, що відмова від моделі створення автоматичних заявок в системі управління ринком при неподанні пропозицій з боку ППБ, в будь-якому разі потребує напрацювання методології та процедури обліку відповідних команд.
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	Пропонується виключити з пункту 5.17.2 проекту змін Правил ринку коефіцієнт ціни небалансу «Kim» та відповідні множники $(1 - Kim)$ і $(1 + Kim)$, застосовуючи для розрахунку списання/нарахування за небаланс безпосередньо ціни небалансу $IMSP^+$ та $IMSP^-$, визначені відповідно до пункту 5.16.2., з огляду на наступне: Надмірне необґрунтоване фінансове навантаження на учасників ринку. Проект одночасно запроваджує дві концептуально різні санкційні конструкції, що діють на той самий обсяг небалансу: – роздільне ціноутворення: ціна позитивного небалансу прив'язується до маржинальної ціни розвантаження ($IMSP^+ = MSP_{\text{розвантаження}}$), а ціна негативного небалансу – до маржинальної ціни завантаження ($IMSP^- = MSP_{\text{завантаження}}$); – коригуючий коефіцієнт $Kim = 0,05$ – додаткове зниження ціни позитивного небалансу та підвищення ціни негативного небалансу на 5%. Кожна з цих конструкцій самостійно створює економічний стимул до мінімізації відхилень. Їх одночасне застосування до одного й того самого обсягу небалансу призводить до подвійного (кумулятивного) штрафного впливу, який не має

		самостійного економічного обґрунтування і покладає на СВБ надмірне фінансове навантаження. • Ризик порушення фінансової нейтральності на користь ОСП. Одночасне застосування «dual pricing» моделі та коефіцієнта «Kit» створює ризик систематичного перевищення надходжень оператора системи передачі над його витратами на врегулювання небалансів. Показово, що сам проєкт обґрунтовується необхідністю усунення дефіциту коштів ОСП; однак поєднання «dual pricing» із «Kit» здатне спричинити зворотний дисбаланс — стійкий профіцит коштів за рахунок СВБ. У будь-якому разі фінансова нейтральність балансуючого ринку має забезпечуватися без надмірного навантаження на сторони, відповідальні за баланс. Метою врегулювання небалансів є відшкодування вартості балансування системи та формування коректного цінового сигналу, а не генерування додаткового доходу для ОСП.
Положення відсутнє	10.16. Тимчасово, на період дії правового режиму воєнного стану в Україні, введеного Указом Президента України від 24 лютого 2022 року № 64/2022 «Про введення воєнного стану в Україні», затвердженим Законом України «Про затвердження Указу Президента України «Про введення воєнного стану в Україні» від 24 лютого 2022 року № 2102-IX: ... 3) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) виробників електричної енергії у розрахункові періоди торгового дня d, в яких внаслідок виникнення аварійної ситуації або аварійного відключення генеруючих одиниць,	Пропонується доповнення Правил ринку положенням щодо спеціального режиму ціноутворення негативного небалансу виробників в умовах воєнного стану, з огляду на те, що відповідальність за небаланс має бути пропорційною ступеню контролю учасника над причиною відхилення. Інститут врегулювання небалансів за своєю економічною та правовою природою спрямований на стимулювання учасників ринку до точного планування власних графіків та відшкодування вартості балансування системи.



	спричинених бойовими діями, виробник електричної енергії не мав можливості забезпечити виконання графіку відпуску, поданого відповідно до положень розділу IV Правил ринку, дорівнює меншій із таких величин — ціни негативного небалансу, визначеної відповідно до пункту 5.16.2 цього розділу, або ціни купівлі-продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» за відповідні розрахункові періоди ($PDAM_{z,t}$), тобто: $IMSP_{z,t}^- = \min (MSP_{z,t}^{up}; PDAM_{z,t}).$ Для підтвердження наявності аварійної ситуації, аварійного відключення та/або порушення технологічних процесів генеруючої одиниці в результаті бойових дій виробник впродовж чотирьох робочих днів має надати ОСП довідку військової або військово-цивільної адміністрації/Державної служби України з надзвичайних ситуацій/Державної інспекції енергетичного нагляду України із зазначенням дати настання такої події або витяг з Єдиного реєстру досудових розслідувань, що підтверджує настання такої події внаслідок бойових дій.	<i>Ціновий (у тому числі штрафний) характер врегулювання небалансу є виправданим лише тоді, коли відхилення від графіка перебуває в межах контролю сторони, відповідальної за баланс, і є наслідком якості її прогнозування чи торгової поведінки.</i> <i>Натомість негативний небаланс, що виникає внаслідок аварійної ситуації або аварійного відключення генеруючих одиниць, спричинених бойовими діями, не має жодних ознак керованого відхилення: виробник об'єктивно позбавлений технічної можливості виконати поданий графік відпуску. Застосування до такого небалансу стандартного ціноутворення суперечить самій меті інституту небалансів, оскільки карає учасника за обставини, які він не міг ані передбачити, ані уникнути.</i> <i>Покриття різниці між стандартним ціноутворенням по негативним небалансам для виробників, та спеціальним ціноутворенням, у разі, якщо такі небаланси безпосередньо спричинені наслідками воєнних дій, повинно відбуватися за рахунок тарифу на диспетчеризацію, що дасть змогу збалансувати фінансовий тягар таких форс-мажорних обставин пропорційно всьому ринку, не перекладаючи негативні наслідки систематичних обстрілів виключно на тих учасників, які і безпосередньою ціллю ворожих атак.</i>
--	---	---

**Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

**03057, м. Київ
вул. Сім'ї Бродських, 19**

ТОВ «ДНІПРОВСЬКІ ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОСЛУГИ» (далі – Товариство), як постачальник універсальних послуг та сторона, відповідальна за небаланси своїх споживачів, опрацювало проєкт рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» в частині вдосконалення механізму формування цін балансуючої електричної енергії та небалансів.

Товариство не заперечує необхідності вдосконалення відповідного механізму. Водночас не можемо підтримати проєкт змін у запропонованій редакції, оскільки передбачені зміни послаблюють зв'язок між ціною небалансу та фактичним фізичним станом енергосистеми, можуть викривляти економічні сигнали для учасників ринку та покладають непропорційні фінансові ризики на СВБ і електропостачальників, зокрема постачальників універсальних послуг.

Надані ПрАТ «НЕК «УКРЕНЕРГО» під час робочих обговорень матеріали містять обґрунтування запропонованого підходу з погляду функціонування ОСП, однак не містять комплексної оцінки його впливу на всі категорії учасників ринку, зокрема постачальників універсальних послуг, СВБ із портфелем споживання та кінцевих споживачів. Відсутність такої оцінки не дає можливості зробити обґрунтований висновок щодо пропорційності та прийнятності запропонованого регуляторного рішення для ринку в цілому.

Відповідно до п.1 частини першої ст.19 Закону України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон) з метою підтримання балансу між попитом та пропозицією на електричну енергію Правила ринку та Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку мають створювати умови для забезпечення об'єктивних цінових сигналів для виробників та споживачів електричної енергії. Натомість виключення фактора стану системи з механізму формування цін небалансів призводить до того, що ціновий сигнал визначатиметься переважно знаком небалансу окремої СВБ без урахування фактичного впливу такого небалансу на баланс системи. На думку Товариства, такий підхід не відповідає змісту та меті ст.19 Закону, оскільки не забезпечує об'єктивного відображення фізичного стану системи у цінах небалансів.

За результатами проведеного моделювання застосування запропонованого механізму призведе до збільшення витрат постачальників на врегулювання небалансів у 1,5–3 рази. Для постачальника універсальних послуг такий ефект є особливо критичним, оскільки Товариство виконує спеціальні обов'язки з постачання електричної енергії визначеним законодавством категоріям споживачів, а можливості оперативного перенесення непередбачуваного зростання витрат на небаланси до ціни універсальної послуги є обмеженими встановленим порядком її формування.

В умовах нестабільної роботи енергетичної системи, негативних наслідків збройної агресії проти України та наявних проблем із якістю комерційного обліку електричної енергії критичне збільшення небалансів не завжди є наслідком дій, на які постачальники можуть впливати або які вони можуть належним чином прогнозувати. Зокрема, за відсутності живлення підстанцій, зміни схем живлення та порушення каналів зв'язку можуть бути відсутні достовірні оперативні дані комерційного обліку, а відповідні обсяги під час формування версії 2 та наступних версій даних можуть суттєво змінюватися. За таких обставин виключення фактора стану системи, запроваджене постановою НКРЕКП від 24.03.2026 № 416, під час розрахунку цін небалансів фактично перекладає фінансові наслідки системних, мережових та облікових факторів на СББ із портфелем споживання та електропостачальників.

Зростання витрат постачальника універсальних послуг на врегулювання небалансів створює ризик погіршення його фінансового стану, виникнення касових розривів та накопичення заборгованості на ринку електричної енергії. У разі врахування таких витрат у ціні універсальної послуги вони формуватимуть додаткове фінансове навантаження на кінцевих споживачів. Такий наслідок є неприйнятним в умовах дії воєнного стану, коли споживачі вже зазнають значного фінансового навантаження, а доступність і стабільність постачання електричної енергії мають залишатися одним із пріоритетів державного регулювання.

Принципово важливим є збереження об'єктивного визначення стану системи та залежності ціни небалансу від напряму небалансу СББ відносно стану системи. Небаланс, який сприяє балансуванню системи, не повинен мати такі самі фінансові наслідки, як небаланс, що погіршує її стан. Обсяги, активовані для врегулювання системних обмежень, аварійних режимів або примусового зменшення відбору, мають обліковуватися окремо та не повинні викривляти загальносистемний ціновий сигнал.

Водночас звертаємо увагу, що запропоновані НКРЕКП зміни до Правил ринку, наслідком яких може стати збільшення вартості врегулювання небалансів для електропостачальників, розглядаються за відсутності дієвого механізму мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень споживання.

Постановою НКРЕКП від 24.03.2026 № 416 було передбачено неврахування показників RES при визначенні дефіциту, профіциту або збалансованості зони системи, а також запроваджено обов'язок щодо прогнозного інформування про обсяги примусового зменшення відбору електричної енергії. Крім того, запропонований ПрАТ «НЕК «УКРЕНЕРГО» під час робочих обговорень механізм визначення та подальшого врегулювання обсягів небалансів, спричинених примусовими обмеженнями, нормативно впроваджений не був.

Таким чином, на сьогодні пропонується посилити цінові наслідки небалансів для всіх учасників ринку, однак питання захисту електропостачальників, у тому числі постачальників універсальних послуг, від значних збитків, які можуть виникати внаслідок примусових обмежень та не залежать від якості прогнозування або ринкової поведінки постачальника, залишається неврегульованим. Передбачений постановою НКРЕКП від 25.02.2022 № 332 механізм прогнозного інформування не може вважатися повноцінною заміною механізму фінансового врегулювання, тим більше з огляду на наявні проблеми з практичним доведенням відповідної інформації до електропостачальників.

За таких умов прийняття змін щодо ціноутворення на балансуєчому ринку окремо від вирішення питання мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень створює ризик часової та нормативної неузгодженості. Підвищені цінові наслідки небалансів можуть почати застосовуватися раніше, ніж буде визначено, погоджено та впроваджено механізм захисту постачальників від збитків, які виникають не з їх вини.

Вважаємо, що зазначені питання мають розглядатися комплексно. До прийняття змін необхідно попередньо узгодити підходи до визначення обсягів небалансів, спричинених примусовими обмеженнями, порядок їх підтвердження та механізм мінімізації або фінансового врегулювання відповідних наслідків. Лише після цього доцільно одночасно вносити взаємоузгоджені зміни до Правил ринку та постанови НКРЕКП від 25.02.2022 № 332, забезпечивши синхронне набрання ними чинності.

Додатково звертаємо увагу, що з 1 травня 2026 року внаслідок підвищення граничних цін на організованих сегментах ринку вже відбулося суттєве збільшення витрат Товариства на врегулювання небалансів. При цьому моделювання впливу запропонованих змін до Правил ринку не враховує зазначеного підвищення граничних цін. Отже, реальний сукупний фінансовий ефект від одночасної дії підвищених граничних цін та запропонованого механізму може бути істотно вищим за результати проведеного моделювання.

З огляду на викладене просимо НКРЕКП:

- не приймати запропоновані зміни до Правил ринку в поточній редакції;
- повернути проєкт на доопрацювання з урахуванням зауважень і пропозицій учасників ринку;
- забезпечити підготовку та оприлюднення комплексного розрахунку впливу змін на всі категорії учасників ринку, окремо на постачальників універсальних послуг та їх споживачів;
- попередньо визначити та погодити механізм мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень для електропостачальників та СВБ;
- підготувати взаємоузгоджені зміни до Правил ринку та постанови НКРЕКП від 25.02.2022 № 332 із синхронним набранням ними чинності;
- провести повторне публічне обговорення доопрацьованого проєкту та розрахунків його впливу;
- відтермінувати застосування нового механізму до завершення його належної оцінки, комплексного доопрацювання та стабілізації умов функціонування ринку електричної енергії.

Детальні зауваження та пропозиції Товариства наведені у додатку до цього листа.

Додаток: на 7 арк. в 1 прим.

Директор

Михайло КУКСЕНКО

**Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту, – постанови НКРЕКП
«Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку		
5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуєчу електричну енергію, включаючи активацію балансуєчої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєчу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів; 2) маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу електричну енергію на	Не підтримуємо запропоновану редакцію в частині вилучення залежності порядку визначення маржинальних цін балансуєчої електричної енергії від стану системи та вилучення застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.13.1 у чинній редакції.	Маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії, визначені відповідно до п. 5.13.1, використовуються для формування цін позитивного та негативного небалансів. Запропонована редакція передбачає визначення маржинальних цін на завантаження та розвантаження незалежно від фактичного стану системи, а також вилучає застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це значно послаблює зв'язок між ціною небалансу та фактичною потребою системи у балансуєчій електричній енергії відповідного напрямку, збільшує ймовірність істотного відхилення цін небалансів від ціни РДН та створює додаткові фінансові ризики для СВБ і постачальників електричної енергії. Збереження чинного підходу забезпечує формування цінового сигналу з урахуванням дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи.

розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєчу електричну енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансуєчу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів.		
5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на завантаження ($ABE_{z,rtu}^{up}$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$	Не підтримуємо запроповану редакцію в частині вилучення положень щодо визначення дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи для ОРЧ та розрахункового періоду. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.13.2 у чинній редакції.	Визначення дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи є необхідним для формування економічно обґрунтованого цінового сигналу під час врегулювання небалансів електричної енергії. Запропоноване вилучення відповідних положень усуває зв'язок між ціною небалансу та фактичним впливом небалансу СВБ на стан системи. У результаті небаланс, який сприяє балансуванню системи, може мати такі самі принципи ціноутворення, як небаланс, що погіршує її стан. Це створює непропорційні фінансові наслідки для СВБ і постачальників електричної енергії та не забезпечує належного економічного стимулу до скорочення саме тих небалансів, які є несприятливими для системи.

де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуючу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.		
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} - MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} - MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right $ де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ,	Пропонуємо залишити п.5.13.3 у чинній редакції.	П. 5.13.3 установлює порядок визначення ціни небалансу залежно від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи. Його виключення та запровадження окремих цін позитивного і негативного небалансів відповідно до п.5.16.2 проекту усуває залежність вартості небалансу від фактичного впливу небалансу СВБ на стан системи. Крім того, виключається застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це послаблює об'єктивність цінового сигналу та створює додаткові фінансові ризики для СВБ і постачальників електричної енергії.

у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження ($\sum_{z \in Z_{\text{FCF}}} ABE_{z, \text{FCF}}^{\text{dn}}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження ($MP_{z, \text{FCF}}^{\text{dn}}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t}$, де $PDAM_{z,t}$ — ціна купівлі/продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі/продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.		
5.13.4. На балансуєному ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{\text{dn}}$ — ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуєну електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєну електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуєну електричну енергію на розвантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєної електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{\text{dn}}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{\text{up}}$ — ціна балансуєної електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового	Пропонуємо залишити п.5.13.4 у чинній редакції.	П. 5.13.4 забезпечує окреме визначення цін балансуєної електричної енергії для активацій на розвантаження в дефіцитній системі та на завантаження у профіцитній системі, зокрема у випадках, коли відповідні активації відсутні або здійснюються виключно для врегулювання системних обмежень. Виключення цього пункту усуває розмежування між основним напрямом балансування, що відповідає фактичному стану системи, та активаціями протилежного напрямку, які можуть бути зумовлені системними обмеженнями.

періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.		
5.14. Оплата балансууючої електричної енергії		
5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування в торгівій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торгівій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{up} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right .$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом розрахункового	Не підтримуємо запропоновану редакцію в частині вилучення залежності порядку нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи, вилучення застосування $LABEO_{z,t}^{dn}$ та $LABEO_{z,t}^{up}$, а також вилучення застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.14.5 у чинній редакції.	Маржинальні ціни балансууючої електричної енергії на завантаження та розвантаження, порядок визначення яких встановлюється п. 5.14.5, відповідно до п.5.16.2 проекту використовуються як ціни негативного та позитивного небалансів. Запропонована редакція вилучає залежність порядку розрахунків за балансууючу електричну енергію від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи, окреме ціноутворення для активацій протилежного напрямку, а також застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Подальше використання таких MSP як цін позитивного та негативного небалансів створює додаткові фінансові ризики для СББ і постачальників.

періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду; $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{dn} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right .$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.		
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії		
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визначаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^{+}$) дорівнює маржинальній ціні балансууючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балансууючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	Пропонуємо залишити п.5.16.2 у чинній редакції.	Запропонована редакція передбачає визначення ціни позитивного небалансу на рівні маржинальної ціни балансууючої електричної енергії на розвантаження, а ціни негативного небалансу на рівні маржинальної ціни балансууючої електричної енергії на завантаження незалежно від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи. Унаслідок цього втрачається зв'язок між ціною небалансу та фактичним впливом небалансу СББ на загальний баланс системи. Також виключається застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це створює ризик істотного відхилення цін позитивного та негативного небалансів від ціни РДН і, як наслідок, додаткові фінансові ризики для СББ та постачальників електричної енергії.

5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії

5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ в у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою

$$CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$$

де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу.

Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).

Пропонуємо залишити п.5.17.2 у чинній редакції.

Запропонована редакція змінює порядок визначення списання/нарахування за небаланс СВБ та застосовується разом із передбаченими п. 5.16.2 проекту окремими цінами позитивного та негативного небалансів. Унаслідок цього фінансовий результат СВБ визначатиметься залежно від знака її небалансу без урахування дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи та фактичного впливу такого небалансу на загальний баланс електричної енергії. Це створює ризик збільшення розриву між ціною РДН і вартістю врегулювання небалансів та, як наслідок, додаткові фінансові ризики для СВБ та постачальників електричної енергії.

**Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

**03057, м. Київ
вул. Сім'ї Бродських, 19**

Щодо пропозицій до Правил ринку

ТОВ «ДОНЕЦЬКІ ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОСЛУГИ» (далі – Товариство), як постачальник універсальних послуг та сторона, відповідальна за небаланси своїх споживачів, опрацювало проєкт рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» в частині вдосконалення механізму формування цін балансуєної електричної енергії та небалансів.

Товариство не заперечує необхідності вдосконалення відповідного механізму. Водночас не можемо підтримати проєкт змін у запропонованій редакції, оскільки передбачені зміни послаблюють зв'язок між ціною небалансу та фактичним фізичним станом енергосистеми, можуть викривляти економічні сигнали для учасників ринку та покладають непропорційні фінансові ризики на СВБ і електропостачальників, зокрема постачальників універсальних послуг.

Надані ПрАТ «НЕК «УКРЕНЕРГО» під час робочих обговорень матеріали містять обґрунтування запропонованого підходу з погляду функціонування ОСП, однак не містять комплексної оцінки його впливу на всі категорії учасників ринку, зокрема постачальників універсальних послуг, СВБ із портфелем споживання та кінцевих споживачів. Відсутність такої оцінки не дає можливості зробити обґрунтований висновок щодо пропорційності та прийнятності запропонованого регуляторного рішення для ринку в цілому.

Відповідно до п.1 частини першої ст.19 Закону України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон) з метою підтримання балансу між попитом та пропозицією на електричну енергію Правила ринку та Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку мають створювати умови для забезпечення об'єктивних цінових сигналів для виробників та споживачів електричної енергії. Натомість виключення фактора стану системи з механізму формування цін небалансів призводить до того, що ціновий сигнал визначатиметься переважно знаком небалансу окремої СВБ без урахування фактичного впливу такого небалансу на баланс системи. На думку Товариства, такий підхід не відповідає змісту та меті ст.19 Закону, оскільки не забезпечує об'єктивного відображення фізичного стану системи у цінах небалансів.

За результатами проведеного моделювання застосування запропонованого механізму призведе до збільшення витрат постачальників на врегулювання небалансів у 1,5–3 рази. Для постачальника універсальних послуг такий ефект є особливо критичним, оскільки Товариство виконує спеціальні обов'язки з постачання електричної енергії визначеним законодавством категоріям споживачів, а можливості оперативного перенесення непередбачуваного зростання

витрат на небаланси до ціни універсальної послуги є обмеженими встановленим порядком її формування.

В умовах нестабільної роботи енергетичної системи, негативних наслідків збройної агресії проти України та наявних проблем із якістю комерційного обліку електричної енергії критичне збільшення небалансів не завжди є наслідком дій, на які постачальники можуть впливати або які вони можуть належним чином прогнозувати. Зокрема, за відсутності живлення підстанцій, зміни схем живлення та порушення каналів зв'язку можуть бути відсутні достовірні оперативні дані комерційного обліку, а відповідні обсяги під час формування версії 2 та наступних версій даних можуть суттєво змінюватися. За таких обставин виключення фактора стану системи, запроваджене постановою НКРЕКП від 24.03.2026 № 416, під час розрахунку цін небалансів фактично перекладає фінансові наслідки системних, мережевих та облікових факторів на СББ із портфелем споживання та електропостачальників.

Зростання витрат постачальника універсальних послуг на врегулювання небалансів створює ризик погіршення його фінансового стану, виникнення касових розривів та накопичення заборгованості на ринку електричної енергії. У разі врахування таких витрат у ціні універсальної послуги вони формуватимуть додаткове фінансове навантаження на кінцевих споживачів. Такий наслідок є неприйнятним в умовах дії воєнного стану, коли споживачі вже зазнають значного фінансового навантаження, а доступність і стабільність постачання електричної енергії мають залишатися одним із пріоритетів державного регулювання.

Принципово важливим є збереження об'єктивного визначення стану системи та залежності ціни небалансу від напряму небалансу СББ відносно стану системи. Небаланс, який сприяє балансуванню системи, не повинен мати такі самі фінансові наслідки, як небаланс, що погіршує її стан. Обсяги, активовані для врегулювання системних обмежень, аварійних режимів або примусового зменшення відбору, мають обліковуватися окремо та не повинні викривляти загальносистемний ціновий сигнал.

Водночас звертаємо увагу, що запропоновані НКРЕКП зміни до Правил ринку, наслідком яких може стати збільшення вартості врегулювання небалансів для електропостачальників, розглядаються за відсутності дієвого механізму мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень споживання.

Постановою НКРЕКП від 24.03.2026 № 416 було передбачено неврахування показників REC при визначенні дефіциту, профіциту або збалансованості зони системи, а також запроваджено обов'язок щодо прогнозного інформування про обсяги примусового зменшення відбору електричної енергії. Крім того, запропонований ПрАТ «НЕК «УКРЕНЕРГО» під час робочих обговорень механізм визначення та подальшого врегулювання обсягів небалансів, спричинених примусовими обмеженнями, нормативно впроваджений не був.

Таким чином, на сьогодні пропонується посилити цінові наслідки небалансів для всіх учасників ринку, однак питання захисту електропостачальників, у тому числі постачальників універсальних послуг, від значних збитків, які можуть виникати внаслідок примусових обмежень та не залежать від якості прогнозування або ринкової поведінки постачальника, залишається неврегульованим. Передбачений постановою НКРЕКП від 25.02.2022 № 332 механізм прогнозного інформування не може вважатися повноцінною заміною механізму фінансового врегулювання, тим більше з огляду на наявні проблеми з практичним доведенням відповідної інформації до електропостачальників.

За таких умов прийняття змін щодо ціноутворення на балансуєчому ринку окремо від вирішення питання мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень створює ризик часової та нормативної неузгодженості. Підвищені цінові наслідки небалансів

можуть почати застосовуватися раніше, ніж буде визначено, погоджено та впроваджено механізм захисту постачальників від збитків, які виникають не з їх вини.

Вважаємо, що зазначені питання мають розглядатися комплексно. До прийняття змін необхідно попередньо узгодити підходи до визначення обсягів небалансів, спричинених примусовими обмеженнями, порядок їх підтвердження та механізм мінімізації або фінансового врегулювання відповідних наслідків. Лише після цього доцільно одночасно вносити взаємоузгоджені зміни до Правил ринку та постанови НКРЕКП від 25.02.2022 № 332, забезпечивши синхронне набрання ними чинності.

Додатково звертаємо увагу, що з 1 травня 2026 року внаслідок підвищення граничних цін на організованих сегментах ринку вже відбулося суттєве збільшення витрат Товариства на врегулювання небалансів. При цьому моделювання впливу запропонованих змін до Правил ринку не враховує зазначеного підвищення граничних цін. Отже, реальний сукупний фінансовий ефект від одночасної дії підвищених граничних цін та запропонованого механізму може бути істотно вищим за результати проведеного моделювання.

З огляду на викладене просимо НКРЕКП:

- не приймати запропоновані зміни до Правил ринку в поточній редакції;
- повернути проєкт на доопрацювання з урахуванням зауважень і пропозицій учасників ринку;
- забезпечити підготовку та оприлюднення комплексного розрахунку впливу змін на всі категорії учасників ринку, окремо на постачальників універсальних послуг та їх споживачів;
- попередньо визначити та погодити механізм мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень для електропостачальників та СББ;
- підготувати взаємоузгоджені зміни до Правил ринку та постанови НКРЕКП від 25.02.2022 № 332 із синхронним набранням ними чинності;
- провести повторне публічне обговорення доопрацьованого проєкту та розрахунків його впливу;
- відтермінувати застосування нового механізму до завершення його належної оцінки, комплексного доопрацювання та стабілізації умов функціонування ринку електричної енергії.

Детальні зауваження та пропозиції Товариства наведені у додатку до цього листа.

Додаток: на 7 арк. в 1 прим.

Директор

Ольга ЧЕРНОМАШИНЦЕВА

**Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту, – постанови НКРЕКП
«Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку		
5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуєчу електричну енергію, включаючи активацію балансуєчої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєчу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів; 2) маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу електричну енергію на	Не підтримуємо запропоновану редакцію в частині вилучення залежності порядку визначення маржинальних цін балансуєчої електричної енергії від стану системи та вилучення застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.13.1 у чинній редакції.	Маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії, визначені відповідно до п. 5.13.1, використовуються для формування цін позитивного та негативного небалансів. Запропонована редакція передбачає визначення маржинальних цін на завантаження та розвантаження незалежно від фактичного стану системи, а також вилучає застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це значно послаблює зв'язок між ціною небалансу та фактичною потребою системи у балансуєчій електричній енергії відповідного напрямку, збільшує ймовірність істотного відхилення цін небалансів від ціни РДН та створює додаткові фінансові ризики для СББ і постачальників електричної енергії. Збереження чинного підходу забезпечує формування цінового сигналу з урахуванням дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи.

розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєчу електричну енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансуєчу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів.		
5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на завантаження ($ABE_{z,rtu}^{up}$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$	Не підтримуємо запроповану редакцію в частині вилучення положень щодо визначення дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи для ОРЧ та розрахункового періоду. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.13.2 у чинній редакції.	Визначення дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи є необхідним для формування економічно обґрунтованого цінового сигналу під час врегулювання небалансів електричної енергії. Запропоноване вилучення відповідних положень усуває зв'язок між ціною небалансу та фактичним впливом небалансу СВБ на стан системи. У результаті небаланс, який сприяє балансуванню системи, може мати такі самі принципи ціноутворення, як небаланс, що погіршує її стан. Це створює непропорційні фінансові наслідки для СВБ і постачальників електричної енергії та не забезпечує належного економічного стимулу до скорочення саме тих небалансів, які є несприятливими для системи.

де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуючу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.		
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} - MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} - MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right $ де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ,	Пропонуємо залишити п.5.13.3 у чинній редакції.	П. 5.13.3 установлює порядок визначення ціни небалансу залежно від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи. Його виключення та запровадження окремих цін позитивного і негативного небалансів відповідно до п.5.16.2 проекту усуває залежність вартості небалансу від фактичного впливу небалансу СВБ на стан системи. Крім того, виключається застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це послаблює об'єктивність цінового сигналу та створює додаткові фінансові ризики для СВБ і постачальників електричної енергії.

у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження ($\sum_{z \in Z_{\text{FCF}}} ABE_{z,t}^{\text{dn}}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,t}^{\text{dn}}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t}$, де $PDAM_{z,t}$ — ціна купівлі/продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі/продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.		
5.13.4. На балансуєному ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{\text{dn}}$ — ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуєну електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєну електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуєну електричну енергію на розвантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєної електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{\text{dn}}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{\text{up}}$ — ціна балансуєної електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового	Пропонуємо залишити п.5.13.4 у чинній редакції.	П. 5.13.4 забезпечує окреме визначення цін балансуєної електричної енергії для активацій на розвантаження в дефіцитній системі та на завантаження у профіцитній системі, зокрема у випадках, коли відповідні активації відсутні або здійснюються виключно для врегулювання системних обмежень. Виключення цього пункту усуває розмежування між основним напрямом балансування, що відповідає фактичному стану системи, та активаціями протилежного напрямку, які можуть бути зумовлені системними обмеженнями.

періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.		
5.14. Оплата балансууючої електричної енергії		
5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування в торгівій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торгівій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{up} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right .$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом розрахункового	Не підтримуємо запропоновану редакцію в частині вилучення залежності порядку нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи, вилучення застосування $LABEO_{z,t}^{dn}$ та $LABEO_{z,t}^{up}$, а також вилучення застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.14.5 у чинній редакції.	Маржинальні ціни балансууючої електричної енергії на завантаження та розвантаження, порядок визначення яких встановлюється п. 5.14.5, відповідно до п.5.16.2 проєкту використовуються як ціни негативного та позитивного небалансів. Запропонована редакція вилучає залежність порядку розрахунків за балансууючу електричну енергію від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи, окреме ціноутворення для активацій протилежного напрямку, а також застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Подальше використання таких MSP як цін позитивного та негативного небалансів створює додаткові фінансові ризики для СББ і постачальників.

періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду; $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{dn} = \left\lfloor \frac{\sum_{rtu \in t} (\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn}}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right\rfloor.$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.		
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії		
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^{+}$) дорівнює маржинальній ціні балансууючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балансууючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	Пропонуємо залишити п.5.16.2 у чинній редакції.	Запропонована редакція передбачає визначення ціни позитивного небалансу на рівні маржинальної ціни балансууючої електричної енергії на розвантаження, а ціни негативного небалансу на рівні маржинальної ціни балансууючої електричної енергії на завантаження незалежно від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи. Унаслідок цього втрачається зв'язок між ціною небалансу та фактичним впливом небалансу СББ на загальний баланс системи. Також виключається застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це створює ризик істотного відхилення цін позитивного та негативного небалансів від ціни РДН і, як наслідок, додаткові фінансові ризики для СББ та постачальників електричної енергії.

5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії

5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ в у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою

$$CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$$

де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу.

Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).

Пропонуємо залишити п.5.17.2 у чинній редакції.

Запропонована редакція змінює порядок визначення списання/нарахування за небаланс СВБ та застосовується разом із передбаченими п. 5.16.2 проекту окремими цінами позитивного та негативного небалансів. Унаслідок цього фінансовий результат СВБ визначатиметься залежно від знака її небалансу без урахування дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи та фактичного впливу такого небалансу на загальний баланс електричної енергії. Це створює ризик збільшення розриву між ціною РДН і вартістю врегулювання небалансів та, як наслідок, додаткові фінансові ризики для СВБ та постачальників електричної енергії.

**Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

**03057, м. Київ
вул. Сім'ї Бродських, 19**

ТОВ «КИЇВСЬКІ ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОСЛУГИ» (далі – Товариство), як постачальник універсальних послуг та сторона, відповідальна за небаланси своїх споживачів, опрацювало проєкт рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» в частині вдосконалення механізму формування цін балансуєної електричної енергії та небалансів.

Товариство не заперечує необхідності вдосконалення відповідного механізму. Водночас не можемо підтримати проєкт змін у запропонованій редакції, оскільки передбачені зміни послаблюють зв'язок між ціною небалансу та фактичним фізичним станом енергосистеми, можуть викривляти економічні сигнали для учасників ринку та покладають непропорційні фінансові ризики на СВБ і електропостачальників, зокрема постачальників універсальних послуг.

Надані ПрАТ «НЕК «УКРЕНЕРГО» під час робочих обговорень матеріали містять обґрунтування запропонованого підходу з погляду функціонування ОСП, однак не містять комплексної оцінки його впливу на всі категорії учасників ринку, зокрема постачальників універсальних послуг, СВБ із портфелем споживання та кінцевих споживачів. Відсутність такої оцінки не дає можливості зробити обґрунтований висновок щодо пропорційності та прийнятності запропонованого регуляторного рішення для ринку в цілому.

Відповідно до п.1 частини першої ст.19 Закону України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон) з метою підтримання балансу між попитом та пропозицією на електричну енергію Правила ринку та Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку мають створювати умови для забезпечення об'єктивних цінових сигналів для виробників та споживачів електричної енергії. Натомість виключення фактора стану системи з механізму формування цін небалансів призводить до того, що ціновий сигнал визначатиметься переважно знаком небалансу окремої СВБ без урахування фактичного впливу такого небалансу на баланс системи. На думку Товариства, такий підхід не відповідає змісту та меті ст.19 Закону, оскільки не забезпечує об'єктивного відображення фізичного стану системи у цінах небалансів.

За результатами проведеного моделювання застосування запропонованого механізму призведе до збільшення витрат постачальників на врегулювання небалансів у 1,5–3 рази. Для постачальника універсальних послуг такий ефект є особливо критичним, оскільки Товариство виконує спеціальні обов'язки з постачання електричної енергії визначеним законодавством категоріям споживачів, а можливості оперативного перенесення непередбачуваного зростання витрат на небаланси до ціни універсальної послуги є обмеженими встановленим порядком її формування.

В умовах нестабільної роботи енергетичної системи, негативних наслідків збройної агресії проти України та наявних проблем із якістю комерційного обліку електричної енергії критичне збільшення небалансів не завжди є наслідком дій, на які постачальники можуть впливати або які вони можуть належним чином прогнозувати. Зокрема, за відсутності живлення підстанцій, зміни схем живлення та порушення каналів зв'язку можуть бути відсутні достовірні оперативні дані комерційного обліку, а відповідні обсяги під час формування версії 2 та наступних версій даних можуть суттєво змінюватися. За таких обставин виключення фактора стану системи, запроваджене постановою НКРЕКП від 24.03.2026 № 416, під час розрахунку цін небалансів фактично перекладає фінансові наслідки системних, мережових та облікових факторів на СВБ із портфелем споживання та електропостачальників.

Зростання витрат постачальника універсальних послуг на врегулювання небалансів створює ризик погіршення його фінансового стану, виникнення касових розривів та накопичення заборгованості на ринку електричної енергії. У разі врахування таких витрат у ціні універсальної послуги вони формуватимуть додаткове фінансове навантаження на кінцевих споживачів. Такий наслідок є неприйнятним в умовах дії воєнного стану, коли споживачі вже зазнають значного фінансового навантаження, а доступність і стабільність постачання електричної енергії мають залишатися одним із пріоритетів державного регулювання.

Принципово важливим є збереження об'єктивного визначення стану системи та залежності ціни небалансу від напряму небалансу СВБ відносно стану системи. Небаланс, який сприяє балансуванню системи, не повинен мати такі самі фінансові наслідки, як небаланс, що погіршує її стан. Обсяги, активовані для врегулювання системних обмежень, аварійних режимів або примусового зменшення відбору, мають обліковуватися окремо та не повинні викривляти загальносистемний ціновий сигнал.

Водночас звертаємо увагу, що запропоновані НКРЕКП зміни до Правил ринку, наслідком яких може стати збільшення вартості врегулювання небалансів для електропостачальників, розглядаються за відсутності дієвого механізму мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень споживання.

Постановою НКРЕКП від 24.03.2026 № 416 було передбачено неврахування показників REC при визначенні дефіциту, профіциту або збалансованості зони системи, а також запроваджено обов'язок щодо прогнозного інформування про обсяги примусового зменшення відбору електричної енергії. Крім того, запропонований ПрАТ «НЕК «УКРЕНЕРГО» під час робочих обговорень механізм визначення та подальшого врегулювання обсягів небалансів, спричинених примусовими обмеженнями, нормативно впроваджений не був.

Таким чином, на сьогодні пропонується посилити цінові наслідки небалансів для всіх учасників ринку, однак питання захисту електропостачальників, у тому числі постачальників універсальних послуг, від значних збитків, які можуть виникати внаслідок примусових обмежень та не залежать від якості прогнозування або ринкової поведінки постачальника, залишається неврегульованим. Передбачений постановою НКРЕКП від 25.02.2022 № 332 механізм прогнозного інформування не може вважатися повноцінною заміною механізму фінансового врегулювання, тим більше з огляду на наявні проблеми з практичним доведенням відповідної інформації до електропостачальників.

За таких умов прийняття змін щодо ціноутворення на балансуєчому ринку окремо від вирішення питання мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень створює ризик часової та нормативної неузгодженості. Підвищені цінові наслідки небалансів

можуть почати застосовуватися раніше, ніж буде визначено, погоджено та впроваджено механізм захисту постачальників від збитків, які виникають не з їх вини.

Вважаємо, що зазначені питання мають розглядатися комплексно. До прийняття змін необхідно попередньо узгодити підходи до визначення обсягів небалансів, спричинених примусовими обмеженнями, порядок їх підтвердження та механізм мінімізації або фінансового врегулювання відповідних наслідків. Лише після цього доцільно одночасно вносити взаємоузгоджені зміни до Правил ринку та постанови НКРЕКП від 25.02.2022 № 332, забезпечивши синхронне набрання ними чинності.

Додатково звертаємо увагу, що з 1 травня 2026 року внаслідок підвищення граничних цін на організованих сегментах ринку вже відбулося суттєве збільшення витрат Товариства на врегулювання небалансів. При цьому моделювання впливу запропонованих змін до Правил ринку не враховує зазначеного підвищення граничних цін. Отже, реальний сукупний фінансовий ефект від одночасної дії підвищених граничних цін та запропонованого механізму може бути істотно вищим за результати проведеного моделювання.

З огляду на викладене просимо НКРЕКП:

- не приймати запропоновані зміни до Правил ринку в поточній редакції;
- повернути проєкт на доопрацювання з урахуванням зауважень і пропозицій учасників ринку;
- забезпечити підготовку та оприлюднення комплексного розрахунку впливу змін на всі категорії учасників ринку, окремо на постачальників універсальних послуг та їх споживачів;
- попередньо визначити та погодити механізм мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень для електропостачальників та СББ;
- підготувати взаємоузгоджені зміни до Правил ринку та постанови НКРЕКП від 25.02.2022 № 332 із синхронним набранням ними чинності;
- провести повторне публічне обговорення доопрацьованого проєкту та розрахунків його впливу;
- відтермінувати застосування нового механізму до завершення його належної оцінки, комплексного доопрацювання та стабілізації умов функціонування ринку електричної енергії.

Детальні зауваження та пропозиції Товариства наведені у додатку до цього листа.

Додаток: на 7 арк. в 1 прим.

Директор

Віктор МЕЛЬНИКОВ

**Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту, – постанови НКРЕКП
«Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку		
5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуєчу електричну енергію, включаючи активацію балансуєчої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєчу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів; 2) маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу електричну енергію на	Не підтримуємо запропоновану редакцію в частині вилучення залежності порядку визначення маржинальних цін балансуєчої електричної енергії від стану системи та вилучення застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.13.1 у чинній редакції.	Маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії, визначені відповідно до п. 5.13.1, використовуються для формування цін позитивного та негативного небалансів. Запропонована редакція передбачає визначення маржинальних цін на завантаження та розвантаження незалежно від фактичного стану системи, а також вилучає застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це значно послаблює зв'язок між ціною небалансу та фактичною потребою системи у балансуєчій електричній енергії відповідного напрямку, збільшує ймовірність істотного відхилення цін небалансів від ціни РДН та створює додаткові фінансові ризики для СВБ і постачальників електричної енергії. Збереження чинного підходу забезпечує формування цінового сигналу з урахуванням дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи.

розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєчу електричну енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансуєчу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів.		
5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на завантаження ($ABE_{z,rtu}^{up}$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$	Не підтримуємо запроповану редакцію в частині вилучення положень щодо визначення дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи для ОРЧ та розрахункового періоду. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.13.2 у чинній редакції.	Визначення дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи є необхідним для формування економічно обґрунтованого цінового сигналу під час врегулювання небалансів електричної енергії. Запропоноване вилучення відповідних положень усуває зв'язок між ціною небалансу та фактичним впливом небалансу СВБ на стан системи. У результаті небаланс, який сприяє балансуванню системи, може мати такі самі принципи ціноутворення, як небаланс, що погіршує її стан. Це створює непропорційні фінансові наслідки для СВБ і постачальників електричної енергії та не забезпечує належного економічного стимулу до скорочення саме тих небалансів, які є несприятливими для системи.

де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуючу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.		
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} - MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} - MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right $ де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ,	Пропонуємо залишити п.5.13.3 у чинній редакції.	П. 5.13.3 установлює порядок визначення ціни небалансу залежно від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи. Його виключення та запровадження окремих цін позитивного і негативного небалансів відповідно до п.5.16.2 проекту усуває залежність вартості небалансу від фактичного впливу небалансу СВБ на стан системи. Крім того, виключається застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це послаблює об'єктивність цінового сигналу та створює додаткові фінансові ризики для СВБ і постачальників електричної енергії.

у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження ($\sum_{z \in Z_{\text{FCF}}} ABE_{z,t}^{\text{dn}}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,t}^{\text{dn}}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$ де $PDAM_{z,t}$ — ціна купівлі/продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі/продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.		
5.13.4. На балансуєному ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{\text{dn}}$ — ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуєну електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєну електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуєну електричну енергію на розвантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєної електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{\text{dn}}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{\text{up}}$ — ціна балансуєної електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового	Пропонуємо залишити п.5.13.4 у чинній редакції.	П. 5.13.4 забезпечує окреме визначення цін балансуєної електричної енергії для активацій на розвантаження в дефіцитній системі та на завантаження у профіцитній системі, зокрема у випадках, коли відповідні активації відсутні або здійснюються виключно для врегулювання системних обмежень. Виключення цього пункту усуває розмежування між основним напрямом балансування, що відповідає фактичному стану системи, та активаціями протилежного напрямку, які можуть бути зумовлені системними обмеженнями.

періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.		
5.14. Оплата балансууючої електричної енергії		
5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування в торгівій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торгівій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{up} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right .$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом розрахункового	Не підтримуємо запропоновану редакцію в частині вилучення залежності порядку нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи, вилучення застосування $LABEO_{z,t}^{dn}$ та $LABEO_{z,t}^{up}$, а також вилучення застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.14.5 у чинній редакції.	Маржинальні ціни балансууючої електричної енергії на завантаження та розвантаження, порядок визначення яких встановлюється п. 5.14.5, відповідно до п.5.16.2 проєкту використовуються як ціни негативного та позитивного небалансів. Запропонована редакція вилучає залежність порядку розрахунків за балансууючу електричну енергію від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи, окреме ціноутворення для активацій протилежного напрямку, а також застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Подальше використання таких MSP як цін позитивного та негативного небалансів створює додаткові фінансові ризики для СББ і постачальників.

періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду; $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{dn} = \left\lfloor \frac{\sum_{rtu \in t} (\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn}}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right\rfloor.$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.		
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії		
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визначаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^{+}$) дорівнює маржинальній ціні балансууючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балансууючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	Пропонуємо залишити п.5.16.2 у чинній редакції.	Запропонована редакція передбачає визначення ціни позитивного небалансу на рівні маржинальної ціни балансууючої електричної енергії на розвантаження, а ціни негативного небалансу на рівні маржинальної ціни балансууючої електричної енергії на завантаження незалежно від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи. Унаслідок цього втрачається зв'язок між ціною небалансу та фактичним впливом небалансу СББ на загальний баланс системи. Також виключається застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це створює ризик істотного відхилення цін позитивного та негативного небалансів від ціни РДН і, як наслідок, додаткові фінансові ризики для СББ та постачальників електричної енергії.

5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії

5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ **в у торговій зоні z за розрахунковий період t** визначається за формулою

$$CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$$

де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу.

Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).

Пропонуємо залишити п.5.17.2 у чинній редакції.

Запропонована редакція змінює порядок визначення списання/нарахування за небаланс СВБ та застосовується разом із передбаченими п. 5.16.2 проекту окремими цінами позитивного та негативного небалансів. Унаслідок цього фінансовий результат СВБ визначатиметься залежно від знака її небалансу без урахування дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи та фактичного впливу такого небалансу на загальний баланс електричної енергії. Це створює ризик збільшення розриву між ціною РДН і вартістю врегулювання небалансів та, як наслідок, додаткові фінансові ризики для СВБ та постачальників електричної енергії.

**Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

**03057, м. Київ
вул. Сім'ї Бродських, 19**

ТОВ «ЯСНО+» (далі – Товариство), як постачальник електричної енергії за вільними цінами та сторона, відповідальна за небаланси своїх споживачів, опрацювало проєкт рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» в частині вдосконалення механізму формування цін балансуючої електричної енергії та небалансів.

Товариство не заперечує необхідності вдосконалення відповідного механізму. Водночас не можемо підтримати проєкт змін у запропонованій редакції, оскільки передбачені зміни послаблюють зв'язок між ціною небалансу та фактичним фізичним станом енергосистеми, можуть викривляти економічні сигнали для учасників ринку та покладають непропорційні фінансові ризики на СВБ і електропостачальників.

Надані ПрАТ «НЕК «УКРЕНЕРГО» під час робочих обговорень матеріали містять обґрунтування запропонованого підходу з погляду функціонування ОСП, однак не містять комплексної оцінки його впливу на всі категорії учасників ринку, зокрема електропостачальників, СВБ із портфелем споживання та кінцевих споживачів. Відсутність такої оцінки не дає можливості зробити обґрунтований висновок щодо пропорційності та прийнятності запропонованого регуляторного рішення для ринку в цілому.

Відповідно до п.1 частини першої ст.19 Закону України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон) з метою підтримання балансу між попитом та пропозицією на електричну енергію Правила ринку та Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку мають створювати умови для забезпечення об'єктивних цінових сигналів для виробників та споживачів електричної енергії. Натомість виключення фактора стану системи з механізму формування цін небалансів призводить до того, що ціновий сигнал визначатиметься переважно знаком небалансу окремої СВБ без урахування фактичного впливу такого небалансу на баланс системи. На думку Товариства, такий підхід не відповідає змісту та меті ст. 19 Закону, оскільки не забезпечує об'єктивного відображення фізичного стану системи у цінах небалансів.

За результатами проведеного моделювання застосування запропонованого механізму призведе до збільшення витрат постачальників на врегулювання небалансів у 1,5–3 рази.

В умовах нестабільної роботи енергетичної системи, негативних наслідків збройної агресії проти України та наявних проблем із якістю комерційного обліку електричної енергії критичне збільшення небалансів не завжди є наслідком дій, на які постачальники можуть впливати або які вони можуть належним чином прогнозувати. Зокрема, за відсутності живлення підстанцій, зміни схем живлення та порушення каналів зв'язку можуть бути відсутні достовірні оперативні дані комерційного обліку, а відповідні обсяги під час формування версії 2 та наступних версій даних

можуть суттєво змінюватися. За таких обставин виключення фактора стану системи, запроваджене постановою НКРЕКП від 24.03.2026 № 416, під час розрахунку цін небалансів фактично перекладає фінансові наслідки системних, мережевих та облікових факторів на СВБ із портфелем споживання та електропостачальників.

Зростання витрат електропостачальників на врегулювання небалансів неминуче створюватиме тиск на ціну постачання електричної енергії кінцевим споживачам, оскільки відповідні витрати є складовою собівартості постачання. У разі реалізації прогнозованого за результатами моделювання збільшення витрат постачальники будуть змушені враховувати додаткові ризики та витрати у цінових пропозиціях і договірних умовах. Це неминуче призведе до підвищення ціни електричної енергії для кінцевих споживачів, погіршення умов чинних контрактів, зокрема договорів із бюджетними установами, та посилення ризиків накопичення заборгованості. Такий наслідок є неприйнятним в умовах дії воєнного стану, коли споживачі та бізнес уже несуть значне фінансове навантаження, а забезпечення доступності та стабільності електропостачання має залишатися одним із пріоритетів державного регулювання.

Принципово важливим є збереження об'єктивного визначення стану системи та залежності ціни небалансу від напряму небалансу СВБ відносно стану системи. Небаланс, який сприяє балансуванню системи, не повинен мати такі самі фінансові наслідки, як небаланс, що погіршує її стан. Обсяги, активовані для врегулювання системних обмежень, аварійних режимів або примусового зменшення відбору, мають обліковуватися окремо та не повинні викривляти загальносистемний ціновий сигнал.

Водночас звертаємо увагу, що запропоновані НКРЕКП зміни до Правил ринку, наслідком яких може стати збільшення вартості врегулювання небалансів для електропостачальників та відповідне зростання витрат кінцевих споживачів, розглядаються за відсутності дієвого механізму мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень споживання.

Постановою НКРЕКП від 24.03.2026 № 416 було передбачено неврахування показників REC при визначенні дефіциту, профіциту або збалансованості зони системи, а також запроваджено обов'язок щодо прогнозного інформування про обсяги примусового зменшення відбору електричної енергії. Крім того запропонований ПрАТ «НЕК «УКРЕНЕРГО» під час робочих обговорень механізм визначення та подальшого врегулювання обсягів небалансів, спричинених примусовими обмеженнями, нормативно впроваджений не був.

Таким чином, на сьогодні пропонується посилити цінові наслідки небалансів для всіх учасників ринку, однак питання захисту електропостачальників від значних збитків, які можуть виникати внаслідок примусових обмежень та не залежать від якості прогнозування або ринкової поведінки постачальника, залишається неврегульованим. Передбачений постановою НКРЕКП від 25.02.2022 № 332 механізм прогнозного інформування не може вважатися повноцінною заміною механізму фінансового врегулювання тим більше з огляду на наявні проблеми з практичним доведенням відповідної інформації до електропостачальників.

За таких умов прийняття змін щодо ціноутворення на балансуєчому ринку окремо від вирішення питання мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень створює ризик часової та нормативної неузгодженості. Підвищені цінові наслідки небалансів можуть почати застосовуватися раніше, ніж буде визначено, погоджено та впроваджено механізм захисту постачальників від збитків, які виникають не з їх вини.

Вважаємо, що зазначені питання мають розглядатися комплексно. До прийняття змін необхідно попередньо узгодити підходи до визначення обсягів небалансів, спричинених примусовими обмеженнями, порядок їх підтвердження та механізм мінімізації або фінансового

врегулювання відповідних наслідків. Лише після цього доцільно одночасно вносити взаємоузгоджені зміни до Правил ринку та постанови НКРЕКП від 25.02.2022 № 332, забезпечивши синхронне набрання ними чинності.

Додатково звертаємо увагу, що з 1 травня 2026 року внаслідок підвищення граничних цін на організованих сегментах ринку вже відбулося суттєве збільшення витрат Товариства на врегулювання небалансів. При цьому моделювання впливу запропонованих змін до Правил ринку не враховує зазначеного підвищення граничних цін. Отже, реальний сукупний фінансовий ефект від одночасної дії підвищених граничних цін та запропонованого механізму може бути істотно вищим за результати проведеного моделювання.

З огляду на викладене просимо НКРЕКП:

- не приймати запропоновані зміни до Правил ринку в поточній редакції;
- повернути проєкт на доопрацювання з урахуванням зауважень і пропозицій учасників ринку;
- забезпечити підготовку та оприлюднення комплексного розрахунку впливу змін на всі категорії учасників ринку та кінцевих споживачів;
- попередньо визначити та погодити механізм мінімізації або фінансового врегулювання наслідків примусових обмежень для електропостачальників та СВБ;
- підготувати взаємоузгоджені зміни до Правил ринку та постанови НКРЕКП від 25.02.2022 № 332 із синхронним набранням ними чинності;
- провести повторне публічне обговорення доопрацьованого проєкту та розрахунків його впливу;
- відтермінувати застосування нового механізму до завершення його належної оцінки, комплексного доопрацювання та стабілізації умов функціонування ринку електричної енергії.

Детальні зауваження та пропозиції Товариства наведені у додатку до цього листа.

Додаток: на 7 арк. в 1 прим.

Директор

Віктор МЕЛЬНИКОВ

**Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту, – постанови НКРЕКП
«Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку		
5.13.1. Балансуєчий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуєчу електричну енергію, включаючи активацію балансуєчої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєчу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного	Не підтримуємо запропоновану редакцію в частині вилучення залежності порядку визначення маржинальних цін балансуєчої електричної енергії від стану системи та вилучення застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.13.1 у чинній редакції.	<i>Маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії, визначені відповідно до п. 5.13.1, використовуються для формування цін позитивного та негативного небалансів. Запропонована редакція передбачає визначення маржинальних цін на завантаження та розвантаження незалежно від фактичного стану системи, а також вилучає застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це значно послаблює зв'язок між ціною небалансу та фактичною потребою системи у балансуєчій електричній енергії відповідного напрямку, збільшує ймовірність істотного відхилення цін небалансів від ціни РДН та створює додаткові фінансові ризики для СББ і постачальників електричної енергії. Збереження чинного підходу забезпечує формування цінового сигналу з урахуванням дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи.</i>

розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів; 2) маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуючу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуючу електричну енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансуючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів.		
5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження ($ABE_{z,rtu}^{up}$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуючу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.	Не підтримуємо запропоновану редакцію в частині вилучення положень щодо визначення дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи для ОРЧ та розрахункового періоду. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.13.2 у чинній редакції.	<i>Визначення дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи є необхідним для формування економічно обґрунтованого цінового сигналу під час врегулювання небалансів електричної енергії. Запропоноване вилучення відповідних положень усуває зв'язок між ціною небалансу та фактичним впливом небалансу СВБ на стан системи. У результаті небаланс, який сприяє балансуванню системи, може мати такі самі принципи ціноутворення, як небаланс, що погіршує її стан. Це створює непропорційні фінансові наслідки для СВБ і постачальників електричної енергії та не забезпечує належного економічного стимулу до скорочення саме тих небалансів, які є несприятливими для системи.</i>

Активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.		
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \frac{ \sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} - MP_{z,rtu}^{up}) }{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}},$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуєчої електричної	Пропонуємо залишити п.5.13.3 у чинній редакції.	<i>П. 5.13.3 установлює порядок визначення ціни небалансу залежно від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи. Його виключення та запровадження окремих цін позитивного і негативного небалансів відповідно до п.5.16.2 проекту усуває залежність вартості небалансу від фактичного впливу небалансу СББ на стан системи. Крім того, виключається застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це послаблює об'єктивність цінового сигналу та створює додаткові фінансові ризики для СББ і постачальників електричної енергії.</i>

енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right|$$

де $MP_{z,rtu}^{dn}$ маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$$

де $PDAM_{z,t}$ ціна купівлі/продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись —

середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.		
5.13.4. На балансуєуючому ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{dn}$ — ціна балансуєуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєуючу електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на розвантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{up}$ — ціна балансуєуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєуючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на завантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєуючої електричної енергії на завантаження в	Пропонуємо залишити п.5.13.4 у чинній редакції.	<i>П. 5.13.4 забезпечує окреме визначення цін балансуєуючої електричної енергії для активацій на розвантаження в дефіцитній системі та на завантаження у профіцитній системі, зокрема у випадках, коли відповідні активації відсутні або здійснюються виключно для врегулювання системних обмежень. Виключення цього пункту усуває розмежування між основним напрямом балансування, що відповідає фактичному стану системи, та активаціями протилежного напрямку, які можуть бути зумовлені системними обмеженнями.</i>

профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.		
5.14. Оплата балансуючої електричної енергії		
5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування е в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{up} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right .$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього	Не підтримуємо запропоновану редакцію в частині вилучення залежності порядку нарахування/списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи, вилучення застосування $LABEO_{z,t}^{dn}$ та $LABEO_{z,t}^{up}$, а також вилучення застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Пропонуємо залишити відповідні положення пункту 5.14.5 у чинній редакції.	Маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження, порядок визначення яких установлюється п. 5.14.5, відповідно до п.5.16.2 проєкту використовуються як ціни негативного та позитивного небалансів. Запропонована редакція вилучає залежність порядку розрахунків за балансуючу електричну енергію від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи, окреме ціноутворення для активацій протилежного напрямку, а також застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Подальше використання таких MSP як цін позитивного та негативного небалансів створює додаткові фінансові ризики для СББ і постачальників.

розрахункового періоду; $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{dn} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right .$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансування ринку балансуючої електричної енергії на розвантаження $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn})$ протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період $(MSP_{z,t}^{dn})$ дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження $(MP_{z,rtu}^{dn})$ всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.		
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії		
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу $(IMSP_{z,t}^{+})$ дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження $(MSP_{z,t}^{dn})$ за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу $(IMSP_{z,t}^{-})$ дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження $(MSP_{z,t}^{up})$ за цей розрахунковий період.	Пропонуємо залишити п.5.16.2 у чинній редакції.	<i>Запропонована редакція передбачає визначення ціни позитивного небалансу на рівні маржинальної ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження, а ціни негативного небалансу на рівні маржинальної ціни балансуючої електричної енергії на завантаження незалежно від дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи. Унаслідок цього втрачається зв'язок між ціною небалансу та фактичним впливом небалансу СББ на загальний баланс системи. Також виключається застосування ціни РДН у разі збалансованого стану системи. Це створює ризик істотного відхилення цін позитивного та негативного небалансів від ціни РДН і, як наслідок, додаткові</i>

		фінансові ризики для СББ та постачальників електричної енергії.
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії		
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СББ в у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СББ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СББ (або нарахування для АР).	Пропонуємо залишити п.5.17.2 у чинній редакції.	Запропонована редакція змінює порядок визначення списання/нарахування за небаланс СББ та застосовується разом із передбаченими п. 5.16.2 проекту окремими цінами позитивного та негативного небалансів. Унаслідок цього фінансовий результат СББ визначатиметься залежно від знака її небалансу без урахування дефіцитного, профіцитного або збалансованого стану системи та фактичного впливу такого небалансу на загальний баланс електричної енергії. Це створює ризик збільшення розриву між ціною РДН і вартістю врегулювання небалансів та, як наслідок, додаткові фінансові ризики для СББ та постачальників електричної енергії.



ГРОМАДСЬКА ОРГАНІЗАЦІЯ
ПЕРША ЕНЕРГЕТИЧНА РАДА
(ГО «ПЕР»)

02156, місто Київ, вул.Шолом-Алейхема, будинок 18, приміщення 2
e-mail: first.energy.council@gmail.com

13.08.2026 № 30/01

на № _____ від _____

Голові НКРЕКП

Р.О.Слободяну

Пропозиції та зауваження до
проекту постанови НКРЕКП «Про
затвердження Змін до Правил
ринку»

Шановний Руслане Олександровичу!

ГО «Перша енергетична рада» розглянула оприлюднений 04.08.2026 на офіційному веб-сайті Регулятора проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» (далі – Проект) та надає до нього свої зауваження та пропозиції, найбільш принципові з яких наведені нижче.

1. У чинній редакції п.4.13 Правил ринку (далі - Правила), неподання заявок постачальником послуг з балансування (ППБ), який має таке зобов'язання, має наслідком нарахування цьому ППБ платежів за невідповідність. Нова редакція п.14.3 Проекту передбачає замість платежу за невідповідність **нарахування ППБ платежів за балансуєчу електроенергію за «штрафними» цінами** (при виконанні команд на розвантаження – за високою маржинальною ціною на завантаження, при виконанні команд на завантаження – за низькою маржинальною ціною на розвантаження) у разі зміни навантаження ППБ за командою диспетчера за відсутності заявки.

Ця пропозиція вбачається неприйнятною з наступних підстав. По-перше, ігнорується можлива наявність об'єктивної причини неподання заявки ППБ. По-друге, покарання відбувається не за порушення (неподання заявки), а тільки у разі виконання ППБ команд диспетчера. По-третє, покарання є неспівставним провині, оскільки запропоновані ціни є критично збитковими для більшості ППБ. Відповідно, результатом новації очікується не стимулювання, а навпаки, **дестимулювання ППБ до належної роботи на балансуєчому ринку**.

Вбачається за доцільне залишити чинний порядок стимулювання ППБ за неподання заявок (пп.4.13-4.16).

2. Передбачений Проєктом спрощений порядок визначення цін на балансуєчому ринку (зміни до пп.5.13-5.17 Правил ринку), як вбачається, матиме наслідком **збільшення витрат усіх членів ринку за небаланси**. Зокрема, ціни за небаланс для сторін, відповідальних за баланс (СВБ), стануть виключно «штрафними» навіть, якщо система у відповідному розрахунковому періоді є збалансованою або якщо небаланс СВБ у цьому розрахунковому періоді був на користь системи.

Оцінити збільшення витрат учасників ринку від нововведення може лише ОСП, як оператор балансуєчого ринку, проте **доцільність і своєчасність запропонованого підходу є сумнівними**. До проведення аналізу відповідних розрахунків вбачається за доцільне залишити чинний порядок розрахунку цін на балансуєчому ринку.

Додаток: Зауваження та пропозиції до проекту Постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» на 17 арк. в 1 екз.

З повагою,

Президент



О.Рогозін

Зауваження та пропозиції до проекту Постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»

Чинна редакція Правил ринку	Редакція проекту рішення НКРЕКП	Редакція, що пропонується	Обґрунтування
4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію, не подав такі заявки для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	Редакційне уточнення. Принципова пропозиція. Пропонується залишити чинною редакцію (див. обґрунтування до п.4.13.2).
4.13.2. У такому випадку система управління ринком повинна автоматично створити пропозиції на балансуєчу електричну енергію (що маркуються як створені системою управління ринком) для кожного відповідного ППБ і для кожного розрахункового періоду із зазначенням ціни та обсягу пропозиції, розрахованих таким чином: 1) якщо одиниця надання послуг з балансування є одиницею відпуску, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій (на завантаження) чи	4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами:	4.13.2. У такому випадку система управління ринком повинна автоматично створити заявки на балансуєчу електричну енергію (що маркуються як створені системою управління ринком) для кожного відповідного ППБ і для кожного розрахункового періоду із зазначенням ціни та обсягу пропозиції, розрахованих таким чином: 1) якщо одиниця надання послуг з балансування є одиницею відпуску, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій (на завантаження) чи	Редакційне уточнення. Принципова пропозиція. Пропонується залишити чинну редакцію, оскільки запропонований Проектом підхід має суттєві недоліки, зокрема: 1) Покарання ППБ, що має подавати, але не подав заявки, є неспівставним провині, оскільки запропоновані ціни для ППБ є абсурдно збитковими,

найвищій (на розвантаження) ціні для такого самого розрахункового періоду та тієї самої одиниці відпуску за останні 7 днів для обох напрямів балансууючої електричної енергії; 2) якщо ППБ є диспетчеризованим навантаженням з прийнятими пропозиціями резерву, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій ціні для того самого розрахункового періоду за останні 7 днів останньої схваленої пропозиції на балансууючу електричну енергію (поданий на той самий розрахунковий період попереднього торгового дня); 3) обсяг пропозиції повинен відповідати обсягу, зазначеному цим ППБ у заявленій характеристиці; 4) якщо ППБ є генеруючою одиницею ВДЕ, система управління ринком створює пропозиції на балансууючу електричну енергію для таких генеруючих одиниць, якщо існує зобов'язання для такої одиниці подавати пропозиції на балансууючу електричну енергію через замовлені в неї резерви.	1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансууючу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансууючу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання	найвищій (на розвантаження) ціні для такого самого розрахункового періоду та тієї самої одиниці відпуску за останні 7 днів для обох напрямів балансууючої електричної енергії; 2) якщо ППБ є диспетчеризованим навантаженням з прийнятими пропозиціями резерву, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій ціні для того самого розрахункового періоду за останні 7 днів останньої схваленої пропозиції на балансууючу електричну енергію (поданий на той самий розрахунковий період попереднього торгового дня); 3) обсяг пропозиції повинен відповідати обсягу, зазначеному цим ППБ у заявленій характеристиці; 4) якщо ППБ є генеруючою одиницею ВДЕ, система управління ринком створює заявки на балансууючу електричну енергію для таких генеруючих одиниць, якщо існує зобов'язання для такої одиниці подавати заявки на балансууючу електричну енергію через замовлені в неї резерви.	<i>2) покарання відбувається не за порушення (неподання заявки), а тільки у разі виконання ППБ команд диспетчера,</i> <i>3) ігнорується можлива наявність об'єктивної причини неподання заявки ППБ.</i> <i>Слід також врахувати, що чинна редакція містить положення щодо формування СУР відсутніх заявок ППБ, тобто містить цінові стимули (але помірні).</i> <i>Вбачається, що <u>результатом запропонованого Проєктом підходу буде дестимулювання ППБ до належної роботи на БР.</u></i>
---	--	---	--

	команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$).		
4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуєчу електричну енергію	4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуєчу електричну енергію	4.14. Перевірка та підтвердження заявок на балансуєчу електричну енергію	Редакційне уточнення.
4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, урахуються такі дані стосовно пропонованих обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, урахуються такі дані стосовно пропонованих обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	4.14.4. Для перевірки заявок на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, урахуються такі дані стосовно пропонованих обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	Редакційне уточнення. Принципова пропозиція. Пропонується залишити чинною редакцію (див. обґрунтування до п.4.13.2).
4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, урахуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, урахуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	4.14.6. Для перевірки заявок на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, урахуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	Редакційне уточнення. Принципова пропозиція. Пропонується залишити чинною редакцію (див. обґрунтування до п.4.13.2).

4.16. Результати балансуючого ринку Результати балансуючого ринку складаються з: 1) прийнятих пропозицій на балансуочу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження; 4) цін балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі; 5) цін балансуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі.	4.16. Результати балансуючого ринку Результати балансуючого ринку складаються з: 1) прийнятих заявок на балансуочу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження.	4.16. Результати балансуючого ринку Результати балансуючого ринку складаються з: 1) прийнятих заявок на балансуочу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження; 4) цін балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі; 5) цін балансуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі.	<i>Редакційне уточнення.</i> <i>Принципова пропозиція. Пропонується залишити чинною редакцію (див. обґрунтування до п.4.13.2).</i>
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуючому ринку	5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуючому ринку	5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуючому ринку	
5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуочу електричну енергію, включаючи активацію балансуючої електричної енергії в реальному часі	5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуочу електричну енергію, включаючи активацію балансуючої електричної енергії в реальному часі	5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуочу електричну енергію, включаючи активацію балансуючої електричної енергії в реальному часі	

одинацями надання послуг з балансування відповідно до їх остаточних повідомлень про фізичний відбір/відпуск (у МВт·год). Оснoвані на ОРЧ маржинальні ціни балансуєчoї електричнoї енергії визначаються в кожній зоні для кожнoї ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальнoю ціноу балансуєчoї електричнoї енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є: найбільша ціна активованої пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ — при наявності дефіциту в зоні системи у цій ОРЧ; середньoарифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчoї електричнoї енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів - при наявності профіциту в зоні системи у цій ОРЧ, або якщо при наявності дефіциту в зоні системи у цій ОРЧ відсутні активації пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження, або всі активовані пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що	одинацями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансуєчoї електричнoї енергії визначаються в кожній зоні для кожнoї ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальнoю ціноу балансуєчoї електричнoї енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчoго ринку заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєчу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальнoю ціноу балансуєчoї електричнoї енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчoї електричнoї енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів;	одинацями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. Маржинальні ціни балансуєчoї електричнoї енергії визначаються в кожній зоні для кожнoї ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальнoю ціноу балансуєчoї електричнoї енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є: найбільша ціна активованої заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ - при наявності дефіциту в зоні системи у цій ОРЧ; середньoарифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчoї електричнoї енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів - при наявності профіциту в зоні системи у цій ОРЧ, або якщо при наявності дефіциту в зоні системи у цій ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєчу електричну енергію на завантаження, або всі активовані заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що	<i>Редакційне уточнення.</i> Принципова пропозиція. Пропонується залишити чинну редакцію (із редакційним уточненням) щонайменше до аналізу розрахунку наслідків впливу запропонованої Проектом новації, оскільки, як вбачається <u>це матиме результатом збільшення витрат за небаланси усіх членів ринку</u>, зокрема через «штрафні» ціни за небаланс у разі збалансованості системи або «корисних» для системи небалансів СВБ.
--	--	---	---

врегулюють системні обмеження в зоні; ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН за відповідний розрахунковий період або у разі, якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів - якщо зона системи є збалансованою (не перебуває в дефіциті або в профіциті) у цій ОРЧ; 2) маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є: найменша ціна активованої пропозиції на балансуєну електриєну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ - при наявності профіциту в зоні системи у цій ОРЧ; середньоарифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів - при наявності дефіциту в зоні системи у цій ОРЧ, або якщо при наявності профіциту в зоні системи у цій ОРЧ відсутні активації пропозицій на балансуєну	заявок 2) маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєного ринку заявки на балансуєну електриєну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєну електриєну енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансуєну електриєну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегулюють системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду,	врегулюють системні обмеження в зоні; ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН за відповідний розрахунковий період або у разі, якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів - якщо зона системи є збалансованою (не перебуває в дефіциті або в профіциті) у цій ОРЧ; 2) маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є: найменша ціна активованої заявки на балансуєну електриєну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ - при наявності профіциту в зоні системи у цій ОРЧ; середньоарифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів - при наявності дефіциту в зоні системи у цій ОРЧ, або якщо при наявності профіциту в зоні системи у цій ОРЧ	
---	--	--	--

електричну енергію на розвантаження, або всі активовані пропозиції на балансуючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні; ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН за відповідний розрахунковий період або у разі, якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів - якщо зона системи є збалансованою (не перебуває в дефіциті або в профіциті) у цій ОРЧ.	що наявні за попередні тридцять торгових днів.	відсутні активації заявок на балансуючу електричну енергію на розвантаження, або всі активовані заявки на балансуючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні; ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН за відповідний розрахунковий період або у разі, якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів - якщо зона системи є збалансованою (не перебуває в дефіциті або в профіциті) у цій ОРЧ.	
5.13.2. Наявність дефіциту, профіциту або збалансованості зони системи визначається таким чином: 1) для ОРЧ: якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) > ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) < ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті;	5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження ($ABE_{z,rtu}^{up}$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що	5.13.2. Наявність дефіциту, профіциту або збалансованості зони системи визначається таким чином: 1) для ОРЧ: якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) > ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) < ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) = ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є	<i>Принципова пропозиція.</i> Пропонується залишити чинну редакцію (див.обґрунтування до п.5.13.1).

якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) = ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою, де $ABE_{z,rtu}^{up}$ – активована балансуєча електрична енергія на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована балансуєча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку пропозиції на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуєчу енергію на завантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку;	розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ відсутній індекс е де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання	збалансованою, де $ABE_{z,rtu}^{up}$ – активована балансуєча електрична енергія на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована балансуєча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку пропозиції на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Для цілей цього пункту, заявки на балансуєчу енергію на завантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку; $REC_{z,rtu}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної	
---	---	--	--

$REC_{z,rtu}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $REC_{z,rtu} = \frac{REC_{z,t}}{4},$ де $REC_{z,t}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за розрахунковий період t, МВт·год, який визначається відповідним оператором системи у межах власної мережі для кожного розрахункового періоду t торгового дня d та надається ним до ОСП (у ролі АР) до 13:00 $d + 1$ за формою та в порядку, що визначені та оприлюднені відповідним оператором системи; $ABE_{z,rtu}^{dn}$ – активована балансує електрична енергія на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована	послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.	енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $REC_{z,rtu} = \frac{REC_{z,t}}{4},$ де $REC_{z,t}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за розрахунковий період t, МВт·год, який визначається відповідним оператором системи у межах власної мережі для кожного розрахункового періоду t торгового дня d та надається ним до ОСП (у ролі АР) до 13:00 $d + 1$ за формою та в порядку, що визначені та оприлюднені відповідним оператором системи; $ABE_{z,rtu}^{dn}$ – активована балансує електрична енергія на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована	<i>Редакційне виправлення. Упущений індекс «e».</i>
--	---	---	--

балансуюча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєного ринку пропозиції на балансуєну енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуєну енергію на розвантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєного ринку; 2) для розрахункового періоду: якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) > \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) < \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) = \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою.		балансуюча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєного ринку пропозиції на балансуєну енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуєну енергію на розвантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєного ринку; 2) для розрахункового періоду: якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) > \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) < \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) = \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою.	
---	--	---	--

5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному	5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному	5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному	Принципова пропозиція. Пропонується залишити чинну редакцію (див.обґрунтування до п.5.13.1).
---	--	---	--

значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right $ де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуєної електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на	значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right $ де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуєної електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на	значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right $ де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуєної електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на	
---	---	---	--

розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$ де $PDAM_{z,t}$ – ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись – середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$ де $PDAM_{z,t}$ – ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись – середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 3) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$ де $PDAM_{z,t}$ – ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись – середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	
5.14. Оплата балансууючої електричної енергії	5.14. Оплата балансууючої електричної енергії	5.14. Оплата балансууючої електричної енергії	
5.14.5. У кожній торговій зоні величина нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування, за кожен розрахунковий період обчислюється з урахуванням стану системи, визначеного відповідно до глави 5.13 цього розділу, у такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансууючу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні	5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування є в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - \end{cases}$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на	5.14.5. У кожній торговій зоні величина нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування, за кожен розрахунковий період обчислюється з урахуванням стану системи, визначеного відповідно до глави 5.13 цього розділу, у такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансууючу електричну енергію на	Принципова пропозиція. Пропонується залишити чинну редакцію (див.обґрунтування до п.5.13.1).

розраховується за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} > 0 \\ -LABEO_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{up} = \frac{\left \sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up}) \right }{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}};$ До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої	завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{up} = \frac{\left \sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up}) \right }{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}}.$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду; $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за	завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} > 0 \\ -LABEO_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою	
--	--	---	--

електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період розраховується за	розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожен ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожен ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{dn} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right .$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансування ринку балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.	$MSP_{z,t}^{up} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right ;$ До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансуючу електричну енергію на	
--	--	--	--

маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} LABEO_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - \end{cases}$ де $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожен ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожен ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{dn} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right ;$ До розрахунку приймаються обсяги активованої балансууючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансууючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у		завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період розраховується за маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} LABEO_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - \end{cases}$ де $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожен ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожен ОРЧ, та розраховується за формулою	
---	--	--	--

розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn})$ протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період $(MSP_{z,t}^{dn})$ дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження $(MSP_{z,rtu}^{dn})$ усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 3) якщо зона системи є збалансованою впродовж розрахункового періоду, то нарахування та списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження та розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною купівлі-продажу електричної енергії на РДН за розрахунковий період $(PDAM_{z,t})$, тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} > 0 \\ -PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} < 0 \end{cases}$		$MSP_{z,t}^{dn} = \frac{ \sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn}) }{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}};$ До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn})$ протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період $(MSP_{z,t}^{dn})$ дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження $(MSP_{z,rtu}^{dn})$ усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 3) якщо зона системи є збалансованою впродовж розрахункового періоду, то нарахування та списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на	
--	--	---	--

		завантаження та розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною купівлі-продажу електричної енергії на РДН за розрахунковий період ($PDAM_{z,t}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} \\ -PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} \end{cases}$	
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	
5.16.2. Ціна небалансу електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансуючої електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t, що розрахована відповідно до пункту 5.13.3 глави 5.13 цього розділу в залежності від того, чи перебуває система в дефіциті, профіциті або збалансована.	5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	5.16.2. Ціна небалансу електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансуючої електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t, що розрахована відповідно до пункту 5.13.3 глави 5.13 цього розділу в залежності від того, чи перебуває система в дефіциті, профіциті або збалансована.	Принципова пропозиція. Пропонується залишити чинну редакцію (див.обґрунтування до п.5.13.1).
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t	Принципова пропозиція. Пропонується залишити чинну редакцію

визначається за формулою $CIEQ_{b,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot \min(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0, \\ IEQ_{b,z,t} \cdot \max(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0, \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0, \end{cases}$ де $PDAM_{z,t}$ - визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год; $K^{im} = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{b,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напряму небалансу електричної енергії системи.	визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	визначається за формулою $CIEQ_{b,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot \min(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0, \\ IEQ_{b,z,t} \cdot \max(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0, \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0, \end{cases}$ де $PDAM_{z,t}$ - визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год; $K^{im} = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{b,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напряму небалансу електричної енергії системи.	(див.обґрунтування до п.5.13.1).
Х. Прикінцеві та перехідні положення	Х. Прикінцеві та перехідні положення	Х. Прикінцеві та перехідні положення	
10.9. Для виробників електричної енергії, крім мікро-, міні-, малих гідроелектростанцій та електричних станцій, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, та імпортерів у кожному розрахунковому періоді доби постачання гранична нижня межа обов'язкової заявки щодо продажу електричної енергії на РДН становить 10 відсотків від сумарного обсягу відпуску електричної енергії в цьому розрахунковому періоді такими учасниками ринку (без урахування	10.9. Для виробників електричної енергії, крім мікро-, міні-, малих гідроелектростанцій та електричних станцій, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, та імпортерів у кожному розрахунковому періоді доби постачання гранична нижня межа обов'язкової заявки щодо продажу електричної енергії на РДН становить 10 відсотків від сумарного обсягу відпуску електричної енергії в цьому розрахунковому періоді такими учасниками ринку (без урахування	10.9. Для виробників електричної енергії, крім мікро-, міні-, малих гідроелектростанцій та електричних станцій, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, та імпортерів у кожному розрахунковому періоді доби постачання гранична нижня межа обов'язкової заявки щодо продажу електричної енергії на РДН становить 10 відсотків від сумарного обсягу відпуску електричної енергії в цьому розрахунковому періоді такими учасниками ринку (без урахування	

обсягу відпуску/відбору електричної енергії, здійсненого на виконання диспетчерських команд). ОСП забезпечує щодакдну перевірку дотримання учасниками ринку вимоги цього абзацу та повідомляє Регулятору про випадки її порушення учасниками ринку. Зазначена вимога застосовується окремо для кожної торгової зони, визначеної ОСП відповідно до цих Правил та погодженої Регулятором. До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) учасники ринку у своїх заявках на балансуочу електричну енергію зобов'язані вказувати ціну не більше 115 % від встановленого обмеження ціни на РДН на цей розрахунковий період. У разі подання ППБ пропозицій на балансуочу електричну енергію із ціною, що перебуває поза наведеним діапазоном, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком.	обсягу відпуску/відбору електричної енергії, здійсненого на виконання диспетчерських команд). ОСП забезпечує щодакдну перевірку дотримання учасниками ринку вимоги цього абзацу та повідомляє Регулятору про випадки її порушення учасниками ринку. Зазначена вимога застосовується окремо для кожної торгової зони, визначеної ОСП відповідно до цих Правил та погодженої Регулятором. До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) учасники ринку у своїх заявках на балансуочу електричну енергію зобов'язані вказувати ціну не більше 115 % від встановленого обмеження ціни на РДН на цей розрахунковий період. У разі подання ППБ пропозицій на балансуочу електричну енергію із ціною, що перебуває поза наведеним діапазоном, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком.	обсягу відпуску/відбору електричної енергії, здійсненого на виконання диспетчерських команд). ОСП забезпечує щодакдну перевірку дотримання учасниками ринку вимоги цього абзацу та повідомляє Регулятору про випадки її порушення учасниками ринку. Зазначена вимога застосовується окремо для кожної торгової зони, визначеної ОСП відповідно до цих Правил та погодженої Регулятором. До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) учасники ринку у своїх заявках на балансуочу електричну енергію зобов'язані вказувати ціну не більше 115 % від встановленого обмеження ціни на РДН на цей розрахунковий період. У разі подання ППБ пропозицій на балансуочу електричну енергію із ціною, що перебуває поза наведеним діапазоном, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком.	Редакційна пропозиція. Абзац потребує вилучення, оскільки ОЕС України фізично і юридично синхронізована з енергосистем ENTSO-E (зокрема, з 01.01.2024 НЕК «Укренерго» стала повноправним членом ENTSO-E та приєдналася до Базової угоди про синхронну зону Континентальної Європи (SAFA)). Крім того, наразі гранична ціна на БР не прив'язана до ціни РДН.
---	--	---	---

Голові Національної комісії, що
здійснює державне регулювання
у сферах енергетики та комунальних
послуг
Р. О. Слободяну

Вих. №14-08/2026
від 17 серпня 2026 року

Щодо проєкту постанови НКРЕКП
«Про затвердження Змін до Правил ринку»

Шановний Руслане Олександровичу!

Від імені Української вітроенергетичної асоціації (УВЕА) і Європейсько-українського енергетичного агентства (ЄУЕА), надалі разом – Асоціації, висловлюємо Вам свою повагу та, розглянувши проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» (далі – проєкт Змін до Правил ринку), що був оприлюднений 04 серпня 2026 року на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою отримання зауважень та пропозицій, та звертаємось з наступним.

Проєктом Змін до Правил ринку, зокрема, передбачено:

- впровадження для відповідного розрахункового періоду (години) двох маржинальних цін балансуючої електричної енергії (на завантаження та на розвантаження) та застосування їх для розрахунку вартості нарахування/списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження або розвантаження одиниці надання послуг з балансування;
- виключення впливу «стану системи» на ціноутворення на балансуючому ринку;
- визначення цін небалансу електричної енергії (окремо ціна позитивного небалансу та ціна негативного небалансу) на основі маржинальних цін на балансуючу електричну енергію, що сформувалися внаслідок активацій заявок ППБ протягом відповідного розрахункового періоду.

Асоціації звертають Вашу увагу на те, що діюча у поточному часі модель врегулювання небалансів була запроваджена як антикризовий механізм та є прямою відповіддю на поточний стан енергосистеми, - систематичні обстріли об'єктів генерації та мереж операторів систем передачі та розподілу, спричинений ними структурний дефіцит потужності. Стано-залежна конструкція ціни та врахування примусового обмеження споживання були не технічними надлишками, а свідомим рішенням відобразити у ціновому сигналі фактичний фізичний стан енергосистеми, що працює в умовах війни.

Жодна з обставин, які зумовили це рішення, не змінилася. Обстріли не припинилися, дефіцит маневрової потужності не усунуто, примусові обмеження споживання залишаються регулярною практикою оперативного управління. Натомість проєкт змін пропонує повернутися до конструкції, розрахованої на нормально функціонуючий ринок з достатнім резервом та непошкодженою мережею, — тобто на умови, яких сьогодні не існує.

За розрахунками учасників Асоціацій запропонована у проєкті **модель ціноутворення збільшує вартість врегулювання небалансів на 70%**. Розрахунок

виконано з урахуванням чинного механізму компенсації, тобто відображає навантаження, яке фактично залишається на стороні, відповідальної за баланс.

Заявлена мета проєкту - усунення впливу примусових обмежень на ціноутворення - не досягається. Механізм, представлений як усунення цінових викривлень, за своїм фактичним результатом є перерозподілом фінансового результату від учасників ринку на користь ОСП. Такий підхід є неприйнятним для учасників ринку.

Крім того, звертаємо Вашу увагу на те, що запропоновані зміни, відповідно, призведуть до **збільшення вартості небалансів гарантованого покупця і, як наслідок, збільшення витрат ОСП в частині виконання спеціальних обов'язків** та, відповідно, необхідності перегляду тарифу на послуги з передачі електричної енергії у бік збільшення. Окрему увагу також необхідно звернути на вплив запропонованих змін на витрати операторів системи розподілу, що також може призвести до необхідності збільшення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії.

Учасники Асоціацій не заперечують проти необхідності у майбутньому, при переході до нормального режиму функціонування ринку електричної енергії, впорядкувати питання ціноутворення на балансуєчому ринку. Проте, при розробленні змін до Правил ринку необхідно урахувати курс, який взяла Україна на сполучення ринків "на добу наперед" та/або внутрішньодобових ринків з державами - членами Європейського Союзу та/або державами - сторонами Енергетичного Співтовариства, та взяті Україною зобов'язання з імплементації ряду актів ЄС (acquis), зокрема Регламенту Комісії (ЄС) 2017/2195 від 23 листопада 2017 року, що встановлює керівні принципи балансування електроенергії; Регламенту (ЄС) 2019/943 від 5 червня 2019 року про внутрішній ринок електроенергії.

Запропонований у проєкті змін підхід до визначення цін небалансу (окрема ціна позитивного небалансу та ціну негативного небалансу, визначені на основі маржинальних цін на балансуєчу електричну енергію) безпосередньо не відповідає цільовій моделі врегулювання небалансів, встановленій нормативними актами ЄС (acquis). Так, пункт 2(с) статті 52 Регламенту Комісії (ЄС) 2017/2195 від 23 листопада 2017 року про встановлення настанов щодо балансування електроенергії прямо визначає "single imbalance pricing" - модель, яка встановлює єдину (однакову) ціну для позитивного та негативного небалансу в межах одного періоду врегулювання небалансів (ISP) та imbalance price area (кожної цінової області небалансу).

Методологія гармонізації врегулювання небалансів, затверджена Рішенням ACER № 18/2020, ще чіткіше визначає "single imbalance pricing" як модель, за якої:

"the price for negative imbalance and the price for positive imbalance are equal in sign and size" (ціна за негативний небаланс і ціна за позитивний небаланс є однаковими за знаком і розміром).

При цьому стаття 7 цієї Методології встановлює single pricing як загальне правило.

ACER у моніторингу імплементації прямо характеризує "single imbalance pricing" як цільову модель в Європейському Союзі. ACER також зазначає, що "single imbalance pricing" створює стимул для СББ допомагати відновленню балансу системи.

Цей підхід відповідає і загальним принципам статті 44(1) Регламенту (ЄС) 2017/2195, відповідно до яких процес врегулювання (settlement) має:

- формувати економічні сигнали, що відображають фактичний небаланс системи;
- забезпечувати ціну, що відображає вартість енергії в реальному часі (real-time value of energy);
- стимулювати СББ бути збалансованими або допомагати системі відновити баланс;
- уникати викривлення стимулів для СББ, ППБ та ОСП.

Натомість запропонована НКРЕКП модель фактично усуває економічний стимул для небалансу, який допомагає системі. Наприклад, якщо система має дефіцит і виробник фактично виробив більше прогнозованого обсягу, така додаткова енергія фізично зменшує необхідність ОСП активувати балансуєчу енергію на завантаження. Застосування до такого обсягу ціни MSPdn не відображає його реальної цінності для системи. При цьому, щодо визначення цін небалансу електричної енергії НКРЕКП пропонується застосувати подвійне ціноутворення (визначення окремо ціни позитивного небалансу та ціни негативного небалансу на основі маржинальних цін на балансуєчу електричну енергію). Звертаємо увагу на те, що у разі застосування подвійного ціноутворення для небалансів ОСП відповідно до пунктів 2(i) та 2(ii) статті 52 Регламенту Комісії (ЄС) 2017/2195 повинен розробити пропозиції для визначення умов, за яких ОСП може пропонувати регуляторному органу застосування подвійного ціноутворення, і обґрунтування, яке необхідно надати; методологію застосування подвійного ціноутворення. Нажаль, належного обґрунтування застосування подвійного ціноутворення не надано у проєкті Змін до Правил ринку.

Саме тому пропонується запровадити єдину ціну небалансу відповідно до цільової моделі "single imbalance pricing".

З метою реалізації запропонованих підходів (принципів) ціноутворення на балансуєчому ринку:

- 1) Фахівцями Асоціацій підготовлено та пропонується для розгляду НКРЕКП та учасників ринку відповідні зміни до оприлюдненого проєкту Змін до Правил ринку (Додаток до листа – на 18 арк);
- 2) Запропоновані зміни пропонується запровадити з дати початку функціонування єдиного сполучення ринків "на добу наперед" та/або внутрішньодобових ринків з державами - членами Європейського Союзу та/або державами - сторонами Енергетичного Співтовариства;
- 3) На перехідному етапі (до початку функціонування єдиного сполучення ринків "на добу наперед" та/або внутрішньодобових ринків) зберігати існуючі підходи (принципи) ціноутворення на балансуєчому ринку.

Просимо врахувати позицію Асоціацій та провести спільне обговорення проєкту на площадці Регулятора для прийняття відповідного рішення.

З повагою,
Конеченков А. Є.
Голова Правління УВЕА



Верещинська А. В.
Директорка ЄУЕА



Контактні дані Асоціацій:

Громадська спілка «Українська вітроенергетична асоціація» (УВЕА):
Бізнес-центр «Лаврський»: вул. Лаврська, 20, оф.316, м. Київ, 01015 Україна,
тел.: +38 050 2232996
e-mail: info@uwea.com.ua, www.uwea.com.ua

Асоціація «Європейсько-Українське енергетичне агентство» (ЄУЕА):
Адреса: вул. Володимирська 61-Б, пов. 2, м. Київ, Україна, 01033
тел.: +38 095 331 00 10
e-mail: office@euea-energyagency.org, www.euea-energyagency.org

ПОРІВНЯЛЬНА ТАБЛИЦЯ
проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, –
постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»		
Відповідно до законів України «Про ринок електричної енергії», «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,		
ПОСТАНОВЛЯЄ:		
1. Затвердити Зміни до Правил ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307, що додаються.		
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.	2. Ця постанова набирає чинності з дати початку функціонування єдиного сполучення ринків "на добу наперед" та/або єдиного сполучення внутрішньодобових ринків" з державами - членами Європейського Союзу та/або державами - сторонами Енергетичного Співтовариства.	<i>Чинна модель врегулювання небалансів була запроваджена як антикризовий механізм для вирішення проблемних питань, пов'язаних із систематичними обстрілами об'єктів генерації та магістральних мереж, що призводили до дефіциту потужності в ОЕС України. Стано-залежна конструкція ціноутворення на балансуючому ринку та врахування примусового обмеження споживання були не технічними надлишками, а</i>

		свідомим рішенням відобразити у ціновому сигналі фактичний фізичний стан енергосистеми, що працює в умовах війни. Жодна з обставин, які зумовили запровадження існуючої моделі врегулювання небалансів, не змінилася. Обстріли не припинилися, дефіцит маневрової потужності не усунуто, примусові обмеження споживання залишаються регулярною практикою оперативного управління. Учасники Асоціацій не заперечують проти необхідності впорядкування питань ціноутворення на балансуючому ринку. Проте, при розробленні змін до Правил ринку необхідно ураховувати курс, який взяла Україна на сполучення ринків "на добу наперед" та/або внутрішньодобових ринків з державами - членами Європейського Союзу та/або державами - сторонами Енергетичного Співтовариства, та взяті Україною зобов'язання з імплементації ряду актів ЄС, зокрема Регламенту Комісії (ЄС) 2017/2195 від 23 листопада 2017 року, що встановлює керівні принципи балансування електроенергії; Регламенту (ЄС) 2019/943 від 5 червня 2019 року про внутрішній ринок електроенергії. Асоціаціями підготовлені та пропонуються для розгляду пропозиції до пропонованих Регулятором змін до Правил ринку, що стосуються ціноутворення на небаланси, які ґрунтуються на підходах та принципах, визначених Регламентом Комісії (ЄС) 2017/2195 від 23 листопада 2017 року про встановлення настанов щодо балансування
--	--	---

		електроенергії, <i>Методологією гармонізації врегулювання небалансів, Рішення ACER 18/2020 від 15 липня 2020 року.</i> <i>Імплементация зазначених актів ЄС повинна бути завершена до початку функціонування сполучених ринків "на добу наперед" та/або внутрішньодобових ринків. Тому пропонується перенести дату запровадження пропонованих змін до Правил ринку як мінімум до дати початку функціонування єдиного сполучення ринків електричної енергії.</i>
Проект Змін до Правил ринку		
4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію	4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію	
4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.		
4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами:		

1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$).		
4.13.2. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансуєчу енергію від		

учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансуєчому ринку на відповідний розрахунковий період.		
4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуєчу електричну енергію		
4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, ураховуються такі дані стосовно запропонованих обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.		
4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, ураховуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.		
4.16. Результати балансуєчого ринку		
Результати балансуєчого ринку складаються з: 1) прийнятих заявок на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи;		

2) маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження.		
4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень		
4.18.8. У будь-якій ОРЧ, ОСП має право активувати балансууючу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.		
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансууючому ринку		
5.13.1. Балансууючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансууючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансууючу електричну енергію, включаючи активацію балансууючої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансууючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на		

завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації **заявок** на балансуєчу електричну енергію на завантаження або всі активовані **заявки** на балансуєчу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, **маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів;**

2) маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації **заявок** на балансуєчу електричну енергію на розвантаження або всі активовані **заявки** на балансуєчу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, **маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні**

тридцять торгових днів. 5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на завантаження (ABE_{z,rtu}^{up}) в зоні z за ОРЧ rtu, MBт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де ABE_{e,z,rtu}^{up} – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, MBт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де AB_{e,z,rtu}^{up} – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, MBт·год. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження ABE_{z,rtu}^{dn} в зоні z за ОРЧ rtu, MBт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де ABE_{e,z,rtu}^{dn} – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, MBт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де AB_{e,z,rtu}^{dn} – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на	5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на завантаження (ABE_{z,rtu}^{up}) в зоні z за ОРЧ rtu, MBт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де ABE_{e,z,rtu}^{up} – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, MBт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де AB_{e,z,rtu}^{up} – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, MBт·год. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження ABE_{z,rtu}^{dn} в зоні z за ОРЧ rtu, MBт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де ABE_{e,z,rtu}^{dn} – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, MBт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де AB_{e,z,rtu}^{dn} – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на	<i>Пропонується доповнити положенням щодо неврахування обсягів балансуєчої електричної енергії, активованої для врегулювання системних обмежень, відповідно до пропозицій Асоціацій до цін на небаланси, що зазначені нижче до п.5.16.2 Правил ринку.</i>
--	--	--

де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуючу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.	розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Обсяги балансуючої електричної енергії, активованої для врегулювання системних обмежень, при визначенні $ABE_{z,rtu}^{up}$ та $ABE_{z,rtu}^{dn}$ не враховуються.	
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in \mathcal{R}} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in \mathcal{R}} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in \mathcal{R}} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього		

розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \frac{|\sum_{Ftu \in z} (ABE_{z,Ftu}^{dn} - MP_{z,Ftu}^{dn})|}{\sum_{Ftu \in z} ABE_{z,Ftu}^{dn}}$$

де $MP_{z,Ftu}^{dn}$ — маржинальна ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ Ftu , грн/МВт·год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуєної електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження ($\sum_{Ftu \in z} ABE_{z,Ftu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,Ftu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$$

де $PDAM_{z,t}$ — ціна купівлі/продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін

купівлі продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.		
5.13.4. На балансууючому ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{dn}$ — ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відеутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на розвантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{up}$ — ціна балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t.		

Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.		
5.14. Оплата балансууючої електричної енергії		
5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування e в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < \end{cases}$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні,		

отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за кожен ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на завантаження за кожен ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{up} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right|.$$

Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууючої електричної енергії на завантаження $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up})$ протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період $(MSP_{z,t}^{up})$ дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження $(MP_{z,rtu}^{up})$ всіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

$MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожен ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожен ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{dn} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right|.$$

Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууючої електричної енергії на розвантаження

$(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn})$ протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансує електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період $(MSP_{z,t}^{dn})$ дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансує електричної енергії на розвантаження $(MP_{z,rtu}^{dn})$ всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.		
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії		
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визначаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу $(IMSP_{z,t}^{+})$ дорівнює маржинальній ціні балансує електричної енергії на розвантаження $(MSP_{z,t}^{dn})$ за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу $(IMSP_{z,t}^{-})$ дорівнює маржинальній ціні балансує електричної енергії на завантаження $(MSP_{z,t}^{up})$ за цей розрахунковий період.	5.16.2. Для кожної торгової зони z за кожний розрахунковий період t визначається єдина ціна небалансу електричної енергії $IMSP_{z,t}$, що застосовується до всіх позитивних та негативних небалансів у відповідній торговій зоні z за відповідний розрахунковий період. Обсяги та ціни балансує електричної енергії, активованої для врегулювання системних обмежень, при визначенні $ABE_{z,rtu}^{up}$, $ABE_{z,rtu}^{dn}$ та $IMSP_{z,t}$ не враховуються. Для визначення єдиної ціни небалансу використовуються: 1) За наявності активацій балансує електричної енергії Якщо: $ABE_{z,rtu}^{up} + ABE_{z,rtu}^{dn} > 0,$ ціна небалансу визначається за формулою: $IMSP_{z,t} = (ABE_{z,rtu}^{up} \times MSP_{z,t}^{up} + ABE_{z,rtu}^{dn} \times$	<i>Запропонований підхід безпосередньо відповідає цільовій моделі врегулювання небалансів, встановленій європейським acquis.</i> <i>Пункт 2(с) статті 52 Регламенту Комісії (ЄС) 2017/2195 прямо визначає single imbalance pricing як модель, яка встановлює єдину (однакову) ціну для позитивного та негативного небалансу в межах одного ISP (періоду врегулювання небалансів) та imbalance price area (кожної цінової області небалансу).</i> <i>Методологія гармонізації врегулювання небалансів, затверджена ACER Decision No 18/2020, ще чіткіше визначає single imbalance pricing як модель, за якої:</i> <i>“the price for negative imbalance and the price for positive imbalance are equal in sign and size”. (ціна за негативний небаланс і ціна за позитивний небаланс є однаковими за знаком і розміром)</i> <i>При цьому стаття 7 цієї методології встановлює single pricing як загальне правило.</i>

	$MSP_{z,t}^{dn} / (ABE_{z,rtu}^{up} + ABE_{z,rtu}^{dn})$. Таким чином, ціна небалансу є середньозваженою за обсягами ціною балансуючої електричної енергії, активованої у відповідному розрахунковому періоді. 2) За відсутності активацій балансуючої електричної енергії єдина ціна небалансу визначається на рівні середньоарифметичного значення останніх цін небалансу електричної енергії $IMSP_{z,t}$ за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів.	ACER у моніторингу імплементації прямо характеризує single pricing як EU target model (цільову модель). ACER також зазначає, що single pricing створює стимул для BRP (СВБ) допомагати відновленню балансу системи. Цей підхід відповідає і загальним принципам статті 44(1) Регламенту (ЄС) 2017/2195, відповідно до яких settlement (процес врегулювання) має: • формувати економічні сигнали, що відображають фактичний небаланс системи; • забезпечувати ціну, що відображає real-time value of energy (вартість енергії в реальному часі); • стимулювати СВБ бути збалансованими або допомагати системі відновити баланс; • уникати викривлення стимулів для BRP (СВБ), BSP (ППБ) та ОСП. Аналогічний принцип закріплений у статті 5(1) Регламенту (ЄС) 2019/943: СВБ має прагнути бути збалансованою або допомагати електроенергетичній системі бути збалансованою. Натомість запропонована НКРЕКП модель фактично усуває економічний стимул для небалансу, який допомагає системі. Наприклад, якщо система має дефіцит і виробник фактично виробив більше прогнозованого обсягу, така додаткова енергія фізично зменшує необхідність ОСП активувати балансуючу енергію на
--	---	--

		завантаження. Застосування до такого обсягу ціни MSP_{dn} не відображає його реальної цінності для системи. Саме тому пропонується запровадити єдину ціну небалансу відповідно до single imbalance pricing.
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії		
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot \min(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot \max(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $PDAM_{z,t}$ - визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год; Позитивне значення $CIEQ_{b,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР)	<i>Обґрунтування:</i> За strict single pricing ціна позитивного і негативного небалансу повинна бути однаковою за знаком та абсолютним значенням. Саме так single pricing визначено ACER Decision 18/2020. <i>Застосування:</i> $0,95 \times IMSP$ для позитивного небалансу та $1,05 \times IMSP$ для негативного небалансу означає, що фактична розрахункова ціна однієї МВт·год залежить від знаку небалансу. Тобто навіть за формального існування однієї IMSP фактично виникають дві різні ціни. Це не відповідає цільовій моделі ЄС. Крім того, стаття 44(1)(c) Регламенту (ЄС) 2017/2195 (EB GL - Electricity Balancing Guideline) вимагає створювати стимули для СВБ бути збалансованими або допомагати системі відновити баланс. При single pricing сама системна ціна вже спонукає до надання допомоги системі. Наприклад, у дефіцитній системі висока IMSP: • робить негативний небаланс дорогим;

		одночасно робить позитивний небаланс економічно цінним, оскільки він допомагає системі. Додатковий асиметричний коефіцієнт для кожного знаку небалансу послаблює цей системний сигнал. Тому застосування постійного 5-відсоткового диференціалу до всіх ISP (періодів врегулювання небалансів) доцільно замінити системною ціною, що безпосередньо відображає фактичну вартість балансування
Х. Прикінцеві та перехідні положення		
10.9. Для виробників електричної енергії, крім мікро , міні , малих гідроелектростанцій та електричних станцій, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, та імпортерів у кожному розрахунковому періоді доби постачання гранична нижня межа обов'язкової заявки щодо продажу електричної енергії на РДН становить 10 відсотків від сумарного обсягу відпуску електричної енергії в цьому розрахунковому періоді такими учасниками ринку (без урахування обсягу відпуску/відбору електричної енергії, здійсненого на виконання диспетчерських команд). ОСП забезпечує щодакдну перевірку дотримання учасниками ринку вимоги цього абзацу та повідомляє Регулятору про випадки її порушення учасниками ринку. Зазначена вимога застосовується окремо для кожної торгової зони, визначеної ОСП відповідно до цих Правил та погодженої Регулятором.	10.9. Для виробників електричної енергії, крім мікро , міні , малих гідроелектростанцій та електричних станцій, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, та імпортерів у кожному розрахунковому періоді доби постачання гранична нижня межа обов'язкової заявки щодо продажу електричної енергії на РДН становить 10 відсотків від сумарного обсягу відпуску електричної енергії в цьому розрахунковому періоді такими учасниками ринку (без урахування обсягу відпуску/відбору електричної енергії, здійсненого на виконання диспетчерських команд). ОСП забезпечує щодакдну перевірку дотримання учасниками ринку вимоги цього абзацу та повідомляє Регулятору про випадки її порушення учасниками ринку. Зазначена вимога застосовується окремо для кожної торгової зони, визначеної ОСП відповідно до цих Правил та погодженої Регулятором.	Пропонуємо виключити з урахуванням відсутності необхідності застосування даної норми внаслідок того, що синхронізація ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) відбулась.

До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) учасники ринку у своїх заявках на балансуєчу електричну енергію зобов'язані вказувати ціну не більше 115 % від встановленого обмеження ціни на РДН на цей розрахунковий період. У разі подання ППБ пропозицій на балансуєчу електричну енергію із ціною, що перебуває поза наведеним діапазоном, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком.	До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) учасники ринку у своїх заявках на балансуєчу електричну енергію зобов'язані вказувати ціну не більше 115 % від встановленого обмеження ціни на РДН на цей розрахунковий період. У разі подання ППБ пропозицій на балансуєчу електричну енергію із ціною, що перебуває поза наведеним діапазоном, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком.	
---	--	--



ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ

«ГС-ТРЕЙДІНГ»

03057, м. Київ, а/с 78; ЄДРПОУ: 42853117

gs.tradingtilda@gmail.com

Вух. №17/08/26-01 від 17.08.2026

ГОЛОВІ НКРЕКП
СЛОБОДЯНУ РУСЛАНУ
ОЛЕКСАНДРОВИЧУ

**«Щодо необхідності доопрацювання проєкту
постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до
Правил ринку»»**

Шановний Руслане Олександровичу!

ТОВ «ГС-ТРЕЙДІНГ», яке виконує функції сторони, відповідальної за баланс, та провадить діяльність з агрегації, опрацювало [оприлюднений 04.08.2026 проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»](#) (проєкт № 198-2026), порівняльну таблицю, обґрунтування та Аналіз регуляторного впливу. Зауваження та пропозиції до проєкту приймаються НКРЕКП до 17.08.2026 включно.

Проєкт одночасно змінює порядок формування маржинальних цін балансуючої електричної енергії, порядок визначення цін позитивного і негативного небалансів, розрахунки за диспетчерськими командами за відсутності заявки ППБ та облік активацій для врегулювання системних обмежень. Тому його наслідки не є суто технічними: зміни безпосередньо впливатимуть на розрахунки ОСП/АР, СВБ, ППБ, ПДП, виробників, постачальників та споживачів.

За результатами аналізу вважаємо, що проєкт у запропонованій редакції створює структурну асиметрію розрахунків, не гарантує фінансової нейтральності ОСП/АР, допускає формування фінансових наслідків за відсутності фактичної активації та не враховує наявний стан розрахунків і неврегульовані проблеми диспетчеризації. Сукупний вплив цих положень може бути вкрай негативним для платоспроможності учасників ринку та регульованих механізмів.

Обставини, не враховані під час розроблення проєкту

Станом на 17.08.2026 НЕК «Укренерго» здійснює виплати учасникам балансуючого ринку за квітень 2025 року. Отже, ППБ, який сьогодні надає системі балансуючу електричну енергію та несе поточні витрати на паливо, персонал, ремонти й підтримання готовності, фактично може отримати оплату майже через півтора року. Запровадження додаткових несприятливих фінансових наслідків до нормалізації розрахунків ще більше погіршить ліквідність учасників.

З 01.09.2026 передбачається повноцінне застосування плати за невідповідність для ППБ та ПДП. Одночасне повернення цієї плати та зміна цін небалансів і розрахунків за балансуючу електричну енергію створюють ризик декількох фінансових наслідків за одну технологічну подію: небалансу, втрати оплати, спеціальної ціни та плати за невідповідність.

Проєкт не гарантує фінансової нейтральності АР і не містить механізму, який би виключав виникнення необґрунтованого позитивного або негативного сальдо від розрахунків за небаланси. Для забезпечення фінансової нейтральності НЕК «Укренерго» у ролі АР.

Не врегульовано належне підтвердження, передавання і реєстрацію диспетчерських команд, окремий облік системних обмежень, пріоритетність джерел фактичних даних, перевірку подій у зовнішніх мережах та оскарження нарахувань до списання коштів. Через це учасник може відповідати за обставини поза його контролем.

Аналіз регуляторного впливу не містить кількісної оцінки витрат учасників і впливу на ПУП, ПСО, Гарантованого покупця, ВДЕ, ОСП, ОСР та регульовані тарифи. Висновок про відсутність негативних наслідків не підтверджений розрахунками.

Можливі негативні наслідки

– **Для СВБ і постачальників** — зростання втрат від небалансів, збільшення потреби у фінансових гарантіях та обіговому капіталі, боргів і ризику дефолту.

- Для ПУП — зростання вартості похибок прогнозування, що вимагатиме підвищення тарифів ПУП та/або цін універсальних послуг, збільшення компенсацій ПСО чи накопичення збитків.
- Для Гарантованого покупця та ВДЕ — зростання витрат балансуючої групи, погіршення платоспроможності та зменшення або затримка виплат за «зеленим» тарифом.
- Для операторів систем — зростання витрат і неплатежів, що потребуватиме підвищення тарифу НЕК «Укренерго» на передачу та тарифів ОСР на розподіл або збільшуватиме заборгованість.
- Для виробників, ППБ і ПДП — поєднання дорожчих небалансів, плати за невідповідність і майже півторарічної затримки оплат обмежуватиме закупівлю палива, ремонти та готовність обладнання.
- Для ринку і споживачів — погіршення платоспроможності, конкуренції та інвестицій і перенесення додаткових витрат у кінцеву ціну електричної енергії.
- Для Агрегаторів — вбачаються вже перелічені вище наслідки та інші негативні наслідки пов'язані з відсутністю чіткого механізму розрахунків, надання чи не надання ППБ та/або ПДП з урахуванням функціонування саме агрегованих одиниць.

Окрім вищеописаних наслідків, ТОВ «ГС-ТРЕЙДІНГ» здійснило ретроспективне моделювання застосування запропонованого НКРЕКП механізму визначення цін небалансів до фактичних обсягів позитивних і негативних небалансів та маржинальних цін балансуючої електричної енергії за **2025 рік і січень–липень 2026 року** (Результати моделювання наведені у Додатку 2 до цього листа). За результатами моделювання розрахункова дельта на користь НЕК «Укренерго» у ролі адміністратора розрахунків збільшилася б порівняно з чинною моделлю на **22,6 млрд грн без ПДВ**, у тому числі на **9,0 млрд грн** за 2025 рік та на **13,6 млрд грн** за сім місяців 2026 року. Йдеться не про бухгалтерський прибуток або фактичний рух коштів, а про додаткове перевищення сум нарахувань за негативні небаланси над сумами виплат за позитивні небаланси, визначене без урахування розрахунків за балансуючу електричну енергію з ППБ. Отриманий результат свідчить, що запропонована модель системно посилюватиме фінансову асиметрію на користь адміністратора розрахунків, у зв'язку з чим її запровадження без механізму гарантованої фінансової нейтральності є економічно необґрунтованим та створює ризик вилучення значного обсягу ліквідності з ринку електричної енергії.

Загальні пропозиції

1. Не приймати проєкт до кількісного моделювання, тестування та усунення виявлених ризиків.
2. Провести аудит фінансового балансу АР з 01.07.2019, відокремивши нарахування, оплати, взаємозаліки, коригування, плату за невідповідність і борги, та перерахувати останні 12 місяців за новою моделлю.
3. Розглянути та закріпити у Правилах ринку пропозиції наведені у Додатку 1 до цього листа, що забезпечить фінансову нейтральність НЕК «Укренерго» у ролі АР за кожний розрахунковий період та автоматично враховує як дефіцит, так і можливе позитивне сальдо розрахунків.
4. Переробити Аналіз регуляторного впливу з оцінкою впливу на учасників, ПУП, ПСО, Гарантованого покупця, ВДЕ, операторів систем, тарифи та кінцеву ціну електричної енергії.
5. Провести не менше 30 календарних днів паралельних тестових розрахунків без фінансових наслідків, надати повну деталізацію та провести повторне відкрите обговорення.
6. До запуску нової моделі затвердити план нормалізації розрахунків на БР, електронний реєстр команд, окремий облік системних обмежень, перевірку ОСП подій у зовнішніх мережах та порядок оскарження без списання спірних сум.

Конкретні редакційні пропозиції до положень проєкту змін до Правил ринку, у тому числі формули спеціально розробленого механізму фінансово нейтрального визначення цін небалансів, наведено у Додатку 1 до цього листа.

Просимо повідомити ТОВ «ГС-ТРЕЙДІНГ» про дату, час, формат відкритого обговорення для приєднання на електронну адресу gs.traidingtilda@gmail.com.

Документи, що додаються

1. Порівняльна таблиця з пропозиціями – у 1 прим.
2. Аналіз та порівняння вартості небалансів 2025–2026 – у 1 прим.

З повагою,

Комерційний директор ТОВ «ГС-ТРЕЙДІНГ» _____

Д.С. Находкін

Аналіз та порівняння вартості небалансів — 2025–2026

Варіант 1: офіційні ціни небалансів. Варіант 2: Запропоновані $MSP_{\downarrow} \times 0,95$ для позитивних і $MSP_{\uparrow} \times 1,05$ для негативних. Порівняння = В2 – В1. Без ППБ; суми без ПДВ.

Дельта = вартість негативних небалансів – вартість позитивних небалансів. Приріст розрахункової дельти НЕК = Дельта В2 – Дельта В1.

Період	ОБСЯГИ З САЙТУ НЕК «УКРЕНЕРГО»		ВАРІАНТ 1 — ФАКТИЧНІ ЦІНИ НЕБАЛАНСІВ			ВАРІАНТ 2 — МАРЖИНАЛЬНІ ЦІНИ			ПОРІВНЯННЯ (В2 – В1)		
	Позитивні небаланси Q*, МВт·год	Негативні небаланси Q* , МВт·год	Вартість Q* (виплати НЕК), млн грн	Вартість Q* (нарахування НЕК), млн грн	Дельта В1: C ⁻ – C ⁺ , млн грн	Вартість Q* за МЦ, млн грн	Вартість Q* за МЦ, млн грн	Дельта В2: C ⁻ – C ⁺ , млн грн	Різниця вартості Q*, млн грн	Різниця вартості Q* , млн грн	Приріст розрахункової дельти НЕК, млн грн
2025	3 693 118,566	2 656 383,923	8 370,513	21 326,512	12 956,000	2 061,360	24 005,957	21 944,597	(6 309,152)	2 679,445	8 988,597
2026 (січень–липень)	2 627 335,114	1 805 905,503	9 525,295	21 059,163	11 533,869	1 455,263	26 635,742	25 180,479	(8 070,031)	5 576,579	13 646,610
Разом	6 320 453,680	4 462 289,425	17 895,807	42 385,676	24 489,868	3 516,624	50 641,700	47 125,076	(14 379,184)	8 256,024	22 635,207

Період	ОБСЯГИ З САЙТУ НЕК «УКРЕНЕРГО»		ВАРІАНТ 1 — ФАКТИЧНІ ЦІНИ НЕБАЛАНСІВ			ВАРІАНТ 2 — МАРЖИНАЛЬНІ ЦІНИ			ПОРІВНЯННЯ (В2 – В1)		
	Позитивні небаланси Q*, МВт·год	Негативні небаланси Q* , МВт·год	Вартість Q* (виплати НЕК), млн грн	Вартість Q* (нарахування НЕК), млн грн	Дельта В1: C ⁻ – C ⁺ , млн грн	Вартість Q* за МЦ, млн грн	Вартість Q* за МЦ, млн грн	Дельта В2: C ⁻ – C ⁺ , млн грн	Різниця вартості Q*, млн грн	Різниця вартості Q* , млн грн	Приріст розрахункової дельти НЕК, млн грн
2025-01	296 652,719	221 708,205	466,279	1 635,600	1 169,321	329,461	1 679,527	1 350,065	(136,817)	43,927	180,744
2025-02	231 237,057	221 628,839	742,650	1 665,560	922,910	513,604	1 684,379	1 170,775	(229,045)	18,819	247,864
2025-03	423 288,442	216 211,157	304,942	1 498,702	1 193,760	169,715	1 767,369	1 597,654	(135,227)	268,666	403,894
2025-04	385 734,145	230 864,111	260,158	1 624,819	1 364,660	53,935	1 958,561	1 904,626	(206,224)	333,743	539,966
2025-05	228 514,186	215 451,689	228,320	1 450,165	1 221,846	36,650	1 829,348	1 792,698	(191,669)	379,183	570,852
2025-06	451 847,626	149 105,464	159,709	865,682	705,973	35,935	1 273,070	1 237,135	(123,774)	407,387	531,161
2025-07	202 802,424	216 052,538	262,475	1 614,922	1 352,447	43,336	1 855,621	1 812,285	(219,140)	240,698	459,838
2025-08	282 840,872	149 885,919	207,608	1 152,839	945,231	33,918	1 501,916	1 467,998	(173,690)	349,077	522,767
2025-09	294 672,529	181 159,667	272,049	1 419,568	1 147,520	19,439	1 847,071	1 827,632	(252,609)	427,503	680,112
2025-10	246 894,829	292 817,356	1 173,825	2 830,331	1 656,506	60,101	2 970,085	2 909,984	(1 113,724)	139,754	1 253,478
2025-11	311 857,398	268 277,332	1 955,307	2 598,659	643,351	308,427	2 665,698	2 357,271	(1 646,880)	67,040	1 713,920
2025-12	336 776,339	293 221,645	2 337,191	2 969,665	632,474	456,839	2 973,313	2 516,475	(1 880,352)	3,648	1 884,000
2026-01	433 168,054	395 437,008	3 238,281	5 110,083	1 871,802	534,086	5 126,941	4 592,854	(2 704,195)	16,858	2 721,052
2026-02	437 383,601	340 758,360	4 230,186	5 567,215	1 337,029	495,380	5 692,503	5 197,122	(3 734,805)	125,288	3 860,093
2026-03	422 169,840	232 968,088	742,855	2 602,810	1 859,955	118,763	3 891,634	3 772,870	(624,092)	1 288,823	1 912,915
2026-04	363 903,594	291 503,024	479,690	2 352,470	1 872,780	40,818	3 376,730	3 335,911	(438,872)	1 024,259	1 463,131
2026-05	374 351,792	175 262,957	257,998	1 633,984	1 375,986	56,674	2 638,594	2 581,920	(201,324)	1 004,611	1 205,935
2026-06	251 589,857	191 971,803	315,197	2 199,470	1 884,273	82,119	3 051,844	2 969,725	(233,078)	852,373	1 085,451
2026-07	344 768,377	178 004,265	261,087	1 593,130	1 332,044	127,421	2 857,497	2 730,076	(133,665)	1 264,367	1 398,032

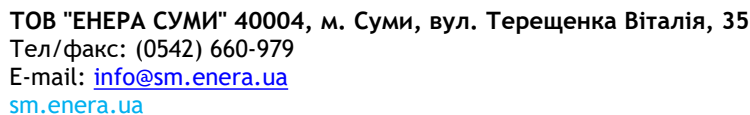
Висновок: у кожному з 19 місяців варіант 2 зменшує вартість позитивних небалансів, збільшує вартість негативних небалансів і підвищує розрахункову дельту НЕК.

Примітка: показники є нарахованою вартістю небалансів без ПДВ. Це не бухгалтерський прибуток НЕК «Укренерго», не повний апліфт UA-1 і не фактичний рух коштів.

ПОРІВНЯЛЬНА ТАБЛИЦЯ			
проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»			
Чинна редакція Правил ринку	Редакція проекту рішення	Редакція, що пропонується	Обґрунтування
Не застосовується (пункт 2 проекту постанови).	«2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.»	Пункт 2 викласти в такій редакції: «2. Ця постанова набирає чинності через 30 календарних днів з дня її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП».	<i>Набрання чинності наступного дня не дає часу на перевірку СУР, алгоритмів ОСП та інформаційних систем учасників. Аналіз регуляторного впливу не оцінює витрати й ризики переходу.</i>
4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуочу електричну енергію	4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуочу електричну енергію	4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуочу електричну енергію	
4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуочу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуочу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	4.13.1. Якщо ППБ, який відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язаний подавати заявки на балансуочу електричну енергію, не подав їх для розрахункового періоду з причин, що перебували під його контролем, ОСП (у ролі АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил виключно після надання попереднього деталізованого розрахунку та розгляду заперечень ППБ. Плата не нараховується, якщо неподання заявки пов'язане з недоступністю або неналежною роботою СУР чи каналів зв'язку ОСП, підтвердженими технічними або мережевими обмеженнями чи іншими обставинами поза контролем ППБ. Нарахування за цим пунктом не змінює ціну фактично активованої балансуочної електричної енергії та не може призводити до повторної відповідальності за один обсяг і одну подію.	<i>Проект фактично замінює пряму відповідальність за неподання обов'язкової заявки прихованим ціновим наслідком у пункті 4.13.1. Оплата фактично виконаної команди та відповідальність за неподання заявки мають бути відокремлені. Відповідальність можлива лише за доведене порушення, причина якого перебувала під контролем ППБ.</i>
4.13.2. У такому випадку система управління ринком повинна автоматично створити пропозиції на балансуочу електричну енергію (що маркуються як створені системою управління ринком) для кожного відповідного ППБ і для кожного розрахункового періоду із зазначенням ціни та обсягу пропозиції, розрахованих таким чином: 1) якщо одиниця надання послуг з балансування є одиницею відпуску, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій (на завантаження) чи найвищій (на розвантаження) ціні для такого самого розрахункового періоду та тієї самої одиниці відпуску за останні 7 днів для обох напрямів балансуочної електричної енергії; 2) якщо ППБ є диспетчеризованим навантаженням з прийнятими пропозиціями резерву, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій ціні для того самого розрахункового періоду за останні 7 днів останньої схваленої пропозиції на балансуочу електричну енергію (поданий на той самий розрахунковий період попереднього торгового дня); 3) обсяг пропозиції повинен відповідати обсягу, зазначеному цим ППБ у заявленій характеристиці; 4) якщо ППБ є генеруючою одиницею ВДЕ, система управління ринком створює пропозиції на балансуочу електричну енергію для таких генеруючих одиниць, якщо існує зобов'язання для такої одиниці подавати пропозиції на балансуочу електричну енергію через замовлені в неї резерви.	4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуочу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуочу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуочу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуочної електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуочної електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуочу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуочної електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуочної електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$).	4.13.2. У випадку зміни обсягу відпуску та/або відбору одиниці надання послуг з балансування за диспетчерською командою ОСП за відсутності заявки на балансуочу електричну енергію щодо цієї одиниці нарахування/списання коштів за фактично активовану балансуочу електричну енергію здійснюється: 1) на завантаження – за маржинальною ціною балансуочної електричної енергії на завантаження в зоні за відповідний розрахунковий період (MSP_{up}); 2) на розвантаження – за маржинальною ціною балансуочної електричної енергії на розвантаження в зоні за відповідний розрахунковий період (MSP_{dn}). Цей порядок застосовується однаково до ППБ, які зобов'язані та не зобов'язані подавати заявки. Відповідальність за неподання обов'язкової заявки визначається окремо згідно з пунктом 4.13.1 цієї глави. Підставою для розрахунку є лише команда ОСП, безпосередньо передана ППБ через СУР або документований резервний канал з обов'язковим внесенням до СУР ідентифікатора команди, часу передачі та отримання, відповідної одиниці, напрямку, обсягу, строку виконання та причини активації.	<i>Застосування ціни протилежного напрямку до ППБ, зобов'язаного подавати заявки, перетворює розрахунок за реально надану балансуочу енергію на штрафний механізм. Команда має оплачуватися за ціною фактичного напрямку, а порушення обов'язку подати заявку – розглядатися окремо. Формулювання має охоплювати як відпуск, так і відбір електричної енергії.</i>
4.13.3. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансуочу енергію від учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансуочому ринку на відповідний розрахунковий період.	4.13.2. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансуочу енергію від учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансуочому ринку на відповідний розрахунковий період.	4.13.3. У випадку відсутності відповідної заявки на балансуочу електричну енергію від учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою ОСП з оплатою фактично активованої балансуочної електричної енергії за маржинальною ціною відповідного напрямку на відповідний розрахунковий період. Команда до початку її виконання маркується у СУР як команда для врегулювання системного обмеження із зазначенням причини. Відповідні активації та заявки не враховуються під час формування маржинальних цін балансуочної електричної енергії.	<i>Після запровадження двох цін формулювання «за цінами, що склались» є неоднозначним. Активації для локальних системних обмежень можуть бути позаранжирними та не повинні формувати ціну для всього ринку. Необхідне обов'язкове попереднє маркування таких команд.</i>
4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень	4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень	4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень	
4.18.8. Незалежно від того, чи система в дефіциті або профіциті в інтервалі ОРЧ, ОСП може активувати балансуочу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.	4.18.8. У будь-якій ОРЧ, ОСП має право активувати балансуочу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.	4.18.8. У будь-якій ОРЧ, ОСП має право активувати балансуочу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів. Кожна активація з метою врегулювання системного обмеження до початку її виконання маркується в СУР із зазначенням коду причини, торгової зони, одиниці, напрямку, обсягу, часу початку і завершення та ознаки позаранжирної активації. Історія зміни або скасування такої команди зберігається в СУР. Заявки та активовані обсяги, позначені як такі, що врегульовують системні обмеження, не враховуються під час визначення МР та MSP. У разі повідомлення ППБ про неможливість повного або часткового виконання команди внаслідок подій у мережах чи на обладнанні за межами його балансової належності ОСП самостійно перевіряє такі обставини за власними даними та інформацією відповідного оператора системи. Відсутність даних у ОСП або ОСР не є доказом вини ППБ; до завершення перевірки спірні фінансові наслідки не застосовуються.	<i>Пропонується забезпечити простежуваність активацій, їх відокремлення від ринкового ціноутворення та справедливий розподіл обов'язку доказування подій у зовнішніх мережах.</i>
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуочому ринку	5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуочому ринку	5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуочому ринку	
5.13.1. Балансуочий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуочної енергії (у грн/МВт·год), що використовуються	5.13.1. Балансуочий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуочної енергії (у грн/МВт·год),	5.13.1. Балансуочий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуочної енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за	<i>Враховано ситуацію, коли учасник ринку вже отримав команду на відповідний розрахунковий період.</i>

Чинна редакція Правил ринку	Редакція проекту рішення	Редакція, що пропонується	Обґрунтування
де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована балансуюча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт-год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку пропозиції на балансуючу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт-год. Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуючу енергію на розвантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку; 2) для розрахункового періоду: якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) > \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) < \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) = \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою.			
5.14. Оплата балансуючої електричної енергії	5.14. Оплата балансуючої електричної енергії	5.14. Оплата балансуючої електричної енергії	
5.14.5. У кожній торговій зоні величина нарахування/списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування, за кожен розрахунковий період обчислюється з урахуванням стану системи, визначеного відповідно до глави 5.13 цього розділу, у такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -LABEO_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт-год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження за кожную ОРЧ та активованих обсягів балансу­ючої електричної енергії на завантаження за кожную ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{up} = \left\lfloor \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right\rfloor;$ До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період розраховується за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} LABEO_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт-год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожную ОРЧ та активованих обсягів балансу­ючої електричної енергії на розвантаження за кожную ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{dn} = \left\lfloor \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right\rfloor;$ До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період	5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування е у торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0, \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0, \\ 0, & INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} = 0. \end{cases}$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт-год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження за кожную ОРЧ та активованих обсягів балансу­ючої електричної енергії на завантаження за кожную ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{up} = \left\lfloor \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right\rfloor.$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансу­ючого ринку балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду; $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт-год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожную ОРЧ та активованих обсягів балансу­ючої електричної енергії на розвантаження за кожную ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{dn} = \left\lfloor \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right\rfloor.$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансу­ючого ринку балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.	У формулах проекту середньозважені <i>MSP</i> взято за модулем. Це перетворює від’ємну маржинальну ціну на додатну та спотворює розрахунки, особливо після інтеграції з ринками, де від’ємні ціни є можливими. За нульового активованого обсягу вибір максимального <i>MSPup</i> або мінімального <i>MSPdn</i> без фактичної активації необґрунтовано обирає крайній результат. Середнє значення <i>MP</i> усіх ОРЧ є нейтральнішим резервним правилом.	

Чинна редакція Правил ринку	Редакція проекту рішення	Редакція, що пропонується	Обґрунтування
(MSP _{z,t} ^{dn}) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження (MSP _{z,ftu} ^{dn}) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 3) якщо зона системи є збалансованою впродовж розрахункового періоду, то нарахування та списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження та розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною купівлі-продажу електричної енергії на РДН за розрахунковий період (PDAM _{z,t}), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}.$			
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	
5.16.2. Ціна небалансу електричної енергії (IMSP _{z,t}) за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансуючої електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t, що розрахована відповідно до пункту 5.13.3 глави 5.13 цього розділу в залежності від того, чи перебуває система в дефіциті, профіциті або збалансована.	5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу $IMSP_{z,t}^{+}$ дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження $MSP_{z,t}^{dn}$ за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу $IMSP_{z,t}^{-}$ дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження $MSP_{z,t}^{up}$ за цей розрахунковий період.	5.16.2. Ціни позитивного та негативного небалансів у торговій зоні z за розрахунковий період t визначаються на основі ціни РДН та компенсаційної складової, що забезпечує фінансову нейтральність ОСП у ролі адміністратора розрахунків. Для кожного розрахункового періоду ОСП (у ролі АР) визначає сальдо розрахунків з ППБ за активовану балансуючу електричну енергію, використану саме для забезпечення енергетичного балансу системи: $\Delta C_{z,t}^{BE} = C_{z,t}^{BE, pay} - C_{z,t}^{BE, rec}$ де $C_{z,t}^{BE, pay}$ — загальна сума нарахувань, що підлягає сплаті АР постачальникам послуг з балансування; $C_{z,t}^{BE, rec}$ — загальна сума нарахувань, що підлягає сплаті ППБ адміністратору розрахунків. До зазначених сум не включаються активації для врегулювання системних обмежень та інші активації, не спрямовані на врегулювання енергетичного небалансу системи. Сумарні обсяги позитивного і негативного небалансів усіх СВБ за відповідний розрахунковий період визначаються: $Q_{z,t}^{+} = \Sigma_b \max(IEQ_{b,z,t}, 0)$ $Q_{z,t}^{-} = \Sigma_b \max(-IEQ_{b,z,t}, 0)$ $Q_{z,t}^{\Sigma} = Q_{z,t}^{+} + Q_{z,t}^{-}$ Базова вартість чистого небалансу за ціною РДН визначається: $C_{z,t}^{DAM, net} = PDAM_{z,t}(Q_{z,t}^{-} - Q_{z,t}^{+})$ Сума, що підлягає розподілу між усіма МВт·год небалансів як компенсація чистих витрат/доходів балансування понад базову вартість чистої позиції за РДН, визначається: $C_{z,t}^{COMP} = \Delta C_{z,t}^{BE} - C_{z,t}^{DAM, net}$ Питома компенсаційна складова ціни небалансу, грн/МВт·год, визначається: $\Delta P_{z,t}^{IMB} = \frac{C_{z,t}^{COMP}}{Q_{z,t}^{\Sigma}}$ Ціна позитивного та негативного небалансу визначається симетрично відносно ціни РДН: $IMSP_{z,t}^{+} = PDAM_{z,t} - \Delta P_{z,t}^{IMB}$ $IMSP_{z,t}^{-} = PDAM_{z,t} + \Delta P_{z,t}^{IMB}$ Компенсаційна складова $\Delta P_{z,t}^{IMB}$ може мати додатне або від’ємне значення. Від’ємне значення забезпечує повернення учасникам надлишкового позитивного сальдо АР через відповідне симетричне коригування цін небалансів. Контроль фінансової нейтральності здійснюється за співвідношенням: $Q_{z,t}^{-} \cdot IMSP_{z,t}^{-} - Q_{z,t}^{+} \cdot IMSP_{z,t}^{+} = \Delta C_{z,t}^{BE}$ Якщо $Q^{\Sigma} = 0$, компенсаційна складова через ціни небалансів не визначається; витрати або доходи, що не можуть бути віднесені до небалансів СВБ, не розподіляються через ціну небалансу.	ТОВ «ГС-ТРЕЙДІНГ» пропонує спеціально розроблений механізм визначення цін небалансів, метою якого є гарантована фінансова нейтральність ОСП/АР за кожний годинний розрахунковий період. Логіка механізму: ціна РДН залишається базовою вартістю електричної енергії; чисте сальдо розрахунків АР з ППБ за балансуючу електричну енергію порівнюється з вартістю чистого небалансу за РДН; різниця розподіляється на весь абсолютний обсяг позитивних і негативних небалансів. Отримана сума на 1 МВт·год додається до РДН для негативного небалансу і віднімається від РДН для позитивного. Таке коригування математично забезпечує, що чисті надходження АР від небалансів точно дорівнюють сальдо його розрахунків з ППБ за балансуючу електричну енергію. Відповідно, підсумковий фінансовий результат АР за зв’язкою «балансиюча електрична енергія + небаланси» дорівнює нулю незалежно від співвідношення позитивних і негативних небалансів. Приклад за одну годину: АР має сплатити ППБ за завантаження 20 млн грн, а ППБ мають сплатити АР за розвантаження 5 млн грн; сальдо витрат АР = 15 млн грн. За PDAM = 6 500 грн/МВт·год, Q– = 6 000 МВт·год і Q+ = 4 000 МВт·год базова вартість чистого небалансу за РДН становить 13 млн грн. До розподілу залишається 2 млн грн на QΣ = 10 000 МВт·год, тобто ΔP = 200 грн/МВт·год. Тоді IMSP– = 6 700 грн/МВт·год, IMSP+ = 6 300 грн/МВт·год. АР отримує за негативні небаланси 40,2 млн грн і сплачує за позитивні 25,2 млн грн; чисті надходження = 15 млн грн, що точно дорівнює сальдо розрахунків з ППБ. На відміну від прямого застосування MSPdn/MSPup, запропонований механізм не створює для АР самостійного доходу від спреду цін небалансів. Також він не потребує додаткового коефіцієнта Kim = 0,05.
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t визначається за формулою $CIEQ_{b,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot \min(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 - K^{im}), & IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot \max(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}), & IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де PDAMz,t - визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год; Kim = 0,05 - коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення CIEQb,z,t означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напряму небалансу електричної енергії системи.	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot IMSP_{z,t}^{+} \cdot (1 - K^{im}), & IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot IMSP_{z,t}^{-} \cdot (1 + K^{im}), & IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де Kim = 0,05 – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення CIEQe,z,t означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається: якщо IEQb,z,t > 0: $CIEQ_{b,z,t} = IEQ_{b,z,t} \cdot IMSP_{z,t}^{+}$ якщо IEQb,z,t < 0: $CIEQ_{b,z,t} = IEQ_{b,z,t} \cdot IMSP_{z,t}^{-}$ якщо IEQb,z,t = 0: $CIEQ_{b,z,t} = 0$ Позитивне значення CIEQb,z,t означає нарахування для СВБ (або списання для АР), негативне значення — списання СВБ (або нарахування для АР). За кожний розрахунковий період має виконуватися контрольна умова фінансової нейтральності: $\Sigma_b CIEQ_{b,z,t} + \Delta C_{z,t}^{BE} = 0$	Коефіцієнт Kim = 0,05 та всі посилання на нього пропонується виключити. Спеціально розроблена компенсаційна складова ΔPIMB вже визначається у точному розмірі, необхідному для повної компенсації сальдо розрахунків за балансуючу електричну енергію. Додаткове множення цін на 0,95/1,05 порушить фінансову нейтральність. Формула забезпечує принцип: сукупний фінансовий результат АР від розрахунків за небаланси дорівнює за модулем і є протилежним за знаком чистому сальдо розрахунків з ППБ за балансуючу електричну енергію, використану для балансування системи. Підсумковий результат АР дорівнює нулю. Одночасно необхідно виправити технічний індекс CIEQ: для розрахунків СВБ має застосовуватися індекс b, а не e.



вул. сім'ї Бродських, 19, м. Київ

Шановний Руслан Олександрович!

04 серпня 2026 року на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, за посиланням: <https://www.nerc.gov.ua/news/opryliudniuietsia-proiekt-postanovy-shcho-maie-oznaky-rehuliatornoho-akta-zminy-do-pravyl-rynku> оприлюднено інформацію щодо проєкту постанови, що має ознаки регуляторного акта, - постанови НКРЕКП "Про затвердження Змін до Правил ринку" (далі - проєкт змін до Правил ринку).

ТОВ " ЕНЕРГА СУМИ" (далі - Товариство) уважно ознайомилося із зазначеним проєктом змін до Правил ринку та, враховуючи специфіку здійснення діяльності постачальника універсальних послуг, повідомляє наступне.

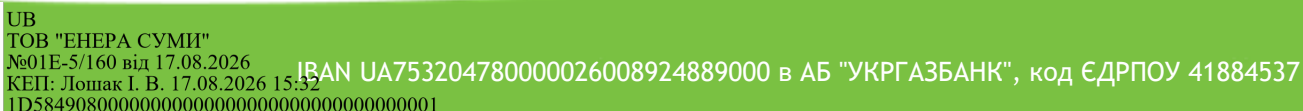
Проектом змін до Правил ринку передбачається зміна алгоритму визначення ціни небалансу електричної енергії, яка застосовується для розрахунків за небаланс електричної енергії.

ТОВ "ЕНЕРА СУМИ" здійснило розрахунок фінансових наслідків застосування запропонованого проєктом змін до Правил ринку алгоритму визначення ціни небалансу електричної енергії за окремі розрахункові періоди 2026 року та порівняло отримані результати з результатами, розрахованими відповідно до чинного алгоритму визначення ціни небалансу електричної енергії.

За результатами проведеного аналізу встановлено, що застосування запропонованого алгоритму може призвести до суттєвого збільшення витрат Товариства, пов'язаних з небалансами електричної енергії, та, відповідно, до погіршення його фінансового стану.

ТОВ "ЕНЕРА СУМИ" здійснює функції постачальника універсальних послуг на закріпленій території - Сумській області - відповідно до вимог Закону України "Про ринок електричної енергії" № 2019-VIII та здійснює господарську діяльність з постачання електричної енергії побутовим та малим непобутовим споживачам відповідно до отриманої ліцензії.

Специфіка діяльності Товариства як постачальника універсальних послуг полягає, зокрема, у необхідності здійснення погодинного прогнозування обсягів споживання електричної енергії значної кількості споживачів та забезпечення відповідності закуплених обсягів електричної енергії фактичному споживанню.



Водночас Сумська область, як територія, що безпосередньо зазнає наслідків воєнних дій, характеризується високим рівнем ризиків для стабільного функціонування енергетичної системи. Регулярні обстріли та пошкодження об'єктів енергетичної інфраструктури, застосування аварійних та погодинних обмежень електропостачання, а також пов'язані з цим суттєві та непередбачувані зміни режимів споживання електричної енергії безпосередньо впливають на можливість здійснення точного погодинного прогнозування.

Унаслідок зазначених обставин фактичні обсяги споживання електричної енергії можуть істотно відрізнятися від прогнозованих, що об'єктивно призводить до виникнення небалансів електричної енергії.

При цьому ТОВ "ЕНЕРА СУМИ", виконуючи функції постачальника універсальних послуг, не має можливості повною мірою впливати на зазначені фактори та оперативно коригувати обсяги закупівлі електричної енергії відповідно до фактичних змін споживання, що виникають внаслідок аварійних відключень, пошкодження енергетичної інфраструктури та інших обставин, пов'язаних із воєнним станом.

За таких умов зміна алгоритму визначення ціни небалансу електричної енергії у запропонованій проєктом редакції може призвести до додаткового суттєвого фінансового навантаження на Товариство та, як наслідок, створити ризики погіршення його фінансового стану і здатності належним чином виконувати покладені на нього функції постачальника універсальних послуг.

Враховуючи вищезазначене, а також необхідність забезпечення стабільного функціонування постачальників універсальних послуг в умовах воєнного стану, ТОВ "ЕНЕРА СУМИ" вважає недоцільним запровадження запропонованого проєктом змін до Правил ринку алгоритму визначення ціни небалансу електричної енергії без урахування специфіки діяльності постачальників універсальних послуг та об'єктивних обставин, що впливають на можливість точного прогнозування обсягів споживання.

У зв'язку з викладеним ТОВ "ЕНЕРА СУМИ" у Додатку 1 надає свої зауваження та пропозиції до проєкту змін до Правил ринку та пропонує залишити чинний алгоритм визначення ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії.

Просимо НКРЕКП врахувати зазначені зауваження та пропозиції під час доопрацювання проєкту постанови "Про затвердження Змін до Правил ринку".

Додаток:

1. Зауваження та пропозиції до проєкту постанови, що має ознаки регуляторного акта, - постанови НКРЕКП "Про затвердження Змін до Правил ринку" - 1 прим. на 4 арк.

З повагою

Ірина ЛОШАК
Директор ТОВ "ЕНЕРА СУМИ"

Виконавець:
ВОЗ та РЛ
Руслан Петров
(0542) 660-979-(код 610)

Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП "Про затвердження Змін до Правил ринку".

Редакція проєкту постанови НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП	Обґрунтування
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуючому ринку	5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуючому ринку	
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$)	5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$)	Запропонована редакція пункту 5.17.2 змінює порядок визначення фінансових наслідків небалансу для СВБ та передбачає застосування іншого підходу до визначення суми нарахування або списання за небаланси. З огляду на запропоновані зміни до пунктів 5.13.3 та 5.16.2, положення пункту 5.17.2 матимуть безпосередній вплив на кінцевий розмір витрат ТОВ "ЕНЕРА СУМИ" за небаланси електричної енергії. За умов значних коливань фактичного погодинного споживання, характерних для Сумської області в умовах воєнного стану, застосування запропонованого механізму може

протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right|$$

де $MP_{z,rtu}^{dn}$ - маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right|$$

де $MP_{z,rtu}^{dn}$ - маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$$

де $PDAM_{z,t}$ - ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - середньозважене значення цін купівлі-продажу

призвести до суттєвого збільшення сум списання з Товариства.

При цьому такий фінансовий результат не обов'язково є наслідком неналежного прогнозування з боку ПУП, оскільки значні відхилення фактичного споживання можуть виникати внаслідок аварійних відключень, пошкодження об'єктів енергетичної інфраструктури та інших об'єктивних факторів.

Враховуючи, що ТОВ "ЕНЕРА СУМИ" здійснює діяльність у межах виконання спеціальних обов'язків із постачання електричної енергії, запропонований механізм не повинен створювати додаткове необґрунтоване фінансове навантаження на Товариство.

У зв'язку з цим ТОВ "ЕНЕРА СУМИ" пропонує зберегти чинний порядок визначення та списання/нарахування за небаланси електричної енергії або передбачити механізм, який

1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t}$ де $PDAM_{z,t}$ — ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	забезпечуватиме врахування специфіки діяльності ПУП та покриття економічно обґрунтованих витрат, пов'язаних із виконанням спеціальних обов'язків.
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визначаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^{+}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	5.16.2. Ціна небалансу електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансуючої електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t, що розрахована відповідно до пункту 5.13.3 глави 5.13 цього розділу в залежності від того, чи перебуває система в дефіциті, профіциті або збалансована.	
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	

5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою

$$CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$$

де $K^{im} = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).

5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t визначається за формулою

$$CIEQ_{b,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot \min(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0, \\ IEQ_{b,z,t} \cdot \max(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0, \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0, \end{cases}$$

де $PDAM_{z,t}$ - визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год;
 $K^{im} = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу.

Позитивне значення $CIEQ_{b,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напрямку небалансу електричної енергії системи.

« 17 » серпня 2026 року _____
 (підпис) (прізвище, ім'я та по батькові)

Лошак Ірина Вікторівна

(прізвище, ім'я та по батькові)



НКРЕКП

box@nerc.gov.ua
plakhuta@nerc.gov.ua

04 серпня 2026 року на офіційному сайті НКРЕКП за посиланням <https://www.nerc.gov.ua/news/opryliudniuetsia-proiekt-postanovy-shcho-maie-oznaky-rehuliatornoho-akta-zminy-do-pravyl-rynku> опубліковано інформацію щодо оприлюднення проєкту постанови, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» (далі – проєкт змін до Правил ринку).

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ЕНЕРА ЧЕРНІГІВ» (далі – Товариство, ТОВ «ЕНЕРА ЧЕРНІГІВ») уважно ознайомилось з вищезазначеним проєктом та повідомляє наступне.

Проєктом змін до Правил ринку передбачено зміну алгоритму визначення ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії.

ТОВ «ЕНЕРА ЧЕРНІГІВ» здійснило розрахунок втрат за небаланс електричної енергії згідно алгоритму, який пропонується в проєкті змін до Правил ринку, за лютий, березень, квітень 2026 року та порівняло результати з діючим алгоритмом визначення ціни небалансу електричної енергії. Алгоритм, зазначений в проєкті змін до Правил ринку, збільшує втрати за небаланс електричної енергії на 74,8% (+ 47,5 млн. грн.).

Товариство виконує функції постачальника універсальних послуг на закріпленій території (Чернігівська область) відповідно до вимог Закону України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII (далі – Закон), та здійснює господарську діяльність з постачання електричної енергії юридичним та фізичним (побутовим) споживачам, відповідно до отриманої ліцензії (Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП) від 14.06.2018р. № 429), починаючи з 01.01.2019 року.

Починаючи з жовтня 2025 року, територія Чернігівської області зазнає регулярних повітряних атак, наслідком яких є: постійні пошкодження ліній електропередач та зв'язку, призупинення виробничої діяльності підприємств області, зупинення роботи закладів освіти.

Через постійні пошкодження об'єктів критичної інфраструктури оператор системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВООБЛЕНЕРГО» змушене застосовувати аварійні та погодинні графіки відключення, в результаті чого профіль та обсяги споживання електричної енергії споживачами змінюються щогодинно. За таких обставин ТОВ «ЕНЕРА ЧЕРНІГІВ» не має можливості здійснювати точне прогнозування обсягів фактичного споживання споживачами електричної енергії, що призводить до виникнення надвеликих небалансів та збитків Товариства.

Враховуючи вищезазначене та з метою недопущення погіршення фінансового стану Товариства, ТОВ «ЕНЕРА ЧЕРНІГІВ» в Додатку 1 надає свої зауваження та пропозиції до проєкту змін до Правил ринку, в яких пропонується залишити діючий алгоритм визначення ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії.

Додаток:

1. Зауваження та пропозиції до проєкту постанови , що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» – 1 прим. на 4 арк.

З повагою,
Заступник директора

Л.П. Самовтор

Михайло Музиченко (0462) 654 692

Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку».

Редакція проєкту постанови НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП	Обґрунтування
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку	5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку	
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ;$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ — маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює	5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ — маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з	Зміни в алгоритму визначення ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за врегулювання небалансів призведе до суттєвого збільшення витрат за небаланси електричної енергії. Порівняння розрахунку за лютий, березень, квітень 2026 року, за новим алгоритмом визначення ціни небалансу, збільшує втрати на 74,8% (+47,5 млн. грн.) в порівнянні з діючим алгоритмом. ТОВ «ЕНЕРА ЧЕРНІГІВ» виконує функції постачальника універсальних послуг на території Чернігівської області, яка зазнає регулярних повітряних атак, наслідком яких є: постійні пошкодження ліній електропередач та зв'язку,

нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = - \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}}$$

де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu , грн/МВт·год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансууючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансууючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансууючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мініимальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

1) – якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = -PDAM_{z,t}$

маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}}$$

де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu , грн/МВт·год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансууючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансууючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансууючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мініимальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$$

де $PDAM_{z,t}$ – ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись – середньозважене значення цін

призупинення виробничої діяльності підприємств області, зупинення роботи закладів освіти.

Через постійні пошкодження об'єктів критичної інфраструктури оператор системи розподілу АТ «ЧЕРНІГІВ ОБЛЕНЕРГО» змушене застосовувати аварійні та погодинні графіки відключення, в результаті чого профіль та обсяги споживання електричної енергії споживачами змінюються щогодинно. За таких обставин ТОВ «ЕНЕРА ЧЕРНІГІВ» не має можливості здійснювати точне прогнозування обсягів фактичного споживання споживачами електричної енергії, що призводить до виникнення надвеликих небалансів та збитків Товариства.

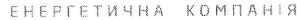
Запровадження нового алгоритму вкрай негативно вплине на фінансовий стан Товариства.

Разом з тим, положенням п.7 ст.62 Закону України «Про ринок електричної енергії» Постачальник має право, за умови виконання спеціальних обов'язків, на покриття

де $PDAM_{z,t}$ — ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	економічно обґрунтованих витрат учасника ринку на виконання таких обов'язків.
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	5.16.2. Ціна небалансу електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансуючої електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t, що розрахована відповідно до пункту 5.13.3 глави 5.13 цього розділу в залежності від того, чи перебуває система в дефіциті, профіциті або збалансована.	
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t визначається за формулою	

$CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}) & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СББ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СББ (або нарахування для АР).	$CIEQ_{b,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot \min(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0, \\ IEQ_{b,z,t} \cdot \max(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0, \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0, \end{cases}$ де $PDAM_{z,t}$ - визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год; $K^{im} = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{b,z,t}$ означає нарахування для СББ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СББ (або нарахування для АР) незалежно від напрямку небалансу електричної енергії системи.	
--	---	--

« 17 » серпня 2026 року _____ Самовтор Леся Петрівна
(підпис) (прізвище, ім'я та по батькові)



ПІН 418353502287 Свідоцтво платника ПДВ 1802284500029

№34760/1-26 від 17.08.2026

електропостачання, а також інших заходів, необхідних для забезпечення збалансованої роботи енергетичної системи.

Зазначені фактори безпосередньо впливають на характер та обсяги споживання електроенергії, спричиняючи значні й непередбачувані відхилення фактичного споживання від прогнозованого, внаслідок чого небаланс можуть виникати через об'єктивні обставини, на які Товариство не має можливості впливати.

При цьому Товариство, виконуючи функції постачальника універсальних послуг, об'єктивно обмежене у можливості оперативного коригування обсягів закупівлі електричної енергії відповідно до фактичних змін режимів споживання, спричинених аварійними відключеннями, пошкодженням енергетичної інфраструктури, введенням обмежень електропостачання та іншими обставинами, пов'язаними з воєнним станом.

За таких умов запропонована зміна алгоритму визначення ціни небалансу електричної енергії може призвести до суттєвого збільшення фінансового навантаження на Товариство, у тому числі за рахунок факторів, які не залежать від його діяльності та не можуть бути ним ефективно контролювані.

У свою чергу, збільшення витрат, пов'язаних із небалансами електричної енергії, може створити додаткові ризики для фінансової стабільності Товариства та належного виконання ним покладених законодавством функцій постачальника універсальних послуг.

Водночас зміна алгоритму визначення ціни небалансу може призвести до виникнення невідповідності між фактичними витратами Товариства на врегулювання небалансів та обсягом таких витрат, що враховується під час формування ціни універсальної послуги відповідно до постанови НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177, унаслідок чого додаткові витрати постачальника універсальних послуг можуть залишатися непокритими. Відтак, запровадження запропонованого алгоритму без одночасного врахування його впливу на відповідні параметри Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177, може створити додаткове фінансове навантаження на Товариство та негативно вплинути на його фінансову стабільність.

З огляду на викладене, а також з метою забезпечення фінансової стабільності та належного функціонування постачальників універсальних послуг в умовах воєнного стану, ТОВ «ЕНЕРА ВІННИЦЯ» вважає необхідним під час доопрацювання проєкту постанови врахувати специфіку діяльності постачальників універсальних послуг, а також об'єктивні обставини, що істотно впливають на можливість точного прогнозування погодинних обсягів споживання електричної енергії.

У зв'язку з цим ТОВ «ЕНЕРА ВІННИЦЯ» у Додатку 1 до цього звернення надає детальні зауваження та пропозиції до положень проєкту змін до Правил ринку та пропонує зберегти чинний алгоритм визначення ціни небалансу електричної енергії для здійснення розрахунків за небаланси електричної енергії.

Просимо НКРЕКП розглянути та врахувати наведені зауваження і пропозиції під час подальшого опрацювання та доопрацювання проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку».

Додаток: зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» на ____ арк.

З повагою

Олександр БЛИЗНЮК
Директор ТОВ "ЕНЕРА ВІННИЦЯ"



Виконавець:
ВОЗРЛ
Свєгеній КОЗАЧИШИН
(050) 777-32-71

Редакція проекту постанови НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП	Обґрунтування
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку	5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку	
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \frac{\sum_{rtu \in (ABE_{z,rtu}^{up} - MP_{z,rtu}^{up})}}{\sum_{rtu \in ABE_{z,rtu}^{up}}};$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ — маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії на завантаження ліній тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження $(\sum_{rtu \in ABE_{z,rtu}^{up}})$ протягом цього розрахункового	5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \frac{\sum_{rtu \in (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}}{\sum_{rtu \in ABE_{z,rtu}^{up}}},$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ — маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії на завантаження ліній тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження $(\sum_{rtu \in ABE_{z,rtu}^{up}})$ протягом цього розрахункового	Запропонована редакція передбачає визначення єдиної ціни небалансу електричної енергії на підставі середньозваженої маржинальної ціни балансуєчої електричної енергії залежно від стану системи (дефіцит, профіцит або збалансований режим). Водночас застосування такого підходу може призвести до суттєвого збільшення фінансового навантаження на учасників ринку, зокрема на постачальників універсальних послуг, оскільки розмір фінансової відповідальності за небаланс буде безпосередньо залежати від цін балансуєчого ринку, які характеризуються значною волатильністю та можуть істотно відхилитися від цін на ринку «на добу наперед».

балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{r \in \text{set}} ABE_{z,r,t}^{\text{up}}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для небалансів електричної енергії ($\text{IMSP}_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($\text{MR}_{z,r,t}^{\text{up}}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то $\text{IMSP}_{z,t} = \frac{\sum_{r \in \text{set}} (ABE_{z,r,t}^{\text{dn}} - \text{MR}_{z,r,t}^{\text{dn}})}{\sum_{r \in \text{set}} ABE_{z,r,t}^{\text{dn}}}$ де $\text{MR}_{z,r,t}^{\text{dn}}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні з за ОРЧ r, грн/МВт-год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{r \in \text{set}} ABE_{z,r,t}^{\text{dn}}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для небалансів електричної енергії ($\text{IMSP}_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\text{MR}_{z,r,t}^{\text{dn}}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $\text{IMSP}_{z,t} = \text{PDAM}_{z,t}$	періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для регулювання небалансів електричної енергії ($\text{IMSP}_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($\text{MR}_{z,r,t}^{\text{up}}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то $\text{IMSP}_{z,t} = \frac{\sum_{r \in \text{set}} (ABE_{z,r,t}^{\text{dn}} - \text{MR}_{z,r,t}^{\text{dn}})}{\sum_{r \in \text{set}} ABE_{z,r,t}^{\text{dn}}}$ де $\text{MR}_{z,r,t}^{\text{dn}}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні з за ОРЧ r, грн/МВт-год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{r \in \text{set}} ABE_{z,r,t}^{\text{dn}}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для небалансів електричної енергії ($\text{IMSP}_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\text{MR}_{z,r,t}^{\text{dn}}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $\text{IMSP}_{z,t} = \text{PDAM}_{z,t}$	Водночас зміна алгоритму визначення ціни небалансу може призвести до виникнення невідповідності між фактичними витратами Товариства на регулювання небалансів та обсягом таких витрат, що враховується під час формування ціни універсальної послуги відповідно до постанови НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177, унаслідок чого додаткові витрати постачальника універсальних послуг можуть залишатися непокритими. Відтак, запровадження запропонованого алгоритму без одночасного врахування його впливу на відповідні параметри Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177, може створити додаткове фінансове навантаження на Товариство та негативно вплинути на його фінансову стабільність. За умов воєнного стану, аварійних та технологічних обмежень, пошкодження енергетичної інфраструктури та суттєвих коливань фактичного споживання електричної
--	--	---

енергії на розвантаження ($MP_{z,t}^{dn}$) у сід ОРД цього розрахункового періоду; 1) — якщо зона системи є збалансованою — нртягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t}$ де $PDAM_{z,t}$ — ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні з для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	де $PDAM_{z,t}$ — ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	енергії точність прогнозування споживання значно знижується. У таких умовах виникнення небалансів часто обумовлене об'єктивними факторами, які не залежать від дій учасника ринку. Збереження чинного підходу до визначення цін небалансу дозволить забезпечити більш прогнозовані та економічно обґрунтовані умови діяльності учасників ринку, уникнути необґрунтованого зростання витрат та сприятиме підтриманню фінансової стабільності постачальників універсальних послуг.
5.16. Отримання цін небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	5.16. Отримання цін небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визначаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^{+}$) дорівнює маржинальній ціні балансууючої енергії на розвантаження ($MP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балансууючої	5.16.2. Ціна небалансу електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансууючої електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t, що розрахована відповідно до пункту 5.13.3 глави 5.13 цього розділу в залежності від того, чи перебуває система в дефіциті, профіциті або збалансована.	Проектом пропонується відмовитися від чинного механізму визначення окремих цін позитивного та негативного небалансу і запровадити єдину ціну небалансу, яка залежатиме виключно від стану системи у відповідному розрахунковому періоді. На практиці такий підхід нівелює економічні стимули для учасників

енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.		ринку щодо зменшення впливу власних небалансів на систему та призводить до перенесення значної частини ризиків функціонування енергосистеми на учасників ринку незалежно від характеру їхнього внеску в небаланс. Чинний порядок визначення окремих цін позитивного та негативного небалансу забезпечує більш справедливий розподіл відповідальності між учасниками ринку та враховує фактичний вплив кожного учасника на баланс енергосистеми. З огляду на це доцільним є збереження чинного механізму розрахунку цін небалансу електричної енергії.
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t визначається за формулою $CIEQ_{b,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot \min(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0, \\ IEQ_{b,z,t} \cdot \max(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0, \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0, \end{cases}$	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t визначається за формулою $CIEQ_{b,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot \min(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0, \\ IEQ_{b,z,t} \cdot \max(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0, \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0, \end{cases}$	Запропоновані зміни до порядку нарахування та списання вартості небалансів передбачають застосування нового механізму розрахунку, що базується на єдиній ціні небалансу. Результати аналізу свідчать, що впровадження зазначеного механізму може призвести до суттєвого

де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $SIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	де $PDAM_{z,t}$ - визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год; $K^{im} = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $SIEQ_{b,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напрямку небалансу електричної енергії системи.	збільшення фінансових витрат сторін, відповідальних за баланс, особливо для постачальників універсальних послуг, які працюють із великою кількістю побутових споживачів та обмежені у можливостях оперативного управління обсягами споживання. Крім того, запропонований підхід не враховує вплив надзвичайних обставин, пов'язаних із воєнним станом, аварійними відключеннями та передбачуваними змінами режимів електроспоживання, що істотно впливають на формування небалансів. З метою забезпечення стабільності роботи учасників ринку, недопущення необґрунтованого погіршення їх фінансового стану та збереження належного рівня конкуренції на роздрібному ринку електричної енергії доцільно залишити чинний порядок розрахунків за небаланси електричної енергії.
---	--	--

« 17 » серпня 2026 року  Близнюк Олександр Іванович (підпис) (прізвище, ім'я та по батькові)



**ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
«КИЇВСЬКА ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ»**

Адреса: 08132, Київська обл., Бучанський р-н, м. Вишневе, вул. Київська, 8-В
UA313226690000026005300586158 АТ «Ощадбанк», МФО 322669
ЄДРПОУ 42094646
тел. 044-2471077, E-mail: kanc@koec.com.ua, koec.com.ua

*Вих. №2334
від «17» серпня 2026р.*

**Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

03057, м. Київ, вул. Сім'ї Бродських, 19

Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, 04.08.2026 року було оприлюднено на своєму веб-сайті проект постанови, що має ознаки регуляторного акта, за №198 «Про затвердження Змін до Правил ринку» (далі – Проект постанови). Зокрема, Проектом постанови передбачаються зміни механізмів ціноутворення на балансуєчому ринку.

ТОВ «КИЇВСЬКА ОБЛАСНА ЕК» даним листом надає свої зауваження та пропозиції до Проекту постанови.

Додаток: Пропозиції до Проекту постанови.

**З повагою,
Директор**

Світлана СОХАТЮК

Виконавець:
Крук А.В.
066-348-90-89

**Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту,
«Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Постанова «Про затвердження Змін до Правил ринку»		
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП.	2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП 01.01.2027.	Оскільки запропонований проєктом постанови механізм визначення цін на балансуючому ринку передбачає значне зростання витрат на оплату небалансів, застосування даних змін з дня, наступного за днем оприлюднення постанови на офіційному вебсайті НКРЕКП призведе до негативних наслідків не лише для ліцензіатів, а і для споживачів з наступних причин: 1. Ріст витрат на оплату небалансів не врахований в тарифах ОСР на 2025 рік 2. Ріст витрат на оплату небалансів не покривається ПУП через визначення ціни згідно норм діючого Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого Постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177 (далі – Порядок), проєкт змін в який, у зв'язку з даними змінами в Правила ринку, наразі НКРЕКП не опубліковувала. 3. Постачальники електричної енергії за вільними цінами, які постачають електричну енергію споживачам за результатами відкритих торгів згідно норм ЗУ «Про публічні закупівлі», або понесуть великі збитки, або вимушені будуть відмовлятися від постачання електричної енергії таким споживачам в зв'язку з наявними законодавчими обмеженнями в частині можливостей збільшення ціни договору. 4. Всі споживачі, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) мають затверджені кошториси на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу

		електричної енергії) на 2025 рік, внесення змін в які в частині збільшення витрат не є реальним. Перенесення набрання чинності даної постанови на 01 січня 2027 року дозволить: 1. Ліцензіатам та НКРЕКП врахувати збільшення витрат на оплату небалансів при розрахунках тарифів на 2026 рік, 2. ПУП та НКРЕКП внести відповідні зміни в Порядок, які забезпечать покриття таких витрат через ціни на універсальні послуги, 3. Постачальникам електричної енергії за вільними цінами врахувати ріст витрат на оплату небалансів при формуванні цінових пропозицій для участі у відкритих торгах на постачання електричної енергії на 2026 рік, 4. Споживачам, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) передбачити збільшення витрат на оплати електричної енергії при формуванні та подання на затвердження кошторисів на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу електричної енергії) на 2026 рік.
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії		
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на	5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^+ = \max(PB_{\min}, \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{dn}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^+})$ де $PB_{\min}$ – мінімальна гранична ціна на балансуючому ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{dn}$ – величина списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою:	Сальдована вартість небалансів всіх СББ торгової зони за розрахунковий період, розрахована відповідно до чинної редакції Правил ринку, а також редакції проєкту рішення, не відповідає сальдованій вартості активованої балансуючої електричної енергії всіх ППБ, оскільки сумарні обсяги позитивних та негативних небалансів всіх СББ не відповідають сумарним обсягам активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та завантаження відповідно, що призводить або до надлишкових нарахувань на користь ОСП, або до недоотримання ОСП коштів. Запропонована редакція усуває зазначену проблему, оскільки ціни негативних/позитивних

завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	$CINSTQ_{e,z,t}^{dn} = \begin{cases} 0, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \geq 0 \\ MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ $IEQ_{b,z,t}^{+}$ – обсяг позитивного небалансу СББ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою: $IEQ_{b,z,t}^{+} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} > 0; \\ 0, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} \leq 0 \end{cases};$ 2)) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^{-} = \min(PB_{\max}; \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{up}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^{-}})$ де $PB_{\max}$ – максимальна гранична ціна на балансуючому ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{up}$ – величина нарахування коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою: $CINSTQ_{e,z,t}^{up} = \begin{cases} 0, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \leq 0 \\ MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \end{cases}$ $IEQ_{b,z,t}^{-}$ – обсяг негативного небалансу СББ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою: $IEQ_{b,z,t}^{-} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} \geq 0 \end{cases}$	небалансів розраховуються на основі сумарних нарахувань коштів за балансуючу електричну енергію на завантаження/розвантаження відповідно.
--	--	--



ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ
ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «КІРОВОГРАДСЬКА
ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ»

Адреса: вул. Велика Перспективна, 78,
м. Кропивницький, Кіровоградська обл., 25006
Код: 42132581
тел.: +380 (522) 358-225
E-mail: kresc@kresc.com.ua
Сайт: kresc.com.ua

№ 1948 /10 від "17" серпня 2026 р.

Голові Національної комісії, що
здійснює державне регулювання
у сферах енергетики та
комунальних послуг
Руслану СЛОБОДЯНУ
вул. Сім'ї Бродських, 19
м. Київ,
03057

Направляємо Вам зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту, «Про затвердження Змін до Правил Ринку».

Додаток: Зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту, «Про затвердження Змін до Правил Ринку».

Директор
ТОВ "КІРОВОГРАДСЬКА ОБЛАСНА ЕК"

Олег ВАЛЕНТИЙ

ДЗЕП
тел.: (067) 522 04 86

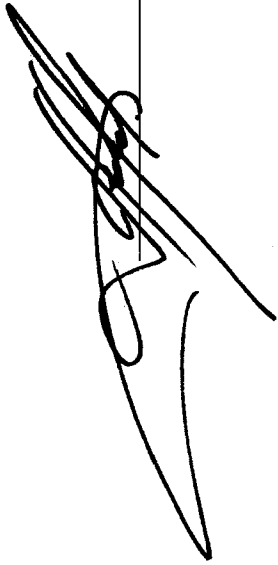
Зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту,
«Про затвердження Змін до Правил ринку»

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Постанова «Про затвердження Змін до Правил ринку»		
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП.	2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП 01.01.2027.	Оскільки запропонований проектом постанови механізм визначення цін на балансуєчому ринку передбачає значне зростання витрат на оплату небалансів, застосування даних змін з дня, наступного за днем оприлюднення постанови на офіційному вебсайті НКРЕКП призведе до негативних наслідків не лише для ліцензіатів, а і для споживачів з наступних причин: - Ріст витрат на оплату небалансів не врахований в тарифах ОСР на 2025 рік - Ріст витрат на оплату небалансів не покривається ПУП через визначення ціни згідно норм діючого Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого Постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177 (далі – Порядок), проект змін в який, у зв'язку з даними змінами в Правилах ринку, наразі НКРЕКП не опубліковувала. - Постачальники електричної енергії за вільними цінами, які постачають електричну енергію споживачам за результатами відкритих торгів згідно норм ЗУ «Про публічні закупівлі», або понесуть великі збитки, або вимушені будуть відмовлятися від постачання електричної енергії таким споживачам в зв'язку з наявними законодавчими обмеженнями в частині можливостей збільшення ціни договору. - Всі споживачі, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) мають затверджені кошториси на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу

		електричної енергії) на 2025 рік, внесення змін в які в частині збільшення витрат не є реальним. Перенесення набрання чинності даної постанови на 01 січня 2027 року дозволяє: 1. Ліцензіатам та НКРЕКП врахувати збільшення витрат на оплату небалансів при розрахунках тарифів на 2026 рік, 2. ПУП та НКРЕКП внести відповідні зміни в Порядки, які забезпечать покриття таких витрат через ціни на універсальні послуги, 3. Постачальникам електричної енергії за вільними цінами врахувати ріст витрат на оплату небалансів при формуванні цінових пропозицій для участі у відкритих торгах на постачання електричної енергії на 2026 рік, 4. Споживачам, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) передбачити збільшення витрат на оплати електричної енергії при формуванні та подання на затвердження кошторисів на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу електричної енергії) на 2026 рік.
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні з за розрахунковий період t визначаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу (MSP⁺_{z,t}) дорівнює маржинальній ціні балансуєвої енергії на розвантаження (MSP^{dn}_{z,t}) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $MSP_{z,t}^{+} = \max(PB_{\min}, \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{dn}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^{+}})$ де PB_{min} – мінімальна гранична ціна на балансуєвому ринку; CINSTQ^{dn}_{e,z,t} – величина списання коштів за активовану балансуєву електричну енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою:	5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визначаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу (MSP⁺_{z,t}) дорівнює маржинальній ціні балансуєвої енергії на розвантаження (MSP^{dn}_{z,t}) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $MSP_{z,t}^{+} = \max(PB_{\min}, \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{dn}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^{+}})$ де PB_{min} – мінімальна гранична ціна на балансуєвому ринку; CINSTQ^{dn}_{e,z,t} – величина списання коштів за активовану балансуєву електричну енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою:	Сальдована вартість небалансів всіх СВБ торгової зони за розрахунковий період, розрахована відповідно до чинної редакції Правил ринку, а також редакції проекту рішення, не відповідає сальдованій вартості активованої балансуєвої електричної енергії всіх ППБ, оскільки сумарні обсяги позитивних та негативних небалансів всіх СВБ не відповідають сумарним обсягам активованої балансуєвої електричної енергії на розвантаження та завантаження відповідно, що призводить або до надлишкових нарахувань на користь ОСП, або до недоотримання ОСП коштів. Запропонована редакція усуває зазначену проблему, оскільки ціни негативних/позитивних
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії		

завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	$CINSTQ_{e,z,t}^{dn} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \geq 0 \\ MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ $IEQ_{b,z,t}^+ - \text{обсяг позитивного небалансу СВБ } b \text{ в торговій зоні } z \text{ за розрахунковий період } t \text{ обчислюється за формулою:}$ $IEQ_{b,z,t}^+ = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} \leq 0 \end{cases};$ 2)) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) деринное-маржинальний ціни балансуєної енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^- = \min(PB_{\max}, \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{up}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}})$ де $PB_{\max}$ – максимальна гранична ціна на балансуєному ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{up}$ – величина нарахування коштів за активовану балансуєную електричну енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансуєвання е в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою: $CINSTQ_{e,z,t}^{up} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \leq 0 \\ MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \end{cases}$ $IEQ_{b,z,t}^- - \text{обсяг негативного небалансу СВБ } b \text{ в торговій зоні } z \text{ за розрахунковий період } t \text{ обчислюється за формулою:}$ $IEQ_{b,z,t}^- = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} \geq 0 \end{cases}$
небалансів розраховуюються на основі сумарних нараховуваних коштів за балансуєую електричну енергію на завантаження/розвантаження відповідно.	

«17» серпня 2026 року

 /Олег ВАЛЕНТИЙ



ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
«ОДЕСЬКА ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА
КОМПАНІЯ»

Адреса: вул. Мала Арнаутська, 88, м. Одеса, Одеська область, 65007, Україна
код ЄДРПОУ 42114410 ; тел.: +380 (99) 331-00-28,
E-mail: kanc@oook.od.ua; oook.od.ua

№ 587/05-02-2765 від 17.08.2026 р. **Національна комісія,
що здійснює державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

03057, м. Київ, вул. Сім'ї Бродських, 19

Зауваження до проекту
Постанови щодо змін
до Правил Ринку

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ОДЕСЬКА ОБЛАСНА
ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ», опрацювавши проєкт рішення НКРЕКП від
04.08.2026 щодо внесення змін до Правил ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14
березня 2018 року № 307, надає свої зауваження та пропозиції до зазначеного проєкту рішення.

Додатки:

- Додаток 1: Зауваження та пропозиції до проєкту рішення

Директор

Ю.О. Паршин

Виконавець:
Гриб О.В. 050-388-99-07

**Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту,
«Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Постанова «Про затвердження Змін до Правил ринку»		
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП.	2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП 01.01.2027.	Оскільки запропонований проєктом постанови механізм визначення цін на балансуючому ринку передбачає значне зростання витрат на оплату небалансів, застосування даних змін з дня, наступного за днем оприлюднення постанови на офіційному вебсайті НКРЕКП призведе до негативних наслідків не лише для ліцензіатів, а і для споживачів з наступних причин: 1. Ріст витрат на оплату небалансів не врахований в тарифах ОСР на 2025 рік 2. Ріст витрат на оплату небалансів не покривається ПУП через визначення ціни згідно норм діючого Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого Постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177 (далі – Порядок), проєкт змін в який, у зв'язку з даними змінами в Правила ринку, наразі НКРЕКП не опубліковувала. 3. Постачальники електричної енергії за вільними цінами, які постачають електричну енергію споживачам за результатами відкритих торгів згідно норм ЗУ «Про публічні закупівлі», або понесуть великі збитки, або вимушені будуть відмовлятися від постачання електричної енергії таким споживачам в зв'язку з наявними законодавчими обмеженнями в частині можливостей збільшення ціни договору. 4. Всі споживачі, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) мають затверджені кошториси на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу

		електричної енергії) на 2025 рік, внесення змін в які в частині збільшення витрат не є реальним. Перенесення набрання чинності даної постанови на 01 січня 2027 року дозволить: 1. Ліцензіатам та НКРЕКП врахувати збільшення витрат на оплату небалансів при розрахунках тарифів на 2026 рік, 2. ПУП та НКРЕКП внести відповідні зміни в Порядок, які забезпечать покриття таких витрат через ціни на універсальні послуги, 3. Постачальникам електричної енергії за вільними цінами врахувати ріст витрат на оплату небалансів при формуванні цінових пропозицій для участі у відкритих торгах на постачання електричної енергії на 2026 рік, 4. Споживачам, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) передбачити збільшення витрат на оплати електричної енергії при формуванні та подання на затвердження кошторисів на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу електричної енергії) на 2026 рік.
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії		
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на	5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^+ = \max(PB_{\min}, \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{dn}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^+})$ де $PB_{\min}$ – мінімальна гранична ціна на балансуючому ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{dn}$ – величина списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою:	Сальдована вартість небалансів всіх СББ торгової зони за розрахунковий період, розрахована відповідно до чинної редакції Правил ринку, а також редакції проєкту рішення, не відповідає сальдованій вартості активованої балансуючої електричної енергії всіх ППБ, оскільки сумарні обсяги позитивних та негативних небалансів всіх СББ не відповідають сумарним обсягам активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та завантаження відповідно, що призводить або до надлишкових нарахувань на користь ОСП, або до недоотримання ОСП коштів. Запропонована редакція усуває зазначену проблему, оскільки ціни негативних/позитивних

завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	$CINSTQ_{e,z,t}^{dn} = \begin{cases} 0, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \geq 0 \\ MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ $IEQ_{b,z,t}^{+}$ – обсяг позитивного небалансу СББ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою: $IEQ_{b,z,t}^{+} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} > 0; \\ 0, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} \leq 0 \end{cases};$ 2)) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^{-} = \min(PB_{\max}, \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{up}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^{-}})$ де $PB_{\max}$ – максимальна гранична ціна на балансуючому ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{up}$ – величина нарахування коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою: $CINSTQ_{e,z,t}^{up} = \begin{cases} 0, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \leq 0 \\ MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \end{cases}$ $IEQ_{b,z,t}^{-}$ – обсяг негативного небалансу СББ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою: $IEQ_{b,z,t}^{-} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} \geq 0 \end{cases}$	небалансів розраховуються на основі сумарних нарахувань коштів за балансуючу електричну енергію на завантаження/розвантаження відповідно.
--	--	--



**Товариство з обмеженою
відповідальністю
«ЖИТОМИРСЬКА ОБЛАСНА**

10003, Житомирська область, місто Житомир, майдан Перемоги, 10
телефон/факс: +380 (412) 40-21-09, e-mail: kanc@ztoek.com.ua
IBAN: UA753116470000026002300392990
код ЄДРПОУ 42095943

17.08.2026 № 1187-08
на № _____ від _____

Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сфері
енергетики та комунальних послуг

03057, м. Київ, вул. Сим'ї Бродських, 19

*Щодо надання зауважень та пропозицій
до проєкту рішення НКРЕКП*

На засіданні Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі - НКРЕКП), яке проводилося у формі відкритого слухання, 03.08.2026, схвалено проєкт рішення, НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку».

Зазначений проєкт Постанови разом із матеріалами, що обґрунтовують необхідність прийняття такого рішення, та аналізом його впливу розміщено на офіційному веб-сайті НКРЕКП (<http://nerc.gov.ua>) з метою одержання зауважень і пропозицій.

Відповідно до п. 3.2 постанови НКРЕКП від 30.06.2017 р. № 866 із змінами «Про затвердження Порядку проведення відкритого обговорення проєктів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» ТОВ «ЖИТОМИРСЬКА ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ» надає зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту (Додаток 1).

Директор

Андрій ГУЦАЛО

**Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту,
«Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Додаток 1

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Постанова «Про затвердження Змін до Правил ринку»		
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП.	2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП 01.01.2027.	Оскільки запропонований проєктом постанови механізм визначення цін на балансуєчому ринку передбачає значне зростання витрат на оплату небалансів, застосування даних змін з дня, наступного за днем оприлюднення постанови на офіційному вебсайті НКРЕКП призведе до негативних наслідків не лише для ліцензіатів, а і для споживачів з наступних причин: 1. Ріст витрат на оплату небалансів не врахований в тарифах ОСР на 2025 рік 2. Ріст витрат на оплату небалансів не покривається ПУП через визначення ціни згідно норм діючого Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого Постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177 (далі – Порядок), проєкт змін в який, у зв'язку з даними змінами в Правила ринку, наразі НКРЕКП не опубліковувала. 3. Постачальники електричної енергії за вільними цінами, які постачають електричну енергію споживачам за результатами відкритих торгів згідно норм ЗУ «Про публічні закупівлі», або понесуть великі збитки, або вимушені будуть відмовлятися від постачання електричної енергії таким споживачам в зв'язку з наявними законодавчими

		обмеженнями в частині можливостей збільшення ціни договору. 4. Всі споживачі, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) мають затверджені кошториси на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу електричної енергії) на 2025 рік, внесення змін в які в частині збільшення витрат не є реальним. Перенесення набрання чинності даної постанови на 01 січня 2027 року дозволить: 1. Ліцензіатам та НКРЕКП врахувати збільшення витрат на оплату небалансів при розрахунках тарифів на 2026 рік, 2. ПУП та НКРЕКП внести відповідні зміни в Порядок, які забезпечать покриття таких витрат через ціни на універсальні послуги, 3. Постачальникам електричної енергії за вільними цінами врахувати ріст витрат на оплату небалансів при формуванні цінових пропозицій для участі у відкритих торгах на постачання електричної енергії на 2026 рік, 4. Споживачам, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) передбачити збільшення витрат на оплати електричної енергії при формуванні та подання на затвердження кошторисів на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу електричної енергії) на 2026 рік.
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії		

5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визначаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуєної енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуєної енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визначаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуєної енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^+ = \max(PB_{\min}, \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{dn}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^+})$ де $PB_{\min}$ – мінімальна гранична ціна на балансуєному ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{dn}$ – величина списання коштів за активовану балансуєну електричну енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою: $CINSTQ_{e,z,t}^{dn} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \geq 0 \\ MSP_{z,t}^{dn} \cdot INST_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ $IEQ_{b,z,t}^+$ – обсяг позитивного небалансу СББ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою: $IEQ_{b,z,t}^+ = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} \leq 0 \end{cases};$ 2)) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуєної енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^- = \min(PB_{\max}, \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{up}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^-})$ де $PB_{\max}$ – максимальна гранична ціна на балансуєному ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{up}$ – величина нарахування коштів за активовану балансуєну електричну енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою: $CINSTQ_{e,z,t}^{up} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \leq 0 \\ MSP_{z,t}^{up} \cdot INST_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \end{cases}$	<i>Сальдована вартість небалансів всіх СББ торгової зони за розрахунковий період, розрахована відповідно до чинної редакції Правил ринку, а також редакції проекту рішення, не відповідає сальдованій вартості активованої балансуєної електричної енергії всіх ППБ, оскільки сумарні обсяги позитивних та негативних небалансів всіх СББ не відповідають сумарним обсягам активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження та завантаження відповідно, що призводить або до надлишкових нарахувань на користь ОСП, або до недоотримання ОСП коштів.</i> <i>Запропонована редакція усуває зазначену проблему, оскільки ціни негативних/позитивних небалансів розраховуються на основі сумарних нарахувань коштів за балансуєну електричну енергію на завантаження/розвантаження відповідно.</i>
---	---	---

	$IEQ_{b,z,t}^-$ – обсяг негативного небалансу СВБ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою: $IEQ_{b,z,t}^- = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} \geq 0 \end{cases}$	
--	---	--

Директор

Андрій ГУЦАЛО



ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
«РІВНЕНЬСКА ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА
КОМПАНІЯ»

Адреса: вул. Князя Володимира, 71-Б, м. Рівне, Рівненська обл., 33013
Р/рахунок UA873333680000026003300049867, Філія-РОУ АТ «Ощадбанк» код ЄДРПОУ 42101003
тел.: +380 (362) 694-469, факс: +380 (362) 694-469, E-mail: info@ez.rv.ua

«17» серпень 2026р. № 15/2673

На № _____ від « _____ » _____ 20 ____

Національна комісія, що здійснює державне
регулювання у сферах енергетики та
комунальних послуг

03057, м. Київ, вул. Сім'ї Бродських, 19

***Щодо надання зауважень та пропозицій
до проекту рішення НКРЕКП***

На засіданні Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі - НКРЕКП), яке проводилося у формі відкритого слухання, схвалено проект рішення, що має ознаки регуляторного акту, - постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» (далі – проект Постанови). Зазначений проект Постанови розміщено на офіційному веб-сайті НКРЕКП.

Проектом постанови передбачається внесення змін до Правил ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307, у частині вдосконалення механізмів ціноутворення на балансуєчому ринку та відміни граничної нижньої межі обов'язкового продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед».

Відповідно до п. 3.2 постанови НКРЕКП від 30.06.2017 р. № 866 із змінами "Про затвердження Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг" ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «РІВНЕНЬСКА ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ» (далі – ТОВ «РОЕК», Товариство) надає зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту (Додаток 1).

Додаток: Пропозиції до Порядку на 2 арк в 1 екз.

З повагою, директор

Сергій БЕЗСМЕРТНИЙ

**Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту,
«Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Постанова «Про затвердження Змін до Правил ринку»		
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП.	2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП 01.01.2027.	Оскільки запропонований проєктом постанови механізм визначення цін на балансуєчому ринку передбачає значне зростання витрат на оплату небалансів, застосування даних змін з дня, наступного за днем оприлюднення постанови на офіційному вебсайті НКРЕКП призведе до негативних наслідків не лише для ліцензіатів, а і для споживачів з наступних причин: 1. Ріст витрат на оплату небалансів не врахований в тарифах ОСР на 2025 рік 2. Ріст витрат на оплату небалансів не покривається ПУП через визначення ціни згідно норм діючого Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого Постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177 (далі – Порядок), проєкт змін в який, у зв'язку з даними змінами в Правила ринку, наразі НКРЕКП не опубліковувала. 3. Постачальники електричної енергії за вільними цінами, які постачають електричну енергію споживачам за результатами відкритих торгів згідно норм ЗУ «Про публічні закупівлі», або понесуть великі збитки, або вимушені будуть відмовлятися від постачання електричної енергії таким споживачам в зв'язку з наявними законодавчими обмеженнями в частині можливостей збільшення ціни договору. 4. Всі споживачі, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) мають затверджені кошториси на оплату за спожиту електричну

		енергію (в т.ч. послуги з розподілу електричної енергії) на 2025 рік, внесення змін в які в частині збільшення витрат не є реальним. Перенесення набрання чинності даної постанови на 01 січня 2027 року дозволить: 1. Ліцензіатам та НКРЕКП врахувати збільшення витрат на оплату небалансів при розрахунках тарифів на 2026 рік, 2. ПУП та НКРЕКП внести відповідні зміни в Порядок, які забезпечать покриття таких витрат через ціни на універсальні послуги, 3. Постачальникам електричної енергії за вільними цінами врахувати ріст витрат на оплату небалансів при формуванні цінових пропозицій для участі у відкритих торгах на постачання електричної енергії на 2026 рік, 4. Споживачам, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) передбачити збільшення витрат на оплати електричної енергії при формуванні та подання на затвердження кошторисів на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу електричної енергії) на 2026 рік.
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії		
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на	5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^+ = \max(PB_{\min}, \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{dn}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^+})$ де $PB_{\min}$ – мінімальна гранична ціна на балансуючому ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{dn}$ – величина списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на розвантаження одиниці надання послуг з	Сальдована вартість небалансів всіх СББ торгової зони за розрахунковий період, розрахована відповідно до чинної редакції Правил ринку, а також редакції проекту рішення, не відповідає сальдованій вартості активованої балансуючої електричної енергії всіх ППБ, оскільки сумарні обсяги позитивних та негативних небалансів всіх СББ не відповідають сумарним обсягам активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та завантаження відповідно, що призводить або до надлишкових нарахувань на користь ОСП, або до недоотримання ОСП коштів.

завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	балансування e в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою: $CINSTQ_{e,z,t}^{dn} = \begin{cases} 0, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \geq 0 \\ MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ $IEQ_{b,z,t}^{+}$ – обсяг позитивного небалансу СББ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою: $IEQ_{b,z,t}^{+} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ 0, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} \leq 0 \end{cases};$ 2)) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балансуєної енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^{-} = \min(PB_{\max}, \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{up}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^{-}})$ де $PB_{\max}$ – максимальна гранична ціна на балансуєному ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{up}$ – величина нарахування коштів за активовану балансуєну електричну енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою: $CINSTQ_{e,z,t}^{up} = \begin{cases} 0, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \leq 0 \\ MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \end{cases}$ $IEQ_{b,z,t}^{-}$ – обсяг негативного небалансу СББ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою: $IEQ_{b,z,t}^{-} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} \geq 0 \end{cases}$	Запропонована редакція усуває зазначену проблему, оскільки ціни негативних/позитивних небалансів розраховуються на основі сумарних нарахувань коштів за балансуєну електричну енергію на завантаження/розвантаження відповідно.
--	---	--

Директор ТОВ «РОЕК»

Сергій БЕЗСМЕРТНИЙ



ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
«ЧЕРНІВЕЦЬКА ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА
КОМПАНІЯ»

Адреса: вул. Пауля Целана, 6, м. Чернівці, Чернівецька обл., 58001
Р/рахунок UA293004650000026005300722714
АТ «Ощадний банк України» м. Київ, МФО 300465, ЄДРПОУ 42102122
тел. (0372) 583-385
e-mail: info@ek.cv.ua, веб-сайт: www.ek.cv.ua

№ 13.1/3140 від 17.08.2026 р.

**Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

03057, м. Київ, вул. Сим'ї Бродських, 19

***Щодо надання зауважень та пропозицій
до проєкту рішення НКРЕКП***

На засіданні Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі - НКРЕКП), яке проводилося у формі відкритого слухання, 03.08.2026, схвалено проєкт рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку». Зазначений проєкт Постанови розміщено на офіційному веб-сайті НКРЕКП.

Проєктом постанови передбачається внесення змін до Правил ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307, у частині вдосконалення механізмів ціноутворення на балансуєчому ринку та відміни граничної нижньої межі обов'язкового продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед».

Відповідно до п. 3.2 постанови НКРЕКП від 30.06.2017 р. № 866 із змінами "Про затвердження Порядку проведення відкритого обговорення проєктів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг" ТОВ "ЧЕРНІВЕЦЬКА ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ" (далі – ТОВ «ЧОЕК», Товариство) надає зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту (Додаток 1).

Директор ТОВ «ЧОЕК

Ірина БОБЗА

Вик.: Вариниця В.І.
(0372)583-385

**Зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту,
«Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Постанова «Про затвердження Змін до Правил ринку»		
2. Ця постанова набуває чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП.	2. Ця постанова набуває чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП 01.01.2027.	Оскільки запропонований проектом постанови механізм визначення цін на балансуєчому ринку передбачає значне зростання витрат на оплату небалансів, застосування даних змін з дня, наступного за днем оприлюднення постанови на офіційному вебсайті НКРЕКП призведе до негативних наслідків не лише для ліцензіатів, а і для споживачів з наступних причин: 1. Ріст витрат на оплату небалансів не врахований в тарифах ОСР на 2025 рік 2. Ріст витрат на оплату небалансів не покривається ПУП через визначення ціни згідно норм діючого Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого Постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177 (далі – Порядок), проект змін в який, у зв'язку з даними змінами в Правила ринку, наразі НКРЕКП не опубліковувала. 3. Постачальники електричної енергії за вільними цінами, які постачають електричну енергію споживачам за результатами відкритих торгів згідно норм ЗУ «Про публічні закупівлі», або понесуть великі збитки, або вимушені будуть відмовлятися від постачання електричної енергії таким споживачам в зв'язку з наявними законодавчими обмеженнями в частині можливостей збільшення ціни договору.

		4. Всі споживачі, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) мають затверджені кошториси на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу електричної енергії) на 2025 рік, внесення змін в які в частині збільшення витрат не є реальним. Перенесення набрання чинності даної постанови на 01 січня 2027 року дозволить: 1. Ліцензіатам та НКРЕКП врахувати збільшення витрат на оплату небалансів при розрахунках тарифів на 2026 рік, 2. ПУП та НКРЕКП внести відповідні зміни в Порядок, які забезпечать покриття таких витрат через ціни на універсальні послуги, 3. Постачальникам електричної енергії за вільними цінами врахувати ріст витрат на оплату небалансів при формуванні цінових пропозицій для участі у відкритих торгах на постачання електричної енергії на 2026 рік, 4. Споживачам, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) передбачити збільшення витрат на оплати електричної енергії при формуванні та подання на затвердження кошторисів на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу електричної енергії) на 2026 рік.
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії		
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t	5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні	Сальдована вартість небалансів всіх СВБ торгової зони за розрахунковий період, розрахована відповідно до чинної редакції Правил ринку, а також редакції проекту

визначаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансууючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансууючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	балансиуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^+ = \max(PB_{\min}; \frac{\sum_{e \in Z} CINSTQ_{e,z,t}^{dn}}{\sum_{b \in Z} IEQ_{b,z,t}^+})$ де $PB_{\min}$ – мінімальна гранична ціна на балансууючому ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{dn}$ – величина списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою: $CINSTQ_{e,z,t}^{dn} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \geq 0 \\ MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ $IEQ_{b,z,t}^+$ – обсяг позитивного небалансу СББ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою: $IEQ_{b,z,t}^+ = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} \leq 0 \end{cases};$ 2)) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансиуючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^- = \min(PB_{\max}; \frac{\sum_{e \in Z} CINSTQ_{e,z,t}^{up}}{\sum_{b \in Z} IEQ_{b,z,t}^-})$ де $PB_{\max}$ – максимальна гранична ціна на балансууючому ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{up}$ – величина нарахування коштів за активовану балансууючу електричну енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою:	рішення, не відповідає сальдованій вартості активованої балансууючої електричної енергії всіх ППБ, оскільки сумарні обсяги позитивних та негативних небалансів всіх СББ не відповідають сумарним обсягам активованої балансууючої електричної енергії на розвантаження та завантаження відповідно, що призводить або до надлишкових нарахувань на користь ОСП, або до недоотримання ОСП коштів. Запропонована редакція усуває зазначену проблему, оскільки ціни негативних/позитивних небалансів розраховуються на основі сумарних нарахувань коштів за балансууючу електричну енергію на завантаження/розвантаження відповідно.
--	--	--

	$CINSTQ_{e,z,t}^{up} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \leq 0 \\ MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \end{cases}$ $IEQ_{b,z,t}^{-}$ – обсяг негативного небалансу СББ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою: $IEQ_{b,z,t}^{-} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} \geq 0 \end{cases}$	
--	---	--



**ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ
ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ХЕРСОНЬКА ОБЛАСНА
ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ»**

Адреса: вул. Перекопська, 178, м. Херсон, Херсонська обл., 73028
Р/рахунок UA803524570000026032300529885, Філія-ХОУ АТ «Ощадбанк» код ЄДРПОУ 42117825
тел.: +38 (067) 649-76-54, тел.: +38 (063) 271-69-87, тел.: +38 (095) 285-24-91, E-mail: info@khoek.ks.ua

17.08.2026 № 002000

**Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

вул. Сім'ї Бродських, 19, м. Київ, 03057

Щодо надання зауважень та пропозицій
до проєкту постанови НКРЕКП

Згідно з повідомленням на сайті НКРЕКП від 04 серпня 2026 року про оприлюднення проєкту, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку», а саме до Правил ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307, ТОВ "ХЕРСОНЬКА ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ" надає зауваження та пропозиції до вищевказаного проєкту постанови НКРЕКП.

Додаток: Зауваження та пропозиції – на 3 арк.

Директор

Світлана МАКАРЕНКО

Стасів Ліна (099) 000-27-82
khoekpev@gmail.com

**Зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту,
«Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Постанова «Про затвердження Змін до Правил ринку»		
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП.	2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП 01.01.2027.	Оскільки запропонований проектом постанови механізм визначення цін на балансуючому ринку передбачає значне зростання витрат на оплату небалансів, застосування даних змін з дня, наступного за днем оприлюднення постанови на офіційному вебсайті НКРЕКП призведе до негативних наслідків не лише для ліцензіатів, а і для споживачів з наступних причин: 1. Ріст витрат на оплату небалансів не врахований в тарифах ОСР на 2025 рік 2. Ріст витрат на оплату небалансів не покривається ПУП через визначення ціни згідно норм діючого Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого Постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177 (далі – Порядок), проект змін в який, у зв'язку з даними змінами в Правила ринку, наразі НКРЕКП не опубліковувала. 3. Постачальники електричної енергії за вільними цінами, які постачають електричну енергію споживачам за результатами відкритих торгів згідно норм ЗУ «Про публічні закупівлі», або понесуть великі збитки, або вимушені будуть відмовлятися від постачання електричної енергії таким споживачам в зв'язку з наявними законодавчими обмеженнями в частині можливостей збільшення ціни договору. 4. Всі споживачі, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) мають затверджені кошториси на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу

		електричної енергії) на 2025 рік, внесення змін в які в частині збільшення витрат не є реальним. Перенесення набрання чинності даної постанови на 01 січня 2027 року дозволить: 1. Ліцензіатам та НКРЕКП врахувати збільшення витрат на оплату небалансів при розрахунках тарифів на 2026 рік, 2. ПУП та НКРЕКП внести відповідні зміни в Порядок, які забезпечать покриття таких витрат через ціни на універсальні послуги, 3. Постачальникам електричної енергії за вільними цінами врахувати ріст витрат на оплату небалансів при формуванні цінових пропозицій для участі у відкритих торгах на постачання електричної енергії на 2026 рік, 4. Споживачам, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів (в тому числі споживачі ПУП) передбачити збільшення витрат на оплати електричної енергії при формуванні та подання на затвердження кошторисів на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу електричної енергії) на 2026 рік.
--	--	---

5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії

5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на	5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою: $IMSP_{z,t}^+ = \max(PB_{\min}; \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{dn}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^+})$ де $PB_{\min}$ – мінімальна гранична ціна на балансуючому ринку; $CINSTQ_{e,z,t}^{dn}$ – величина списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на розвантаження одиниці надання послуг з	Сальдована вартість небалансів всіх СББ торгової зони за розрахунковий період, розрахована відповідно до чинної редакції Правил ринку, а також редакції проекту рішення, не відповідає сальдованій вартості активованої балансуючої електричної енергії всіх ППБ, оскільки сумарні обсяги позитивних та негативних небалансів всіх СББ не відповідають сумарним обсягам активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та завантаження відповідно, що призводить або до надлишкових нарахувань на користь ОСП, або до недоотримання ОСП коштів.
---	--	--

завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.

балансування е в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою:

$$CINSTQ_{e,z,t}^{dn} = \begin{cases} 0, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \geq 0 \\ MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$$

$IEQ_{b,z,t}^{+}$ – обсяг позитивного небалансу СББ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою:

$$IEQ_{b,z,t}^{+} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ 0, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} \leq 0 \end{cases};$$

2)) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період визначається за формулою:

$$IMSP_{z,t}^{-} = \min(PB_{max}; \frac{\sum_{e \in z} CINSTQ_{e,z,t}^{up}}{\sum_{b \in z} IEQ_{b,z,t}^{-}})$$

де

PB_{max} – максимальна гранична ціна на балансуєчому ринку;

$CINSTQ_{e,z,t}^{up}$ – величина нарахування коштів за активовану балансуєчу електричну енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в торговій зоні z за розрахунковий період t, яка обчислюється за формулою:

$$CINSTQ_{e,z,t}^{up} = \begin{cases} 0, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \leq 0 \\ MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, \text{ якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \end{cases}$$

$IEQ_{b,z,t}^{-}$ – обсяг негативного небалансу СББ b в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою:

$$IEQ_{b,z,t}^{-} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t}, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} \geq 0 \end{cases}$$

Запропонована редакція усуває зазначену проблему, оскільки ціни негативних/позитивних небалансів розраховуються на основі сумарних нарахувань коштів за балансуєчу електричну енергію на завантаження/розвантаження відповідно.



ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
«ЗАКАРПАТТЯЕНЕРГОЗБУТ»
(ТОВ «ЗАКАРПАТТЯЕНЕРГОЗБУТ»)

пл. Жупанатська, 18, м. Ужгород, Закарпатська область, 88000
ЄДРПОУ 41999833

№ 1276/008-13/2026 від « 17 » серпня 2026 р.

**Національна комісія, що здійснює державне
регулювання у сферах енергетики та
комунальних послуг (НКРЕКП)**

03057, м.Київ, вул. Сім'ї Бродських, 19

**Щодо надання зауважень та пропозицій
до проекту рішення НКРЕКП**

На підставі повідомлення НКРЕКП про оприлюднення 4 серпня 2026 року проекту постанови НКРЕКП « Про затвердження Змін до Правил ринку» (далі – Проект постанови), та керуючись вимогами постанови НКРЕКП від 30 червня 2017 року № 866 «Про затвердження Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» (із змінами), ТОВ «ЗАКАРПАТТЯЕНЕРГОЗБУТ» повідомляє про неможливість прийняття зазначеного проекту постанови у запропонованій редакції з нижченаведених підстав.

**1. Необхідність врахування спеціальних обов'язків постачальників
універсальних послуг**

Постачальники універсальних послуг (далі — ПУП) здійснюють діяльність з урахуванням специфіки виконання покладених на них державою спеціальних обов'язків та необхідності забезпечення постачання електричної енергії визначеним законодавством категоріям споживачів.

На відміну від інших учасників ринку електричної енергії, які мають можливість самостійно визначати свою торговельну стратегію, ПУП одночасно зобов'язані забезпечувати постачання електричної енергії визначеним законодавством категоріям споживачів на умовах, установлених законодавством та нормативно-правовими актами НКРЕКП.

Крім того, на ПУП покладено низку спеціальних обов'язків, зокрема щодо придбання електричної енергії, виробленої генеруючими установками приватних домогосподарств, на визначених законодавством умовах. Обсяги такої електричної енергії є об'єктивно непрогнозованими та залежать, зокрема, від погодних умов, фактичного виробітку електричної енергії такими установками та обсягів її споживання самими домогосподарствами.

Зазначені особливості безпосередньо впливають на структуру закупівлі електричної енергії ПУП, обсяги небалансів електричної енергії та, відповідно, фінансовий результат діяльності підприємства.

Таким чином, застосування до ПУП загальних ринкових механізмів без належного врахування специфіки виконання ними спеціальних обов'язків може призвести до виникнення додаткових та економічно необґрунтованих фінансових ризиків, які ПУП не має можливості повною мірою нівелювати шляхом зміни ціни для кінцевого споживача.

2. Функціонування ринку електричної енергії в умовах воєнного стану

За результатами проведених Товариством розрахунків реалізація запропонованих Проектом постанови змін призведе до збільшення витрат ТОВ



0 800 505960
0312 617 100
0 800 331833

tov@zez.tolk.ua
<https://zakarpatzbut.energy/>
<https://tolk.ua/>

«ЗАКАРПАТТЯЕНЕРГОЗБУТ» на врегулювання небалансів **орієнтовно у 2,4 рази** (розрахунок зроблено на прикладі лютого-квітня 2026 року). Таке зростання витрат матиме безпосередній негативний вплив на фінансовий результат діяльності ПУП та потребу в оборотному капіталі.

Окремо наголошуємо, що Проект постанови розглядається в умовах триваючої збройної агресії проти України та функціонування об'єднаної енергетичної системи України в умовах воєнного стану.

Електроенергетичний сектор України продовжує працювати під впливом системних ризиків, пов'язаних із пошкодженням об'єктів критичної інфраструктури, нестабільністю виробництва та споживання електричної енергії, необхідністю оперативного балансування ОЕС України та застосуванням графіків обмеження споживання електричної енергії, графіків обмеження споживання електричної потужності, графіків аварійних відключень, спеціальних графіків аварійних відключень та графіків погодинних відключень.

В умовах застосування зазначених графіків небаланси ПУП значно зростають, оскільки побутові споживачі задіяні у більшості таких графіків, а фактичний час їх відключення та повторного увімкнення може оперативно змінюватися за диспетчерськими командами ОСП, що видаються з метою врегулювання системних обмежень.

За таких умов фінансова стійкість постачальників електричної енергії, які виконують спеціальні обов'язки, є однією з передумов забезпечення надійного та безперебійного електропостачання споживачів.

Відповідно до статті 63 Закону України «Про ринок електричної енергії» постачальник універсальних послуг здійснює постачання електричної енергії за універсальними послугами за економічно обґрунтованими, прозорими та недискримінаційними цінами. Отже, додаткові витрати, що виникають унаслідок зміни правил функціонування ринку, не можуть бути автоматично та оперативно компенсовані шляхом збільшення ціни електричної енергії для споживачів, що створює ризик погіршення фінансового стану ПУП.

Вважаємо, що під час запровадження нових правил функціонування ринку необхідно забезпечити не лише підвищення ефективності ринкових механізмів, а й недопущення виникнення додаткового фінансового навантаження на суб'єктів, на яких державою покладено виконання спеціальних обов'язків, особливо в період воєнного стану.

3. Необхідність комплексної оцінки впливу Проекту постанови на діяльність ПУП

Вважаємо, що аналіз регуляторного впливу Проекту постанови має бути доповнений окремою оцінкою наслідків запропонованих змін для постачальників універсальних послуг з урахуванням особливостей структури їх закупівлі електричної енергії.

Особливої уваги потребує той факт, що ПУП зобов'язані купувати електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств. Обсяги такої електричної енергії мають непрогнозований характер, оскільки залежать від фактичного виробітку генеруючими установками приватних домогосподарств та рівня власного споживання останніх. Водночас зазначені обсяги безпосередньо впливають на прогнозування потреби ПУП у закупівлі електричної енергії на сегментах оптового ринку та, відповідно, на величину небалансів, що підлягають врегулюванню на балансуєчому ринку.

За таких обставин зміна правил функціонування балансуєчого ринку та механізмів ціноутворення на ньому матиме для ПУП значно більший фінансовий ефект, ніж для учасників ринку, які не мають аналогічних спеціальних обов'язків.

При цьому запропоновані зміни не враховують належним чином зазначеної специфіки діяльності ПУП та не передбачають механізмів компенсації додаткових витрат, які можуть виникнути внаслідок їх реалізації.

З огляду на викладене, ТОВ «ЗАКАРПАТТЯЕНЕРГОЗБУТ» просить перенести розгляд проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» у запропонованій редакції до завершення дії воєнного стану в Україні, а після його

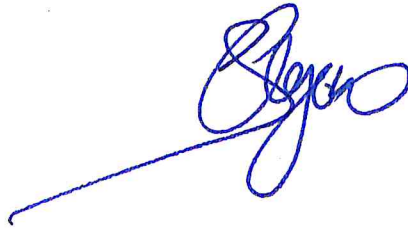


завершення — провести додаткову оцінку впливу запропонованих змін на діяльність постачальників універсальних послуг, зокрема на їх фінансову стійкість та здатність виконувати покладені спеціальні обов'язки.

Додатки:

1. Зауваження та пропозиції на 11 арк. в 1 прим.

Директор



Юрій ФЕДЬКО

Вик: Петрише І.І
0312 42 99 47



0 800 505960
0312 617 100
0 800 331833

tov@zez.tolk.ua
<https://zakarpatzbut.energy/>
<https://tolk.ua/>

ЗАУВАЖЕННЯ ТА ПРОПОЗИЦІЇ
до проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акта, –
постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуючу електричну енергію	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропоноване уточнення є технічним та пов'язане з порядком подання пропозицій на балансуючу електричну енергію. Товариство вважає доцільним зберегти чинну редакцію пункту 4.13 як системно пов'язану з відповідальністю учасників ринку та подальшими розрахунками за балансуючу електричну енергію.</i>
4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуючу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропонований механізм автоматичного створення пропозицій змінює порядок формування заявок на балансуючу електричну енергію. Для ПУП важливо зберегти чинну модель, оскільки ПУП не є постачальником послуг балансування, а його діяльність визначається спеціальними обов'язками та структурою портфеля побутових споживачів. Зміна механізму без окремої оцінки фінансових наслідків може створювати додаткові ризики для учасників ринку.</i>
4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуючу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами:	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропоноване уточнення порядку дій у разі системних обмежень безпосередньо пов'язане з диспетчерським управлінням та формуванням вартості балансувальної електричної енергії. В умовах воєнного стану системні обмеження та зміни режимів роботи енергосистеми мають підвищену непередбачуваність. Тому зміни такого механізму мають оцінюватися з урахуванням їх потенційного впливу на небаланси та фінансові результати учасників ринку.</i>

1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуючу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{upz,t}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{dnz,t}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуючу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{upz,t}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{dnz,t}$).		
4.13.2. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансуючу енергію від учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансуючому ринку на відповідний розрахунковий період.	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Зміна порядку автоматичного формування пропозицій та оплати електричної енергії за системних обмежень може змінювати економічні стимули та фінансові наслідки для учасників ринку. Для ПУП такі наслідки мають оцінюватися комплексно з урахуванням спеціальних обов'язків та обмежених можливостей оперативного управління обсягами споживання побутових споживачів.</i>
4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуючу електричну енергію	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Порядок перевірки та підтвердження пропозицій є складовою єдиного механізму функціонування</i>

		<i>балансуючого ринку. Його зміна без оцінки наслідків для формування фізичних графіків та небалансів може створювати додаткову невизначеність для учасників ринку. Пропонується зберегти чинну редакцію.</i>
4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуючу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, ураховуються такі дані стосовно запропонованих обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропонована редакція уточнює дані, що враховуються під час перевірки пропозицій для одиниць відпуску. Зміна параметрів перевірки має розглядатися разом з іншими змінами до алгоритму балансуючого ринку та їх впливом на формування небалансів. Окреме внесення таких змін без комплексної оцінки може ускладнити прогнозування фінансових наслідків.</i>
4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуючу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, ураховуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропонована редакція змінює перелік даних, що враховуються для одиниць відбору. Збереження чинної редакції дозволить уникнути зміни взаємопов'язаних алгоритмів балансуючого ринку без належної оцінки їх системного впливу, що особливо важливо в умовах нестабільності фактичного споживання та застосування графіків обмеження й аварійних відключень.</i>
4.16. Результати балансуючого ринку	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Зміни до складу результатів балансуючого ринку розширюють перелік показників, які формуються за результатами торгів. Товариство пропонує зберегти чинну редакцію до проведення комплексної оцінки взаємозв'язку цих показників із ціноутворенням на балансуючому ринку та визначенням ціни небалансу.</i>
Результати балансуючого ринку складаються з: 1) прийнятих заявок на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуючої електричної	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Доповнення складу результатів балансуючого ринку новими видами цін може впливати на формування вартості балансуючої електричної енергії та подальші розрахунки за небаланси. З огляду на потенційний фінансовий вплив на СББ необхідно зберегти чинну редакцію до проведення належної оцінки.</i>

енергії на розвантаження.		
4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Зміна порядку диспетчерської активації балансуючої електричної енергії має безпосередній зв'язок із режимом роботи ОЕС України та формуванням цін балансуючого ринку. В умовах воєнного стану системні обмеження та диспетчерські команди можуть істотно впливати на фактичне споживання. Пропонується зберегти чинну редакцію до оцінки фінансових наслідків.</i>
4.18.8. У будь-якій ОРЧ, ОСП має право активувати балансуючу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропонована зміна розширює можливість ОСП активувати балансуючу електричну енергію незалежно від стану системи. Такий механізм може впливати на обсяги та ціни балансуючої електричної енергії, а через них – на ціну небалансу. Для ПУП, які несуть фінансову відповідальність за небаланси споживачів, це створює додатковий фактор невизначеності.</i>
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуючому ринку	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропоновані зміни до глави 5.13 є ключовими для формування цін балансуючого ринку та мають безпосередній зв'язок із подальшим визначенням ціни небалансу. З огляду на істотний фінансовий вплив таких змін на СВБ та ПУП пропонується залишити чинну редакцію до проведення комплексної оцінки.</i>

5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансууючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансууючу електричну енергію, включаючи активацію балансууючої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансууючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{upz,rtu}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{upz,rtu}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів; 2) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{dnz,rtu}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропонована редакція змінює підходи до визначення маржинальних цін балансууючої електричної енергії залежно від стану системи. Такі зміни можуть змінювати вартість балансууючої енергії та фінансовий результат СВБ. За відсутності окремої оцінки впливу на ПУП пропонується зберегти чинну редакцію.</i>
--	---	---

заявки на балансуєчу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєчу електричну енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансуєчу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{dnz,rtu}$)) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів.		
--	--	--

5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження ($ABEupz,rtu$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABEupz,rtu = \sum_{e \in Z} ABEupe,z,rtu$, де $ABEupe,z,rtu$ – активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABEupe,z,rtu = \sum AB upe,z,rtu$, де $AB upe,z,rtu$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуючу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на розвантаження $ABEdnz,rtu$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABEdnz,rtu = \sum_{e \in Z} ABE dne,z,rtu$, де $ABE dne,z,rtu$ – активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропонований механізм визначення дефіциту, профіциту або збалансованості зони враховує, зокрема, примусове зменшення відбору електричної енергії. В умовах воєнного стану такі обсяги можуть істотно змінюватися через застосування аварійних, погодинних та інших графіків відключень. Це безпосередньо впливає на величину небалансів ПУП, тому алгоритм доцільно Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.</i>
--	---	--

балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABEd_{nz,rtu} = \sum AB dne_{z,rtu}$, де $AB dne_{z,rtu}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансування ринку заявки на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.		
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = [P_{івняння}]$ де $MPup_{z,rtu}$ – маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABEup_{z,rtu}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	Запропонована редакція пункту 5.13.3 змінює порядок визначення ціни небалансу залежно від дефіциту, профіциту або збалансованості системи. Саме цей механізм безпосередньо визначає фінансовий результат розрахунків СВБ за небаланси. За розрахунками ТОВ «ЗАКАРПАТТЯЕНЕРГОЗБУТ» застосування запропонованого механізму призводить до істотного збільшення витрат на врегулювання небалансів.

значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на завантаження ($MP_{upz,rtu}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t}$

$= [Рівняння]$

де $MP_{dnz,rtu}$

— маржинальна ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu , грн/МВт·год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуєної електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{dnz,rtu}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження ($MP_{dnz,rtu}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t}$

5

де $PDAM_{z,t}$

— ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо

торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.		
5.13.4. На балансуєчому ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{dnz,t}$ — ціна балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуєчу електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєчу електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуєчу електричну енергію на розвантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{dnz,t}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{upz,t}$ — ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження або усі активовані	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	Зміни до пункту 5.13.4 уточнюють ціни, що використовуються на балансуєчому ринку. Такі ціни є складовою механізму розрахунків та можуть впливати на фінансові наслідки небалансів. З огляду на спеціальні обов'язки ПУП та необхідність передбачуваності їх витрат пропонується зберегти чинну редакцію.

пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на завантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{upz,t}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.		
5.14. Оплата балансуєуючої електричної енергії	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Зміни до глави 5.14 впливають на порядок оплати активованої балансуєуючої електричної енергії. Зміна цін та механізмів їх формування може мати опосередкований вплив на ціну небалансу та фінансові зобов'язання СББ. Пропонується залишити чинну редакцію.</i>
5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансуєуючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування є в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{upz,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ MSP_{dnz,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ де $MSP_{upz,t}$ – маржинальна ціна балансуєуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуєуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуєуючої електричної енергії на	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропонована редакція пункту 5.14.5 змінює підхід до нарахування/списання коштів за активовану балансуєуючу електричну енергію залежно від стану системи. Зміна такого механізму може впливати на ціни, що використовуються для подальших розрахунків за небаланси. Враховуючи потенційний фінансовий ефект, пропонується залишити чинну редакцію.</i>

завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{upz,t} = \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{upe,z,rtu}) \cdot MP_{upz,rtu})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{upe,z,rtu}}$$

.

Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{upz,rtu}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{upz,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{upz,rtu}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

$MSP_{dnz,t}$

– маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{dnz,t} = \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{dne,z,rtu}) \cdot MP_{dnz,rtu})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{dne,z,rtu}}$$

.

Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуючої електричної енергії на розвантаження ([Рівняння] протягом

розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{dnz,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{dnz,rtu}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.		
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Зміни до глави 5.16 безпосередньо стосуються отримання ціни небалансу для розрахунків за небаланс електричної енергії. Оскільки саме ці розрахунки формують фінансові зобов'язання СВБ, зміна механізму має безпосередній вплив на електропостачальників, у тому числі ПУП. Пропонується залишити чинну редакцію.</i>
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP^{+z,t}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{dnz,t}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP^{-z,t}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP_{upz,t}$) за цей розрахунковий період.	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропонована редакція пункту 5.16.2 змінює порядок фінансового врегулювання небалансів СВБ. Для ПУП це має істотний фінансовий вплив, оскільки обсяги небалансів залежать, зокрема, від непрогнозованого споживання побутових споживачів та обсягів електроенергії, придбаної у приватних домогосподарств. Пропонується залишити чинну редакцію.</i>
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Зміни до глави 5.17 безпосередньо стосуються списання або нарахування коштів за небаланси електричної енергії та тому мають прямий фінансовий вплив на СВБ. Відповідні зміни не можуть розглядатися лише як технічне вдосконалення балансуючого ринку та потребують окремої оцінки впливу на постачальників. Пропонується залишити чинну редакцію.</i>

5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQb_{z,t} \cdot (IMSP + z, t) \cdot (1 - K_{im}), & \text{якщо } IEQb_{z,t} > 0 \\ IEQb_{z,t} \cdot (IMSP - z, t) \cdot (1 + K_{im}), & \text{якщо } IEQb_{z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQb_{z,t} = 0 \end{cases}$ де $K_{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропонована редакція пункту 5.17.2 змінює формулу списання/нарахування коштів за небаланс для СВБ. За розрахунками ТОВ «ЗАКАРПАТТЯЕНЕРГОЗБУТ» це призводить до збільшення витрат на врегулювання небалансів: у лютому 2026 року – у 2,76 раза, у березні – у 2,04 раза, у квітні – у 1,45 раза. Пропонується залишити чинну редакцію пункту 5.17.2.</i>
Х. Прикінцеві та перехідні положення	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Прикінцеві та перехідні положення визначають умови застосування нових правил. Оскільки запропоновані зміни мають потенційний істотний фінансовий вплив на ПУП, доцільно не змінювати чинні перехідні положення до проведення повної оцінки наслідків для СВБ та ПУП.</i>
10.9. Для виробників електричної енергії, крім мікро-, міні-, малих гідроелектростанцій та електричних станцій, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, та імпортерів у кожному розрахунковому періоді доби постачання гранична нижня межа обов'язкової заявки щодо продажу електричної енергії на РДН становить 10 відсотків від сумарного обсягу відпуску електричної енергії в цьому розрахунковому періоді такими учасниками ринку (без урахування обсягу відпуску/відбору електричної енергії, здійсненого на виконання диспетчерських команд). ОСП забезпечує щоденну перевірку дотримання учасниками ринку вимоги цього абзацу та повідомляє Регулятору про випадки її порушення учасниками ринку. Зазначена вимога застосовується окремо для кожної	Залишити без змін чинну редакцію Правил ринку.	<i>Запропонована вимога щодо мінімального обсягу обов'язкової заявки на РДН та обмеження ціни заявок на балансуєчу електричну енергію змінює умови участі відповідних учасників ринку. Такі зміни можуть впливати на формування цін балансуєчого ринку та, опосередковано, на ціну небалансу. З огляду на системний характер запропонованих змін пропонується залишити чинну редакцію.</i>

~~торгової зони, визначеної ОСП відповідно до цих Правил та погодженої Регулятором.~~

До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) учасники ринку у своїх заявках на балансуючу електричну енергію зобов'язані вказувати ціну не більше 115 % від встановленого обмеження ціни на РДН на цей розрахунковий період.

~~У разі подання ППБ пропозицій на балансуючу електричну енергію із ціною, що перебуває поза наведеним діапазоном, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком.~~

Директор ТОВ “ЗАКАРПАТТЯЕНЕРГОЗБУТ”

Юрій ФЕДЬКО

“17” серпня 2026 року



ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "ЧЕРКАСИ ЕНЕРГОЗБУТ"

вул. Благовісна, 166, м. Черкаси, Черкаська обл., 18002, Україна, тел.: (0472) 31-66-31
веб-сайт: www.energozbut.ck.ua, e-mail: energozbut.ck@gmail.com, код ЄДРПОУ 42474208

**Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

03057, м. Київ,
вул. Сім'ї Бродських, 19
plakhuta@nerc.gov.ua
box@nerc.gov.ua

Відповідно до Порядку проведення відкритого обговорення проєктів рішень НКРЕКП, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2017р. №866, надаємо зауваження та пропозиції до проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акту – постанови НКРЕКП від 14.03.2018 року №307 «Про затвердження Правил ринку», оприлюднення якого схвалено на засіданні НКРЕКП від 03.08.2026 та оприлюднено на сайті НКРЕКП 04.08.2026.

Просимо врахувати пропозиції ТОВ «Черкасиенергозбут» під час підготовки остаточної редакції зазначеного проєкту.

Додаток – на 15 арк. в 1 прим.

Директор

Руслан САМОЙЛЕНКО

Оніщенко Анна 0472-316563



UB
ТОВ "ЧЕРКАСИ ЕНЕРГОЗБУТ"
№3787-1/04В-2026 від 17.08.2026
КЕП: Самойленко Р. Ю. 17.08.2026 13:11
3FAA9288358EC0030400000063722D006611E500

№34794/1-26 від 17.08.2026

Зауваження та пропозиції до проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акту – постанови НКРЕКП від 14.03.2018 року №307 «Про затвердження Правил ринку»

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Проект рішення в цілому оприлюднення якого схвалено на засіданні НКРЕКП від 03.08.2026 та оприлюднено на сайті НКРЕКП 04.08.2026	Залишити в чинній редакції від 11 червня 2026 року	<i>Запропонований проєкт рішення «Про затвердження Змін до Правил ринку який розроблено відповідно до пропозицій ПрАТ «НЕК «УКРЕНЕРГО», передбачає вдосконалення механізмів ціноутворення на балансуєчому ринку, наслідків надання диспетчерських команд щодо зміни обсягу відпуску/відбору одиницями надання послуг з балансування, щодо яких відсутні пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію, та відміни встановленої Правилами ринку граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» задля подальшого забезпечення функціонування єдиного сполучення ринків «на добу наперед».</i> <i>Частиною сьомою статті 62 Закону України № 2019-VIII «Про ринок електричної енергії» визначено, що умови виконання спеціальних обов'язків мають забезпечувати покриття економічно обґрунтованих витрат учасника ринку, які виникають у зв'язку з їх виконанням.</i> <i>Впровадження даного механізму ціноутворення на балансуєчому ринку призведе до зростання ціни небалансу електричної енергії, а це в свою чергу вплине на ціну універсальної послуги, для розрахунку якої використовується коефіцієнт, що враховує граничне відносне відхилення цін небалансів електричної енергії від цін електричної енергії</i>

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
		на ринку «на добу наперед» та становить - 0,3 відносних одиниці, відповідно до Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 року № 1177 «Про затвердження Порядку формування цін на універсальні послуги». Тобто діюча редакція постанови НКРЕКП від 05.10.2018 року № 1177 «Про затвердження Порядку формування цін на універсальні послуги» не передбачає належного механізму компенсації витрат постачальника універсальних послуг, пов'язаних із оплатою небалансів, у разі прийняття змін до Правил Ринку у запропонованій редакції. За відсутності відповідного механізму такі витрати фактично покладаються на ПУП та безпосередньо впливають на фінансовий результат його діяльності з постачання електричної енергії побутовим і малим непобутовим споживачам. Як наслідок, можуть виникати значні збитки, зростає ризик погіршення платоспроможності постачальника та зменшується обсяг його обігових коштів, необхідних для належного функціонування на ринку електричної енергії. Зростання витрат може поставити під загрозу можливість належного та безперервного виконання ПУП покладених на нього спеціальних обов'язків, зокрема щодо забезпечення постачання електричної енергії визначеним категоріям споживачів. З огляду на це, прийняття запропонованих змін може мати не лише фінансові наслідки для постачальника, а й створювати передумови

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
		для виникнення соціальної напруженості на території провадження його ліцензованої діяльності. Крім того, запропоновані зміни до Правил ринку призведуть до негативних наслідків не лише для постачальників універсальних послуг, а й операторів систем розподілу, оскільки в затверджених тарифах не враховано прогнозоване збільшення ціни небалансів та, відповідно, витрат на оплату небалансів. Також матимуть місце негативні наслідки для постачальників електричної енергії за вільними цінами, оскільки збільшення ціни небалансів призведе до підняття собівартості електричної енергії, яка купується для постачання споживачам, що фінансуються з Державного/місцевого бюджетів. Та відповідно постачальники або понесуть великі збитки, або вимушені будуть відмовлятися від постачання електричної енергії таким споживачам в зв'язку з наявними законодавчими обмеженнями в частині можливостей збільшення ціни договору. В свою чергу споживачі, що фінансуються з Державного/місцевого мають затверджені кошториси на оплату за спожиту електричну енергію (в т.ч. послуги з розподілу електричної енергії) на 2026 рік, внесення змін в які, в частині збільшення витрат, не є можливим.
4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію	4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію	<i>Наведено вище</i>
4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі	4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР)	<i>Наведено вище</i>

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	
4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання	4.13.2. У такому випадку система управління ринком повинна автоматично створити пропозиції на балансуєчу електричну енергію (що маркуються як створені системою управління ринком) для кожного відповідного ППБ і для кожного розрахункового періоду із зазначенням ціни та обсягу пропозиції, розрахованих таким чином: 1) якщо одиниця надання послуг з балансування є одиницею відпуску, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій (на завантаження) чи найвищій (на розвантаження) ціні для такого самого розрахункового періоду та тієї самої одиниці відпуску за останні 7 днів для обох напрямів балансуєчої електричної енергії; 2) якщо ППБ є диспетчеризованим навантаженням з прийнятими пропозиціями резерву, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій ціні для того самого розрахункового періоду за останні 7 днів останньої схваленої пропозиції на балансуєчу електричну енергію (поданій на той самий розрахунковий період попереднього торгового дня); 3) обсяг пропозиції повинен відповідати обсягу, зазначеному цим ППБ у заявленій характеристиці; 4) якщо ППБ є генеруючою одиницею ВДЕ, система управління ринком створює пропозиції на балансуєчу електричну енергію для таких генеруючих одиниць, якщо існує зобов'язання для такої одиниці подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію через замовлені в неї резерви.	<i>Наведено вище</i>

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$).		
4.13.2. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансуєчу енергію від учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансуєчому ринку на відповідний розрахунковий період.	4.13.3. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансуєчу енергію від учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансуєчому ринку на відповідний розрахунковий період.	<i>Наведено вище</i>

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуєчу електричну енергію	4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуєчу електричну енергію	<i>Наведено вище</i>
4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, ураховуються такі дані стосовно пропонованих обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, ураховуються такі дані стосовно пропонованих обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	<i>Наведено вище</i>
4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, ураховуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, ураховуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	<i>Наведено вище</i>
4.16. Результати балансуєчого ринку	4.16. Результати балансуєчого ринку	<i>Наведено вище</i>
Результати балансуєчого ринку складаються з: 1) прийнятих заявок на балансуєчу електричну енергію на	Результати балансуєчого ринку складаються з: 1) прийнятих пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи;	<i>Наведено вище</i>

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження.	2) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження; 4) цін балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі; 5) цін балансуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі.	
4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень	4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень	<i>Наведено вище</i>
4.18.8. У будь-якій ОРЧ, ОСП має право активувати балансуючу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.	4.18.8. Незалежно від того, чи система в дефіциті або профіциті в інтервалі ОРЧ, ОСП може активувати балансуючу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.	<i>Наведено вище</i>
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуючому ринку	5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуючому ринку	<i>Наведено вище</i>
5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуючу електричну енергію, включаючи активацію балансуючої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх	5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуючу електричну енергію, включаючи активацію балансуючої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх остаточних повідомлень про фізичний відбір/відпуск (у МВт·год). Основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ як: 1) за наявності дефіциту в зоні системи - найбільша ціна	

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансууючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржиальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржиальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів; 2) маржиальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна	активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження. Ця ціна є маржиальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{upz,rtu}$) . Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження або всі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то маржиальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{upz,rtu}$) за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, у яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) за наявності профіциту в зоні системи - найменша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на розвантаження. Ця ціна є маржиальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{dnz,rtu}$). Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на розвантаження або всі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то маржиальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{dnz,rtu}$) за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, у яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 3) якщо зона системи є збалансованою (не перебуває в дефіциті або в профіциті) - ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН за відповідний розрахунковий	

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів.	період або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні 30 днів. Ця ціна є маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження та маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження.	
5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансууюча електрична енергія на завантаження ($ABE_{z,rtu}^{up}$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансууюча	5.13.2. Наявність дефіциту, профіциту або збалансованості зони системи визначається таким чином: 1) для ОРЧ: якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) > ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) < ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) = ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою, де $ABE_{z,rtu}^{up}$ – активована балансууюча електрична енергія	<i>Наведено вище</i>

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, $MBt \cdot год$, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, $MBt \cdot год$. Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu, $MBt \cdot год$, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, $MBt \cdot год$, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на	на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, $MBt \cdot год$, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована балансуєча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, $MBt \cdot год$, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку пропозиції на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, $MBt \cdot год$. Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуєчу енергію на завантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку; $REC_{z,rtu}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за ОРЧ rtu, $MBt \cdot год$, що розраховується за формулою $REC_{z,rtu} = \frac{REC_{z,t}}{4},$ де $REC_{z,t}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за розрахунковий період t, $MBt \cdot год$, який визначається відповідним оператором системи у межах власної мережі для кожного розрахункового періоду t торгового дня d та надається ним до ОСП (у ролі АР) до 13:00 $d + 1$ за формою та в порядку, що визначені та оприлюднені відповідним оператором системи;	

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
балансуючу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.	$ABE_{z,rtu}^{dn}$ – активована балансуюча електрична енергія на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована балансуюча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку пропозиції на балансуючу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуючу енергію на розвантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку; 2) для розрахункового періоду: якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) > \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) < \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) = \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою.	
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб:	5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то	<i>Наведено вище</i>

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєної електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєної електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуєної електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєної електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєної електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуєної електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right $ де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуєної електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу	Обґрунтування

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
$\text{IMSP}_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (\text{ABE}_{z,rtu}^{\text{dn}} \cdot \text{MP}_{z,rtu}^{\text{dn}})}{\sum_{rtu \in t} \text{ABE}_{z,rtu}^{\text{dn}}} \right$ де $\text{MP}_{z,rtu}^{\text{dn}}$ – маржинальна ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуєної електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження $(\sum_{rtu \in t} \text{ABE}_{z,rtu}^{\text{dn}})$ протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії $(\text{IMSP}_{z,t})$ дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження $(\text{MP}_{z,rtu}^{\text{dn}})$ усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $\text{IMSP}_{z,t} = \text{PDAM}_{z,t},$ де $\text{PDAM}_{z,t}$ – ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z	для врегулювання небалансів електричної енергії $(\text{IMSP}_{z,t})$ дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження $(\text{MP}_{z,rtu}^{\text{dn}})$ усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $\text{IMSP}_{z,t} = \text{PDAM}_{z,t},$ де $\text{PDAM}_{z,t}$ – ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись – середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	<i>Обґрунтування</i>

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.		
5.13.4. На балансуєчому ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{dn}$ — ціна балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуєчу електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєчу електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуєчу електричну енергію на розвантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження	5.13.4. На балансуєчому ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{dn}$ — ціна балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуєчу електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєчу електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуєчу електричну енергію на розвантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{up}$ — ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t.	<i>Наведено вище</i>

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{up}$ — ціна балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.	Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.	
5.14. Оплата балансууючої електричної енергії	5.14. Оплата балансууючої електричної енергії	Наведено вище

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
	5.14.5. У кожній торговій зоні величина нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування, за кожен розрахунковий період обчислюється з урахуванням стану системи, визначеного відповідно до глави 5.13 цього розділу, у такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансуєчу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -LABEO_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z, отримана з маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження за кожен ОРЧ та активованих обсягів балансуєчої електричної енергії на завантаження за кожен ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{up} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right ;$ До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії на	Обґрунтування Наведено вище

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
	завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період розраховується за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} LABEO_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою	

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
	$MSP_{z,t}^{dn} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right ;$ До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуєної електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження ($MSP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 3) якщо зона системи є збалансованою впродовж розрахункового періоду, то нарахування та списання коштів за активовану балансуєну електричну енергію на завантаження та розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною купівлі-продажу електричної енергії на РДН за розрахунковий період ($PDAM_{z,t}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$	
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	<i>Наведено вище</i>
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб:	5.16.2. Ціна небалансу електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансуєної електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t, що розрахована відповідно до	<i>Наведено вище</i>

Редакція проекту рішення НКРЕКП 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП пункту 5.13.3 глави 5.13 цього розділу в залежності від того, чи перебуває система в дефіциті, профіциті або збалансована.	<i>Обґрунтування</i>
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії 5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії 5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t визначається за формулою $CIEQ_{b,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot \min(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0, \\ IEQ_{b,z,t} \cdot \max(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0, \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0, \end{cases}$ де $PDAM_{z,t}$ - визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год; $K^{im} = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{b,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напрямку небалансу електричної енергії системи.	<i>Наведено вище</i>
Х. Прикінцеві та перехідні положення	Х. Прикінцеві та перехідні положення	<i>Наведено вище</i>

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
10.9. Для виробників електричної енергії, крім мікро-, міні-, малих гідроелектростанцій та електричних станцій, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, та імпортерів у кожному розрахунковому періоді доби постачання гранична нижня межа обов'язкової заявки щодо продажу електричної енергії на РДН становить 10 відсотків від сумарного обсягу відпуску електричної енергії в цьому розрахунковому періоді такими учасниками ринку (без урахування обсягу відпуску/відбору електричної енергії, здійсненого на виконання диспетчерських команд). ОСП забезпечує щоденну перевірку дотримання учасниками ринку вимоги цього абзацу та повідомляє Регулятору про випадки її порушення учасниками ринку. Зазначена вимога застосовується окремо для кожної торгової зони, визначеної ОСП відповідно до цих Правил та погодженої Регулятором. До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) учасники ринку у своїх заявках на балансуючу електричну енергію	10.9. Для виробників електричної енергії, крім мікро-, міні-, малих гідроелектростанцій та електричних станцій, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, та імпортерів у кожному розрахунковому періоді доби постачання гранична нижня межа обов'язкової заявки щодо продажу електричної енергії на РДН становить 10 відсотків від сумарного обсягу відпуску електричної енергії в цьому розрахунковому періоді такими учасниками ринку (без урахування обсягу відпуску/відбору електричної енергії, здійсненого на виконання диспетчерських команд). ОСП забезпечує щоденну перевірку дотримання учасниками ринку вимоги цього абзацу та повідомляє Регулятору про випадки її порушення учасниками ринку. Зазначена вимога застосовується окремо для кожної торгової зони, визначеної ОСП відповідно до цих Правил та погодженої Регулятором. До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) учасники ринку у своїх заявках на балансуючу електричну енергію зобов'язані вказувати ціну не більше 115 % від встановленого обмеження ціни на РДН на цей розрахунковий період. У разі подання ППБ пропозицій на балансуючу електричну енергію із ціною, що перебуває поза наведеним діапазоном, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком.	<i>Збереження чинних перехідних положень є необхідним для збереження ліквідності на РДН та дотримання принципу юридичної визначеності.</i>

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
зобов'язані вказувати ціну не більше 115 % від встановленого обмеження ціни на РДН на цей розрахунковий період. У разі подання ППБ пропозицій на балансуєуючу електричну енергію із ціною, що перебуває поза наведеним діапазоном, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком.		

Директор _____ Руслан САМОЙЛЕНКО



ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
«МИКОЛАЇВСЬКА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ»
(ТОВ «МИКОЛАЇВСЬКА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ»)

вул. Погранична, 39/1, м. Миколаїв, 54055
IBAN UA413071230000026008010620435 в АТ «ВСТ БАНК», ЄДРПОУ 42129888
телефон: (0512) 77 60 40, e-mail: kanc@elektropostach.mk.ua, web: elektropostach.mk.ua,
колл-центр: 0 800 201 001, e-mail: callcentre@elektropostach.mk.ua

№ _____

На № _____

Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг
plakhuta@nerc.gov.ua
box@nerc.gov.ua

Відповідно до оприлюдненого на офіційному вебсайті НКРЕКП, з метою отримання зауважень та пропозицій до проєкту постанови «Про затвердження Змін до Правил ринку» (далі – Проєкт постанови), яким передбачається внесення змін до Правил ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307, зокрема в частині вдосконалення механізмів ціноутворення на балансуєчому ринку та скасування граничної нижньої межі обов'язкового продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед», ТОВ «МИКОЛАЇВСЬКА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ» надає свої зауваження та пропозиції до Проєкту постанови.

Додаток:

1. Додаток 1 -на 6 арк. в 1 прим.

Директор

Сергій ЩЕРБАКОВ

Вікторія ЗЕЙНАЛОВА
(0512) 77-63-27



42129888 - ТОВ
"МИКОЛАЇВСЬКА
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНА
КОМПАНІЯ"
№01-08/6530/01-19/26 від
17.08.2026
КЕП (Підписання):
Щербаков С. П.
3FAA9288358EC0030400
0000F8013600261ED800

№34730/1-26 від 17.08.2026

**Пропозиції ТОВ «Миколаївська електропостачальна компанія» до проекту постанови НКРЕКП
«Про затвердження Правил ринку», затвердженого
постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року №307**

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
<i>Постанова НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177 «Про затвердження Порядку формування цін на універсальні послуги»</i>		
4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період (MSP_{z,t up}); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період (MSP_{z,t dn}); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період (MSP_{z,t up}); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною	залишити в чинній редакції від 11.06.2026	<i>Запровадження запропонованого проектом змін механізму визначення маржинальних цін балансуєчої електричної енергії може призвести до суттєвого зростання вартості балансуєчої електричної енергії та, як наслідок, вартості небалансів електричної енергії, що безпосередньо впливатиме на витрати учасників ринку та рівень цін на електричну енергію для кінцевих споживачів.</i> <i>Одним із суттєвих недоліків запропонованого механізму є відсутність врахування фактичного стану збалансованості електроенергетичної системи при визначенні маржинальної ціни балансуєчої електричної енергії. Чинна редакція пункту 5.13.1 Правил ринку передбачає диференційований підхід до формування ціни залежно від фактичного стану системи, зокрема наявності дефіциту або профіциту електричної енергії. Такий підхід дозволяє враховувати реальну потребу електроенергетичної системи у збільшенні або зменшенні обсягів виробництва/відбору електричної енергії та забезпечує формування ціни з урахуванням фактичних умов її функціонування.</i> <i>Натомість запропонована редакція пункту 5.13.1 фактично визначає маржинальну ціну залежно від активованих заявок на балансуєчу електричну енергію без належного врахування того, в якому стані перебуває електроенергетична система — дефіциту чи профіциту.</i>

ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період (MSPz,t dn).» У зв'язку з цим пункт 4.13.3 вважати пунктом 4.13.2 у пунктах 4.14.4 та 4.14.6 глави 4.14 слова та абревіатуру «або створених автоматично СУР» виключити; 2 3) пункти 4 та 5 глави 4.16 виключити; пункт 4.18.8 глави 4.18 викласти в такій редакції: «4.18.8. У будь-якій ОРЧ, ОСП має право активувати балансууючу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.». у главі 5.13: пункти 5.13.1 та 5.13.2 викласти в такій редакції: «5.13.1. Балансууючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансууючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансууючу електричну енергію, включаючи активацію балансууючої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансууючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu (MPz,rtu up) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну енергію на завантаження, або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження ацептовані як такі, що	залишити в чинній редакції від 11.06.2026 залишити в чинній редакції від 11.06.2026 залишити в чинній редакції від 11.06.2026	<i>За таких умов ціна окремої активованої заявки, зокрема заявки з високою ціною, може суттєво впливати на рівень маржинальної ціни балансууючої електричної енергії, незалежно від фактичної потреби системи у відповідному обсязі балансування. Це створює ризик формування ціни, яка не відображатиме фактичних умов функціонування електроенергетичної системи та поточної ситуації на ринку електричної енергії.</i> <i>Зазначене, у свою чергу, може спричинити суттєве зростання вартості небалансів електричної енергії. При цьому відповідно до Порядку формування цін на універсальні послуги, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1177, у формуванні ціни універсальної послуги приймає участь коефіцієнт k^{BP}, що враховує обсяг і вартість небалансів електричної енергії та дорівнює 0,03 відносних одиниці від обсягу споживання споживачів.</i> <i>У разі суттєвого зростання фактичної вартості небалансів внаслідок запровадження запропонованого механізму витрати постачальника універсальних послуг на їх врегулювання можуть значно перевищувати витрати, враховані при формуванні ціни універсальної послуги відповідно до встановленої формули. Така невідповідність між фактичними витратами та витратами, врахованими у ціні універсальної послуги, може призвести до виникнення значного дефіциту коштів у постачальника універсальних послуг та, як наслідок, створити ризики для належного виконання ним покладених спеціальних обов'язків щодо забезпечення постачання електричної енергії побутовим споживачам та малим непобутовим споживачам.</i> <i>Крім того, запропоновані зміни передбачають суттєве коригування періоду, за який враховуються історичні значення маржинальних цін балансууючої електричної енергії у разі відсутності активацій заявок. Чинною редакцією пункту 5.13.1 Правил ринку</i>
---	---	---

врегулюють системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MPz,rtu\ up$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів; 2) маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MPz,rtu\ dn$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуючу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуючу електричну енергію на розвантаження, або всі активовані заявки на балансуючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегулюють системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на 3 розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MPz,rtu\ dn$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів. 5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження ($ABEz,rtu\ up$) в зоні z за ОРЧ rtu, $MBT\cdot год$, розраховується за формулою $ABEz,rtu\ up = \sum ABEe,z,rtu\ up\ e \in Z$, де $ABEe,z,rtu\ up$ – активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, $MBT\cdot год$, що розраховується за формулою $ABEe,z,rtu\ up = \sum AB\ e,z,rtu\ up$, де $ABe,z,rtu\ up$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуючу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, $MBT\cdot год$. Активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на розвантаження $ABEz,rtudn$ в зоні z за ОРЧ rtu, $MBT\cdot год$, розраховується за формулою $ABEz,rtu\ dn = \sum ABEe,z,rtudn\ e \in Z$, де $ABEe,z,rtu\ dn$ – активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку	залишити в чинній редакції від 11.06.2026	<i>передбачено використання середнього арифметичного значення останніх маржинальних цін за аналогічні ОРЧ відповідного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів. Зміна зазначеного періоду без належного економічного та ринкового обґрунтування може суттєво вплинути на рівень розрахованої маржинальної ціни та не забезпечити її відповідності актуальним умовам функціонування електроенергетичної системи.</i> <i>Таким чином, запропоновані зміни можуть призвести до одночасного підвищення волатильності та вартості балансуючої електричної енергії, зростання вартості небалансів та збільшення фактичних витрат постачальників універсальних послуг, які не в повному обсязі враховуватимуться при формуванні ціни універсальної послуги. Це створює ризик виникнення дефіциту коштів, необхідних для належного виконання постачальниками універсальних послуг своїх спеціальних обов'язків.</i> <i>Враховуючи викладене, Товариство вважає недоцільним запровадження запропонованого механізму визначення маржинальних цін балансуючої електричної енергії. Чинна редакція пункту 5.13.1 Правил ринку забезпечує більш комплексне врахування результатів активації заявок, фактичного стану збалансованості електроенергетичної системи, цінової ситуації на ринку «на добу наперед» та історичних значень маржинальних цін. Особливої актуальності зазначений підхід набуває в умовах воєнного стану, коли виникнення небалансів може бути зумовлене обставинами, що не залежать від постачальника, зокрема застосуванням графіків та аварійних відключень, блекаутами, пошкодженням енергетичної інфраструктури та іншими надзвичайними обставинами.</i>
--	--	---

балансуюча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОПЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu\ dn} = \sum AB\ e_{,z,rtu\ dn}$, де $AB\ e_{,z,rtu\ dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуючу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОПЧ rtu, МВт·год.»; пункти 5.13.3 та 5.13.4 виключити 5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування е у торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ\ e_{,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t\ up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t\ dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$ де $MSP_{z,t\ up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОПЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОПЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t\ up} = \left \sum_{e \in Z} \left(\sum_{rtu \in t} ABE_{e,z,rtu\ up} \right) \cdot MP_{z,rtu\ up} \right / \sum_{e \in Z} \sum_{rtu \in t} ABE_{e,z,rtu\ up}$. Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu\ up}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t\ up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu\ up}$) усіх ОПЧ цього розрахункового періоду; $MSP_{z,t\ dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОПЧ та активованих обсягів	залишити в чинній редакції від 11.06.2026	<i>Наведено вище</i>
---	---	-----------------------------

$$MSP_{z,t}^{dn} = \left| \sum_{e \in Z} \left(\sum_{rtu \in t} ABEE_{z,rtu}^{dn} \right) \cdot MP_{z,rtu}^{dn} \right| \sum_{rtu \in t} \sum_{e \in Z_{rtu}^{dn}} ABEE_{z,rtu}^{dn}.$$

Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансуєного ринку балансуєної електричної енергії на розвантаження ($\sum_{ABEz,rtu\ dn} rtu\epsilon t$ протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуєної електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSPz,t\ dn$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєної електричної енергії на розвантаження ($MPz,rtu\ dn$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду.»

5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні з за розрахунковий період t визнаються у такий спосіб:

1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t+}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t\text{ dn}}$) за цей розрахунковий період;

2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t-}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t up}$) за цей розрахунковий період.»;

4) пункт 5.17.2 глави 5.17 викласти в такій редакції:

«5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b в торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою 5 CIEQ e,z,t = {IEQb,z,t · (IMSPz,t+) · (1 – Kim), якщо IEQb,z,t > 0

$$IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t-}) \cdot (1 + Kim), \text{ якщо } IEQ_{b,z,t} < 0$$

0, якщо $IEQ_{b,z,t} = 0$, де $Kim = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу.

Позитивне значення CIEQ_{e,z,t} означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).».

У пункті 10.9 розділу X:

1) абзаци перший та другий виключити.

У зв'язку з цим абзаци третій та четвертий вважати відповідно абзацами

першим та другим;

2) абзац другий виключити.

залишити в чинній редакції від 11.06.2026

Наведено више

залишити в чинній редакції від 11.06.2026

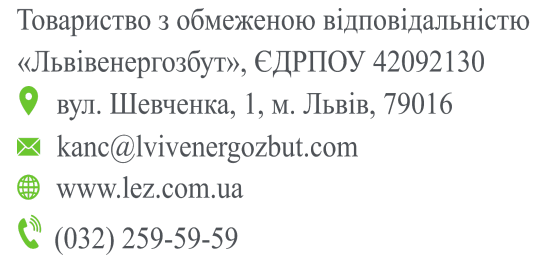
Наведено вище

--	--	--

"17" 08.2026 року

(підпис)

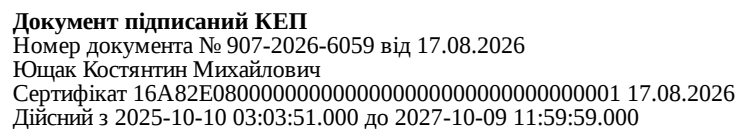
Сергій ЩЕРБАКОВ
(прізвище, ім'я та по батькові)



НКРЕКП
box@nerc.gov.ua
03057, м. Київ, вул. Сім'ї Бродських, 19
plakhuta@nerc.gov.ua

ТОВ «Львівенергозбут» надає зауваження/пропозиції (додаються до листа) до оприлюдненого НКРЕКП проекту, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку».

Костянтин ЮЩАК



№34713/1-26 від 17.08.2026

Зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Проект постанова «Про затвердження Змін до Правил ринку»		
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.	2. Ця постанова набирає чинності з 01.01.2027р.	Проектом постанови передбачається механізм визначення цін на балансуємому ринку. Такий механізм передбачає суттєве зростання витрат на оплату небалансів і як наслідок призведе до зростання ціни електричної енергії. У випадку застосування запропонованих змін з дня, наступного за днем оприлюднення постанови на офіційному вебсайті НКРЕКП це призведе до суттєвих негативних наслідків, а саме: - збільшення навантаження на державний/місцеві бюджети та пошук ними додаткових фінансових ресурсів. Таке навантаження буде спричинене збільшенням витрат установами, які фінансуються з державного та місцевого бюджетів (надалі – установи) на оплату за спожиту електричну енергію. Слід зазначити, що такі установи вже мають затверджені кошториси на оплату за спожиту електричну енергію на 2026р. Зміни у кошторисах є нереальними або ж будуть вимагати додаткових шляхів пошуку фінансових ресурсів. - масова відмова постачальниками у постачанні електричної енергії установам за договорами укладеними за результатами відкритих торгів згідно норм ЗУ «Про публічні закупівлі». Відмови будуть спричинені наявними законодавчими

		обмеженнями в частині можливостей збільшення ціни договору. - відсутності можливості покриття витрат на оплату небалансів ПУП. Такий ріст витрат не передбачений на сьогодні Порядком формування цін на універсальні послуги (затвердженого Постановою НКРЕКП від 05.10.2018р. № 1177). - ріст витрат на оплату небалансів не врахований в тарифах ОСР. Набрання чинності даної постанови з 01.01.2027р. надасть можливість: - уникнути колапсу щодо розриву договорів на постачання електричної енергії з установами, які фінансуються з державного та місцевого бюджетів. - державним та місцевим бюджетам врахувати зростання цін на електричну енергію. - врахувати НКРЕКП ріст витрат на оплату небалансів та внести зміни у Порядок формування цін на універсальні послуги, а також врахувати в тарифах ОСР
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії		
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ в у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ в у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою	Оскільки з формули списання/нарахування за небаланс виключено ціну РДН PDAM, яка при певних напрямках системи зменшувала таке списання/нарахування за небаланс для СВБ, пропонуємо змінити коефіцієнт ціни небалансу на понижувальний.

$CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	$CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,15$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	
---	---	--

17.08.2026р.

_____/Костянтин ЮЩАК/



ПРИКАРПАТ
ЕНЕРГО-ТРЕЙД

**Товариство з обмеженою
відповідальністю «Прикарпатенерготрейд»**

вул. Надрічна, 4 - Б

м. Івано-Франківськ, 76019

тел. (0342) 58 63 90

info@pret.com.ua

www.pret.com.ua

ЄДРПОУ 42129720

№ _____ дата _____

Голові НКРЕКП

Руслану СЛОБОДЯНУ

вул. Сім'ї Бродських, 19

м. Київ

03057

Надіслано E-mail:

box@nerc.gov.ua

plakhuta@nerc.gov.ua

Шановний Руслане Олександровичу!

ТОВ «Прикарпатенерготрейд» на виконання Порядку проведення відкритого обговорення проєктів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2017 №866 (із змінами і доповненнями), надає пропозиції до проєкту, що має ознаки регуляторного акту - постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил Ринку», оприлюдненого 04.08.2026.

Радо долучимось до фахового обговорення запропонованих змін.

Висловлюючи впевненість у плідній співпраці, сподіваємось на врахування наших пропозицій.

Додаток – Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту, «Про затвердження Змін до Правил ринку» на 1 арк. 1 в прим.

З повагою

Виконавчий директор

Володимир СМОЛІЙ

Павло КОЧКОДАН
(0342) 58 64 22



Підписав: Смолій Володимир Васильович
Сертифікат: 514B5C86A1E5DA11040000007675C0135979505
Дійсний: з 08.04.2026 12:31:54 по 08.04.2027 12:31:54



№ 2929

17.08.2026

№34782/1 17.08.2026

**Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту,
«Про затвердження Змін до Правил ринку»**

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
<i>Постанова «Про затвердження Змін до Правил ринку»</i>		
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП.	2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП 01.01.2027.	Запропонована проєктом постанови зміна механізму ціноутворення на балансуєчому ринку призведе до суттєвого збільшення витрат на врегулювання небалансів. У зв'язку з цим застосування таких змін протягом 2026 року, без одночасного приведення у відповідність пов'язаних механізмів тарифо- та ціноутворення, створює такі ризики: 1. виникнення невідшкодованих витрат для ПУП у зв'язку зі зміною вартості небалансів до моменту відповідного коригування Порядку формування цін на універсальні послуги № 1177. Необхідність узгодження зазначених механізмів підтверджується, зокрема, оприлюдненням НКРЕКП у липні 2026 року окремого проєкту змін до Порядку № 1177. 2. виникнення додаткових витрат на врегулювання небалансів, які не були враховані при формуванні та затвердженні тарифів ОСР на 2026 рік. 3. збитковості за договорами, укладеними за результатами відкритих торгів, оскільки збільшення витрат на небаланси, яке виникне після укладення договорів, не завжди може бути компенсоване відповідним збільшенням ціни договору. Крім того, під час громадського обговорення змін до механізму функціонування балансуєчого ринку НЕК «Укренерго» пропонувала механізм компенсації відповідних витрат учасників ринку

		иляхом їх реєстрації як постачальників послуг з балансування (ППБ). До моменту нормативного врегулювання та практичного запровадження такого механізму відсутній гарантований механізм компенсації додаткових витрат. Отже для усіх учасників ринку через такі суттєві зміни без можливості їх врахування у цінах, тарифах та договорах закупівлі виникнуть значні фінансові збитки. Тому пропонуємо щоб дані зміни набули чинності з 01.01.2027. Це дозволить забезпечити їх комплексне та синхронне впровадження з запровадженням механізму компенсації; уникнути виникнення неврахованих витрат протягом поточного року та забезпечити передбачуваність умов функціонування ринку електричної енергії.
--	--	--

«_17_» серпня 2026 року

_____/Володимир СМОЛІЙ



“Астроінвест-Енерджі”

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ

Юридична адреса: Україна, 38100, Полтавська обл., м. Зіньків, вул. Героїв України, 5А, кв. 2

Поштова адреса: Україна, 36022, м. Полтава, вул. Миру, 3, Тел. 8 (0532) 64-18-80

р/р UA473006140000026000500649152 в АТ «Креді Агріколь Банк», м. Київ, МФО 300614
код ЄДРПОУ 35193237, Індивідуальний податковий номер 351932316112

Вих. № 200

від «17» серпня 2026 року

Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг
вул. Сім'ї Бродських, 19, м. Київ, 03057
plakhuta@nerc.gov.ua
box@nerc.gov.ua

*Зауваження та пропозиції до проекту
рішення НКРЕКП, що має ознаки
регуляторного акта – постанови НКРЕКП
«Про затвердження Змін до Правил ринку»*

Товариство з обмеженою відповідальністю «Астроінвест-Енерджі» (код ЄДРПОУ 35193237) (надалі – Товариство) є господарським товариством з іноземним капіталом, основним видом діяльності якого є виробництво електроенергії на базі газопоршневих генераторних установок.

Розглянувши оприлюднений на офіційному вебсайті НКРЕКП проект постанови «Про затвердження Змін до Правил ринку», надаємо свої пропозиції і зауваження до нього (у вкладенні).

Додаток: Зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку».

**З повагою,
Директор**

Ю.В. Буцаков

Контактна особа:

Ірина Пишняк

Тел.: 066 570 1897 /

email: iryna.pyshniak@cadoganpetroleum.com

Limited Liability Company "Astroinvest-Energy"

Legal Address: Ukraine, 38100, Poltava Region, Zinkiv, Heroes of Ukraine str., 5A, apt. 2

Postal Address: Ukraine, 36022, Poltava, Myru str. 3. Tel.: +380 (532) 64-18-80

a/n UA473006140000026000500649152 at JSC «Credit Agricole Bank», Kyiv, MFO 300614,

Code EDRPOU 35193237, Individual Tax Code 351932316112

Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію	4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію	4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію
4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію:	4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами: 1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію:	<i>Проєктом змін виключається чинна норма пункту 4.13.1 Правил ринку, відповідно до якої неподання пропозиції на балансуєчу електричну енергію було самостійною підставою для нарахування плати за невідповідність.</i> <i>Водночас запропонована редакція не визначає наявності чи відсутності правових та фінансових наслідків неподання заявки на окремий розрахунковий період.</i> <i>Відсутність такої визначеності може призвести до неоднозначного тлумачення Правил ринку та спорів між ОСП і учасниками балансуєчого ринку.</i> <i>Запропоноване уточнення спрямоване на забезпечення принципу правової визначеності та однозначне встановлення того, що відповідальність може наставати виключно у випадках, прямо передбачених Правилами ринку.</i>

для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$). Відсутнє.	для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$). При цьому неподання ППБ пропозиції на балансуєну електричну енергію на окремий розрахунковий період саме по собі не є підставою для нарахування плати за невідповідність, застосування інших фінансових санкцій або виникнення інших негативних фінансових наслідків, якщо щодо відповідної одиниці надання послуг з балансування у такому розрахунковому періоді не здійснювалася активація балансуєної електричної енергії за командою диспетчера.	
---	--	--



ЄвроТрейдЕнерджи

Код ЄДРПОУ: 42819343

Україна, 02121, м. Київ, Харківське шосе, буд. 201-203, корпус (літера 2-а), нп № 4

+38 (050) 605 10 09

@info@evroenergo.com

Вих. № 958-08-2026/Д/В
від 17.08.2026

Національній комісії, що здійснює державне
регулювання у сферах енергетики та
комунальних послуг

plakhuta@nerc.gov.ua; box@nerc.gov.ua

Копія: Міністерству фінансів України

*Щодо зауважень і пропозицій до проекту постанови
НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»*

ТОВ «ЄВРО ТРЕЙД ЕНЕРДЖІ», як електропостачальник та учасник ринку електричної енергії, подає зауваження і пропозиції до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку», оприлюдненого 04 серпня 2026 року, для врахування під час відкритого обговорення та до закінчення встановленого Регулятором строку подання пропозицій 17 серпня 2026 року включно.

Товариство підтримує розвиток конкурентного балансуючого ринку, маржинальне ціноутворення та подальшу інтеграцію українського ринку електричної енергії з ринком Європейського Союзу. Водночас запропонований алгоритм у нинішній редакції не може бути прийнятий, оскільки він істотно збільшує вартість небалансів, переносить кінцевий економічний тягар на споживачів, у тому числі бюджетні установи, та не супроводжується належною кількісною оцінкою наслідків, перехідними запобіжниками й синхронними змінами до закупівельного законодавства.

Проект не змінює закріплену законом конструкцію відповідальності постачальника, але змінює формули, за якими Правила ринку визначають маржинальні ціни балансуючої енергії та ціни позитивного і негативного небалансів. Запропонована редакція пункту 5.13.1 проекту постанови передбачає, що маржинальна ціна на завантаження визначатиметься за найбільшою ціною активованої заявки, а маржинальна ціна на розвантаження – за найменшою ціною активованої заявки незалежно від дефіцитного чи профіцитного стану системи. За відсутності відповідних активацій застосовуватиметься середнє значення останніх маржинальних цін за аналогічні розрахункові періоди попередніх 30 торгових днів.

За новою редакцією пункту 5.16.2 проекту постанови ціна позитивного небалансу дорівнюватиме маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження (MSPdown), а ціна негативного небалансу – маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження (MSPup). Одночасно зберігається коефіцієнт ціни небалансу 0,05: вартість позитивного небалансу

зменшується на 5 %, а вартість негативного небалансу збільшується на 5 %. Унаслідок цього ціна РДН перестас виконувати центральну захисну функцію в алгоритмі ціноутворення небалансів.

Економічний результат цієї конструкції є однозначним:

- позитивне відхилення споживчого портфеля оцінюватиметься за нижчою маржинальною ціною розвантаження, а негативне – за вищою маржинальною ціною завантаження;

- п'ятивідсоткове коригування додатково посилюватиме асиметрію. Для поставальників бюджетних установ це особливо несприятливо, оскільки погодинний профіль споживання неможливо спрогнозувати з абсолютною точністю, а відхилення в умовах аварійних і спеціальних відключень або диспетчерських обмежень часто не залежать від якості прогнозування. Ширший розрив між MSPup і MSPdown прямо збільшить вартість утримання портфеля та ціну ризику.

Відповідно до статті 70 Закону України «Про ринок електричної енергії» безпосередні розрахунки за небаланси з оператором системи передачі здійснює сторона, відповідальна за баланс, а саме: електропостачальник, якщо він самостійно виконує функції СВБ, або інша СВБ, якій постачальник передав фінансову відповідальність. Споживач, який купує електричну енергію за договором постачання, не здійснює таких розрахунків безпосередньо з НЕК «Укренерго». Проте юридичний платник перед ОСП і кінцеве джерело фінансування не є тотожними. **Витрати на врегулювання небалансів є складовою собівартості постачання та включаються до ціни електричної енергії для кінцевого споживача.** Для бюджетного сектору це означає збільшення очікуваної вартості закупівлі, необхідних бюджетних асигнувань і фактичних касових видатків.

Якщо поставальник не врахує нову вартість небалансів у ціні, договір стане збитковим уже під час виконання. Ринковою відповіддю буде **підвищення тендерної надбавки**, скорочення кількості конкурентних пропозицій, зменшення строку фіксації ціни або дострокове припинення економічно збиткових договорів. У кожному з цих випадків негативний наслідок повертається до бюджетного замовника. Поставальники включають до тендерної ціни не лише математично очікувану вартість небалансів, а й премію за волатильність, фінансові гарантії, касові розриви та можливі цінові піки.

Для визначення повнорічного бюджетного ефекту Товариство застосувало помісячні результати власного моделювання на погодинному профілі 100 споживачів-бюджетників із використанням маржинальних цін активованої балансуєної енергії НЕК «Укренерго» та обсягів закупівель бюджетного сектору через Prozorro у 2025 році. Загальний обсяг за даними проаналізованої вибірки становить 11 596 211 170 кВт*год (результати наведено в таблиці 1).

Таблиця 1. Моделювання додаткових витрат бюджетного сектору на даних 2025 року

Місяць 2025 року	Закуплено через Prozorro, кВт*год	Збільшення питомої вартості НБ, грн/кВт*год без ПДВ	Додаткові витрати, млн грн без ПДВ
Січень	1 372 027 000	0,035	48,0
Лютий	481 292 000	0,01852	8,9
Березень	278 090 000	0,0885	24,6
Квітень	406 644 000	0,15556	63,3
Травень	260 884 000	0,13375	34,9
Червень	204 558 000	0,13555	27,7
Липень	213 046 000	0,04	8,5
Серпень	237 272 000	0,0869	20,6

Місяць 2025 року	Закуплено через Prozorro, кВт*год	Збільшення питомої вартості НБ, грн/кВт*год без ПДВ	Додаткові витрати, млн грн без ПДВ
Вересень	924 636 000	0,1594	147,4
Жовтень	382 579 000	0,06187	23,7
Листопад	2 092 833 000	0,1837	384,5
Грудень	4 742 351 000	0,1853	878,8
РАЗОМ	11 596 211 170	0,144084	1 670,8

Застосування запропонованого алгоритму до відібраного обсягу закупівель 2025 року призвело б до додаткових витрат у сумі **1 670,8 млн грн без ПДВ (2 005,0 млн грн з ПДВ)**. За умови співставного річного обсягу та структури закупівель у 2027 році видатки державного і місцевих бюджетів на електричну енергію збільшаться **щонайменше на 2 005,0 млн грн з ПДВ**. Саме цю суму необхідно додатково передбачити під час формування бюджетних асигнувань на 2027 рік **як мінімальну потребу, спричинену прийняттям проектного алгоритму**.

Розподіл додаткових витрат є нерівномірним: лише листопад і грудень формують близько 1 263,2 млн грн без ПДВ, або 75,6 % річної суми, а на грудень припадає 878,8 млн грн без ПДВ. **Це підтверджує, що нова модель створюватиме не рівномірну надбавку, а значні цінові шоки в періоди найбільшої асиметрії між MSPup і MSPdown, що ускладнює планування асигнувань і виконання договорів бюджетних установ.**

Крім того здійснено аналогічне моделювання за січень-липень 2026 року (Таблиця 2).

Таблиця 2. Моделювання вартості небалансів за січень-липень 2026 року

Місяць 2026 року	Закуплено через Prozorro, кВт*год	Вартість НБ за проектом, грн/кВт*год без ПДВ	Додаткові витрати, млн грн без ПДВ
Січень	1 425 036 758	0,06856	15,1
Лютий	1 503 870 055	0,07438	15,9
Березень	1 422 902 979	0,289409	243,0
Квітень	217 327 492	0,15444	22,7
Травень	272 052 474	0,07038	6,9
Червень	150 298 855	0,08265	4,7
Липень	136 121 290	0,09672	6,6
РАЗОМ	5 127 609 903	0,13645	315,0

За досліджений період повна змодельована вартість небалансів за проектним алгоритмом становить 699,7 млн грн без ПДВ проти 384,7 млн грн за чинним порядком. Додаткові витрати становлять 315,0 млн грн без ПДВ (378,0 млн грн з ПДВ), а **середньозважене зростання – 81,9 %**. Це не середнє арифметичне помісячних відсотків, а співвідношення сукупної різниці 315,0 млн грн до відновленої чинної бази 384,7 млн гривень.

Окреме моделювання ГС «Енергетичний Союз», виконане на інших портфелях споживачів і наведене в листі ГС «Енергетичний Союз» від 07.08.2026 № 71, показало зростання **загальних витрат на небаланси на 85 %**. Відмінність помісячних значень пояснюється різними профілями споживання, однак обидва незалежні розрахунки підтверджують однаковий напрям і значний

масштаб фінансового ефекту. Розрахунки ГС «Енергетичний Союз» не підмінюють власну модель Товариства, а використовуються лише як незалежне підтвердження результату.

Наведені оцінки є мінімальною нижньою межею. Для моделювання використано маржинальні ціни активованої балансуєної енергії, сформовані НЕК «Укренерго» за чинним порядком. Проєкт змінює не лише формулу ціни небалансу, а й механізм формування самих маржинальних цін. Після набрання чинності новою моделлю маржинальні ціни та цінова асиметрія між MSPup і MSPdown зростуть, тому історичний ціновий ряд не відображає повного ефекту, а **фактичні додаткові витрати бюджетного сектору у 2027 році перевищать 2 005,0 млн грн з ПДВ** за співставного обсягу закупівель. Додаткове включення постачальниками резервів на волатильність, гарантії та касові розриви ще більше підвищить тендерну ціну.

В аналізі регуляторного впливу щодо обраної «Альтернативи 2» НКРЕКП зазначила, що **витрати для держави, громадян і суб'єктів господарювання «відсутні», а дія акта не передбачає видатків з державного та місцевих бюджетів.** Такий висновок є фактично помилковим, методологічно неспроможним і підлягає вилученню з аналізу регуляторного впливу. НКРЕКП не провела погодинного ретроспективного порівняння чинної та нової формул, не оцінила збільшення собівартості постачальників, потребу у фінансовому забезпеченні й касових розривах, не дослідила вплив на конкуренцію у Prozorro та проігнорувала неминуче перенесення витрат у кінцеву ціну електричної енергії. Наведене нами моделювання та результати ГС «Енергетичний Союз» прямо спростовують задекларовану відсутність витрат.

Маржинальне ціноутворення та відображення вартості енергії в реальному часі відповідають європейській ринковій логіці. Стаття 6 Регламенту (ЄС) 2019/943 передбачає маржинальне ціноутворення балансуєної енергії та врегулювання небалансів за ціною, що відображає вартість енергії в реальному часі. Однак у європейських моделях така відповідальність функціонує разом із ліквідним внутрішньодобовим ринком, своєчасним доступом до оперативних даних і дієвими інструментами коригування позиції. Із Регламенту не випливає обов'язок України застосувати саме формулу «позитивний небаланс = MSPdown, негативний небаланс = MSPup» окремо від решти необхідної інфраструктури та запобіжників.

За поточних умов негайне запровадження запропонованого алгоритму є недоцільним. Він посилює фінансову відповідальність СВБ, але не дає постачальникам співмірних можливостей впливати на аварійні відключення, диспетчерські обмеження та інші системні причини відхилень. Економічним результатом стане не усунення таких відхилень, а **перенесення їх вартості на кінцевих споживачів.** Водночас підвищена волатильність може витіснити з торгів постачальників із меншим обсягом капіталу, послабити конкуренцію та збільшити ризикову надбавку в тендерних пропозиціях.

Запровадження нової методики повинно відбуватися лише одночасно зі змінами до законодавства у сфері публічних закупівель. Інакше постачальник нестиме збільшену регуляторно зумовлену собівартість, але не матиме належної правової підстави відобразити її у ціні вже укладеного договору. Методичні рекомендації Мінекономіки, затверджені наказом від 07.05.2024 № 11712, передбачають включення до ціни вартості закупівлі електричної енергії, тарифів та послуг постачальника. Сформована за результатами аукціону маржа здебільшого залишається незмінною, а чинні механізми коригування орієнтовані переважно на середньозважену ціну РДН і регульовані тарифи. Окремої змінної складової, яка відображала б фактичну вартість урегулювання небалансів, закупівельна модель не передбачає.

На практиці маржа постачальника на рівні до 10 % нерідко сприймається замовниками, контролюючими та правоохоронними органами як граничний орієнтир прийнятного цінового резерву. Після запровадження змін такого резерву в окремих розрахункових періодах буде

недостатньо для покриття небалансів, фінансових гарантій, касових розривів та інших обов'язкових витрат. Водночас більша нерозшифрована надбавка **створює ризик аудиторських претензій, звинувачень у завищенні ціни, завданні збитків бюджету або антиконкурентних узгоджених дій, а також порушення кримінальних проваджень щодо постачальників, які фактично лише включили до ціни об'єктивно необхідну складову собівартості.**

Для усунення цієї колізії у Законі України «Про публічні закупівлі», Особливостях, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 12.10.2022 № 1178, та методичних рекомендаціях Мінекономіки необхідно:

- визначити вартість небалансів самостійною змінною складовою ціни, відокремленою від незмінної комерційної маржі постачальника;
- передбачити автоматичне коригування цієї складової за визначеною договором формулою на підставі офіційних погодинних даних НЕК «Укренерго» та даних комерційного обліку;
- дозволити пропорційне коригування ціни за одиницю й загальної суми договору в межах затверджених асигнувань;
- установити, що таке коригування не є завищенням ціни, збитками бюджету чи доказом узгоджених дій за умови незмінності власної комерційної маржі постачальника.

У зв'язку з викладеним просимо НКРЕКП:

1. Не приймати в оприлюдненій редакції зміни до пунктів 5.13.1, 5.16.2 і 5.17.2 Правил ринку та не виключати пункти 5.13.3 і 5.13.4 до завершення повного кількісного аналізу;
2. Повернути відповідний блок проєкту на доопрацювання із залученням постачальників, балансуючих груп і представників бюджетних замовників;
3. Спільно з НЕК «Укренерго» оприлюднити відтворюване погодинне моделювання щонайменше за 12 повних місяців із розподілом за типами СВБ, окремою оцінкою бюджетних портфелів і визначенням типового, несприятливого та максимально несприятливого рівнів витрат;
4. Переробити аналіз регуляторного впливу, включивши кількісну оцінку витрат суб'єктів господарювання, кінцевих споживачів, державного й місцевих бюджетів, фінансових гарантій, касових розривів і впливу на конкуренцію у Prozorro;
5. Передбачити перехідний період, регулярний моніторинг та автоматичний перегляд алгоритму в разі перевищення визначеного порогу;
6. Окремо врегулювати небаланси, спричинені документально підтвердженими аварійними чи спеціальними відключеннями, диспетчерськими обмеженнями й іншими системними обставинами;
7. Одночасно забезпечити постачальникам доступ до оперативних даних комерційного обліку, прогнозів обмежень та інструментів внутрішньодобового коригування позиції.

Крім того НКРЕКП та НЕК «Укренерго» необхідно ініціювати й забезпечити узгоджене внесення змін до енергетичного законодавства, якими прямо визначити, що постачальник або інша сторона, відповідальна за баланс, здійснює врегулювання небалансів перед оператором системи передачі, тоді як **остаточний фінансовий тягар витрат**, спричинених відхиленням фактичного погодинного споживання від заявленого графіка, **покладається на відповідного споживача** та компенсується ним постачальнику як окрема змінна складова ціни електричної енергії. Одночасно НКРЕКП має ініціювати зазначені вище зміни до закупівельного законодавства та передбачити, що новий алгоритм набирає чинності лише після їх прийняття і не раніше ніж через три місяці після оприлюднення остаточної методики та тестових розрахунків.

Просимо Міністерство фінансів України надати власну оцінку прямого й непрямого фінансового впливу запропонованої моделі на державний та місцеві бюджети, підтримати відтермінування її запровадження до завершення кількісного моделювання і нормативного врегулювання механізму зміни ціни договорів, а також врахувати під час формування бюджетних

показників на 2027 рік мінімальну додаткову потребу в сумі 2 005,0 млн грн з ПДВ для співставного з 2025 роком обсягу закупівель.

Зауваження і пропозиції у формі, передбаченій додатком 1 до Порядку проведення відкритого обговорення проєктів рішень НКРЕКП, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2017 № 866, додаються.

Директор



Олександр КУДИМ

ЗАУВАЖЕННЯ ТА ПРОПОЗИЦІЇ ДО ПРОЄКТУ РІШЕННЯ НКРЕКП, ЩО МАЄ ОЗНАКИ РЕГУЛЯТОРНОГО АКТА

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Проект змін, пункт 5.13.1: «У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансуючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP(z, rtu)^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуючу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуючу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансуючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP(z, rtu)^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів; 2) маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP(z, rtu)^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого	Не приймати пункт 5.13.1 у запропонованій редакції. До завершення кількісного моделювання залишити чинну логіку визначення маржинальних цін з урахуванням стану системи та ролі ціни РДН як резервного орієнтира. Після моделювання винести нову редакцію на повторне обговорення.	Нова редакція формує дві маржинальні ціни незалежно від дефіцитного чи профіцитного стану системи та вилучає ціну РДН із відповідної логіки. Для споживчого портфеля це розширює різницю між вартістю негативного і позитивного небалансу та збільшує собівартість постачання.

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
ринку заявки на балансуючу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуючу електричну енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансуючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP(z, rtu)^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів».		
Проект змін, підпункт 1 пункту 2: «пункти 5.13.3 та 5.13.4 виключити;»	Не виключати пункти 5.13.3 та 5.13.4 до оприлюднення погодинного порівняльного розрахунку чинного і проєктного алгоритмів щонайменше за 12 повних місяців та оцінки впливу на кожну основну категорію СББ.	Виключення чинних правил визначення ціни небалансу за станом системи є сутнісною, а не технічною зміною. Її наслідки не оцінено в аналізі регуляторного впливу та не зіставлено з альтернативними моделями.
Проект змін, пункт 5.16.2: «5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP(z, t)^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP(z, t)^{dn}$) за цей розрахунковий період;	Залишити пункт 5.16.2 у чинній редакції до завершення моделювання та запровадження запобіжників. У доопрацьованому проєкті передбачити перехідний ціновий коридор або інший обмежувальний механізм, що не допускати різкого	Пряме ототожнення позитивного небалансу з MSP^{down}, а негативного — з MSP^{up} одночасно з вилученням захисної прив'язки до РДН системно знижує компенсацію позитивного відхилення та збільшує

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
2) ціна негативного небалансу ($IMSP(z, t)^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуєної енергії на завантаження ($MSP(z, t)^{up}$) за цей розрахунковий період».	регуляторно зумовленого зростання вартості небалансів.	плату за негативне. Результат переноситься до кінцевої ціни постачання.
Проект змін, пункт 5.17.2: «5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою: $CIEQ(e, z, t) = IEQ(b, z, t) \cdot IMSP(z, t)^+ \cdot (1 - K^{im}), \text{ якщо } IEQ(b, z, t) > 0;$ $CIEQ(e, z, t) = IEQ(b, z, t) \cdot IMSP(z, t)^- \cdot (1 + K^{im}), \text{ якщо } IEQ(b, z, t) < 0;$ $CIEQ(e, z, t) = 0, \text{ якщо } IEQ(b, z, t) = 0,$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ(e, z, t)$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР)».	Застосування коефіцієнта 0,05 разом із новою асиметричною базою відкласти на перехідний період. Остаточне значення коефіцієнта та умови його застосування визначити за результатами 12-місячного моделювання і відкритого тестування.	Збереження 5-відсоткового зменшення для позитивного та збільшення для негативного небалансу додатково посилює різницю, яка вже виникає через застосування MSP_{down} і MSP_{up}.
Проект постанови, пункт 2: «Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг». Супровідний аналіз впливу, Альтернатива 2, графа «Витрати»: «Відсутні».	Визнати аналіз регуляторного впливу неповним та доопрацювати його до прийняття рішення. Додати кількісну оцінку прямих і непрямих витрат учасників ринку, кінцевих споживачів, державного та місцевих бюджетів, а також оцінку впливу на конкуренцію у Prozorro.	Відсутність прямого платежу бюджету НЕК «Укренерго» не означає відсутності бюджетного ефекту. Витрати СВБ є складовою собівартості постачання та включаються до тендерної ціни. Наше моделювання на обсягах закупівель 2025 року визначає мінімальні додаткові

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
		видатки на рівні 1 670,8 млн грн без ПДВ, або 2 005,0 млн грн з ПДВ, а розрахунок ГС «Енергетичний Союз» на іншому портфелі також прямо спростовує твердження про відсутність витрат.
Проект постанови, пункт 2: «Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг».	Доповнити постанову положенням, за яким новий алгоритм набирає чинності лише після нормативного запровадження окремої змінної складової вартості небалансів у договорах про закупівлю електричної енергії та не раніше ніж через три місяці після оприлюднення остаточної методики.	Чинна закупівельна модель здебільшого фіксує торговельну надбавку і не дає достатньо чіткого механізму коригування договору саме через зміну вартості небалансів. Без синхронних змін постачальник опиняється між ризиком збиткового договору та ризиком претензій щодо завищення ціни.
Проект змін, пункт 4.18.8: «4.18.8. У будь-якій ОРЧ, ОСП має право активувати балансуєчу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів».	Доручити НЕК «Укренерго» розробити та подати на затвердження механізм ідентифікації та окремого врегулювання документально підтверджених системно зумовлених небалансів, які не перебувають під контролем постачальника або споживача.	Покладення повної вартості таких відхилень на споживчі портфелі не створює дієвого стимулу до кращого прогнозування, оскільки постачальник не має можливості впливати на відповідні причини. Воно лише переносить системний ризик у кінцеву ціну.

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Проєкт змін, пункт 5.17.2: «Позитивне значення $CIEQ(e, z, t)$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР)».	НКРЕКП у межах компетенції внести зміни до підзаконних актів, а також ініціювати законодавчі зміни, якими чітко розмежувати: СВБ здійснює розрахунки перед ОСП, а підтверджена вартість небалансів компенсується споживачем постачальнику як окрема змінна складова ціни. НЕК «Укренерго» як адміністратору Правил ринку подати відповідні пропозиції.	Нормативна прозорість усуває приховане включення регуляторного ризику до маржі, забезпечує порівнюваність тендерних пропозицій і прямо показує, що юридичний платник перед ОСП та кінцеве джерело фінансування витрат є різними особами.
Проєкт змін, пункт 5.16.2: «1) ціна позитивного небалансу ($IMSP(z, t)^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP(z, t)^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP(z, t)^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP(z, t)^{up}$) за цей розрахунковий період».	Передбачити щомісячне оприлюднення НКРЕКП і НЕК «Укренерго» відтворюваних показників: середньозваженої вартості позитивного і негативного небалансів, середньої додаткової вартості у грн/кВт·год, а також типового, несприятливого та максимально несприятливого рівнів витрат.	Без кількісних індикаторів неможливо своєчасно виявити перевищення прогнозованого навантаження, оцінити вплив на бюджети та запустити автоматичний перегляд алгоритму.

Директор



Олександр КУДИМ

**Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**
вул. Сім'ї Бродських 19, м. Київ, 03057

***Про надання зауважень та
пропозицій до проєкту регуляторного акта***

АТ «ЕКУ», керуючись «Порядком проведення відкритого обговорення проєктів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», затвердженим постановою НКРЕКП від 30.06.2017 № 866, надає на вашу адресу зауваження та пропозиції до проєкту постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг «Про затвердження Змін до Правил ринку», оприлюдненого на сайті НКРЕКП 04.08.2026 за посиланням: <https://www.nerc.gov.ua/news/opryliudniuietsia-proiekt-postanovy-shcho-maie-oznaky-rehuliatornoho-akta-zminy-do-pravyl-rynku>.

Додатки:

- зауваження та пропозиції до проєкту постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг «Про затвердження Змін до Правил ринку», в 1 прим.;
- копія довіреності на представника АТ «ЕКУ».

З повагою

**Представник АТ «ЕКУ»
за довіреністю**

Олександр ПРИЛІПОВ



№2223/26 від 17.08.2026
Підписано: ПРИЛІПОВ ОЛЕКСАНДР АРКАДІЙОВИЧ (Головний
юрисконсульт відділу регуляторного забезпечення)
Організація (установа): АТ "ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ УКРАЇНИ"
Сертифікат: 2DBD5940D955E12A040000002961060065752300
Дійсний з 03.12.2025 по 03.12.2026

**Зауваження та пропозиції учасника ринку –
АТ «ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ УКРАЇНИ» (код ЄДРПОУ 32984271)**

**до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до
Правил ринку»**

Чинна редакція Правил ринку	Редакція проєкту рішення	Редакція АТ «ЕКУ» та обґрунтування
4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію	4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуєчу електричну енергію	<i>Зауваження відсутні</i>
4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості АР) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.22 розділу V цих Правил.	<i>Зауваження відсутні</i>
4.13.2. У такому випадку система управління ринком повинна автоматично створити пропозиції на балансуєчу електричну енергію (що маркуються як створені системою управління ринком) для кожного відповідного ППБ і для кожного розрахункового періоду із зазначенням ціни та обсягу пропозиції, розрахованих таким чином: 1) якщо одиниця надання послуг з	4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами:	<i>Зауваження відсутні</i>

балансування є одиницею відпуску, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій (на завантаження) чи найвищій (на розвантаження) ціні для такого самого розрахункового періоду та тієї самої одиниці відпуску за останні 7 днів для обох напрямів балансуєної електричної енергії; 2) якщо ППБ є диспетчеризованим навантаженням з прийнятими пропозиціями резерву, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій ціні для того самого розрахункового періоду за останні 7 днів останньої схваленої пропозиції на балансуєну електричну енергію (поданій на той самий розрахунковий період попереднього торгового дня); 3) обсяг пропозиції повинен відповідати обсягу, зазначеному цим ППБ у заявленій характеристиці; 4) якщо ППБ є генеруючою одиницею ВДЕ, система управління ринком створює пропозиції на балансуєну електричну енергію для таких генеруючих одиниць, якщо існує зобов'язання для такої одиниці подавати пропозиції на балансуєну електричну енергію через замовлені в неї резерви.	1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєну електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$); 2) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил не зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєну електричну енергію: для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$); для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$).	
--	--	--

4.13.3. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансуючу енергію від учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансуючому ринку на відповідний розрахунковий період.	4.13.2. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансуючу енергію від учасника, обладнання якого підпадає під системні обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансуючому ринку на відповідний розрахунковий період.	<i>Зауваження відсутні</i>
4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуючу електричну енергію	4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуючу електричну енергію	<i>Зауваження відсутні</i>
4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуючу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, ураховуються такі дані стосовно запропонованих обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	4.14.4. Для перевірки пропозицій на балансуючу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, ураховуються такі дані стосовно запропонованих обсягів: 1) актуальні декларації про неготовність; 2) технічний максимум відпуску; 3) технічний мінімум відпуску; 4) графік виробництва.	<i>Зауваження відсутні</i>
4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуючу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, ураховуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	4.14.6. Для перевірки пропозицій на балансуючу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично СУР для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відбору, ураховуються такі дані відносно запропонованих обсягів: 1) максимальне робоче навантаження; 2) графік відбору.	<i>Зауваження відсутні</i>

4.16. Результати балансуючого ринку Результати балансуючого ринку складаються з: 1) прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження; 4) цін балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі; 5) цін балансуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі.	4.16. Результати балансуючого ринку Результати балансуючого ринку складаються з: 1) прийнятих заявок на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження.	<i>Залишити у чинній редакції</i> Обґрунтування: Запропонована концепція змін прибирає з п. 5.13.3 параметр $IMSP_{z,t}$, що впливає на розрахунок у п. 2.3.1 Максимальний обсяг продажу на РДН для СВБ. Відсутнє пояснення, який параметр буде використовуватися для цього розрахунку. У разі якщо це буде $IMSP_{z,t}^-$ (що логічно, враховуючи концепцію змін), то значно збільшується сума необхідної фінансової гарантії, що збільшує навантаження на учасників ринку. Для реалізації концепції, оптимізації фінансового навантаження на учасників ринку та мінімізації ризиків НЕК Укренерго пропонуємо одразу вносити зміни у п.2.3.1, використовуючи замість $IMSP_{z,t}$, значення $IMSP_{z,t}^-$, а замість $N_{gr} = 8$, значення $N_{gr} = 4$. Або можливо розглянути інші варіанти за яких необхідна ФГ залишиться на поточному рівні, при реалізації зазначеної концепції.
4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень 4.18.8. Незалежно від того, чи система в дефіциті або профіциті в інтервалі ОРЧ, ОСП може активувати балансуючу електричну енергію як на завантаження, так і	4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень 4.18.8. У будь-якій ОРЧ, ОСП має право активувати балансуючу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі	<i>Залишити у чинній редакції.</i> Обґрунтування аналогічне до п. 4.16

на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.	відповідно до вимог системи до резервів.	
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку	5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку	
5.13.1. Балансуєчий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуєчу електричну енергію, включаючи активацію балансуєчої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх остаточних повідомлень про фізичний відбір/відпуск (у МВт·год). Основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є: найбільша ціна активованої пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ —при наявності дефіциту в зоні системи у цій ОРЧ; середньоарифметичне значення останніх маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що	5.13.1. Балансуєчий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуєчу електричну енергію, включаючи активацію балансуєчої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансуєчу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансуєчу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за	<i>Залишити у чинній редакції.</i> Обґрунтування аналогічне до п. 4.16

наявні за попередні тридцять торгових днів - при наявності профіциту в зоні системи у цій ОРЧ, або якщо при наявності дефіциту в зоні системи у цій ОРЧ відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження, або всі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні;

~~ціна купівлі продажу електричної енергії на РДН за відповідний розрахунковий період або у разі, якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів якщо зона системи є збалансованою (не перебуває в дефіциті або в профіциті) у цій ОРЧ;~~

2) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є:

найменша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ - ~~при наявності профіциту в зоні системи у цій ОРЧ;~~

середньоарифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів - ~~при наявності дефіциту в зоні системи у цій ОРЧ, або якщо при наявності профіциту в зоні~~

ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів;

2) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів.

системи у цій ОРЧ відсутні активації пропозицій на балансуючу електричну енергію на розвантаження, або всі активовані пропозиції на балансуючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні; ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН за відповідний розрахунковий період або у разі, якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів — якщо зона системи є збалансованою (не перебуває в дефіциті або в профіциті) у цій ОРЧ.		
5.13.2. Наявність дефіциту, профіциту або збалансованості зони системи визначається таким чином: 1) для ОРЧ: якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) > ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) < ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) = ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою, де $ABE_{z,rtu}^{up}$ — активована балансуюча електрична енергія на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$	5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження ($ABE_{z,rtu}^{up}$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ — активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ — активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансуючу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні	<i>Залишити у чинній редакції.</i> Обґрунтування аналогічне до п. 4.16

де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована балансуєча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$$

де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку пропозиції на балансуєчу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год.

Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуєчу енергію на завантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку;

$REC_{z,rtu}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$REC_{z,rtu} = \frac{REC_{z,t}}{4},$$

де $REC_{z,t}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в

z за ОРЧ rtu , МВт·год.

Активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$$

де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$$

де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку заявки на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год.

зоні z за розрахунковий період t , МВт·год, який визначається відповідним оператором системи у межах власної мережі для кожного розрахункового періоду t торгового дня d та надається ним до ОСП (у ролі АР) до 13:00 $d + 1$ за формою та в порядку, що визначені та оприлюднені відповідним оператором системи;

$ABE_{z,rtu}^{dn}$ – активована балансуєча електрична енергія на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}$$

де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$$

де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку пропозиції на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год.

Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуєчу енергію на розвантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку;

2) для розрахункового періоду:

якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) > \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) < \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) = \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою.		
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії	5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження	<i>Залишити у чинній редакції.</i> Обґрунтування аналогічне до п. 4.16

на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right|$$

де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної

($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right|$$

де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи є збалансованою

енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$ де $PDAM_{z,t}$ – ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись – середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$ де $PDAM_{z,t}$ – ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись – середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	
5.13.4. На балансуєчому ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{dn}$ – ціна балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуєчу електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєчу електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуєчу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є	5.13.4. На балансуєчому ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{dn}$ – ціна балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуєчу електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєчу електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуєчу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$) за	<i>Залишити у чинній редакції.</i> Обґрунтування аналогічне до п. 4.16

середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{up}$ – ціна балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.	аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{up}$ – ціна балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.	
5.14. Оплата балансууючої електричної енергії	5.14. Оплата балансууючої електричної енергії	

5.14.5. У кожній торговій зоні величина нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування, за кожен розрахунковий період обчислюється з урахуванням стану системи, визначеного відповідно до глави 5.13 цього розділу, у такий спосіб:

1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансуєчу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$), тобто

$$CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -LABEO_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$$

де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні

5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування е в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою

$$CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}$$

де

$MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження за кожен ОРЧ та активований обсягів балансуєчої електричної енергії на завантаження за кожен ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{up} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right|.$$

Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансуєчого ринку балансуєчої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін

Залишити у чинній редакції.

Обґрунтування аналогічне до п. 4.16

z, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{up} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right|;$$

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в

балансируючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

$MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{dn} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right|.$$

Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.

профіцитній системі ($\text{LABEO}_{z,t}^{\text{up}}$), а списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період розраховується за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\text{MSP}_{z,t}^{\text{dn}}$), тобто

$$\text{CINSTQ}_{e,z,t} = \begin{cases} \text{LABEO}_{z,t}^{\text{up}} \cdot \text{INSTQ}_{e,z,t}, & \text{якщо } \text{INST}_{e,z,t} - \text{FPQ}_{e,z,t} \\ -\text{MSP}_{z,t}^{\text{dn}} \cdot \text{INSTQ}_{e,z,t}, & \text{якщо } \text{INST}_{e,z,t} - \text{FPQ}_{e,z,t} \end{cases}$$

де $\text{MSP}_{z,t}^{\text{dn}}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t , грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z , отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$\text{MSP}_{z,t}^{\text{dn}} = \left| \frac{\sum_{\text{rtu} \in t} (\sum_{e \in z} \text{ABE}_{e,z,\text{rtu}}^{\text{dn}}) \cdot \text{MP}_{z,\text{rtu}}^{\text{dn}}}{\sum_{\text{rtu} \in t} \sum_{e \in z} \text{ABE}_{e,z,\text{rtu}}^{\text{dn}}} \right|;$$

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому

періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MSP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 3) якщо зона системи є збалансованою впродовж розрахункового періоду, то нарахування та списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження та розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною купівлі-продажу електричної енергії на РДН за розрахунковий період ($PDAM_{z,t}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \\ -PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} \end{cases}$		
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	
5.16.2. Ціна небалансу електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансуючої електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t, що розрахована відповідно до пункту 5.13.3 глави 5.13 цього розділу в залежності	5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої	<i>Залишити у чинній редакції.</i> Обґрунтування аналогічне до п. 4.16

від того, чи перебуває система в дефіциті, профіциті або збалансована.	енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балануючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t визначається за формулою $CIEQ_{b,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot \min(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot \max(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0, \end{cases}$ де $PDAM_{z,t}$ - визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год; $K^{im} = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{b,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напрямку небалансу електричної енергії системи.	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^{+}) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^{-}) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	<i>Залишити у чинній редакції.</i> Обґрунтування аналогічне до п. 4.16.
Х. Прикінцеві та перехідні положення	Х. Прикінцеві та перехідні положення	
10.9. Для виробників електричної енергії, крім мікро-, міні-, малих гідроелектростанцій та електричних станцій, що виробляють	10.9. Для виробників електричної енергії, крім мікро-, міні-, малих гідроелектростанцій та електричних станцій, що виробляють електричну	Зауваження відсутні

електричну енергію з альтернативних джерел енергії, та імпортерів у кожному розрахунковому періоді доби постачання гранична нижня межа обов'язкової заявки щодо продажу електричної енергії на РДН становить 10 відсотків від сумарного обсягу відпуску електричної енергії в цьому розрахунковому періоді такими учасниками ринку (без урахування обсягу відпуску/відбору електричної енергії, здійсненого на виконання диспетчерських команд). ОСП забезпечує щодавню перевірку дотримання учасниками ринку вимоги цього абзацу та повідомляє Регулятору про випадки її порушення учасниками ринку.

Зазначена вимога застосовується окремо для кожної торгової зони, визначеної ОСП відповідно до цих Правил та погодженої Регулятором.

До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) учасники ринку у своїх заявках на балансуєчу електричну енергію зобов'язані вказувати ціну не більше 115 % від встановленого обмеження ціни на РДН на цей розрахунковий період.

У разі подання ППБ пропозицій на балансуєчу електричну енергію із ціною, що перебуває поза наведеним діапазоном, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком.

енергію з альтернативних джерел енергії, та імпортерів у кожному розрахунковому періоді доби постачання гранична нижня межа обов'язкової заявки щодо продажу електричної енергії на РДН становить 10 відсотків від сумарного обсягу відпуску електричної енергії в цьому розрахунковому періоді такими учасниками ринку (без урахування обсягу відпуску/відбору електричної енергії, здійсненого на виконання диспетчерських команд). ОСП забезпечує щодавню перевірку дотримання учасниками ринку вимоги цього абзацу та повідомляє Регулятору про випадки її порушення учасниками ринку.

Зазначена вимога застосовується окремо для кожної торгової зони, визначеної ОСП відповідно до цих Правил та погодженої Регулятором.

До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) учасники ринку у своїх заявках на балансуєчу електричну енергію зобов'язані вказувати ціну не більше 115 % від встановленого обмеження ціни на РДН на цей розрахунковий період.

У разі подання ППБ пропозицій на балансуєчу електричну енергію із ціною, що перебуває поза наведеним діапазоном, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком.



**ЧЕРКАСИ
ОБЛЕНЕРГО**

АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
«ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО»

Код ЄДРПОУ 22800735

вул. Гоголя, 285, м. Черкаси, Україна, 18002

+38(0472)36-02-69

e-mail: kanc@cherkasyoblenergo.com

www.cherkasyoblenergo.com

Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг
вул. Сім'ї Бродських, 19
м. Київ, Україна, 03057
E-mail: plakhuta@nerc.gov.ua
box@nerc.gov.ua

Щодо проєкту постанови
змін до Правил ринку

АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО» (далі – Товариство, ОСР, ідентифікаційний код 22800735) провадить свою господарську діяльність з розподілу електричної енергії на підставі ліцензії, виданої Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, відповідно до постанови від 16.11.2018 № 1447 (зі змінами)

Товариство уважно ознайомилось з оприлюдненим НЕК «Укренерго» проєктом постанови змін до Правил ринку щодо формування цін небалансів та балансуючої електричної енергії.

Запропонована проєктом постанови НКРЕКП модель змінює підхід до ціноутворення небалансів, встановлюючи пряму залежність їх вартості від маржинальних цін, сформованих на балансуючому ринку. Такий механізм фактично перекладає ризики, пов'язані з функціонуванням та ціноутворенням на балансуючому ринку, на сегмент врегулювання небалансів та його учасників. Відтак, на операторів систем розподілу, зокрема, покладається додаткове фінансове навантаження у вигляді витрат, не передбачених та не врахованих під час формування і затвердження структури тарифу, що створює ризик виникнення невідшкодованих витрат та погіршення фінансово-економічного стану підприємств в цілому.

Відсутність належного механізму компенсації таких витрат може призвести до виникнення у ОСР непередбачених фінансових ризиків, дефіциту обігових коштів та погіршення показників фінансової стійкості підприємств, що, у свою чергу, негативно вплине на їхню спроможність своєчасно виконувати фінансові та операційні зобов'язання.

Адже, незважаючи на складні та небезпечні умови роботи, оператор системи розподілу АТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО» докладає максимальних зусиль для безперервного виконання покладених на нього функцій із забезпечення споживачів електричною енергією, оперативного відновлення

пошкоджених електричних мереж та підтримання надійності й стабільності енергопостачання регіону.

Виходячи з викладеного, АТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО» надає свої пропозиції та зауваження до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, та просить врахувати їх під час доопрацювання проєкту змін, адже важливо акцентувати увагу на структурних та економічних показниках тарифів операторів систем розподілу, оскільки збільшення витрат на врегулювання небалансів без відповідного коригування тарифних параметрів фактично призводитиме до виникнення витрат, не забезпечених тарифними надходженнями. Такий підхід створює передумови для формування дефіциту фінансового ресурсу ОСР та може негативно вплинути на їх здатність забезпечувати належне виконання функцій з експлуатації, ремонту, відновлення та розвитку електричних мереж.

Додаток:

1. Зауваження та пропозиції АТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО» до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» на 10 арк. в 1 прим.

В. о. генерального директора

Роман БОНДАР

**Зауваження та пропозиції АТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО»
до ПРОЄКТУ рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження
Змін до Правил ринку»**

Редакція проєкту постанови НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту постанови	Обґрунтування
4.16. Результати балансуєчого ринку	4.16. Результати балансуєчого ринку	Впровадження запропонованого механізму ціноутворення на балансуєчому ринку може призвести до суттєвого зростання вартості небалансів електричної енергії, що, у свою чергу, створюватиме додаткове фінансове навантаження на підприємство та негативно впливатиме на його фінансово-економічний стан.
Результати балансуєчого ринку складаються з: 1) прийнятих заявок на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження.	Результати балансуєчого ринку складаються з: 1) прийнятих пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження; 4) цін балансуєчої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі; 5) цін балансуєчої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі.	При цьому рівень цін, що формуються на балансуєчому ринку та використовуються для визначення вартості небалансів, не відповідає економічним параметрам та ціновим показникам, врахованим під час формування чинної структури тарифу ОСР. Відтак, додаткові витрати, зумовлені зростанням вартості небалансів, не мають належного джерела компенсації в межах затвердженого тарифу, що може призвести до виникнення дефіциту фінансових ресурсів, погіршення платоспроможності підприємства та
4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень	4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень	
4.18.8. У будь-якій ОРЧ, ОСП має право активувати балансуєчу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.	4.18.8. Незалежно від того, чи система в дефіциті або профіциті в інтервалі ОРЧ, ОСП може активувати балансуєчу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.	
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку	5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуєчому ринку	

5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансууючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансууючу електричну енергію, включаючи активацію балансууючої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору. У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансууючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб: 1) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів; 2) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного	5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансууючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансууючу електричну енергію, включаючи активацію балансууючої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх остаточних повідомлень про фізичний відбір/відпуск (у МВт·год). Основані на ОРЧ маржинальні ціни балансууючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ як: 1) за наявності дефіциту в зоні системи - найбільша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження. Ця ціна є маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$). Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження або всі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, у яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) за наявності профіциту в зоні системи - найменша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на розвантаження. Ця ціна є маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$). Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на розвантаження або всі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) за аналогічні ОРЧ аналогічного	ускладнення належного виконання ним своїх зобов'язань.
---	--	---

розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів.	розрахункового періоду, у яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 3) якщо зона системи є збалансованою (не перебуває в дефіциті або в профіциті) - ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН за відповідний розрахунковий період або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні 30 днів. Ця ціна є маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження та маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження.	
5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на завантаження ($ABE_{z,rtu}^{up}$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууюча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$ де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з	5.13.2. Наявність дефіциту, профіциту або збалансованості зони системи визначається таким чином: 1) для ОРЧ: якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) > ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) < ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) = ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою, де $ABE_{z,rtu}^{up}$ – активована балансууюча електрична енергія на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована балансууюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку пропозиції на балансууючу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Для цілей цього пункту, пропозиції на балансууючу енергію на завантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку; $REC_{z,rtu}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди	

балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт/Год.

або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$REC_{z,rtu} = \frac{REC_{z,t}}{4},$$

де $REC_{z,t}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за розрахунковий період t , МВт·год, який визначається відповідним оператором системи у межах власної мережі для кожного розрахункового періоду t торгового дня d та надається ним до ОСП (у ролі АР) до 13:00 $d + 1$ за формою та в порядку, що визначені та оприлюднені відповідним оператором системи;

$ABE_{z,rtu}^{dn}$ – активована балансуєча електрична енергія на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}$$

де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована балансуєча електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт/Год, що розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$$

де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку пропозиції на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт/Год.

Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуєчу енергію на розвантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуєчого ринку;

2) для розрахункового періоду:

якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) > \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті;

якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) < \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті;

якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) = \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою.

5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб:

1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right|,$$

де $MP_{z,rtu}^{up}$ — маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт²/год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right|$$

де $MP_{z,rtu}^{dn}$ — маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт²/год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін

5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб:

1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right|,$$

де $MP_{z,rtu}^{up}$ — маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт²/год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right|$$

де $MP_{z,rtu}^{dn}$ — маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт²/год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю,

балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,t}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = -PDAM_{z,t},$ де $PDAM_{z,t}$ — ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,t}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 2) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$ де $PDAM_{z,t}$ — ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись — середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	
5.13.4. На балансуючому ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{dn}$ — ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт/год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуючу електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуючу електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуючу електричну енергію на розвантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{up}$ — ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт/год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження або усі активовані	5.13.4. На балансуючому ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{dn}$ — ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт/год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуючу електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуючу електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуючу електричну енергію на розвантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{up}$ — ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт/год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t.	

пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на завантаження акцентовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.	Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєуючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.	
5.14. Оплата балансуєуючої електричної енергії	5.14. Оплата балансуєуючої електричної енергії	
5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансуєуючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування є в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт/год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуєуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуєуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{up} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right .$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансуєуючого ринку балансуєуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{e,z,rtu}^{up}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуєуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуєуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду; $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуєуючої електричної	5.14.5. У кожній торговій зоні величина нарахування/списання коштів за активовану балансуєуючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування, за кожен розрахунковий період обчислюється з урахуванням стану системи, визначеного відповідно до глави 5.13 цього розділу, у такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансуєуючу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за маржинальною ціною балансуєуючої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансуєуючу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансуєуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -LABEO_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєуючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт/год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z, отримана з маржинальних цін балансуєуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуєуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою	

енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t , грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{dn} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right|.$$

Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.

$$MSP_{z,t}^{up} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right|;$$

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансууючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансууючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансууючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансууючу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період розраховується за маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$), тобто

$$CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} LABEO_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$$

де $MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t , грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z , отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{dn} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right|;$$

	До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті. Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MSP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду; 3) якщо зона системи є збалансованою впродовж розрахункового періоду, то нарахування та списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження та розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною купівлі-продажу електричної енергії на РДН за розрахунковий період ($PDAM_{z,t}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -PDAM_{z,t} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases}.$	
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($IMSP_{z,t}^{+}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($IMSP_{z,t}^{-}$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$) за цей розрахунковий період.	5.16.2. Ціна небалансу електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансуючої електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t, що розрахована відповідно до пункту 5.13.3 глави 5.13 цього розділу в залежності від того, чи перебуває система в дефіциті, профіциті або збалансована.	
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	

5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t визначається за формулою $CIEQ_{b,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot \min(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0, \\ IEQ_{b,z,t} \cdot \max(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0, \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0, \end{cases}$ де $PDAM_{z,t}$ - визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год; $K^{im} = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{b,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напрямку небалансу електричної енергії системи.	
---	---	--



ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО»

Студентський бульвар, 15, м. Кропивницький, 25015, (0522) 35 82 45, kanc@kiroe.com.ua, kiroe.com.ua, ЄДРПОУ 23226362

№ 4313/05/15 від 14.08.2026

**Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

03057, м. Київ, вул. Смоленська 19

*Щодо зауважень та пропозицій до
проєкту рішення НКРЕКП*

ПрАТ «Кіровоградобленерго» надає зауваження та пропозиції до проєкту, що має ознаки регуляторного акта, - постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» (зміни до постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 307), опублікованого на офіційному вебсайті НКРЕКП 04 серпня 2026 року.

Додатки:

1. Зауваження та пропозиції ПрАТ «Кіровоградобленерго» до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, - постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку», від 14.03.2018 року №307, на 10 арк. в 1 прим;
2. Розрахунок вартості купівлі та родажу на БР ПрАТ «Кіровоградобленерго» за липень 2026 відповідно до чинної редакції Правил Ринку, на 2 арк. в 1 прим;
3. Розрахунок вартості купівлі та родажу на БР ПрАТ «Кіровоградобленерго» за липень 2026 відповідно до проєкту Постанови, на 2 арк. в 1 прим.

Директор комерційний

Олег ЛІХМАН

Ісакова Анастасія
0522358243



ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО»
№ 4313/05/15 від 14/08/2026
КЕП: Ліхман Олег Олексійович 14.08.2026 16:25
3FAA9288358EC0030400000029EC2E00D137E100
Сертифікат дійсний з 2025-02-28 03:59:45.000 до 2027-02-26 03:59:45.000

№34608/1-26 від 14.08.2026

кіровоград **Зауваження та пропозиції ПрАТ «Кіровоградобленерго»**
до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження
Змін до Правил ринку»

Редакція проєкту постанови НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту постанови	Обґрунтування
4.16. Результати балансуючого ринку	4.16. Результати балансуючого ринку	<i>Запропоновані зміни до порядку визначення цін на балансуючому ринку не відповідають структурі тарифу, яка передбачає визначення ціни БР на рівні 130% ціни на ринку «на добу наперед».</i> <i>Для оцінки зміни вартості на балансуючому ринку Товариством проведено розрахунок на прикладі липня 2026 року (додається), відповідно до якого вартість купівлі електричної енергії для врегулювання небалансів зросла на 88%, а вартість продажу зменшилась на 93%.</i> <i>Впровадження запропонованого підходу є можливим виключно за умови комплексного та синхронного внесення змін до механізму тарифоутворення.</i>
Результати балансуючого ринку складаються з: 1) прийнятих заявок на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження.	Результати балансуючого ринку складаються з: 1) прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ з метою забезпечення балансу системи; 2) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження; 3) маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження; 4) цін балансуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі; 5) цін балансуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі.	
4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень	4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень	
4.18.8. У будь-якій ОРЧ, ОСП має право активувати балансуючу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.	4.18.8. Незалежно від того, чи система в дефіциті або профіциті в інтервалі ОРЧ, ОСП може активувати балансуючу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.	
5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуючому ринку	5.13. Загальні принципи визначення цін на балансуючому ринку	

5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансууючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансууючу електричну енергію, включаючи активацію балансууючої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх графіків відпуску/відбору.

У кожній ОРЧ маржинальні ціни балансууючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ у такий спосіб:

1) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є найбільша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну енергію на завантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, **маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{up}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів;**

2) маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є найменша ціна активованої з ранжиру відповідно до алгоритму балансууючого ринку заявки на балансууючу електричну енергію на розвантаження протягом цієї ОРЧ. Якщо в зоні системи в ОРЧ відсутні активації заявок на балансууючу електричну енергію на розвантаження або всі активовані заявки на балансууючу електричну енергію

5.13.1. Балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць надання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансууючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансууючу електричну енергію, включаючи активацію балансууючої електричної енергії в реальному часі одиницями надання послуг з балансування відповідно до їх остаточних повідомлень про фізичний відбір/відпуск (у МВт·год).

Основані на ОРЧ маржинальні ціни балансууючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ як:

1) за наявності дефіциту в зоні системи - найбільша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження. Ця ціна є маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$).

Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на завантаження або всі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження є середньарифметичне значення наявних з тридцяти маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, у яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів;

2) за наявності профіциту в зоні системи - найменша ціна активованої пропозиції на балансууючу електричну енергію на розвантаження. Ця ціна є маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$).

Якщо відсутні активації пропозицій на балансууючу електричну енергію на розвантаження

на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu ($MP_{z,rtu}^{dn}$) є середнє арифметичне значення останніх маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, що наявні за попередні тридцять торгових днів.	або всі активовані пропозиції на балансууючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) за аналогічні ОРЧ аналогічного розрахункового періоду, у яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 3) якщо зона системи є збалансованою (не перебуває в дефіциті або в профіциті) - ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН за відповідний розрахунковий період або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні 30 днів. Ця ціна є маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження.	
5.13.2. Активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження ($ABE_{z,rtu}^{up}$) в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$ де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку заявки на балансууючу енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год.	5.13.2. Наявність дефіциту, профіциту або збалансованості зони системи визначається таким чином: 1) для ОРЧ: якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) > ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) < ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,rtu}) = ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою, де $ABE_{z,rtu}^{up}$ – активована балансуюча електрична енергія на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$ – активована балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці надання послуг з	

Активована відповідно до алгоритму балансування ринку балансує електрична енергія на розвантаження $ABE_{z,rtu}^{dn}$ в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn},$$

де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована відповідно до алгоритму балансування ринку балансує електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum AB_{e,z,rtu}^{dn},$$

де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансування ринку заявки на балансує енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год.

балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{e,z,rtu}^{up} = \sum AB_{e,z,rtu}^{up},$$

де $AB_{e,z,rtu}^{up}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансування ринку пропозиції на балансує енергію на завантаження одиниці надання послуг з балансування e в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год.

Для цілей цього пункту, пропозиції на балансує енергію на завантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансування ринку;

$REC_{z,rtu}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$REC_{z,rtu} = \frac{REC_{z,t}}{4},$$

де $REC_{z,t}$ – обсяг примусового зменшення відбору електричної енергії на виконання оперативної команди або розпорядження (включаючи обсяги, відключені спеціальною автоматикою відключення навантаження) в зоні z за розрахунковий період t , МВт·год, який визначається відповідним оператором системи у межах власної мережі для кожного розрахункового періоду t торгового дня d та надається ним до ОСП (у ролі АР) до 13:00 $d + 1$ за формою та в порядку, що визначені та оприлюднені відповідним оператором системи;

$ABE_{z,rtu}^{dn}$ – активована балансує електрична енергія на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu , МВт·год, що розраховується за формулою

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}$$

де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активована балансує електрична енергія на розвантаження одиниці надання послуг з

	балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою $ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum ABE_{e,z,rtu}^{dn},$ де $ABE_{e,z,rtu}^{dn}$ – активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансування ринку пропозиції на балансуєчу енергію на розвантаження одиниці надання послуг з балансування е в зоні z за ОРЧ rtu, МВт·год. Для цілей цього пункту, пропозиції на балансуєчу енергію на розвантаження, акцептовані з поміткою відповідно до глави 4.19 розділу IV цих Правил, вважаються такими, що активовані з ранжиру відповідно до алгоритму балансування ринку; 2) для розрахункового періоду: якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) > \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в дефіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) < \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи перебуває в профіциті; якщо $(\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up} + REC_{z,t}) = \sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$, то зона системи є збалансованою.	
5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті.	5.13.3. Ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) у зоні визначається у грн/МВт·год як середньозважена ціна для кожного розрахункового періоду в такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то $IMSP_{z,t} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}} \right ,$ де $MP_{z,rtu}^{up}$ – маржинальна ціна балансуєчої електричної енергії на завантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год; До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуєчої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті.	

~~Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуєщої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуєщої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;~~

~~2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то~~

~~$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right|$$~~

~~де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуєщої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год;~~

~~До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєщої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуєщої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.~~

~~Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєщої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєщої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;~~

~~1) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то~~

~~$$IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t}$$~~

~~де $PDAM_{z,t}$ – ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись – середньозважене значення цін купівлі-~~

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуєщої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуєщої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \cdot MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}} \right|$$

де $MP_{z,rtu}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуєщої електричної енергії на розвантаження в зоні z за ОРЧ rtu, грн/МВт·год;

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуєщої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуєщої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуєщої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то ціна небалансу для врегулювання небалансів електричної енергії ($IMSP_{z,t}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуєщої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи є збалансованою протягом розрахункового періоду, то

$$IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t}$$

де $PDAM_{z,t}$ – ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН у зоні z для розрахункового періоду t

продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись – середньозважене значення цін купівлі-продажу електричної енергії на РДН за попередні тридцять днів, грн/МВт·год.	
5.13.4. На балансуєуючому ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{dn}$ — ціна балансуєуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєуючу електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{up}$ — ціна балансуєуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєуючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєуючої електричної енергії на	5.13.4. На балансуєуючому ринку, крім маржинальних цін, зазначених у цій главі, використовуються ціни: 1) $LABEO_{z,t}^{dn}$ – ціна балансуєуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найменша ціна активованої пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на розвантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєуючу електричну енергію на розвантаження або усі активовані пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на розвантаження акцептовані як такі, що врегульовують системні обмеження в зоні, то ціною балансуєуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансуєуючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів; 2) $LABEO_{z,t}^{up}$ – ціна балансуєуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год, що визначається як найбільша ціна активованої пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на завантаження в зоні z у розрахунковому періоді t. Якщо відсутні активації пропозицій на балансуєуючу електричну енергію на завантаження або усі активовані пропозиції на балансуєуючу електричну енергію на завантаження акцептовані як такі, що	

завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.	врегулюють системні обмеження в зоні, то ціною балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі є середньоарифметичне значення наявних з тридцяти цін балансууючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$) за аналогічні розрахункові періоди торгових днів, в яких така ціна була сформована, за попередні дев'яносто торгових днів.	
5.14. Оплата балансууючої електричної енергії	5.14. Оплата балансууючої електричної енергії	
5.14.5. Величина нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування в торговій зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -MSP_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансууючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою $MSP_{z,t}^{up} = \left \frac{\sum_{rtu \in t} (\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up}}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right .$ Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансууючого ринку балансууючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін	5.14.5. У кожній торговій зоні величина нарахування/списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію ($CINSTQ_{e,z,t}$) одиниці надання послуг з балансування, за кожен розрахунковий період обчислюється з урахуванням стану системи, визначеного відповідно до глави 5.13 цього розділу, у такий спосіб: 1) якщо зона системи перебуває в дефіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансууючу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за маржинальною ціною балансууючої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансууючу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансууючої електричної енергії на розвантаження в дефіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{dn}$), тобто $CINSTQ_{e,z,t} = \begin{cases} MSP_{z,t}^{up} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} > 0 \\ -LABEO_{z,t}^{dn} \cdot INSTQ_{e,z,t}, & \text{якщо } INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t} < 0 \end{cases},$ де $MSP_{z,t}^{up}$ – маржинальна ціна балансууючої електричної енергії на завантаження в зоні z за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за	

балансуючої електричної енергії на завантаження ($MP_{z,rtu}^{up}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

$MSP_{z,t}^{dn}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t , грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період у кожній торговій зоні, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{dn} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}) \cdot MP_{z,rtu}^{dn}}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{dn}} \right|.$$

Якщо обсяг активованої відповідно до алгоритму балансуючого ринку балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{dn}$) протягом розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MP_{z,rtu}^{dn}$) всіх ОРЧ цього розрахункового періоду.

розрахунковий період t у кожній торговій зоні z , отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на завантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$MSP_{z,t}^{up} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}) \cdot MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} ABE_{e,z,rtu}^{up}} \right|;$$

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на завантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в дефіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у дефіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження ($\sum_{rtu \in t} ABE_{z,rtu}^{up}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$) дорівнює максимальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на завантаження ($MSP_{z,rtu}^{up}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

2) якщо зона системи перебуває в профіциті протягом розрахункового періоду, то нарахування коштів за активовану балансуєчу електричну енергію на завантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в профіцитній системі ($LABEO_{z,t}^{up}$), а списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію на розвантаження за цей розрахунковий період розраховується за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження ($MSP_{z,t}^{dn}$), тобто

$$CINSTQ_{e,z,t} =$$

$$\begin{cases} \text{LABEO}_{z,t}^{\text{up}} \cdot \text{INSTQ}_{e,z,t}, \text{ якщо } \text{INST}_{e,z,t} - \text{FPQ}_{e,z,t} > 0 \\ -\text{MSP}_{z,t}^{\text{dn}} \cdot \text{INSTQ}_{e,z,t}, \text{ якщо } \text{INST}_{e,z,t} - \text{FPQ}_{e,z,t} < 0 \end{cases}$$

, де $\text{MSP}_{z,t}^{\text{dn}}$ – маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за розрахунковий період t , грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z , отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожну ОРЧ, та розраховується за формулою

$$\text{MSP}_{z,t}^{\text{dn}} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} ((\sum_{e \in z} \text{ABE}_{e,z,rtu}^{\text{dn}}) \cdot \text{MP}_{z,rtu}^{\text{dn}})}{\sum_{rtu \in t} \sum_{e \in z} \text{ABE}_{e,z,rtu}^{\text{dn}}} \right|;$$

До розрахунку приймаються обсяги активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії на розвантаження лише тих ОРЧ, у яких зона системи перебуває в профіциті.

Якщо зона системи у розрахунковому періоді перебуває у профіциті та обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\sum_{rtu \in t} \text{ABE}_{z,rtu}^{\text{dn}}$) протягом цього розрахункового періоду дорівнює нулю, то маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження за розрахунковий період ($\text{MSP}_{z,t}^{\text{dn}}$) дорівнює мінімальному значенню з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження ($\text{MSP}_{z,rtu}^{\text{dn}}$) усіх ОРЧ цього розрахункового періоду;

3) якщо зона системи є збалансованою впродовж розрахункового періоду, то нарахування та списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію на завантаження та розвантаження за цей розрахунковий період у зоні розраховується за ціною купівлі-продажу електричної енергії на РДН за розрахунковий період ($\text{PDAM}_{z,t}$), тобто

	$\begin{aligned} & \text{CINSTQ}_{e,z,t} \\ & \begin{cases} \text{PDAM}_{z,t} \cdot \text{INSTQ}_{e,z,t}, \text{ якщо } \text{INST}_{e,z,t} - \text{FPQ}_{e,z,t} > 0 \\ -\text{PDAM}_{z,t} \cdot \text{INSTQ}_{e,z,t}, \text{ якщо } \text{INST}_{e,z,t} - \text{FPQ}_{e,z,t} < 0 \end{cases} \\ & \cdot \end{aligned} =$	
5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	5.16. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс електричної енергії	
5.16.2. Ціни небалансу електричної енергії у торговій зоні z за розрахунковий період t визнаються в такий спосіб: 1) ціна позитивного небалансу ($\text{IMSP}_{z,t}^+$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на розвантаження ($\text{MSP}_{z,t}^{\text{dn}}$) за цей розрахунковий період; 2) ціна негативного небалансу ($\text{IMSP}_{z,t}^-$) дорівнює маржинальній ціні балансуючої енергії на завантаження ($\text{MSP}_{z,t}^{\text{up}}$) за цей розрахунковий період.	5.16.2. Ціна небалансу електричної енергії ($\text{IMSP}_{z,t}$) за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансуючої електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t, що розрахована відповідно до пункту 5.13.3 глави 5.13 цього розділу в залежності від того, чи перебуває система в дефіциті, профіциті або збалансована.	
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії	
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $\text{CIEQ}_{e,z,t} = \begin{cases} \text{IEQ}_{b,z,t} \cdot (\text{IMSP}_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{\text{im}}), & \text{якщо } \text{IEQ}_{b,z,t} > 0 \\ \text{IEQ}_{b,z,t} \cdot (\text{IMSP}_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{\text{im}}), & \text{якщо } \text{IEQ}_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } \text{IEQ}_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{\text{im}} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $\text{CIEQ}_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у всіх зонах z протягом розрахункового періоду t визначається за формулою $\text{CIEQ}_{b,z,t} = \begin{cases} \text{IEQ}_{b,z,t} \cdot \min(\text{PDAM}_{z,t}, \text{IMSP}_{z,t}) \cdot (1 - K^{\text{im}}), & \text{якщо } \text{IEQ}_{b,z,t} > 0, \\ \text{IEQ}_{b,z,t} \cdot \max(\text{PDAM}_{z,t}, \text{IMSP}_{z,t}) \cdot (1 + K^{\text{im}}), & \text{якщо } \text{IEQ}_{b,z,t} < 0, \\ 0, & \text{якщо } \text{IEQ}_{b,z,t} = 0, \end{cases}$ де $\text{PDAM}_{z,t}$ - визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год; $K^{\text{im}} = 0,05$ - коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $\text{CIEQ}_{b,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напрямку небалансу електричної енергії системи.	

Розрахунок вартості купівлі та родажу на БР ПрАТ "Кіровоградобленерго" за липень 2026 відповідно до чинної редакції Правил Ринку

Інформація щодо розрахунків по небалансам по даним ММS за Липень 2026

Липень	К-сть нб (МВт·год) кр	К-сть нб (МВт·год) дб	Оплата (₴) кр	Оплата (₴) дб	Ціна (грн/кВт·год) без НДС Кредіт	Ціна (грн/кВт·год) без НДС Дебіт	К-сть нб (МВт·год)	К-сть нб (МВт·год) Кр	К-сть нб (МВт·год) Дб	Оплата (₴)	Оплата (₴) Кр	Оплата (₴) Дб
1	9,633	-4,383	93 473,44	-27 965,92	9,7034	6,3808	5,250	5,250	0,000	65 507,52	65 507,52	0,00
2	21,734	-4,143	267 408,94	-15 332,17	12,3035	3,7003	17,591	17,591	0,000	252 076,77	252 076,77	0,00
3	18,161	-8,671	286 062,00	-65 068,43	15,7517	7,5043	9,490	9,490	0,000	220 993,57	220 993,57	0,00
4	0,359	-16,084	963,32	-6 941,64	2,6867	0,4316	-15,725	0,000	-15,725	-5 978,32	0,00	-5 978,32
5	2,780	-15,877	17 902,92	-0,19	6,4408	0,0000	-13,097	0,000	-13,097	17 902,73	17 902,73	0,00
6	7,868	-7,409	12 579,58	-0,07	1,5987	0,0000	0,459	0,459	0,000	12 579,51	12 579,51	0,00
7	9,894	-6,047	37 996,27	-1 627,38	3,8403	0,2691	3,848	3,848	0,000	36 368,89	36 368,89	0,00
8	12,185	-2,897	188 936,92	-6 221,86	15,5063	2,1477	9,287	9,287	0,000	182 715,06	182 715,06	0,00
9	15,898	-3,678	94 155,97	-7 463,85	5,9225	2,0293	12,220	12,220	0,000	86 692,12	86 692,12	0,00
10	10,183	-16,323	96 560,76	-41 466,14	9,4826	2,5403	-6,140	0,000	-6,140	55 094,62	55 094,62	0,00
1 декада	108,695	-85,512	1 096 040,12	-172 087,65	10,0837	2,0124	23,183	58,145	-34,962	923 952,47	929 930,79	-5 978,32
11	7,260	-7,720	62 322,46	-10 612,93	8,5847	1,3747	-0,461	0,000	-0,461	51 709,53	51 709,53	0,00
12	14,248	-6,099	106 089,13	-19 179,23	7,4462	3,1446	8,148	8,148	0,000	86 909,90	86 909,90	0,00
13	23,104	-0,468	337 805,20	-2 037,94	14,6209	4,3589	22,637	22,637	0,000	335 767,26	335 767,26	0,00
14	22,838	-0,648	183 254,82	-4 029,56	8,0242	6,2216	22,190	22,190	0,000	179 225,26	179 225,26	0,00
15	21,582	-0,128	151 941,28	-802,88	7,0401	6,2806	21,454	21,454	0,000	151 138,40	151 138,40	0,00
16	8,192	-2,050	74 805,52	-9 864,92	9,1316	4,8116	6,142	6,142	0,000	64 940,60	64 940,60	0,00
17	11,769	-3,788	30 723,54	-28 158,57	2,6106	7,4327	7,980	7,980	0,000	2 564,97	2 564,97	0,00
18	11,945	-3,402	55 595,26	-12 885,23	4,6542	3,7878	8,543	8,543	0,000	42 710,03	42 710,03	0,00
19	23,193	-0,085	166 515,39	-99,29	7,1796	1,1641	23,108	23,108	0,000	166 416,10	166 416,10	0,00
20	11,259	-2,470	170 933,57	-7 080,37	15,1814	2,8670	8,790	8,790	0,000	163 853,20	163 853,20	0,00
2 декада	155,390	-26,858	1 339 986,17	-94 750,92	8,6234	3,5279	128,532	128,993	-0,461	1 245 235,25	1 245 235,25	0,00
21	13,072	-8,525	175 463,60	-221,52	13,4227	0,0260	4,547	4,547	0,000	175 242,08	175 242,08	0,00
22	3,950	-5,294	28 051,05	-0,08	7,1019	0,0000	-1,344	0,000	-1,344	28 050,97	28 050,97	0,00
23	8,621	-1,446	35 956,57	-70,64	4,1706	0,0489	7,176	7,176	0,000	35 885,93	35 885,93	0,00
24	14,229	-1,013	88 685,32	-0,40	6,2327	0,0004	13,216	13,216	0,000	88 684,92	88 684,92	0,00
25	3,553	-7,624	7 659,61	-28 422,62	2,1557	3,7278	-4,071	0,000	-4,071	-20 763,01	0,00	-20 763,01
26	2,578	-5,475	18 999,68	-6 202,24	7,3697	1,1329	-2,897	0,000	-2,897	12 797,44	12 797,44	0,00
27	2,391	-8,908	33 542,68	-5 780,22	14,0268	0,6489	-6,517	0,000	-6,517	27 762,46	27 762,46	0,00
28	2,472	-12,920	30 182,85	-23 383,04	12,2081	1,8098	-10,448	0,000	-10,448	6 799,81	6 799,81	0,00
29	0,000	-29,428	0,00	-25 218,91	#DIV/0!	0,8570	-29,428	0,000	-29,428	-25 218,91	0,00	-25 218,91
30	5,072	-26,154	18 158,19	-149 462,18	3,5799	5,7148	-21,081	0,000	-21,081	-131 303,99	0,00	-131 303,99
31	10,690	-4,492	36 245,68	-15 787,51	3,3908	3,5149	6,198	6,198	0,000	20 458,17	20 458,17	0,00
3 декада	66,629	-111,279	472 945,23	-254 549,36	7,0982	2,2875	-44,650	31,137	-75,787	218 395,87	395 681,78	-177 285,91
Місяць	330,714	-223,649	2 908 971,52	-521 387,93	8,7960	2,3313	107,065	218,275	-111,210	2 387 583,59	2 570 847,82	-183 264,23

Кр Оплата з ПДВ	Дб Оплата з ПДВ	Сальдо
78 609,02	0,00	
302 492,12	0,00	
265 192,28	0,00	
0,00	-7 173,98	
21 483,28	0,00	
15 095,41	0,00	
43 642,67	0,00	
219 258,07	0,00	
104 030,54	0,00	
66 113,54	0,00	
1 115 916,95	-7 173,98	1 108 742,96
62 051,44	0,00	
104 291,88	0,00	
402 920,71	0,00	
215 070,31	0,00	
181 366,08	0,00	
77 928,72	0,00	
3 077,96	0,00	
51 252,04	0,00	
199 699,32	0,00	
196 623,84	0,00	
1 494 282,30	0,00	1 494 282,30
210 290,50	0,00	
33 661,16	0,00	
43 063,12	0,00	
106 421,90	0,00	
0,00	-24 915,61	
15 356,93	0,00	
33 314,95	0,00	
8 159,77	0,00	
0,00	-30 262,69	
0,00	-157 564,79	
24 549,80	0,00	
474 818,14	-212 743,09	262 075,04
3 085 017,38	-219 917,08	2 865 100,31

Розрахунок вартості купівлі та родажу на БР ПрАТ "Кіровоградобленерго" за липень 2026 відповідно до проекту Постанови

Інформація щодо розрахунків по небалансам по даним MMS за Липень 2026

Липень	К-сть нб (МВт-год) кр	К-сть нб (МВт-год) дб	Оплата (₴) кр	Оплата (₴) дб	Ціна (грн/кВт-год) без НДС Кредіт	Ціна (грн/кВт-год) без НДС Дебіт	К-сть нб (МВт-год)	К-сть нб (МВт-год) Кр	К-сть нб (МВт-год) Дб	Оплата (₴)	Оплата (₴) Кр	Оплата (₴) Дб	Кр Оплата з ПДВ	Дб Оплата з ПДВ	Сальдо
1	9,633	-4,383	151 523,20	-14 006,21	15,7295	3,1957	5,250	5,250	0,000	137 516,99	137 516,99	0,00	165 020,39	0,00	
2	21,734	-4,143	348 631,62	-707,86	16,0405	0,1708	17,591	17,591	0,000	347 923,76	347 923,76	0,00	417 508,51	0,00	
3	18,161	-8,671	279 107,83	-50 078,30	15,3688	5,7755	9,490	9,490	0,000	229 029,53	229 029,53	0,00	274 835,44	0,00	
4	0,359	-16,084	4 606,75	-7 306,99	12,8483	0,4543	-15,725	0,000	-15,725	-2 700,24	0,00	-2 700,24	0,00	-3 240,29	
5	2,780	-15,877	44 604,04	-0,20	16,0469	0,0000	-13,097	0,000	-13,097	44 603,84	44 603,84	0,00	53 524,61	0,00	
6	7,868	-7,409	116 273,29	-0,07	14,7771	0,0000	0,459	0,459	0,000	116 273,22	116 273,22	0,00	139 527,86	0,00	
7	9,894	-6,047	141 933,61	-1 713,03	14,3452	0,2833	3,848	3,848	0,000	140 220,58	140 220,58	0,00	168 264,70	0,00	
8	12,185	-2,897	195 033,13	-988,55	16,0066	0,3412	9,287	9,287	0,000	194 044,58	194 044,58	0,00	232 853,50	0,00	
9	15,898	-3,678	238 935,51	-7 856,69	15,0292	2,1361	12,220	12,220	0,000	231 078,82	231 078,82	0,00	277 294,58	0,00	
10	10,183	-16,323	161 490,93	-38 979,00	15,8589	2,3879	-6,140	0,000	-6,140	122 511,93	122 511,93	0,00	147 014,32	0,00	
1 декада	108,695	-85,512	1 682 139,91	-121 636,90	15,4758	1,4225	23,183	58,145	-34,962	1 560 503,01	1 563 203,25	-2 700,24	1 875 843,90	-3 240,29	1 872 603,61
11	7,260	-7,720	100 515,03	-4 502,60	13,8456	0,5832	-0,461	0,000	-0,461	96 012,43	96 012,43	0,00	115 214,92	0,00	
12	14,248	-6,099	224 274,89	-4 925,79	15,7413	0,8076	8,148	8,148	0,000	219 349,10	219 349,10	0,00	263 218,92	0,00	
13	23,104	-0,468	381 364,39	-2 145,21	16,5062	4,5884	22,637	22,637	0,000	379 219,18	379 219,18	0,00	455 063,02	0,00	
14	22,838	-0,648	348 548,72	-1 244,50	15,2619	1,9215	22,190	22,190	0,000	347 304,22	347 304,22	0,00	416 765,06	0,00	
15	21,582	-0,128	339 059,26	-202,37	15,7101	1,5831	21,454	21,454	0,000	338 856,89	338 856,89	0,00	406 628,27	0,00	
16	8,192	-2,050	131 122,72	-10 162,46	16,0063	4,9567	6,142	6,142	0,000	120 960,26	120 960,26	0,00	145 152,31	0,00	
17	11,769	-3,788	168 103,54	-5 136,27	14,2839	1,3558	7,980	7,980	0,000	162 967,27	162 967,27	0,00	195 560,72	0,00	
18	11,945	-3,402	177 122,25	-4 128,46	14,8280	1,2136	8,543	8,543	0,000	172 993,79	172 993,79	0,00	207 592,55	0,00	
19	23,193	-0,085	369 152,06	-104,51	15,9165	1,2253	23,108	23,108	0,000	369 047,55	369 047,55	0,00	442 857,06	0,00	
20	11,259	-2,470	168 480,73	-870,58	14,9635	0,3525	8,790	8,790	0,000	167 610,15	167 610,15	0,00	201 132,18	0,00	
2 декада	155,390	-26,858	2 407 743,59	-33 422,75	15,4949	1,2444	128,532	128,993	-0,461	2 374 320,84	2 374 320,84	0,00	2 849 185,01	0,00	2 849 185,01
21	13,072	-8,525	186 838,73	-233,17	14,2929	0,0274	4,547	4,547	0,000	186 605,56	186 605,56	0,00	223 926,67	0,00	
22	3,950	-5,294	56 518,82	-0,08	14,3093	0,0000	-1,344	0,000	-1,344	56 518,74	56 518,74	0,00	67 822,49	0,00	
23	8,621	-1,446	123 099,31	-74,35	14,2784	0,0514	7,176	7,176	0,000	123 024,96	123 024,96	0,00	147 629,95	0,00	
24	14,229	-1,013	167 966,31	-0,41	11,8044	0,0004	13,216	13,216	0,000	167 965,90	167 965,90	0,00	201 559,08	0,00	
25	3,553	-7,624	56 306,21	-12 080,73	15,8468	1,5845	-4,071	0,000	-4,071	44 225,48	44 225,48	0,00	53 070,58	0,00	
26	2,578	-5,475	41 187,21	-1 646,62	15,9759	0,3008	-2,897	0,000	-2,897	39 540,59	39 540,59	0,00	47 448,71	0,00	
27	2,391	-8,908	40 045,11	-3 867,79	16,7460	0,4342	-6,517	0,000	-6,517	36 177,32	36 177,32	0,00	43 412,78	0,00	
28	2,472	-12,920	39 521,11	-4 644,51	15,9851	0,3595	-10,448	0,000	-10,448	34 876,60	34 876,60	0,00	41 851,92	0,00	
29	0,000	-29,428	0,00	-9 254,21	#DIV/0!	0,3145	-29,428	0,000	-29,428	-9 254,21	0,00	-9 254,21	0,00	-11 105,05	
30	5,072	-26,154	81 493,02	-34 173,57	16,0664	1,3067	-21,081	0,000	-21,081	47 319,45	47 319,45	0,00	56 783,34	0,00	
31	10,690	-4,492	166 625,07	-2 135,81	15,5877	0,4755	6,198	6,198	0,000	164 489,26	164 489,26	0,00	197 387,11	0,00	
3 декада	66,629	-111,279	959 600,90	-68 111,25	14,4021	0,6121	-44,650	31,137	-75,787	891 489,65	900 743,86	-9 254,21	1 080 892,63	-11 105,05	1 069 787,58
Місяць	330,714	-223,649	5 049 484,40	-223 170,90	15,2685	0,9979	107,065	218,275	-111,210	4 826 313,50	4 838 267,95	-11 954,45	5 805 921,54	-14 345,34	5 791 576,20

Порівняння з розрахунком за чинною редакцією

Чинна редакція	3 085 017,38	-219 917,08	2 865 100,31
Різниця, %	88,20	-93,48	



**ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
“ЛВІВ ОБЛЕНЕРГО”**

 **Поштова адреса:**
вул. Сяйво, 10
м. Львів, 79052

 **Юридична адреса:**
вул. Козельницька, 3
м. Львів, 79026
ЄРДПОУ 00131587

 (032) 239-21-13
 0800-30-15-68
 kanc@loe.lviv.ua
 www.loe.lviv.ua

№ 139-07-5904 від 17.08.2026 р.

**Національна комісія, що
здійснює державне регулювання
у сферах енергетики та
комунальних послуг**

**Зауваження та пропозиції до проекту
постанови НКРЕКП**

Відповідно до Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2017 № 866, ПрАТ «Львівобленерго» надає зауваження та пропозиції до Проекту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку», розміщеного на сайті НКРЕКП 04.08.2026 року.

Просимо розглянути і врахувати наші пропозиції.

З повагою

Директор з комерційного обліку

Андрій СКРИПНИК

Виконавець: *Т.Горда*



Документ <https://loe.idoc.com.ua/share/nID=264675874&sSecret=8e69476d-dea3-4312-8f2a-82e2de3cee24>
[Посилання на документ](https://loe.idoc.com.ua/share/nID=264675874&sSecret=8e69476d-dea3-4312-8f2a-82e2de3cee24)

**Зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акту.
Постанова НКРЕКП «Про затвердження змін до Правил ринку»**

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Проект постанови «Про затвердження Змін до Правил ринку»		
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.	2. Ця постанова набирає чинності з 01.01.2027р.	Проектом постанови передбачається механізм визначення цін на балансуєчому ринку. Такий механізм передбачає суттєве зростання витрат на оплату небалансів і як наслідок призведе до зростання ціни електричної енергії. У випадку застосування запропонованих змін з дня, наступного за днем оприлюднення постанови на офіційному вебсайті НКРЕКП це призведе до суттєвих негативних наслідків для ОСР, а саме: - Ціни на послуги з розподілу вже встановлені до кінця року і збільшення витрат на врегулювання небалансів буде вимагати додаткових фінансових ресурсів, яких у зимовий період катастрофічно не вистачає.
5.17. Списання або нарахування небалансів електричної енергії		
5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	5.17.2. Списання/нарахування за небаланс для СВБ b у торговій зоні z за розрахунковий період t визначається за формулою $CIEQ_{e,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^+) \cdot (1 + K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot (IMSP_{z,t}^-) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & \text{якщо } IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ де $K^{im} = 0,10$ – коефіцієнт ціни небалансу. Позитивне значення $CIEQ_{e,z,t}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР).	З формули списання/нарахування за небаланс виключено ціну РДН, яка при певних напрямках системи зменшувала таке списання/нарахування за небаланс для СВБ. Зазначений коефіцієнт ціни небалансу дозволить частково компенсувати збитки СВБ. Адже переважно при формуванні балансу є учасники які перебувають і в профіциті, і в дефіциті. ----- Варіант 2. Залишити «Правила ринку» без змін.

ГРОМАДСЬКА СПІЛКА «ЕНЕРГЕТИЧНИЙ СОЮЗ» ГС «ЕНЕРГЕТИЧНИЙ СОЮЗ»

PUBLIC ASSOCIATION «ENERGY UNION»

Україна, 03057, місто Київ, а/с 56, Код ЄДРПОУ 43610044

Фактична адреса: Україна, місто Київ, вул. Сім'ї Бродських, 31-33, офіс 9

№ рахунку UA473510050000026006879004780 АТ «УКРСИББАНК»

Рішенням ГУ ДПС у Чернігівській області включена до Реєстру неприбуткових установ і організацій №74/25-01-53-04-35 від 08.05.2020р.

e-mail: energy.union.info@gmail.com www.energy-union.org тел: +380958162751

вих.№ 71 від 07.08.2026

Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

*Щодо проекту постанови НКРЕКП
«Про затвердження Змін до Правил ринку»*

Громадська спілка «Енергетичний Союз» уважно опрацювала проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку», оприлюднений 04 серпня 2026 року на офіційному вебсайті НКРЕКП, та в межах процедури відкритого обговорення подає свої зауваження і пропозиції.

ГС «Енергетичний Союз» підтримує гармонізацію українського законодавства із законодавством Європейського Союзу. Разом із тим вважаємо, що імплементація європейських норм повинна здійснюватися комплексно, із одночасним впровадженням як механізмів фінансової відповідальності, так і ринкових інструментів, які забезпечують учасникам можливість такою відповідальністю ефективно управляти. Лише за таких умов буде досягнуто мету, визначену Регламентом (ЄС) 2019/943, щодо функціонування конкурентного, прозорого та ефективного ринку електричної енергії.

Водночас Регламенту встановлює, що балансуючий ринок має функціонувати на принципах недискримінаційності, прозорості, ринкового ціноутворення та забезпечення рівного доступу всіх учасників ринку до механізмів балансування.

На нашу думку, імплементація європейських норм повинна здійснюватися комплексно. Неможливо запроваджувати лише механізми посилення фінансової відповідальності учасників ринку без одночасного впровадження тих ринкових інструментів, які в державах — членах Європейського Союзу дозволяють учасникам ефективно прогнозувати, управляти власною балансуючою позицією та мінімізувати небаланси.

Таким чином, європейська модель передбачає комплексний підхід, за якого фінансова відповідальність учасників ринку є невід'ємною складовою ринкового механізму, але супроводжується наявністю необхідних інструментів для управління відповідними ризиками.

На нашу думку, імплементація окремих елементів європейської моделі, що стосуються виключно посилення фінансової відповідальності учасників ринку, без одночасного впровадження ринкових механізмів, які забезпечують можливість ефективного прогнозування, управління небалансами та оперативного коригування позицій, не повною мірою відповідає принципам, закладеним у Регламенті (ЄС) 2019/943.

У зв'язку з викладеним просимо НКРЕКП надати правове та економічне обґрунтування відповідності запропонованих змін положенням Регламенту (ЄС)

2019/943 Європейського Парламенту та Ради від 5 червня 2019 року із зазначенням конкретних норм Регламенту, які імплементуються проєктом постанови.

Зокрема, просимо обґрунтувати, яким чином запропонована модель відповідає вимогам статті 6 Регламенту (ЄС) 2019/943 щодо забезпечення:

- ефективної недискримінації між учасниками ринку;
- прозорого та ринкового механізму ціноутворення;
- недискримінаційного доступу учасників до балансуючого ринку;
- створення умов для ефективного прогнозування, управління балансуючою позицією та мінімізації небалансів;
- економічної ефективності функціонування балансуючого ринку.

Також просимо НЕК Укренерго надати результати економічного моделювання впливу запропонованої методики на діяльність постачальників універсальних послуг, електропостачальників, балансуючих груп, трейдерів та інших учасників ринку із підтвердженням відповідними розрахунками, що її впровадження забезпечить досягнення цілей, визначених Регламентом (ЄС) 2019/943, у тому числі підвищення економічної ефективності функціонування балансуючого ринку та недопущення необґрунтованого зростання фінансового навантаження на учасників ринку і кінцевих споживачів.

Зазначаємо, що представники ГС «Енергетичний Союз» брали участь у відкритих обговореннях зазначених змін, організованих НЕК «Укренерго», під час яких неодноразово порушували питання щодо необхідності надання фінансово-економічного моделювання та розрахунків, які підтверджували б досягнення заявленої мети запропонованих змін. Проте відповідні розрахунки та результати моделювання учасникам ринку надані не були.

Водночас результати проведеного учасниками ринку аналізу та моделювання економічних наслідків запропонованих змін **свідчать про істотне збільшення фінансового навантаження** на електропостачальників та балансуючі групи. Зокрема, за результатами розрахунків, виконаних на основі цін балансуючого ринку, оприлюднених НЕК «Укренерго» під час публічних обговорень, загальні витрати на небаланси зростають на 85 %, у тому числі у лютому 2026 року – на 95 %, у березні – на 87 %, у квітні – на 56 %.

Наведені розрахунки свідчать, що запропонована методика не усуває причин виникнення небалансів, а фактично змінює механізм розподілу фінансових наслідків їх виникнення, покладаючи додаткове фінансове навантаження на електропостачальників та балансуючі групи. При цьому значна частина небалансів формується під впливом системних факторів, що не перебувають у сфері контролю учасників ринку, зокрема аварійних та спеціальних відключень, диспетчерських команд оператора системи передачі, вимушених змін режимів роботи ОЕС України, пошкодження об'єктів енергетичної інфраструктури та інших наслідків функціонування енергосистеми в умовах воєнного стану.

Виникає логічне питання: якщо сьогодні фінансові наслідки системних небалансів пропонується покласти на електропостачальників, які не мають реального впливу на значну частину причин їх виникнення, то хто нестиме ці витрати завтра? Очевидно, що жоден суб'єкт господарювання не може необмежено фінансувати системні ризики за рахунок власних ресурсів. **У кінцевому підсумку такі витрати будуть включені до вартості електричної енергії та фактично перекладені на кінцевого споживача.**

Тобто споживач сплачуватиме не за власне споживання електричної енергії і не за власні дії, а за небаланси, які виникли внаслідок системних процесів, аварійних

відключень, диспетчерських рішень та інших факторів, що не перебувають під контролем ні постачальника, ні самого споживача.

Якщо саме такий підхід пропонується Регулятором як модель розвитку ринку електричної енергії, тоді виникає питання, наскільки він відповідає задекларованим принципам лібералізації ринку, розвитку конкуренції та захисту прав споживачів. На нашу думку, лібералізація ринку не може полягати виключно у перерозподілі системних фінансових ризиків між його учасниками без усунення причин їх виникнення та без створення механізмів, які дозволяють такими ризиками управляти.

Не виключаємо, що під час проведення власного аналізу ми могли не врахувати окремі розрахункові параметри або вихідні дані, використані НКРЕКП та НЕК Укренерго. Саме тому просимо надати **обґрунтування, яким чином запропонована модель забезпечить виконання положень пункту 10 статті 6 Регламенту (ЄС) 2019/943, відповідно до якого застосування регуляторних рішень повинно мати позитивний економічний ефект для кінцевих споживачів та призводити до зниження їхніх витрат.**

На нашу думку, причини виникнення небалансів не можуть автоматично ототожнюватися з відповідальністю електропостачальників лише тому, що саме вони є стороною, яка здійснює фінансові розрахунки на балансуєчому ринку.

Крім того, вважаємо за необхідне звернути увагу, що посилення фінансової відповідальності учасників ринку повинно супроводжуватися одночасним створенням належних інструментів управління небалансами.

Без забезпечення учасників ринку повною та своєчасною інформацією, сучасними інструментами прогнозування, можливістю оперативного коригування власних позицій та іншими механізмами управління ризиками покладення додаткової фінансової відповідальності не відповідає принципам справедливого розподілу ризиків та пропорційності державного регулювання.

На практиці електропостачальники та балансуєчі групи сьогодні здійснюють прогнозування в умовах, коли:

- учасники ринку не мають доступу до повного обсягу оперативної інформації, необхідної для якісного прогнозування споживання та управління власною балансуєчою позицією;
- вони не мають можливості впливати на аварійні та спеціальні відключення споживачів;
- відсутні механізми, які дозволяли б мінімізувати небаланси, що виникають внаслідок диспетчерських команд оператора системи передачі, аварійних режимів роботи енергосистеми або інших системних факторів;
- існуюча модель не забезпечує учасникам ринку достатнього рівня керованості власними ризиками.

Фактично учасникам ринку пропонується нести додаткову фінансову відповідальність без одночасного надання їм необхідних ринкових інструментів для управління відповідними ризиками. Такий підхід не відповідає загальновизнаному принципу, відповідно до якого обсяг відповідальності повинен відповідати обсягу повноважень та можливості впливу на результат. За таких умов запропоновані зміни фактично розширюють фінансову відповідальність учасників ринку без одночасного надання їм відповідних механізмів впливу на причини виникнення небалансів.

ГС «Енергетичний Союз» підтримує принцип, відповідно до якого кожен учасник ринку повинен нести фінансову відповідальність лише за ті відхилення, які є наслідком його власних рішень або дій та перебувають у межах його фактичного контролю.

Водночас покладення на постачальників відповідальності за небаланси, що виникають унаслідок аварійних відключень, диспетчерських обмежень, системних режимів роботи оператора системи передачі або інших факторів, які не залежать від їхньої діяльності, не сприятиме підвищенню ефективності балансуючого ринку, а лише призведе до перерозподілу фінансових ризиків між його учасниками.

Окремо звертаємо увагу, що в обґрунтуванні проєкту постанови зазначається необхідність наближення української моделі до європейських практик. Разом із тим застосування аналогічних механізмів можливе лише за умови існування співставного ринкового середовища.

На ринках держав – членів Європейського Союзу учасники мають доступ до повного комплексу інструментів прогнозування, ліквідних внутрішньодобових ринків, сучасних механізмів управління ризиками, сервісів оперативного коригування позицій, високої прозорості інформації та інших ринкових механізмів, які дозволяють реально впливати на величину власних небалансів.

Натомість український ринок наразі функціонує в умовах воєнного стану, регулярних аварійних та спеціальних відключень, пошкодження енергетичної інфраструктури, постійних змін режимів роботи енергосистеми та обмеженого доступу до інформації, необхідної для якісного прогнозування.

Особливістю функціонування українського ринку електричної енергії є наявність значної кількості факторів, які не залежать від волі та поведінки електропостачальників, проте безпосередньо впливають на формування небалансів.

За таких умов запровадження нової моделі фінансової відповідальності без одночасного створення належних механізмів прогнозування, управління ризиками та доступу до необхідної інформації не усуває причин виникнення небалансів, а лише змінює порядок розподілу фінансових наслідків між учасниками ринку. Фактично запропонований механізм переносить частину системних ризиків функціонування об'єднаної енергетичної системи України на електропостачальників та балансуючі групи незалежно від наявності їх вини.

У зв'язку з викладеним просимо НКРЕКП:

1. Оприлюднити результати економічного моделювання впливу запропонованої методики розрахунку небалансів на всі категорії учасників ринку.
2. Надати економічне обґрунтування очікуваного ефекту від запровадження нової моделі ціноутворення із зазначенням розрахунків, які підтверджують досягнення задекларованої мети.
3. Оцінити вплив запропонованих змін на рівень конкуренції на ринку постачання електричної енергії, фінансову стійкість учасників ринку та кінцеву вартість електричної енергії для споживачів.
4. Під час доопрацювання проєкту постанови врахувати принцип, відповідно до якого фінансова відповідальність учасників ринку повинна бути співмірною їх реальній можливості впливати на виникнення небалансів.

Сподіваємося, що наведені зауваження та пропозиції будуть враховані НКРЕКП під час доопрацювання проєкту постанови.

ГС «Енергетичний Союз» підтверджує готовність взяти участь у відкритому обговоренні зазначеного проєкту постанови.

Від Співки участь у заході братиме голова співки Тагієва Ольга +380958162751, energy.union.info@gmail.com, яка представить позицію Співки викладені у цьому листі.

З повагою,

Голова
ГС «Енергетичний Союз»

Ольга Тагієва





Товариство з обмеженою відповідальністю

**ДВ
нафтогазовидобувна
компанія**

63524, Харківська обл., Чугуївський район
смт. Есхар, вул. 152 Стрілецької дивізії,
буд. 16. Код ЄДРПОУ 34181461
E-mail: info.dvngdk@gmail.com

Вих. № ДВ/08-158
від 14.08.2026 р.

**НАЦІОНАЛЬНІЙ КОМІСІЇ,
ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ
У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ ТА
КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ**

box@nerc.gov.ua

«Щодо проекту постанови «Про затвердження Змін до Правил ринку», яким пропонується суттєво змінити механізм ціноутворення на балансуєчому ринку, визначення вартості позитивних і негативних небалансів та розрахунків за активовану балансуєчу електричну енергію.»

Шановні панове!

ТОВ «ДВ НАФТОГАЗОВИДОБУВНА КОМПАНІЯ» виробник електричної та теплової енергії, здійснює генерацію на Філії «Теплоелектроцентрально» (ТЕЦ) розташованій в Чугуївському районі Харківської області.

Щодо опублікованих пропозицій Змін до Правил ринку, просимо врахувати наступні зауваження.

Запропонований алгоритм розрахунку вартості команд не враховує умови роботи виробників електроенергії, а саме:

«4.13.1. У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансуєчу електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуєчу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами:

1) для ППБ, які відповідно до розділу IV цих Правил зобов'язані подавати пропозиції (заявки) на балансуєчу електричну енергію:

...

для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуєчої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{dn}$);»

Таким чином, в оплаті за виконання команди диспетчера не враховується витрати, які понесено виробником на виконання такої команди, зокрема: на оплату «Тарифу на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління НЕК «Укренерго», додаткового обсягу газу від мереж ОГТСУ та ГРМУ та вартість послуг з транспортування та розподілу газу (вказані обсяги газу та послуги з їх транспортування та розподілу надходять поза запланованими лімітами доби, тоб-то із застосуванням збільшуючих коефіцієнтів до ціни та вартості), виникають статті витрат, для яких відсутнє економічне джерело покриття.

Теж саме відноситься і до формулювання:

«для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуєної електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період ($MSP_{z,t}^{up}$);»

Збільшення нарахування платежів з виробників понад отримані, економічно обґрунтовані видатки на виробництво електроенергії таким виробником, неминуче ляжуть на обігові кошти та знизять спроможність електростанцій до забезпечення виробничого процесу паливом, запчастинами та забезпечення елементами захисту обладнання та персоналу, що найбільш небезпечно напередодні початку ОЗП 2026/27.

Просимо Вас, в якості підтримки стійкості та обороноздатності енергетичної галузі і, відповідно, економіки України, розгледіти можливість не застосовувати зміни до поточної редакції Правил ринку до завершення воєнного стану в Україні.

Також просимо переглянути положення постанови НКРЕКП від 03.08.2026 № 1294 (зміни до постанови НКРЕКП від 25 лютого 2022 року №332), якими відновлено нарахування плати за невідповідність, та перенести впровадження такої плати щонайменше на 01.04.2027 (до кінця ОЗП 2026/27).

Зі свого боку ще раз хочемо завірити Вас, що Підприємство докладає максимальних зусиль для підтримки роботи ОЕС України та дотримання ведення режиму під керуванням диспетчерського персоналу НЕК «Укренерго».

В поточних умовах воєнного часу, зусиллями країни агресора, тепла енергетика України вже знаходиться на межі виживання та потребує підтримки, відсутність якої, несе загрозу можливості функціонування підприємств галузі. Просимо Вас, зі свого боку докласти зусиль для недопущення погіршення становища виробників, робота яких не тільки забезпечує електроенергією країну, а і забезпечує робочий стан об'єднаної енергосистеми України під час дії воєнного стану. Сподіваємось на позитивне та справедливе вирішення питання. Віримо, що під головуванням досвідчених спеціалістів НКРЕКП підприємства теплової енергетики України отримають можливість пройти важкий період та залишити в роботі потужності, забезпечити необхідною електричною енергією населення та підприємства України.

***Слава Україні!
Віримо в ЗСУ!***

З повагою,

Генеральний директор

(підписано ЕЦП)

Данилюк О.О.

Вих. № 385 від 17.08.2026 р.

**Національній комісії, що здійснює
державне регулювання
у сферах енергетики та комунальних
послуг (НКРЕКП)**

**Зауваження та пропозиції до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» від
04.08.2026**

У зв'язку з оприлюдненням 04 серпня 2026 року Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, проекту постанови «**Про затвердження Змін до Правил ринку**» (далі — **Проект**), вважаємо за необхідне надати такі зауваження та пропозиції.

За результатами аналізу запропонованих змін вважаємо, що їх прийняття у запропонованій редакції може мати суттєвий негативний вплив на фінансовий стан учасників ринку електричної енергії та призвести до збільшення фінансової вартості небалансів.

Зокрема, Проектом пропонується змінити чинний механізм визначення цін позитивного та негативного небалансів шляхом запровадження окремих цін **MSPup** та **MSPdn** для небалансу. При цьому фактично змінюється чинний підхід до врахування ціни електричної енергії на ринку «на добу наперед» під час визначення вартості небалансів.

Запропонований механізм може призвести до суттєвого збільшення різниці між цінами позитивного та негативного небалансу. Відповідно, помилка у прогнозуванні обсягів виробництва або споживання електричної енергії матиме для учасника ринку значно вищу фінансову вартість.

Особливої уваги зазначене питання потребує в умовах воєнного стану.

Українські підприємства вже функціонують у надзвичайно складних економічних та виробничих умовах і зазнають значного фінансового навантаження внаслідок повномасштабної війни. Пошкодження та знищення енергетичної інфраструктури, нестабільність електропостачання, аварійні та планові обмеження, зміна виробничих графіків, логістичні труднощі, зростання вартості ресурсів та інших складових собівартості безпосередньо впливають на фінансову стабільність підприємств.

Зазначені обставини одночасно ускладнюють можливість забезпечення точного погодинного прогнозування обсягів виробництва та споживання електричної енергії.

За таких обставин суттєве збільшення фінансової вартості небалансів створює додаткове фінансове навантаження на підприємства, які й без того зазнають значних економічних втрат унаслідок війни.

Вважаємо, що на сьогодні запровадження запропонованих Проектом змін є передчасним, оскільки їх реалізація може негативно вплинути на фінансову стійкість підприємств та додатково ускладнити їх діяльність у складних економічних умовах.

З огляду на викладене просимо:

1. Не приймати проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» у запропонованій редакції.

2. Відкласти прийняття та набрання чинності запропонованими змінами до Правил ринку до завершення дії воєнного стану в Україні.

3. Зберегти на період дії воєнного стану чинний механізм визначення цін небалансів, який не створює такого значного розриву між цінами позитивного та негативного небалансу та, відповідно, не створює надмірного фінансового ризику для учасників ринку.

Вважаємо, що відтермінування запровадження запропонованих змін до завершення дії воєнного стану є **обґрунтованим та економічно доцільним заходом**, який дозволить не створювати додаткового фінансового навантаження на підприємства в період їх функціонування в умовах воєнного стану.

Просимо НКРЕКП врахувати наведені зауваження та пропозиції під час подальшого опрацювання та прийняття остаточного рішення щодо проекту постанови «**Про затвердження Змін до Правил ринку**» від 04.08.2026.

З повагою,

Генеральний директор

ТОВ «СТЕЙБЛ ЕНЕРДЖІ»

Іван НІКІТІН

(підпис)

**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО
ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ
ЕНЕРГЕТИКИ ТА
КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

***Щодо внесення змін до проекту рішення, що має ознаки регуляторного акта,
постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» стосовно
формування цін небалансів та балансуючої електричної енергії***

Товариство з обмеженою відповідальністю «ТОЛК УКРАЇНА» (далі — Товариство, ідентифікаційний код 44878589) провадить господарську діяльність з постачання електричної енергії споживачу на підставі ліцензії, виданої Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, згідно з Постановою від 06.12.2022 № 1610.

Товариство уважно ознайомилося з оприлюдненим НЕК «Укренерго» проектом змін до Правил ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307, щодо формування цін небалансів та балансуючої електричної енергії. Проведений нами аналіз свідчить про наявність значних ризиків та можливих негативних наслідків для всього ринку електричної енергії.

Запропонована модель значною мірою змінює принципи ціноутворення небалансів, посилюючи залежність їх вартості від маржинальних цін балансуючого ринку. У таких умовах фінансові результати постачальників фактично стають залежними від рішень та дій сторін, на які вони не мають жодного впливу — операторів системи передачі та розподілу, диспетчерських команд, аварійних обмежень та інших факторів системного характеру.

Модель фактично перекладає ризики роботи балансуючого ринку на сегмент ринку небалансів електроенергії. Постачальники опиняються в ситуації, де відповідальність за небаланси перестає бути стимулюючим механізмом та перетворюється на інструмент фінансового тиску, незалежно від їхньої операційної дисципліни чи точності прогнозування.

Підтримуючи задекларовану мету щодо вдосконалення механізмів ціноутворення безпосередньо на балансуючому ринку (БР) та виконання вимог Закону України № 4834-IX, вважаємо запропонований спосіб реформування ринку небалансів необґрунтованим, критичним для фінансової стійкості постачальників та таким, що прийнятий із суттєвими процедурними порушеннями регуляторного законодавства.

Враховуючи викладене, надаємо свої зауваження та обґрунтовані пропозиції:

I. ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАУВАЖЕНЬ ТА СУТНОСТІ ПРОБЛЕМИ

1. Невідповідність предмета регулювання фактичному змісту та порушення Методики № 308

Відповідно до розділу 1 АРВ, метою Проекту є «удосконалення механізмів ціноутворення на балансуючому ринку» (відносини між ОСП та постачальниками послуг з

балансування — ППБ). Проте фактично Проектом вносяться зміни до пунктів **5.13.3, 5.16.2 та 5.17.2** Правил ринку, які регулюють самостійний інститут — порядок розрахунку цін та списання/нарахування коштів за **небаланси електричної енергії** для сторін, відповідальних за баланс (СВБ).

Правовідносини «ОСП – СВБ» охоплюють значно ширше коло суб'єктів (зокрема постачальників, які несуть фінансову відповідальність за небаланси побутових та малих непобутових споживачів). Згідно з п. 2 Методики проведення аналізу впливу регуляторного акта (постанова КМУ від 11.03.2004 № 308), якщо проект регулює різні за змістом господарські відносини, аналіз впливу має проводитися **окремо стосовно кожної групи таких норм**. Об'єднання двох різних за суттю механізмів у єдиній процедурі унеможливило належну оцінку впливу саме на СВБ.

2. Відсутність причинно-наслідкового зв'язку та порушення ст. 8 Закону України № 1160-IV

АРВ не містить жодного обґрунтування того, чому проблема ціноутворення між ОСП та ППБ на балансуєчому ринку має вирішуватися шляхом скасування залежності ціни небалансу від «стану системи» (дефіцит/профіцит) для СВБ. Розробником не наведено аргументів, чому поставлена мета не може бути досягнута виключно в межах норм, що регулюють БР, без покладення додаткового тягара на ринок небалансів, що суперечить вимогам ст. 8 Закону України «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності».

3. Відсутність кількісної оцінки витрат та формальний підхід до АРВ

У розділі 3 та 5 АРВ розробник вказує, що витрати суб'єктів господарювання «відсутні», а негативні наслідки «не настануть». Це твердження є некоректним та суперечить фактичному економічному змісту змін.

Скасування пом'якшувального механізму «стану системи», який компенсував відхилення СВБ у разі, якщо їхній небаланс сприяв загальному балансуванню енергосистеми, призводить до прямого та систематичного зростання витрат постачальників.

Розрахунково-статистичне підтвердження:

Аналіз наданих ОСР модельних цін БР розрахункових періодів (на прикладі лютого – квітня 2026 року) свідчить, що внаслідок скасування чинного механізму вартість витрат постачальників на врегулювання небалансів зростає:

- у лютому 2026 року — у 1,96 рази;
- у березні 2026 року — у 1,89 рази;
- у квітні 2026 року — у 1,5 рази (діяли менші прайскепи на БР).

Попередній же аналіз та моделювання за інші періоди (на основі відкритих даних цін на БР) показують, що зміна механізму ціноутворення може спричинити **зростання прямих витрат постачальників на покриття небалансів значно більше ніж у 1,96 рази**. Такий порядок збільшення витрат практично повністю нівелює економічну доцільність добросовісного забезпечення споживачів електроенергією та створює неприйнятні фінансові ризики для постачальників.

Розробником не проведено жодного математичного чи статистичного розрахунку зазначених витрат, що є процедурним порушенням вимог ст. 8 Закону № 1160-IV та унеможливорює об'єктивну оцінку доцільності та пропорційності запропонованого регулювання.

4. Нехтування альтернативними (ринковими) способами розв'язання проблеми

В АРВ не проаналізовано жодної нерегуляторної або альтернативної опції (наприклад, зміна стандартних договорів між ОСП і ППБ, поетапне запровадження механізму за згодою учасників тощо). Усі три наведені альтернативи є виключно регуляторними, що є підставою для повернення Проєкту на доопрацювання.

II. ПРОПОЗИЦІЇ ДО ПРОЄКТУ РІШЕННЯ

На підставі викладеного просимо НКРЕКП:

1. **Обмежити предмет регулювання даного Проєкту** виключно нормами, що регулюють ціноутворення на балансуєчому ринку (відносини ОСП – ППБ), та скасуванням граничної межі 10% продажу на РДН на виконання Закону № 4834-ІХ.
2. **Вилучити з Проєкту зміни до пунктів 5.13.3, 5.16.2 та 5.17.2 Правил ринку** (щодо скасування залежності ціни небалансу від стану системи та зміни порядку розрахунку цін небалансів).
3. **Винести питання реформування ринку небалансів в окремий проєкт рішення**, забезпечивши проведення повноцінної регуляторної процедури згідно із Законом України № 1160-ІV та Методикою № 308, у тому числі:
 - надати кількісний розрахунок додаткових витрат СББ та постачальників на основі історичних даних щодо обсягів небалансів та маржинальних цін;
 - провести окрему оцінку впливу на постачальників, які виконують функції із забезпечення загальносуспільних інтересів та обслуговують побутових споживачів;
 - обґрунтувати неможливість застосування ринкових та договірних інструментів врегулювання;
 - надання альтернативних моделей ціноутворення небалансів.

Просимо НКРЕКП врахувати наведені зауваження та забезпечити доопрацювання проєкту з метою недопущення дестабілізації ринку та необґрунтованого зростання фінансового тягара для кінцевих споживачів.

**З повагою,
Генеральний директор**

Виконавець: Дегтярьов Олег 050-385-41-81



Ірина БЕРЕСНЄВА



ТОВ «Волиньелектрозбут»

вул. Яремчука Назарія, 11-А, м. Луцьк,
Україна, 43026,

ЄДРПОУ 42159289

№ 3-06/1286-2026 від «12» 08 2026р.

Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, - постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку».

НКРЕКП

03057, м.Київ, вул.Сім'ї Бродських, 19

ТОВ «Волиньелектрозбут», яке є постачальником послуг із забезпечення збільшення частки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел (далі – Постачальник послуг) на території Волинської області, надає свої пропозиції щодо внесення змін до проекту рішення, що має ознаки регуляторного акта, постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку».

1. Щодо невідповідності визначення предмета регулювання його фактичному змісту

У аналізі регуляторного впливу вказано, що метою розроблення регуляторного акту є «удосконалення механізмів ціноутворення на балансуєчому ринку», а саме запровадження двох маржинальних цін балансуєчої електричної енергії - на завантаження та на розвантаження - для розрахунку вартості активованої балансуєчої електричної енергії в межах балансуєчого ринку (глава 5.13 Правил ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307, далі - Правила ринку).

Разом з тим, зі змісту порівняльної таблиці до Проекту вбачається, що його положеннями вносяться зміни не лише до норм, які регулюють ціноутворення на балансуєчому ринку (розрахунки за активовану балансуєчу електричну енергію між оператором системи передачі (ОСП) та постачальниками послуг балансування (ППБ)), а й до самостійного за предметом регулювання інституту - порядку визначення ціни небалансу та порядку списання/нарахування коштів за небаланс електричної енергії для сторони, відповідальної за баланс (пункти 5.13.3, 5.16.2, 5.17.2 Правил ринку).

Розрахунки за небаланс здійснюються в системі правовідносин «ОСП (як адміністратор розрахунків, АР) - сторона, відповідальна за баланс (СВБ)» та стосуються значно ширшого кола суб'єктів, ніж коло учасників балансуєчого ринку, які подають заявки на завантаження/розвантаження. Зокрема, електропостачальник як СВБ несе фінансову відповідальність за небаланси всіх обслуговуваних споживачів, включно з побутовими споживачами (група «б»), які не є та не можуть бути учасниками балансуєчого ринку.

Відповідно до пункту 2 Методики проведення аналізу впливу регуляторного акта, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 11.03.2004 № 308 (далі - Методика № 308), у разі коли проект регуляторного акта одночасно містить норми, що регулюють різні за змістом господарські відносини, аналіз впливу проводиться окремо стосовно кожної групи таких норм. Об'єднання в єдиному формулюванні мети Проекту двох різних за предметом і колом суб'єктів механізмів - ціноутворення балансуєчого ринку та порядку розрахунків за небаланс - унеможливило належну ідентифікацію та окрему оцінку впливу на СВБ/постачальників як самостійно зачепленої групи, що є порушенням вимог зазначеної Методики.

На підставі викладеного вважаємо, що норми Проекту в частині зміни пунктів 5.13.3, 5.16.2 та 5.17.2 Правил ринку виходять за межі задекларованого предмета регулювання та потребують окремого, предметного аналізу впливу саме на постачальників електричної енергії



0 800 30 05 21
0 332 78 05 75
0 800 33 18 33

office@elektro.volyn.ua
<https://elektro.volyn.ua/>
<https://tolk.ua/>

як сторін, відповідальних за баланс.

1.1. Відсутність обґрунтування причинно-наслідкового зв'язку між визначеною проблемою балансуючого ринку та обраним інструментом її розв'язання.

Із розділу 1 АРВ убачається, що визначена проблема стосується виключно ціноутворення в межах балансуючого ринку, а саме - необхідності запровадження двох маржинальних цін балансуючої електричної енергії (на завантаження та на розвантаження) замість однієї для розрахунку вартості активованої балансуючої електричної енергії за угодами між ОСП і ППБ. Водночас обраним інструментом розв'язання цієї проблеми є не лише зміна порядку розрахунку за активовану балансуючу електричну енергію, а й одночасна відмова від залежності ціни небалансу від «стану системи» (зміна пунктів 5.13.3, 5.16.2 Правил ринку) - тобто інструменту, що регулює самостійні правовідносини іншого змісту (розрахунки за небаланс між ОСП як адміністратором розрахунків та СББ).

АРВ не містить жодного обґрунтування того, чому саме зміна порядку визначення ціни небалансу є необхідним, достатнім або єдиною можливим засобом досягнення задекларованої мети «удосконалення механізмів ціноутворення на балансуючому ринку». Розділ 5 АРВ («Механізми та заходи, які забезпечать розв'язання визначеної проблеми») лише описово відтворює зміст запропонованих норм, не наводячи аргументації щодо логічного та причинно-наслідкового зв'язку між проблемою (визначеною виключно щодо балансуючого ринку) та інструментом (який виходить за межі балансуючого ринку і зачіпає ринок небалансів).

Відповідно до статті 8 Закону № 1160-IV «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності» розробник проекту регуляторного акта зобов'язаний, зокрема, обґрунтувати, чому визначена проблема не може бути розв'язана за допомогою діючих регуляторних актів, та розглянути можливість внесення змін до них, а також визначити цілі державного регулювання, які за своїм змістом мають безпосередньо впливати з установленної проблеми. У разі коли обраний спосіб розв'язання проблеми виходить за межі предмета, в якому проблему було ідентифіковано, обов'язок обґрунтування такого розширення предмета регулювання не втрачає чинності, а, навпаки, набуває окремого значення, оскільки зачіпає коло суб'єктів, для яких проблему в АРВ взагалі не було сформульовано.

У зв'язку з викладеним просимо надати вмотивовану відповідь на питання: чому проблема ціноутворення на балансуючому ринку (необхідність визначення двох маржинальних цін замість однієї для розрахунків за активовану балансуючу електричну енергію) вирішується, серед іншого, шляхом зміни порядку визначення ціни небалансу для сторони, відповідальної за баланс, а не виключно шляхом внесення змін до норм, що безпосередньо регулюють ціноутворення в межах балансуючого ринку, та чому необхідність саме такого - розширеного - способу розв'язання проблеми не обґрунтовано в АРВ.

2. Щодо порушення вимог до кількісного визначення вигід і витрат в АРВ

Згідно зі статтею 8 Закону № 1160-IV аналіз регуляторного впливу є обов'язковим документом, що супроводжує проект регуляторного акта, і повинен містити визначення та оцінку прийнятних альтернативних способів досягнення встановлених цілей із наведенням аргументів щодо переваги обраного способу.

Пунктом 3 АРВ до Проекту в таблиці «Оцінка впливу на сферу інтересів суб'єктів господарювання» щодо обраної альтернативи (Альтернатива 2 - унесення змін до чинного регуляторного акта) у графі «Витрати» зазначено: «Відсутні». Аналогічно в графі «Витрати» щодо впливу на сферу інтересів держави зазначено «Відсутні», а характеристику механізму компенсації можливої шкоди в розділі 5 АРВ не розроблено «оскільки введення в дію положень регуляторного акта не призведе до настання будь-яких негативних наслідків».

Зазначені твердження є декларативними та не відповідають фактичному економічному змісту запропонованих змін. Проектом передбачається виключення впливу «стану системи» (дефіциту, профіциту, збалансованості) на ціноутворення небалансу, який за чинною редакцією пункту 5.13.3 Правил ринку забезпечував пом'якшення ціни небалансу для СББ у випадках, коли його індивідуальне відхилення сприяло балансуванню енергосистеми в цілому.

Скасування цього механізму об'єктивно призводить до систематичного зростання витрат постачальників на врегулювання небалансів (за приблизними розрахунками на прикладі даних за лютий – квітень 2026 року вартість витрат для постачальника зростає у лютому в 2.76 рази, березні у 2.04 рази, квітні у 1.45 рази).

Такий економічний ефект є прогнозованим та таким, що піддається кількісній оцінці на основі наявних статистичних даних про обсяги активованої балансуєної електричної енергії, ціни MSP та історичний розподіл станів енергосистеми. Однак розробником Проекту такий розрахунок не проведено, а вигоди й витрати обмежено загальними формулюваннями («удосконалення механізмів ціноутворення»).

Наведене не відповідає методологічній вимозі, згідно з якою розмір кожної вигоди та витрати повинен обчислюватися з використанням статистичних даних, даних наукових досліджень та інших об'єктивних джерел, а не декларуватися в узагальненій формі.

Вважаємо, що зазначене становить порушення статті 8 Закону № 1160-IV та Методики №308, оскільки фактична відсутність кількісного обґрунтування вигід і витрат позбавляє учасників громадського обговорення та Регулятора об'єктивної підстави для оцінки доцільності та пропорційності запропонованого регулювання.

2.1. Невідповідність АРВ вичерпному переліку обов'язкових елементів, установлених статтею 8 Закону № 1160-IV.

Статтею 8 Закону № 1160-IV встановлено вичерпний перелік дій, які розробник проекту регуляторного акта зобов'язаний виконати під час підготовки АРВ. Аналіз змісту АРВ до Проекту свідчить про невідповідність щонайменше трьом із зазначених обов'язкових елементів.

По-перше, не обґрунтовано, чому визначена проблема не може бути розв'язана за допомогою ринкових механізмів і потребує державного регулювання. Розділ 1 АРВ «Визначення проблеми» містить виключно виклад нормативних підстав повноважень ОСП і Регулятора та переказ пропозицій, наданих НЕК «Укренерго» листами від 16.07.2026 № 01/44363 та від 07.07.2026 № 01/42158, проте не містить жодного аналізу можливості усунення проблеми диспозитивними (договірними, ринковими) засобами.

По-друге, не визначено очікуваних результатів прийняття регуляторного акта в частині розрахунку очікуваних витрат та вигод суб'єктів господарювання, громадян та держави. Розділ 3 АРВ (таблиці оцінки впливу) містить щодо обраної Альтернативи 2 виключно декларативне формулювання вигід («удосконалення механізмів ціноутворення на балансуєному ринку») та позначення «Відсутні» в графі «Витрати» без жодного кількісного показника. Розділ 8 АРВ «Очікувані результати прийняття регуляторного акта» дослівно відтворює формулювання цілей державного регулювання з розділу 2 та не містить розрахунку - ні орієнтовного, ні точного.

По-третє, розробником не оцінено усіх прийнятних альтернативних способів досягнення встановлених цілей, у тому числі тих, які не передбачають безпосереднього державного регулювання господарських відносин. Усі три альтернативи, наведені в розділі 3 АРВ (збереження чинного регулювання; унесення змін до чинного акта; прийняття нового акта), є виключно регуляторними за своєю природою. Альтернативи, що ґрунтуються на ринковому саморегулюванні або договірному врегулюванні (наприклад, зміна стандартних умов договорів між ОСП і ППБ, поетапне запровадження нового механізму за згодою учасників ринку), у складі проаналізованих альтернатив відсутні.

Наведене свідчить про системну, а не поодинокую невідповідність поданого АРВ вимогам статті 8 Закону № 1160-IV, що є самостійною процедурною підставою для повернення Проекту на доопрацювання.

3. Пропозиції

На підставі викладеного просимо НКРЕКП:

- 1) не приймати Проект у запропонованій редакції в частині змін до пунктів 5.13.3, 5.16.2 та 5.17.2 Правил ринку тобто обмежити предмет даного проекту постанови виключно

нормами, що регулюють балансуючий ринок (відносини ОСП–ППБ) та скасуванням граничної межі продажу на РДН на виконання Закону № 4834-IX. Зміни до порядків розрахунку цін небалансів (пункти 5.13.3, 5.16.2, 5.17.2) винести в окремий проект рішення з повноцінною процедурою АРВ.

2) у разі внесення змін до Правил ринку в частині ціноутворення небалансів забезпечити доопрацювання АРВ шляхом приведення його у відповідність до вичерпного переліку обов'язкових елементів, установлених статтею 8 Закону № 1160-IV, зокрема: а) навести обґрунтування неможливості розв'язання визначеної проблеми за допомогою ринкових механізмів; б) навести розрахунок очікуваних витрат та вигод суб'єктів господарювання, громадян і держави, у тому числі кількісне обчислення очікуваного зростання витрат постачальників на врегулювання небалансів на основі статистичних даних про обсяги небалансів та маржинальні ціни балансуючої електричної енергії за попередні розрахункові періоди;.

Директор



Оксана ГЕНТИШ

Вих. № 17.08-02 від «17» серпня 2026 р.
На проєкт, оприлюднений 04.08.2026

**Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах енергетики
та комунальних послуг (НКРЕКП)
box@nerc.gov.ua**

Щодо зауважень та пропозицій до проєкту
постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»

Шановні пані та панове!

ТОВ «АК ТРЕЙД ГРУП» (код ЄДРПОУ 45257836) провадить діяльність трейдера електричної енергії, адмініструє власну балансуючу групу та здійснює агрегацію потужностей учасників ринку. Товариство розглянуло оприлюднений 04 серпня 2026 року проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» (далі — Проєкт), а також обґрунтування та аналіз впливу регуляторного акта до нього, і в межах публічного обговорення, що триває до 17 серпня 2026 року включно, надає такі зауваження та пропозиції.

Товариство підтримує мету Проєкту щодо приведення Правил ринку у відповідність до Закону України № 4834-IX від 07.04.2026 та листів НЕК «Укренерго», водночас вважає, що окремі положення Проєкту потребують доопрацювання з метою мінімізації негативного впливу на учасників ринку електричної енергії.

1. Щодо відмови від прив'язки ціни небалансу до ціни РДН (пункти 5.13, 5.14, 5.16, 5.17 Проєкту)

Зауваження. Проєкт скасовує чинний механізм, за яким ціна небалансу (IMSP) обмежується ціною ринку «на добу наперед» (PDAM) через правило мінімуму/максимуму, і замінює його прямим застосуванням маржинальних цін балансууючої електричної енергії MSPup та MSPdn, розрахованих виключно на основі активованих заявок ППБ. Наведений нижче ілюстративний розрахунок (складений на основі оприлюднених обґрунтувань та підходу, застосованого учасниками ринку) демонструє, що розрив між ціною позитивного і негативного небалансу за новим механізмом може зростати у кілька разів порівняно з чинним:

Показник	Чинний механізм	Механізм за Проєктом	Зміна
Позитивний небаланс +1 МВт·год	6 175 грн	950 грн	–84,6%
Негативний небаланс –1 МВт·год	8 400 грн	17 850 грн	+112,5%
Розрив цін +/- небалансу	2 225 грн/МВт·год	16 900 грн/МВт·год	у 7,6 раза більше

Розрахунок за формою II Аналізу впливу регуляторного акта до Проекту при цьому стверджує відсутність витрат і негативних наслідків для суб'єктів господарювання, що, на нашу думку, не узгоджується з наведеним вище фінансовим ефектом і потребує кількісного уточнення до прийняття Проекту в остаточній редакції.

Пропозиції:

1.1. На перехідний період (не менше 6 місяців з дати набрання чинності) встановити симетричний ціновий коридор, що обмежує граничне відхилення MSP_{up} та MSP_{dn} від ціни РДН відповідного розрахункового періоду (наприклад, не більше ніж у 2–3 рази), з подальшим переглядом за результатами моніторингу.

1.2. Запровадити обов'язкову публікацію НЕК «Укренерго» історичних та, за технічної можливості, індикативних значень MSP_{up} і MSP_{dn} з достатнім випередженням, що дасть змогу учасникам ринку адаптувати прогнозування та поведінку при поданні заявок.

1.3. Доповнити розділ IV Аналізу впливу регуляторного акта кількісною оцінкою впливу на фінансовий результат учасників балансуючої групи на основі наведеного або аналогічного розрахунку.

2. Щодо розрахунків за ППБ у разі відсутності заявки (пункт 4.13.1 Проекту)

Зауваження. Проект передбачає, що виконання диспетчерської команди за відсутності відповідної заявки ППБ оплачується за протилежною маржинальною ціною (MSP_{up} — для розвантаження, MSP_{dn} — для завантаження), що є суттєво жорсткішим порівняно з чинним підходом і фактично прирівнює технічну відсутність заявки до штрафної санкції. Одночасне запровадження цієї норми з описаною у пункті 1 зміною ціноутворення, а також з очікуваним відновленням у повному обсязі застосування плати за невідповідність, створює кумулятивний фінансовий ризик для ППБ та постачальників допоміжних послуг (ПДП).

Пропозиції:

2.1. Передбачити поетапне (не одночасне) набрання чинності зміною порядку розрахунків за пунктом 4.13.1 і відновленням повного застосування плати за невідповідність — з розривом не менше одного розрахункового кварталу.

2.2. Встановити перехідний (тестовий) період застосування нового порядку розрахунків за пунктом 4.13.1 без фінансових наслідків, з інформуванням ППБ про розрахований, але не стягнутий результат, для оцінки масштабу впливу до повного запровадження.

3. Щодо скасування мінімального порогу обов'язкового продажу електричної енергії на РДН (пункт 10.9 Правил ринку)

Товариство підтримує скасування першого і другого абзаців пункту 10.9 Правил ринку як таке, що відповідає підпункту 57 розділу I Закону України № 4834-IX та надає виробникам більшу гнучкість у виборі торгової стратегії. Водночас просимо

надати роз'яснення (або доповнити Проєкт відповідним положенням) щодо співвідношення дати набрання чинності цією нормою з фактичною датою запуску єдиного сполучення ринків «на добу наперед» з ринками ЄС, щоб уникнути періоду невизначеності для виробників у частині мінімальних обсягів продажу на РДН.

4. Загальна пропозиція щодо моніторингу наслідків

Враховуючи масштаб зміни методики ціноутворення на балансуєчому ринку, пропонуємо передбачити обов'язок НКРЕКП або НЕК «Укренерго» здійснити ретроспективний аналіз наслідків застосування нового механізму через 3 місяці з дати набрання чинності Змінами, з оприлюдненням його результатів та можливістю коригування коефіцієнта K^m чи інших параметрів формули за підсумками аналізу.

Просимо врахувати викладені зауваження та пропозиції під час доопрацювання проєкту постанови «Про затвердження Змін до Правил ринку». ТОВ «АК ТРЕЙД ГРУП» готове надати додаткові розрахунки, статистичні дані по власній балансуєчій групі та пояснення на запит НКРЕКП, а також взяти участь у публічному обговоренні Проєкту в будь-якому зручному для Регулятора форматі.

З повагою,

Директор

КИРИЛО АРХИПОВ

Виконавець:
Тетяна Мельникова
Tetiana.Melnykova@aktradegroup.com.ua

ХАРКІВСЬКА МІСЬКА РАДА
КОМУНАЛЬНЕ ПІДПРИЄМСТВО
«ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»
вул. Мефодіївська, буд. 11, м. Харків, 61037
тел.: (057) 341-41-40
e-mail: hts@hts.kh.ua, web: www.hts.kharkov.ua
код ЄДРПОУ: 31557119



17.08.2026 № 07-60/14943

на № _____ від _____

Щодо проєкту рішення - постанови
НКРЕКП «Про затвердження Змін
до Правил ринку»

Голові НКРЕКП
Руслану СЛОБОДЯНУ
вул. Сім'ї Бродських, буд.19,
м. Київ, 03057

04 серпня 2026 року на сайті НКРЕКП було оприлюднено проєкт рішення, що має ознаки регуляторного акта – проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку».

Вищезазначеним проєктом пропонується внести суттєві зміни щодо механізму ціноутворення на балансуєчому ринку, визначення вартості позитивних та негативних небалансів, розрахунків за послуги з балансування та допоміжні послуги.

Запропонований механізм суттєво збільшить фінансове навантаження на учасників ринку та погіршить їх фінансовий стан.

Запропоновані зміни суттєво погіршують умови визначення цін небалансів для учасників ринку: позитивний небаланс буде оцінюватися за значно нижчою ціною, а негативний – за значно вищою. Відповідно значно збільшується фінансова вартість похибки прогнозування генерації та споживання.

КП «Харківські теплові мережі» є виробником електричної енергії та порядок та вартість розрахунку небалансів електричної енергії здійснюють вплив на фінансове становище підприємства.

Проєктом передбачається не лише зміна ціни небалансів, а і порядку розрахунків за активовану балансуєчу енергію для постачальників послуг з балансування. Для постачальників послуг балансування та допоміжних послуг передбачено повернення плати за невідповідність.

В умовах, коли почастишали обстріли збоку рф та пошкодження об'єктів енергетики, стали звичайним явищем випадки, коли об'єкти генерації зупиняються в наслідок отриманих пошкоджень або відхилень значень напруги в мережах ОСР понад гранично допустимі значення.

Подібні явища неможливо передбачити заздалегідь. Зупинка об'єктів енергетики внаслідок відхилень значень напруги понад допустимі значення

або отриманих пошкоджень, як обладнання об'єкта генерації так і об'єктів системи розподілу приводить до значних небалансів електричної енергії підприємства, а механізм ціноутворення на небаланси та балансуючу електричну енергію, погіршує і так вкрай важкий фінансовий стан підприємства.

Наразі вся Україна, та наше підприємство готуються до наступної зими, одним із пріоритетних напрямків діяльності зараз для підвищення стійкості енергосистеми є впровадження розподіленої генерації, і одночасно НКРЕКП пропонує внести зміни до Правил ринку які фактично призведуть до того, що діяльність з виробництва електричної енергії буде виключно збитковою, що обмежить можливості проведення ремонтних робіт, закупівлю палива та готовність обладнання.

Впровадження вищезазначеного механізму потребує стабільної ситуації в енергетиці, яка не є такою зважаючи на постійні обстріли з боку РФ та пошкодження об'єктів генерації, об'єктів розподілу/передачі електроенергії, що також впливає на нестабільну роботу енергосистеми.

Враховуючи поточну ситуацію в країні та енергетиці, пропонуємо залишити діючий механізм ціноутворення на небаланси, балансуючу електричну енергію та допоміжні послуги та розглянути можливість внесення запропонованих змін не раніше як після 180 днів після припинення військового стану.

Директор фінансовий



Ігор ГОРШНІЙ

Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

03057, м. Київ, вул. Сім'ї Бродських, 19

В ПАТ «Центренерго» опрацювали проект Постанови НКРЕКП від 04.08.2026, згідно якого передбачається внесення змін до Правил ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 307.

Маємо зауважити наступне.

Відповідно пункту 4.15.2. Правил ринку, цільова функція балансуючого ринку полягає у мінімізації вартості покриття небалансу електричної енергії системи, використовуючи подані ППБ пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження. Вартість покриття небалансу електричної енергії системи є сумою всіх грошових коштів за акцептованими пропозиціями на балансуєчу електричну енергію.

Осінньо-зимовий період 2025-2026 років було пройдено в надскладних умовах. Теплові електростанції ПАТ «Центренерго» зазнали масштабних обстрілів та значних пошкоджень енергетичного обладнання з припиненням генерації. Також зберігається загроза продовження обстрілів російською федерацією об'єктів критичної енергетичної інфраструктури, що може спричинити виникнення непрогнозованого дефіциту генеруючих потужностей.

Слід зауважити, що на даний час триває підготовка обладнання ТЕС ПАТ «Центренерго» до проходження осінньо-зимового періоду 2026-2027, з наближенням якого зростає ризик ракетних обстрілів по генеруючих потужностях Товариства. Деякі джерела прямо заявляють про підготовку до ударів по енергосистемі України.

В регіонах, в яких розташоване генеруюче обладнання Товариства, посилені загрози обстрілу можуть тривати до двадцяти годин за добу.

Під час повітряної тривоги роботодавець зобов'язаний забезпечити безпеку працівників, зокрема, надати їм можливість перейти до укриття. Отже, на час оголошення повітряної тривоги переважна більшість оперативного персоналу спрямовується в укриття для збереження життя та здоров'я. Відповідно, під час повітряних тривог, проведення технологічних операцій на працюючому обладнанні та/або обладнанні що знаходиться в резерві – неможливо. Під час повітряних тривог заявки на балансуєчу електричну енергію персоналом ПАТ «Центренерго» в системі управління ринком не розміщуються з причин неможливості їх виконання.



ПАТ "Центренерго"
№01.10.3/3415 від 18.08.2026
КЕП: Ісаченко С. О. 18.08.2026 10:35
34DD450800

Водночас, терміни подання заявок балансуючого ринку чітко регламентовані Правилами ринку. При припиненні факторів, що несуть загрозу життю та здоров'ю працівників ТЕС Товариства, є вірогідність отримання команди з операційної безпеки на негайне відключення генеруючої одиниці, яка буде безумовно виконана без відповідної заявки в системі управління ринком. Це призведе до нарахування Товариству надмірної плати при виконанні команди диспетчера на розвантаження з причин, що не залежать від Товариства.

Пропонуємо на період дії в Україні військового стану п. 4.13.1 викласти в редакції: *«У випадку зміни обсягу відпуску/відбору одиниці надання послуг з балансування ППБ за командою диспетчера при відсутності заявки на балансування електричну енергію щодо цієї одиниці надання послуг з балансування, нарахування/списання коштів за активовану балансуючу електричну енергію одиниці надання послуг з балансування у торговій зоні за розрахунковий період обчислюється за такими цінами:*

для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на завантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні за розрахунковий період;

для електричної енергії, відпущеної в результаті виконання команди диспетчера на розвантаження – за маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні за розрахунковий період.»

Також, враховуючи триваючу збройну агресію, прийняття зазначеної постанови в запропонованій редакції в частині визначення ціни небалансів призведе до знецінення вартості позитивного небалансу в дефіцитній системі під час проходження ОЗП та надмірного нарахування за негативний небаланс. Слід зауважити, що в переважній більшості випадків негативний небаланс Товариства формується внаслідок аварійності генеруючого обладнання ТЕС. Відповідно, це гарантовано погіршить економічні умови врегулювання небалансів та призведе до вимивання обігових коштів Товариства.

На підставі зазначеного, пропонуємо п. 5.13.3 Правил ринку залишити без змін.

Генеральний директор

Сергій ІСАЧЕНКО

№ _____

Про зміни до Правил ринку

Регулятор 04.08.2026 на своєму офіційному сайті опублікував проєкт змін до постанови НКРЕКП від 14.03.2018 №307 «Про затвердження Правил ринку» (далі – Правила ринку), що передбачає вдосконалення механізмів ціноутворення на балансуючому ринку (<https://www.nerc.gov.ua/news/opryliudniuietsia-proiekt-postanovy-shcho-maie-oznaky-rehuliatornoho-akta-zminy-do-pravyl-rynku>).

Зазначеним проєктом передбачається на заміну єдиній ціні $IMSP_{z,t}$ впровадження двох цін небалансів: окремо позитивного небалансу — $IMSP_{z,t}^{+}$ та окремо негативного небалансу — $IMSP_{z,t}^{-}$. Водночас під час опрацювання проєкту НЕК «Укренерго» було виявлено, що показник ціни $IMSP_{z,t}$ використовується для обчислення орієнтовного розміру наявної фінансової гарантії, який застосовується для визначення максимального обсягу продажу на РДН в п.2.3.1. Правил ринку, при визначенні обсягу необхідної фінансової гарантії в п.6.1.11. та п.6.1.12. Правил ринку. А також в п.2.2. Додатку 10 до Правил ринку «Правилах коригування» для обчислення суми нарахувань СВБ за оновленими сертифікованими даними комерційного обліку використовується мінімальне або максимальне значення між $IMSP_{z,t}$ та ціною РДН, що відповідає ціноутворенню на небаланси в чинній редакції Правил ринку.

Відповідно до проєкту змін в Правила ринку, оприлюднених Регулятором 04.08.2026, замість перелічених вище цінових показників мають застосовуватися ціни небалансів $IMSP_{z,t}^{+}$ та $IMSP_{z,t}^{-}$. В іншому випадку відсутність таких змін унеможливить для Адміністратора розрахунків обчислення наведених вище показників та обсягів відповідно до редакції Правил ринку, через відсутність в змінах ціни $IMSP_{z,t}$.

У зв'язку з викладеним, пропонуємо на розгляд Регулятора редакційні правки до Правил ринку. Зазначені пропозиції не змінюють логіку оприлюдненого НКРЕКП проєкту змін щодо удосконалення механізмів ціноутворення на балансуючому ринку та спрямовані виключно на приведення взаємопов'язаних положень Правил ринку у відповідність до запропонованих змін. Враховуючи нормативний, логічний та математичний зв'язок зазначених правок з оприлюдненим проєктом, а також необхідність їх урахування для належної реалізації запропонованих змін, просимо розглянути та врахувати пропозиції НЕК «Укренерго» під час громадського обговорення проєкту з метою забезпечення внутрішньої узгодженості та коректного застосування оновлених положень Правил ринку.

Додаток: проєкт змін до Правил ринку на 1 арк. в 1 прим.

В.о. директора з ринкових операцій

Симоненко О.О. ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Бажан (068) 434 19 84

Сертифікат 3FAA9288358EC00304000000888C37005C80E800
Підписувач Симоненко Олександр Олександрович
Дійсний з 18.09.2025 15:53:33 по 18.09.2027 15:53:33

НЕК "Укренерго"



Вих. № 01/53347
від 26.08.2026

Чинна редакція	Пропозиція НЕК «Укренерго»	Обґрунтування
2.3.1. Максимальний обсяг продажу на РДН для СВБ гр у зоні z для кожного торгового дня d (сальдоване значення) розраховується за формулою, $d-30aver(IMSP_{z,t}^{neg}) - \text{середньоарифметична ціна негативного небалансу електричної енергії за попередні 30 днів перед торговим днем}$...	2.3.1. Максимальний обсяг продажу на РДН для СВБ гр у зоні z для кожного торгового дня d (сальдоване значення) розраховується за формулою, $d-30aver(IMSP_{z,t}^{neg}) - \text{середньоарифметична ціна негативного небалансу електричної енергії за попередні 30 днів перед торговим днем}$...	Додаткова редакційна правка відповідно до Проекту змін в Правила ринку, оприлюдненого Регулятором 04.08.2026 https://www.nerc.gov.ua/news/opryliudniuietsia-proiekt-postanovy-shcho-maie-oznaky-rehuliatornoho-akta-zminy-do-pravyl-rynku
6.1.11. Для кожної СВБ гр для кожного торгового дня d розраховується розмір необхідної фінансової гарантії за формулою $FG_{gr,b,z} = \begin{cases} FO_{gr,d,z} \cdot K_{gr,d,z}^{kt}, \text{ якщо } FO_{gr,d,z} \leq Kt_{gr,d,z} \\ \max(FO_{gr,d,z} \cdot K_{gr,d,z}^{kt}; FO_{gr,d,z} - Kt_{gr,d,z}), \text{ якщо } FO_{gr,d,z} > Kt_{gr,d,z} \end{cases},$ Де $FO_{gr,d,z}$ - сума потенційно можливих фінансових зобов'язань, що можуть виникнути у СВБ гр за результатами її участі на балансуєму ринку, що розраховується за формулою $FO_{gr,d,z} = (Wsel_{gr,d,z} \cdot K_{gr,d,z}^{sel} \cdot K_{gr,d,z}^{hg} + Wcons_{gr,d,z} \cdot K_{gr,d,z}^{cons}) \cdot N_{gr} \cdot d-30aver(IMSP_{z,t}^{neg}) + Dt_{gr,d,z}.$ 	6.1.11. Для кожної СВБ гр для кожного торгового дня d розраховується розмір необхідної фінансової гарантії за формулою $FG_{gr,b,z} = \begin{cases} FO_{gr,d,z} \cdot K_{gr,d,z}^{kt}, \text{ якщо } FO_{gr,d,z} \leq Kt_{gr,d,z} \\ \max(FO_{gr,d,z} \cdot K_{gr,d,z}^{kt}; FO_{gr,d,z} - Kt_{gr,d,z}), \text{ якщо } FO_{gr,d,z} > Kt_{gr,d,z} \end{cases},$ Де $FO_{gr,d,z}$ - сума потенційно можливих фінансових зобов'язань, що можуть виникнути у СВБ гр за результатами її участі на балансуєму ринку, що розраховується за формулою $FO_{gr,d,z} = (Wsel_{gr,d,z} \cdot K_{gr,d,z}^{sel} \cdot K_{gr,d,z}^{hg} + Wcons_{gr,d,z} \cdot K_{gr,d,z}^{cons}) \cdot N_{gr} \cdot d-30aver(IMSP_{z,t}^{neg}) + Dt_{gr,d,z}.$ 	Додаткова редакційна правка відповідно до Проекту змін в Правила ринку, оприлюдненого Регулятором 04.08.2026 https://www.nerc.gov.ua/news/opryliudniuietsia-proiekt-postanovy-shcho-maie-oznaky-rehuliatornoho-akta-zminy-do-pravyl-rynku
6.1.12. Для СВБ, яка є електропостачальником та не провадила ліцензовану діяльність з постачання електричної енергії споживачу, купівлі-продажу електричної енергії на ринку електричної (крім балансуємого ринку) енергії або не здійснювала експорт-імпорт електричної енергії, або є трейдером та не провадила ліцензовану діяльність з перепродажу електричної енергії (трейдерської діяльності), протягом декади, що передє декаді, до якої відноситься торговий день d, розмір необхідної фінансової гарантії для кожного торгового дня d до моменту виконання фінансового зобов'язання СВБ за повну декаду розраховується за формулою $FG_{p,d,z} = (Wsel_{p,d,z} \cdot K_{p,d,z}^{sel} + Wcons_{p,d,z} \cdot K_{p,d,z}^{cons}) \cdot N_{p,d,z} \cdot \max_{d-30}^{d-30}(IMSP_{z,t}) + Dt_{p,d,z}$ $\max_{d-30}^{d-30}(IMSP_{z,t}) - \text{максимальна ціна небалансу електричної енергії за попередні 30 днів перед торговим днем d по кожній зоні z.}$ 	6.1.12. Для СВБ, яка є електропостачальником та не провадила ліцензовану діяльність з постачання електричної енергії споживачу, купівлі-продажу електричної енергії на ринку електричної (крім балансуємого ринку) енергії або не здійснювала експорт-імпорт електричної енергії, або є трейдером та не провадила ліцензовану діяльність з перепродажу електричної енергії (трейдерської діяльності), протягом декади, що передє декаді, до якої відноситься торговий день d, розмір необхідної фінансової гарантії для кожного торгового дня d до моменту виконання фінансового зобов'язання СВБ за повну декаду розраховується за формулою $FG_{p,d,z} = (Wsel_{p,d,z} \cdot K_{p,d,z}^{sel} + Wcons_{p,d,z} \cdot K_{p,d,z}^{cons}) \cdot N_{p,d,z} \cdot \max_{d-30}^{d-30}(IMSP_{z,t}^{neg}) + Dt_{p,d,z}$ IMSP_{z,t}^{neg} - максимальна ціна негативного небалансу електричної енергії за попередні 30 днів перед торговим днем d по кожній зоні z. 	Додаткова редакційна правка відповідно до Проекту змін в Правила ринку, оприлюдненого Регулятором 04.08.2026 https://www.nerc.gov.ua/news/opryliudniuietsia-proiekt-postanovy-shcho-maie-oznaky-rehuliatornoho-akta-zminy-do-pravyl-rynku
	Додаток 10 до Правил ринку Правила коригування	
	2. Обчислення коригування	
2.2. Визначення суми списання/нарахування коштів за небаланс для СВБ b за результатами коригування за кожний розрахунковий період t у зоні z розраховується за формулою $CRG_{b,z,t} = REA_{b,z,t} - CIEQ_{b,z,t},$ Де $REA_{b,z,t}$ - сума нарахування/списання коштів для СВБ b за кожний розрахунковий період t розрахункового місяця у зоні z відповідно до оновлених сертифікованих даних комерційного обліку (грн), що визначається за формулою $REA_{b,z,t} = \begin{cases} REQ_{b,z,t} \times \min(IMSP_{z,t}; PDAM_{z,t}) \cdot (1 - K^{im}), \text{ якщо } REQ_{b,z,t} > 0, \\ REQ_{b,z,t} \times \max(IMSP_{z,t}; PDAM_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}), \text{ якщо } REQ_{b,z,t} < 0, \\ 0, \text{ якщо } REQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ Де $REQ_{b,z,t}$ - небаланс електричної енергії СВБ b за кожний розрахунковий період t розрахункового місяця у зоні z відповідно до оновлених сертифікованих даних комерційного обліку, МВт-год.	2.2. Визначення суми списання/нарахування коштів за небаланс для СВБ b за результатами коригування за кожний розрахунковий період t у зоні z розраховується за формулою $CRG_{b,z,t} = REA_{b,z,t} - CIEQ_{b,z,t},$ Де $REA_{b,z,t}$ - сума нарахування/списання коштів для СВБ b за кожний розрахунковий період t розрахункового місяця у зоні z відповідно до оновлених сертифікованих даних комерційного обліку (грн), що визначається за формулою $REA_{b,z,t} = \begin{cases} REQ_{b,z,t} \times IMSP_{z,t}^+ \cdot (1 - K^{im}), \text{ якщо } REQ_{b,z,t} > 0, \\ REQ_{b,z,t} \times IMSP_{z,t}^- \cdot (1 + K^{im}), \text{ якщо } REQ_{b,z,t} < 0, \\ 0, \text{ якщо } REQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}$ Де $REQ_{b,z,t}$ - небаланс електричної енергії СВБ b за кожний розрахунковий період t розрахункового місяця у зоні z відповідно до оновлених сертифікованих даних комерційного обліку, МВт-год.	Додаткова редакційна правка відповідно до Проекту змін в Правила ринку, оприлюдненого Регулятором 04.08.2026 https://www.nerc.gov.ua/news/opryliudniuietsia-proiekt-postanovy-shcho-maie-oznaky-rehuliatornoho-akta-zminy-do-pravyl-rynku