

**Обґрунтування
про прийняття постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких
постанов НКРЕКП»**

30 червня 2023 року Верховною Радою України прийнято Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України» № 3220-ІХ (далі – Закон № 3220-ІХ), який 24 липня 2023 року підписано Президентом України.

Відповідно до пункту 3 розділу ІІ Закону № 3220-ІХ Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП, Регулятор), необхідно протягом п'яти місяців з дня набрання ним чинності привести свої нормативно-правові акти у відповідність із Законом № 3220-ІХ.

Положеннями Закону № 3220-ІХ передбачено, зокрема функціонування на ринку електричної енергії агрегаторів, активних споживачів, операторів малих систем розподілу, а також передбачено, що правила агрегації визначаються правилами ринку.

Відповідно до положень Закону України «Про ринок електричної енергії» Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 307 (далі – Правила ринку), розробляються і адмініструються оператором системи передачі та затверджуються Регулятором.

НЕК «УКРЕНЕРГО» листом від 29.09.2023 № 01/49333 надано Регулятору проєкт змін до Правил ринку, спрямований на імплементацію положень Закону №3220-ІХ.

З огляду на викладене, з метою приведення нормативно-правових актів НКРЕКП у відповідність до положень Закону № 3220-ІХ та враховуючи надані НЕК «Укренерго» пропозиції, на засіданні НКРЕКП, що проводилось у формі відкритого слухання, 01 листопада 2023 року схвалено проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП» (далі – Проєкт постанови), яким передбачено внесення змін до Правил ринку та Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 308 (далі – Правила ринку РДН/ВДР), у частині визначення особливостей участі на ринку електричної енергії агрегаторів, активних споживачів та операторів малої системи розподілу.

Відповідно до положень Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та 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, 08, 11, 21 грудня 2023 року відбулось відкрите обговорення отриманих Регулятором від заінтересованих сторін зауважень та пропозицій до Проєкту постанови, за результатами якого було доопрацьовано Проєкт постанови та складено протокол відкритого обговорення разом з таблицею узгоджених пропозицій та їх обґрунтуванням, який оприлюднено на офіційному вебсайті НКРЕКП.



Разом з цим, НЕК «УКРЕНЕРГО» листом від 25.12.2023 № 01/71399 зазначено про можливість впровадження змін, передбачених Проектом постанови у частині внесення змін до механізму розрахунку максимальних обсягів продажу на РДН (зміни до пункту 2.3.1 глави 2.3 розділу II Правил ринку), не раніше 01 січня 2025 року.

Згідно з частиною другою статті 2 Закону України «Про ринок електричної енергії» проекти правил ринку, правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, кодексів системи передачі та систем розподілу, кодексу комерційного обліку, правил роздрібного ринку, інших нормативно-правових актів, що можуть вплинути на конкуренцію, підлягають погодженню з Антимонопольним комітетом України.

На звернення НКРЕКП від 22.12.2023 № 14234/22.1.2/7-23 Антимонопольний комітет України листом від 01.01.2024 № 128-06/01-7-НПА повідомив про подовження строку розгляду Проекту постанови на 10 днів у зв'язку з потребою опрацювання значного обсягу інформації та проведення додаткової експертизи наслідків прийняття Проекту постанови.

За результатами робочих зустрічей та листування між НКРЕКП (листи від 22.01.2024 № 821/22.1.2/7-24 та від 14.02.2024 № 1696/22.1.2/7-24) та АМКУ (листи від 17.01.2024 № 128-06/01-28-НПА та від 26.01.2024 № 128-06/01-42-НПА) щодо узгодження способу врахування зауважень АМКУ, останнім погоджено Проект постанови (лист від 19.02.2024 № 128-06/01-65-НПА).

Ураховуючи зазначене, Департамент енергоринку пропонує до прийняття проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП».

**Заступник директора департаменту
– начальник управління
супроводження розвитку
ринку електричної енергії
Департаменту енергоринку**

Марія ОЛЕКСЮК



НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)

ПОСТАНОВА

№ _____

Київ

Про затвердження Змін
до деяких постанов
НКРЕКП

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 деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, 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, крім підпункту 2 пункту 1 Змін, який набирає чинності з 01 січня 2025 року.

Голова НКРЕКП

Костянтин УЩАПОВСЬКИЙ

ЗАТВЕРДЖЕНО

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

№ _____

**Зміни до деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне
регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг**

1. Унести до Правил ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307, такі зміни:

1) у розділі I:

у главі 1.1:

пункт 1.1.1 після слова «балансування» доповнити знаком та словами «, правила агрегації»;

у пункті 1.1.2:

в абзаці сьомому слова «або з системи розподілу» замінити знаком та словами «, системи розподілу або малої системи розподілу»;

в абзаці восьмому слова «або в систему розподілу» замінити знаком та словами «, систему розподілу або малу систему розподілу»;

абзац п'ятнадцятий після слова «виробником» доповнити знаком та словом «, агрегатором»;

абзаци двадцять перший – двадцять п'ятий викласти в такій редакції:

«одиниця відбору (одиниця споживання) – електроустановка або сукупність електроустановок, призначених для споживання електричної енергії, що представлена на ринку відповідним учасником ринку та має точки комерційного обліку, визначені Кодексом комерційного обліку електричної енергії, затвердженим постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 311 (далі – Кодекс комерційного обліку);

одиниця відпуску – електроустановка або сукупність електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, що представлена на ринку відповідним учасником ринку та має точки комерційного обліку, визначені Кодексом комерційного обліку;

одиниця зберігання енергії – електроустановка або сукупність електроустановок, призначених для зберігання енергії, що управляється відповідним учасником ринку та має точки комерційного обліку, визначені Кодексом комерційного обліку;

одиниця надання допоміжних послуг – одиниця відбору, одиниця відпуску, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації, що управляється відповідним учасником ринку, який набув статусу постачальника допоміжних послуг, та має визначені Кодексом системи передачі технічні можливості надавати допоміжні послуги;

одиниця надання послуг з балансування – одиниця відбору, одиниця відпуску, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації, що управляється відповідним учасником ринку, який набув статусу постачальника послуг з балансування, та має можливість надавати послуги балансування;»;

в абзаці тридцять другому слова «з системи передачі або системи розподілу» замінити словами «з мережі»;

у пункті 1.1.4:

після абзацу дванадцятого доповнити новим абзацом тринадцятим такого змісту:

«ОМСР – оператор малої системи розподілу;».

У зв'язку з цим абзаци тринадцятий – тридцять п'ятий вважати відповідно абзацами вісімнадцятим – тридцять шостим;

після абзацу тридцять третього доповнити новим абзацом тридцять четвертим такого змісту:

«ФПП – фізичне право на передачу;».

У зв'язку з цим абзаци тридцять четвертий – тридцять шостий вважати відповідно абзацами тридцять п'ятим – тридцять сьомим;

пункт 1.2.1 глави 1.2 викласти в такій редакції:

«1.2.1. Учасниками ринку електричної енергії є:

агрегатор;

виробник;

електропостачальник;

трейдер;

ОМСР;

ОСП;

ОСР;

ОР;

ОУЗЕ;

гарантований покупець;

споживач (у тому числі активний споживач), який провадить свою діяльність на ринку електричної енергії у порядку, передбаченому цими Правилами та Законом.»;

у главі 1.3:

пункт 1.3.2 доповнити двома новими абзацами такого змісту:

«Укласти договір про врегулювання небалансів електричної енергії можуть виключно суб'єкти господарювання, які зареєстровані, як учасники оптового енергетичного ринку.

Споживачі, що купують електричну енергію за договором постачання електричної енергії споживачу та входять до складу агрегованої групи, набувають статусу активного споживача на період дії та на умовах договору про участь в агрегованій групі, укладеного між споживачем та агрегатором відповідно до вимог цих Правил. Такі споживачі не вносяться АР до реєстру учасників ринку.»;

у пункті 1.3.6:

підпункт 2 викласти в такій редакції:

«2) види діяльності кандидата в учасники ринку (виробник, електропостачальник, трейдер, споживач, ОСП, ОСР, ОМСР, агрегатор, ОУЗЕ, гарантований покупець);»;

доповнити новим підпунктом такого змісту:

«9) ECRB-код учасника оптового енергетичного ринку.»;

главу 1.5 викласти в такій редакції:

«1.5. Порядок створення, реєстрації та припинення функціонування балансуючих груп та агрегованих груп

1.5.1. Усі учасники ринку, крім споживачів, які купують електричну енергію за договорами про постачання електричної енергії споживачу, несуть відповідальність за свої небаланси електричної енергії, для чого кожен учасник ринку зобов'язаний стати СВБ або передати свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ шляхом входження до її балансуючої групи на підставі укладення/приєднання до відповідного договору.

ВДЕ з підтримкою має право передати гарантованому покупцю фінансову відповідальність за небаланси одиниці відпуску, якій встановлено «зелений» тариф, шляхом включення одиниці відпуску ВДЕ з підтримкою до складу балансуючої групи гарантованого покупця.

Якщо учасник ринку передає свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ шляхом входження до її балансуючої групи, договір про врегулювання небалансів, укладений між ОСП та цим учасником ринку, призупиняє свою дію в частині фінансової відповідальності за небаланси на час дії договору щодо участі в балансуючій групі.

Учасники ринку мають право входити до складу агрегованої групи шляхом включення електроустановок до складу одиниці агрегації такої агрегованої групи.

До складу одиниці агрегації можуть входити лише електроустановки, точки комерційного обліку яких встановлені в межах однієї торгової зони, однієї адміністративної області та однієї області комерційного обліку.

Агрегатор є стороною, відповідальною за баланс усіх електроустановок, що входять до складу його одиниць агрегації, за виключенням електроустановок, призначених для споживання споживачів, які купують електричну енергію в іншого учасника ринку, що здійснює діяльність з постачання електричної енергії споживачу.

1.5.2. Об'єднання учасників ринку у балансуючі групи або агреговані групи в розрізі окремих торгових зон здійснюється на добровільній договірній основі шляхом укладення відповідних договорів за умови дотримання вимог, визначених цими Правилами.

Особливості функціонування балансуючої групи гарантованого покупця визначаються Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел, та договором про участь у балансуючій групі гарантованого покупця. До складу балансуючої групи гарантованого покупця можуть входити виключно одиниці відпуску, яким встановлено «зелений» тариф.

1.5.3. Договір, що укладається між СВБ та учасником ринку, який має намір увійти до складу балансуєної групи цієї СВБ, повинен включати, зокрема:

1) порядок розрахунку небалансів електричної енергії у межах балансуєної групи;

2) фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії учасника балансуєної групи перед СВБ;

3) порядок повідомлення СВБ та виконання погодинних графіків кожного учасника балансуєної групи;

4) умови припинення дії договору за ініціативою ОСП шляхом поновлення дії договору про врегулювання небалансів електричної енергії у разі невиконання СВБ вимог цих Правил;

5) умови припинення дії договору з учасником ринку, який входить до складу балансуєної групи СВБ, за ініціативою учасника ринку або СВБ та поновлення дії договору про врегулювання небалансів електричної енергії такого учасника ринку.

Договір, що укладається між агрегатором та учасником ринку, який має намір включити електроустановки до складу одиниці агрегації агрегованої групи, повинен включати, зокрема:

1) порядок купівлі-продажу електричної енергії у межах агрегованої групи;

2) порядок розрахунку небалансів електричної енергії у межах агрегованої групи;

3) фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії одиниці агрегації перед агрегатором;

4) порядок повідомлення агрегатора та виконання погодинних графіків кожної одиниці агрегації;

5) умови припинення дії договору за ініціативою агрегатора;

6) умови припинення дії договору з учасником ринку, електроустановки якого включено до агрегованої групи, за ініціативою такого учасника ринку;

7) порядок розрахунків та оплати балансуєної електричної енергії у межах агрегованої групи, за надані ОСП послуги з балансування;

8) порядок розрахунків та оплати у межах агрегованої групи, за надані ОСП допоміжні послуги;

9) порядок управління одиницями агрегації, що входять до складу агрегованої групи.

1.5.4. Учасники балансуючої групи несуть фінансову відповідальність за небаланс перед СВБ у рамках своїх небалансів електричної енергії.

Особливості фінансової відповідальності ВДЕ з підтримкою за небаланси одиниць відпуску, що включені до балансуючої групи гарантованого покупця, визначаються договором про участь у балансуючій групі гарантованого покупця та Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії.

1.5.5. СВБ несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси електричної енергії всіх учасників ринку, які увійшли до балансуючої групи, яку вона представляє.

Агрегатор несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси електричної енергії одиниць агрегації, що включені до складу його агрегованої групи, крім випадків, передбачених Законом та цими Правилами.

Гарантований покупець несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою, що включені до складу балансуючої групи гарантованого покупця.

1.5.6. Учасники ринку, які увійшли до складу балансуючої групи, зобов'язані надавати СВБ погодинні графіки відпуску/відбору електричної енергії та виконувати їх.

1.5.7. Для виходу/входу учасника ринку зі/до складу балансуючої групи або зміни балансуючої групи, учасник ринку зобов'язаний надати АР заяву щодо зміни СВБ, що має містити:

- 1) ЄІС-код учасника ринку (заявника);
- 2) ЄІС-код учасника ринку (СВБ), у якого заявник зареєстрований у якості члена балансуючої групи;
- 3) ЄІС-код учасника ринку (СВБ), у якого він бажає зареєструватися в якості члена його балансуючої групи;
- 4) заплановану дату зміни СВБ;
- 5) письмову згоду учасника ринку (СВБ) на включення такого учасника ринку (заявника) до складу своєї балансуючої групи, що додається до заяви.

У письмовій згоді учасника ринку (СВБ) на включення учасника ринку (заявника) до складу своєї балансуючої групи зазначається дата, з якої учасник ринку (СВБ) погоджується включити учасника ринку (заявника) до складу своєї балансуючої групи. Зазначена учасником ринку у заяві щодо зміни СВБ запланована дата зміни СВБ має відповідати даті, зазначеній у письмовій згоді

учасника ринку (СВБ) на прийняття заявника до складу своєї балансуючої групи.

Заява щодо зміни СВБ подається не пізніше ніж:

за чотири робочі дні до запланованої дати зміни СВБ – для виходу/входу зі/до складу балансуючої групи;

за сім робочих днів до запланованої дати зміни СВБ – для зміни балансуючої групи.

1.5.8. Виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою зі/до складу балансуючої групи гарантованого покупця здійснюється відповідно до цих Правил та з урахуванням особливостей, визначених Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії.

Для виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою зі/до складу балансуючої групи гарантованого покупця гарантований покупець зобов'язаний надати АР заяву щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця, що має містити:

1) ЕІС-код ВДЕ з підтримкою;

2) ЕІС-код гарантованого покупця;

3) ЕІС-коди типу W одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою, які гарантований покупець має намір виключити/включити зі/до складу балансуючої групи гарантованого покупця;

4) заплановану дату виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця.

Заява щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого подається не пізніше ніж за сім робочих днів до дати, з якої має вступити в силу відповідне виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця.

Заява щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого, відповідно до якої включення одиниці відпуску ВДЕ з підтримкою до балансуючої групи гарантованого покупця здійснюється вперше або відповідно до якої одиниця відпуску ВДЕ з підтримкою через технічні причини тимчасово виключається зі складу балансуючої групи гарантованого покупця, подається не пізніше ніж за чотири робочі дні до дати, з якої має вступити в силу відповідна зміна.

1.5.9. Для зміни агрегованої групи, виключення або включення з/до складу агрегованої групи, учасник ринку зобов'язаний надати АР відповідну заяву, що має містити:

1) ЕІС-код учасника ринку (заявника);

2) ЄІС-код учасника ринку (агрегатора), у якого заявник зареєстрований у якості члена агрегованої групи;

3) ЄІС-код учасника ринку (агрегатора), у якого він бажає зареєструватися в якості члена його агрегованої групи;

4) заплановану дату зміни агрегованої групи, виключення або включення з/до складу агрегованої групи;

5) письмову згоду учасника ринку (агрегатора) на включення заявника до складу своєї агрегованої групи, що додається до заяви.

Заява щодо зміни агрегованої групи, виключення або включення з/до складу агрегованої групи подається не пізніше ніж за сім робочих днів до дати, з якої має вступити в силу відповідна зміна агрегованої групи, або виключення або включення з/до складу агрегованої групи.

1.5.10. Для виключення/включення електроустановки з/до складу одиниці агрегації агрегованої групи або зміни належності електроустановки до іншої одиниці агрегації в межах однієї агрегованої групи агрегатор зобов'язаний надати АР відповідну заяву, що має містити:

1) ЄІС-код агрегатора;

2) ЄІС-код електроустановки, яку агрегатор має намір виключити/включити з/до складу одиниці агрегації;

3) заплановану дату виключення/включення електроустановки з/до складу одиниці агрегації агрегованої групи;

4) одиницю агрегації агрегованої групи, з/до складу якої агрегатор має намір виключити/включити відповідну електроустановку.

Заява щодо виключення/включення електроустановки з/до складу одиниці агрегації агрегованої групи або зміни належності електроустановки до іншої одиниці агрегації в межах однієї агрегованої групи подається не пізніше ніж за сім робочих днів до дати, з якої мають вступити в силу відповідні зміни.

1.5.11. АР не пізніше третього робочого дня, з дня отримання від учасника ринку заяви, передбаченої пунктами 1.5.7 – 1.5.10 цієї глави, повідомляє:

учаснику ринку про прийняття його заяви або її відхилення із зазначенням причин відмови;

учаснику ринку, зі складу балансуючої/агрегованої групи якого має намір вийти учасник ринку (заявник), про відповідну заяву та заплановану дату виключення зі складу балансуючої/агрегованої групи такого учасника ринку (заявника).

АР має право відхилити заяву у випадку подання учасником ринку в заяві недостовірної або такої, що не відповідає положенням цих Правил, інформації.

АР на підставі прийнятої від учасника ринку заяви, передбаченої пунктами 1.5.7 – 1.5.10 цієї глави, зобов'язаний:

1) забезпечити внесення відповідних змін до СУР;

2) повідомити про внесені зміни:

учасника ринку, що звернувся до АР з відповідною заявою;

учасника ринку, з/до складу балансуючої/агрегованої групи якої був виключений/включений учасник ринку (заявник);

гарантованого покупця щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до складу його балансуючої групи;

агрегатора щодо виключення/включення електроустановок з/до складу його одиниці агрегації.

Повідомлення про внесені зміни мають містити ЕІС-код учасника ринку (заявника), ЕІС-код учасника ринку, щодо складу балансуючої/агрегованої групи якого відбуваються зміни, та час і дату, з якої зміни вступають у силу.

Внесення АР відповідних змін до СУР здійснюється за один день до узгодженої запланованої дати таких змін, зазначеній у відповідній заяві учасника ринку, що була прийнята АР. Якщо в передбачених пунктами 1.5.7 – 1.5.10 цієї глави в заявах відсутні заплановані дати відповідних змін або зазначені заплановані дати неузгоджені між собою, АР здійснює відповідну зміну СВБ восьмого робочого дня після отримання АР такої заяви.

Якщо за результатами прийняття АР заяви щодо зміни СВБ має відбутись вихід заявника зі складу балансуючої групи СВБ без подальшого включення до іншої балансуючої групи СВБ або входження заявника, який не перебуває у складі балансуючої групи СВБ, до складу балансуючої групи СВБ, АР здійснює відповідні зміни не пізніше четвертого робочого дня, з дня отримання АР відповідної заяви щодо зміни СВБ.

Зміна СВБ, агрегованої групи, належності електроустановки до одиниці агрегації або виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця здійснюється АР з 00 годин 00 хвилин дати, з якої така зміна вступає в силу.

1.5.12. Якщо учасник ринку не може здійснити зміну СВБ у вказаний у заяві час, що призведе до неможливості фінансового врегулювання небалансів електричної енергії в окремий проміжок часу, АР здійснює коригування розрахунку для цього учасника ринку за відповідний період за договором про врегулювання небалансів електричної енергії, укладеним з цим учасником ринку.

1.5.13. ОСП, ОР та гарантований покупець зобов'язані бути СВБ і не можуть бути зареєстрованими в балансуючих групах за іншою СВБ.

ОСП, ОР та гарантований покупець на ринку електричної енергії реєструються як окремі СВБ і не можуть передавати свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ.

1.5.14. AP має право в односторонньому порядку поновити дію договорів про врегулювання небалансів електричної енергії для всіх учасників ринку, які входять до складу балансуєчої групи СВБ, що не виконує вимоги цих Правил, про що члени балансуєчої групи повинні бути повідомлені за два дні до настання таких змін.

У випадку розірвання договору про врегулювання небалансів, укладеного між ОСП та учасником ринку, ОСП (у ролі AP) виключає такого учасника ринку зі складу балансуєчої групи або агрегованої групи та якщо такий учасник ринку є СВБ балансуєчої групи або агрегатором – поновлює дію договорів про врегулювання небалансів електричної енергії для всіх учасників ринку, які входять до складу балансуєчої групи або агрегованої групи цього учасника ринку.

1.5.15. СВБ ініціює вихід учасника ринку зі складу своєї балансуєчої групи в результаті розірвання договору, укладеного між СВБ та таким учасником ринку, надавши ОСП відповідну заяву. Така зміна може бути здійснена не раніше ніж через два робочі дні після отримання AP такої заяви.

Агрегатор ініціює вихід учасника ринку зі складу своєї агрегованої групи в результаті розірвання договору, укладеного між агрегатором та таким учасником ринку, надавши ОСП відповідну заяву. Така зміна може бути здійснена не раніше ніж через два робочі дні після отримання AP такої заяви.»;

2) абзац чотирнадцятий пункту 2.3.1 глави 2.3 розділу II викласти в такій редакції:

« $W_{л.п.е}$ – середньоарифметичне за торговий день d значення доступної потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії e , що дорівнює сумі погодинних значень доступної на розрахунковий період t потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії e , відповідно поданих учасником ринку декларацій про неготовність та техніко-економічних декларацій ППБ, поділеній на кількість розрахункових періодів у добі. Для розрахункових періодів, щодо яких декларацією про неготовність та/або техніко-економічною декларацією ППБ не визначено обсяг доступної потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії e , для розрахунку використовується установлена потужність одиниці відпуску, одиниці зберігання енергії та одиниці агрегації e , визначена для учасника ринку при отриманні ліцензії, інформація про яку міститься в СУР. Якщо діяльність учасника ринку не потребує ліцензії, для розрахунку потужності одиниці відпуску або одиниці зберігання енергії застосовуються дані про встановлену потужність одиниці відпуску або одиниці зберігання енергії, надані до ОСП та підтверджені документально учасником ринку.»;

3) у главі 3.1 розділу III:

пункт 3.1.3 доповнити новим підпунктом такого змісту:

«4) одиниці агрегації, що пройшли перевірку, провели випробування електроустановок відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП, та загальна регулююча потужність яких становить не менше 1 МВт.»;

пункт 3.1.6 викласти в такій редакції:

«3.1.6. Генеруючі одиниці типу С та D (категорії яких визначені Кодексом системи передачі), що збудовані після набрання чинності Кодексом системи передачі, а також генеруючі одиниці типу С та D, що пройшли модернізацію та/або реконструкцію, зобов'язані бути технічно спроможні надавати ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ.

Агрегатори, що здійснюють управління одиницями агрегації, до складу яких включені одиниці відпуску, сумарна встановлена потужність яких складає 20 МВт і більше, зобов'язані набути статусу ПДП та пропонувати на відповідних аукціонах на ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ потужність обладнання, щодо якого отримано свідоцтво про відповідність вимогам до ДП та не подавалась декларація про неготовність.»;

4) у розділі IV:

пункти 4.2.4 та 4.2.5 глави 4.2 викласти в такій редакції:

«4.2.4. Учасники ринку, які володіють генеруючими одиницями типу В, С або D, крім ППВДЕ, зобов'язані бути ППБ та надавати послуги з балансування.

ВДЕ з підтримкою, що управляють одиницями відпуску типу В, С, D та одиниці відпуску якого включені до балансуєчої групи гарантованого покупця, зобов'язані бути ППВДЕ та надавати послуги із зменшення навантаження.

ВДЕ з підтримкою зобов'язані бути ППБ та надавати послуги з балансування одиницями відпуску типу В, С або D, що не включені до балансуєчої групи гарантованого покупця.

Участь агрегатора у балансуєчому ринку є обов'язковою у випадку здійснення ним управління одиницею агрегації, до складу якої включені одна або декілька одиниць відпуску, загальна встановлена потужність яких становить 1 МВт і більше.

4.2.5. Для споживачів, ОУЗЕ та агрегаторів, що не здійснюють управління одиницями відпуску, участь у балансуєчому ринку є добровільною.

ППБ, який є споживачем, ОУЗЕ або агрегатором, що не здійснює управління одиницями відпуску, зобов'язаний подавати на балансуєчий ринок пропозиції на балансуєчу електричну енергію, що відповідають акцептованим обсягам резерву, якщо одиниця відбору, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації за результатами аукціону на ДП обрана для надання резервів (крім РПЧ).»;

підпункт 4 пункту 4.4.1 глави 4.4 викласти в такій редакції:

«4) заплановані роботи на електроустановках відбору, УЗЕ та/або в системі передачі, системі розподілу або малій системі розподілу, що можуть впливати на середнє погодинне навантаження.»;

у пункті 4.5.2 глави 4.5 слова «або до системи розподілу» замінити знаком та словами «, системи розподілу або малої системи розподілу»;

главу 4.6 викласти в такій редакції:

«4.6. Графік відпуску та імпорту

4.6.1. Учасники ринку зобов'язані до 13:00 за два дні до торгового дня (d-2) надати ОСП графік відпуску для кожної одиниці відпуску, одиниці агрегації та/або одиниці зберігання енергії (у випадку здійснення відпуску електричної енергії в систему передачі, систему розподілу або малу систему розподілу).

4.6.2. Учасники ринку, які отримали ФПП, зобов'язані надати ОСП графік імпорту для кожного міждержавного перетину, за яким учасник ринку планує здійснення операцій з імпорту, з урахуванням результатів добових аукціонів із розподілу пропускнуої спроможності міждержавних перетинів до часу закриття воріт для номінацій добових ФПП.

4.6.3. Після отримання результатів торгів на РДН учасники ринку до 14:30 дня, що передує торговому дню, або у випадку перенесення часу «закриття воріт РДН» не пізніше ніж через дві години після часу «закриття воріт РДН», зобов'язані повторно подати графік відпуску для кожної одиниці відпуску, одиниці агрегації та/або одиниці зберігання енергії (у випадку здійснення відпуску електричної енергії в систему передачі або систему розподілу або малу систему розподілу).

4.6.4. Графіки відпуску повинні включати:

- 1) ідентифікатор учасника ринку, що продає електричну енергію;
- 2) період відпуску (день, місяць, рік), описаний у графіку, із зазначенням обсягів електричної енергії для відповідних розрахункових періодів (включають 24 рядки (23 рядки для переходу на літній час і 25 рядків для переходу на зимовий час));
- 3) ЕІС-код одиниці відпуску, одиниці зберігання енергії, одиниці агрегації або міждержавного перетину;
- 4) обсяг електричної енергії, що буде вироблений або імпортований, у МВт·год з точністю до трьох знаків після коми;
- 5) номінований за одиницями надання ДП обсяг закупленого в ПДП резерву.»;

у главі 4.7:

пункти 4.7.1 та 4.7.2 викласти в такій редакції:

«4.7.1. Учасники ринку, у випадку здійснення відбору електричної енергії з системи передачі, системи розподілу або малої системи розподілу, зобов'язані до 13:00 за два дні до торгового дня (d-2) надати ОСП графік відбору:

ОСР та ОМСР – у розрізі своїх систем розподілу;

ОУЗЕ – у розрізі своїх одиниць зберігання енергії;

агрегатори – у розрізі своїх одиниць агрегації.

4.7.2. Учасники ринку, які отримали ФПП, зобов'язані надати ОСП графік експорту для кожного міждержавного перетину, за яким учасник ринку планує здійснення операцій з експорту, з урахуванням результатів добових аукціонів із розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів до часу закриття воріт для номінацій добових ФПП.»;

пункт 4.7.4 викласти в такій редакції:

«4.7.4. Після отримання результатів торгів на РДН ОСР, ОМСР, агрегатори та ОУЗЕ (у випадку здійснення відбору електричної енергії з системи передачі, системи розподілу або малої системи розподілу) до 14:30 дня або у випадку перенесення часу «закриття воріт РДН» не пізніше ніж через дві години після часу «закриття воріт РДН», що передує торговому дню, зобов'язані повторно надати ОСП оновлений графік відбору.»;

підпункт 1 пункту 4.7.6 викласти в такій редакції:

«1) ідентифікатор учасника ринку, який експортує електричну енергію, ОСР, ОМСР, агрегатор, ОУЗЕ або ОСП;»;

пункт 4.9.2 глави 4.9 викласти в такій редакції:

«4.9.2. Учасники ринку зобов'язані надавати ОСП для відповідної області комерційного обліку:

1) графік відпуску та/або відбору одиниць відпуску, одиниць відбору, одиниць зберігання енергії, одиниць агрегації;

2) інформацію щодо обсягів резервів ДП, визначених за результатами відповідних аукціонів на ДП.»;

пункт 4.10.4 глави 4.10 доповнити новим підпунктом такого змісту:

«б) агрегатори, за виключенням випадку, визначеного пунктом 4.2.4 глави 4.2 цього розділу.»;

главу 4.14 доповнити новим пунктом такого змісту:

«4.14.9. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею агрегації, урахуються такі дані стосовно пропонованих обсягів:

1) актуальні декларації про неготовність;

2) замовлені резерви по кожному типу резерву, якщо ППБ надає ДП;

3) мінімальна та максимальна потужність відбору одиниці агрегації;

4) мінімальна та максимальна потужність відпуску одиниці агрегації;

5) графік відпуску та графік відбору електричної енергії одиниці агрегації.»;

5) у пункті 5.15.4 глави 5.15 розділу V:
абзац другий викласти в такій редакції:

$$\llcorner \text{IEQ}_{b,z,t} = \sum_{e \in b} (\text{FPQ}_{e,z,t} - \text{INST}_{e,z,t}) + \text{MP}_{b,z,t} + \sum_{a \in b} \text{Cor}_{a,mp,z,t}^{\text{agg}} - \text{NR}_{b,z,t} \gg\rangle;$$

доповнити новим абзацом такого змісту:

« $\text{Cor}_{a,mp,z,t}^{\text{agg}}$ – фактичний обсяг виконання оперативних команд ОСП електроустановками, що входять до одиниці агрегації а, учасника ринку mp, який входить до балансуєчої групи СВБ, для розрахункового періоду t у зоні z.»;

б) абзац десятий пункту 6.1.12 глави 6.1 розділу VI після аббревіатури «ОСР» доповнити словом та аббревіатурою «та ОМСР»;

7) абзац одинадцятий пункту 8.4.6 глави 8.4 розділу VIII після аббревіатури та знака «МТРГ») доповнити словами «та максимальний рівень генерації»;

8) пункт 9.4 глави 9 додатка 1 викласти в такій редакції:

«9.4. Розірвання цього Договору в односторонньому порядку відбувається, якщо:

1) анульовано ліцензію учасника ринку (з дати набрання чинності відповідним рішенням);

2) припинено державну реєстрацію суб'єкта господарювання, що є Стороною цього Договору;

3) учасника ринку виключено з реєстру учасників оптового енергетичного ринку (з дати набрання чинності відповідним рішенням).

В іншому випадку цей Договір припиняється з дати набрання законної сили рішенням суду про розірвання цього Договору.»;

9) додаток 2 після абзацу тринадцятого доповнити новим абзацом чотирнадцятим такого змісту:

«ЕСРВ-код учасника оптового енергетичного ринку _____».

У зв'язку з цим абзаци чотирнадцятий – сімнадцятий вважати абзацами п'ятнадцятим – вісімнадцятим;

10) у додатку б:

у пункті 7 знаки та слова «, яка може складатися з енергоблоків/гідроагрегатів, та/або електростанції, та/або одиниці зберігання енергії, та/або одиниці відбору (одиниці споживання)» виключити;

абзац восьмий пункту 9 викласти в такій редакції:

« $R_{\text{ном}}$ – номінальна потужність гідроагрегатів/енергоблоків/УЗЕ/одиниць відбору, підключених одночасно до електричної мережі, МВт. Для одиниці надання ДП, що є одиницею агрегації, у якості номінальної потужності приймається максимальна тривала потужність споживання/відпуску, визначена під час випробувань електроустановок ПДП з метою підтвердження вимог до ДП;»;

у пункті 14:

в абзаці восьмому слова «має право прийняти» замінити словом «приймає»;

доповнити новим абзацом такого змісту:

«ПДП на підставі обґрунтованої вимоги ОСП зобов'язаний надати архівні телеметричні дані по одиниці надання ДП та/або електроустановках, що входять до її складу, а також дані щодо розподілу агрегатором оперативних команд ОСП на зміну потужності по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії, що входить до складу одиниці надання ДП, а також електроустановці, що входить до складу одиниць відбору/відпуску/зберігання енергії.»;

у пункті 15:

після абзацу четвертого доповнити новим абзацом п'ятим такого змісту:

«У випадку якщо одиниця надання ДП є одиницею агрегації, ПДП зобов'язаний зберігати також телеметричні дані по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії, що входить до складу одиниці агрегації, а також дані щодо розподілу оперативних команд ОСП на зміну потужності по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії.».

У зв'язку з цим абзаци п'ятий – десятий вважати відповідно абзацами шостим – одинадцятим;

абзац сьомий викласти в такій редакції:

«датчики активної потужності з класом точності 0,5, що підключаються до вимірювальних кіл трансформаторів струму та трансформаторів напруги з класом точності 0,5 (у разі відсутності у вимірювальному ланцюгу трансформаторів струму та трансформаторів напруги, клас точності засобів вимірювання активної потужності має бути не нижчим 0,5);»;

пункт 16 викласти в такій редакції:

«16. Вимірювання та передача даних для моніторингу надання ДП з аРВЧ, рРВЧ та РЗ здійснюються по одиниці надання ДП, якщо в переліку параметрів не сказано інше.

Для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації, формування сигналів відбувається по одиниці надання ДП у цілому.

Для цілей моніторингу надання ДП з РПЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

стан введення/виведення РПЧ: «1» для РПЧ введено, «0» для РПЧ виведено;

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, МВт;

уставка статизму, %;

частота електричного струму, Гц;

максимальна активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність, МВт;

уставка мертвої зони, мГц;

уставка потужності обладнання, яким забезпечується РПЧ (без корекції по частоті), МВт;

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

Для цілей моніторингу надання аРВЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

статус, який вказує, що аРВЧ увімкнено або вимкнено, «1» для аРВЧ введено, «0» для аРВЧ виведено;

ознака, що обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиноця відбору/УЗЕ) перебуває під управлінням ЦР САРЧП: «1» для обладнання під управлінням ЦР САРЧП, «0» для обладнання не під управлінням ЦР САРЧП;

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;

фактична активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність (нижня межа регулювання), МВт;

максимальна активна потужність (верхня межа регулювання), МВт;

значення прийнятої до виконання уставки, яка надійшла від ЦР САРЧП до АСКТП одиниці надання ДП, МВт;

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

швидкість навантаження і розвантаження;

перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць розподіленого споживання (генерації), агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), УЗЕ, що підключені до ЦР САРЧП.

Для цілей моніторингу надання рРВЧ/РЗ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів та/або одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;

максимальна активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність, МВт;

фактична активна потужність, МВт.

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

ознака, що генеруюче обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиноця відбору) або УЗЕ ввімкнено/вимкнено;

швидкість навантаження і розвантаження;

перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/одиниць розподіленого споживання (генерації)/УЗЕ, агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), що здійснювали виконання команди ОСП.

Для ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК підлягають реєстрації такі параметри:

вимірне значення напруги на шинах;

режим роботи гідроагрегата – у СК/не в СК;

вимірне значення реактивної потужності гідроагрегату.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

вимірне значення активної потужності гідроагрегату;

значення напруги на шині електростанції згідно з командою.».

2. Унести до розділу I Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 308, такі зміни:

1) пункт 1.1.6 глави 1.1 після абзацу третього доповнити новим абзацом четвертим такого змісту:

«ОМСР – оператор малої системи розподілу;».

У зв'язку з цим абзаци четвертий – шостий вважати відповідно абзацами п'ятим – сьомим;

2) пункт 1.3.5 глави 1.3 викласти в такій редакції:

«1.3.5. ОР не має права здійснювати діяльність з виробництва, передачі, розподілу (у тому числі малою системою розподілу), постачання електричної енергії споживачу, агрегації, зберігання енергії, а також трейдерську діяльність.»;

3) пункт 1.4.1 глави 1.4 викласти в такій редакції:

«1.4.1. Учасниками РДН/ВДР можуть бути виробники, електропостачальники, трейдери, ОСП, ОСР, ОМСР, гарантований покупець, ОУЗЕ, агрегатори та споживачі, які в установленому Правилами ринку порядку уклали з ОСП договір про врегулювання небалансів електричної енергії.».

Заступник директора департаменту
– начальник управління
супроводження розвитку
ринку електричної енергії
Департаменту енергоринку

Марія ОЛЕКСІУК

**Обґрунтування
про прийняття постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких
постанов НКРЕКП»**

30 червня 2023 року Верховною Радою України прийнято Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України» № 3220-ІХ (далі – Закон № 3220-ІХ), який 24 липня 2023 року підписано Президентом України.

Відповідно до пункту 3 розділу II Закону № 3220-ІХ Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП, Регулятор), необхідно протягом п'яти місяців з дня набрання ним чинності привести свої нормативно-правові акти у відповідність із Законом № 3220-ІХ.

Положеннями Закону № 3220-ІХ передбачено, зокрема функціонування на ринку електричної енергії агрегаторів, активних споживачів, операторів малих систем розподілу, а також передбачено, що правила агрегації визначаються правилами ринку.

Відповідно до положень Закону України «Про ринок електричної енергії» Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 307 (далі – Правила ринку), розробляються і адмініструються оператором системи передачі та затверджуються Регулятором.

НЕК «УКРЕНЕРГО» листом від 29.09.2023 № 01/49333 надано Регулятору проєкт змін до Правил ринку, спрямований на імплементацію положень Закону №3220-ІХ.

З огляду на викладене, з метою приведення нормативно-правових актів НКРЕКП у відповідність до положень Закону № 3220-ІХ та враховуючи надані НЕК «Укренерго» пропозиції, Департаментом енергоринку розроблено проєкт постанови «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП» (далі – Проєкт постанови), яким передбачено внесення змін до Правил ринку та Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 308 (далі – Правила ринку РДН/ВДР), у частині визначення особливостей участі на ринку електричної енергії агрегаторів, активних споживачів та операторів малої системи розподілу.

Відповідно до положень Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та 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, 08, 11, 21 грудня 2023 року відбулось відкрите обговорення отриманих Регулятором від заінтересованих сторін зауважень та пропозицій до Проєкту постанови, за результатами якого було доопрацьовано Проєкт постанови та складено протокол відкритого обговорення разом з таблицею узгоджених пропозицій та їх обґрунтуванням, який оприлюднено на офіційному вебсайті НКРЕКП.

Разом з цим, НЕК «УКРЕНЕРГО» листом від 25.12.2023 № 01/71399 зазначає про можливість впровадження змін, передбачених Проєктом постанови у частині внесення змін до механізму розрахунку максимальних обсягів продажу на РДН (зміни до пункту 2.3.1 глави 2.3 розділу II Правил ринку), не раніше 01 січня 2025 року.



Ураховуючи зазначене, Департамент енергоринку пропонує до прийняття проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП».

**Директор
Департаменту енергоринку**

Ілля СІДОРОВ



**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

ПОСТАНОВА

№ _____

Київ

Про затвердження Змін
до деяких постанов
НКРЕКП

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 деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, 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, крім підпункту 2 пункту 1 Змін, який набирає чинності з 01 січня 2025 року.

Голова НКРЕКП

Костянтин УЩАПОВСЬКИЙ

ЗАТВЕРДЖЕНО

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

№ _____

**Зміни до деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне
регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг**

1. Унести до Правил ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307, такі зміни:

1) у розділі I:

у главі 1.1:

пункт 1.1.1 після слова «балансування» доповнити знаком та словами «, правила агрегації»;

у пункті 1.1.2:

в абзаці сьомому слова «або з системи розподілу» замінити знаком та словами «, системи розподілу або малої системи розподілу»;

в абзаці восьмому слова «або в систему розподілу» замінити знаком та словами «, систему розподілу або малу систему розподілу»;

абзац п'ятнадцятий після слова «виробником» доповнити знаком та словом «, агрегатором»;

абзаци двадцять перший – двадцять п'ятий викласти в такій редакції:

«одиниця відбору (одиниця споживання) – електроустановка або сукупність електроустановок, призначених для споживання електричної енергії, що представлена на ринку відповідним учасником ринку та має точки комерційного обліку, визначені Кодексом комерційного обліку електричної енергії, затвердженим постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 311 (далі – Кодекс комерційного обліку);

одиниця відпуску – електроустановка або сукупність електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, що представлена на ринку відповідним учасником ринку та має точки комерційного обліку, визначені Кодексом комерційного обліку;

одиниця зберігання енергії – електроустановка або сукупність електроустановок, призначених для зберігання енергії, що управляється відповідним учасником ринку та має точки комерційного обліку, визначені Кодексом комерційного обліку;

одиниця надання допоміжних послуг – одиниця відбору, одиниця відпуску, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації, що управляється відповідним учасником ринку, який набув статусу постачальника допоміжних послуг, та має визначені Кодексом системи передачі технічні можливості надавати допоміжні послуги;

одиниця надання послуг з балансування – одиниця відбору, одиниця відпуску, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації, що управляється відповідним учасником ринку, який набув статусу постачальника послуг з балансування, та має можливість надавати послуги балансування;»;

в абзаці тридцять другому слова «з системи передачі або системи розподілу» замінити словами «з мережі»;

у пункті 1.1.4:

після абзацу дванадцятого доповнити новим абзацом тринадцятим такого змісту:

«ОМСР – оператор малої системи розподілу;».

У зв'язку з цим абзаци тринадцятий – тридцять п'ятий вважати відповідно абзацами вісімнадцятим – тридцять шостим;

після абзацу тридцять третього доповнити новим абзацом тридцять четвертим такого змісту:

«ФПП – фізичне право на передачу;».

У зв'язку з цим абзаци тридцять четвертий – тридцять шостий вважати відповідно абзацами тридцять п'ятим – тридцять сьомим;

пункт 1.2.1 глави 1.2 викласти в такій редакції:

«1.2.1. Учасниками ринку електричної енергії є:

агрегатор;

виробник;

електропостачальник;

трейдер;

ОМСР;

ОСП;

ОСР;

ОР;

ОУЗЕ;

гарантований покупець;

споживач (в тому числі активний споживач), який провадить свою діяльність на ринку електричної енергії у порядку, передбаченому цими Правилами та Законом.»;

у главі 1.3:

пункт 1.3.2 доповнити двома новими абзацами такого змісту:

«Укласти договір про врегулювання небалансів електричної енергії можуть виключно суб'єкти господарювання, які зареєстровані, як учасники оптового енергетичного ринку.

Споживачі, що купують електричну енергію за договором постачання електричної енергії споживачу та входять до складу агрегованої групи, набувають статусу активного споживача на період дії та на умовах договору про участь у агрегованій групі, укладеного між споживачем та агрегатором відповідно до вимог цих Правил. Такі споживачі не вносяться АР до реєстру учасників ринку.»;

у пункті 1.3.6:

підпункт 2 викласти в такій редакції:

«2) види діяльності кандидата в учасники ринку (виробник, електропостачальник, трейдер, споживач, ОСП, ОСР, ОМСР, агрегатор, ОУЗЕ, гарантований покупець);»;

доповнити новим підпунктом такого змісту:

«9) ECRB-код учасника оптового енергетичного ринку.»;

главу 1.5 викласти в такій редакції:

«1.5. Порядок створення, реєстрації та припинення функціонування балансуючих груп та агрегованих груп

1.5.1. Усі учасники ринку, крім споживачів, які купують електричну енергію за договорами про постачання електричної енергії споживачу, несуть відповідальність за свої небаланси електричної енергії, для чого кожен учасник ринку зобов'язаний стати СВБ або передати свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ шляхом входження до її балансуючої групи на підставі укладення/приєднання до відповідного договору.

ВДЕ з підтримкою має право передати гарантованому покупцю фінансову відповідальність за небаланси одиниці відпуску, якій встановлено «зелений» тариф, шляхом включення одиниці відпуску ВДЕ з підтримкою до складу балансуючої групи гарантованого покупця.

Якщо учасник ринку передає свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ шляхом входження до її балансуючої групи, договір про врегулювання небалансів, укладений між ОСП та цим учасником ринку, призупиняє свою дію в частині фінансової відповідальності за небаланси на час дії договору щодо участі в балансуючій групі.

Учасники ринку мають право входити до складу агрегованої групи шляхом включення електроустановок до складу одиниці агрегації такої агрегованої групи.

До складу одиниці агрегації можуть входити лише електроустановки, точки комерційного обліку яких встановлені в межах однієї торгової зони, однієї адміністративної області та однієї області комерційного обліку.

Агрегатор є стороною, відповідальною за баланс усіх електроустановок, що входять до складу його одиниць агрегації, за виключенням електроустановок, призначених для споживання споживачів, які купують електричну енергію в іншого учасника ринку, що здійснює діяльність з постачання електричної енергії споживачу.

1.5.2. Об'єднання учасників ринку у балансуючі групи або агреговані групи в розрізі окремих торгових зон здійснюється на добровільній договірній основі шляхом укладення відповідних договорів за умови дотримання вимог, визначених цими Правилами.

Особливості функціонування балансуючої групи гарантованого покупця визначаються Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел та договором про участь у балансуючій групі гарантованого покупця. До складу балансуючої групи гарантованого покупця можуть входити виключно одиниці відпуску, яким встановлено «зелений» тариф.

1.5.3. Договір, що укладається між СВБ та учасником ринку, який має намір увійти до складу балансуючої групи цієї СВБ, повинен включати, зокрема:

1) порядок розрахунку небалансів електричної енергії у межах балансуючої групи;

2) фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії учасника балансуючої групи перед СВБ;

3) порядок повідомлення СВБ та виконання погодинних графіків кожного учасника балансуючої групи;

4) умови припинення дії договору за ініціативою ОСП шляхом поновлення дії договору про врегулювання небалансів електричної енергії у разі невиконання СВБ вимог цих Правил;

5) умови припинення дії договору з учасником ринку, який входить до складу балансуючої групи СВБ, за ініціативою учасника ринку або СВБ та поновлення дії договору про врегулювання небалансів електричної енергії такого учасника ринку.

Договір, що укладається між агрегатором та учасником ринку, який має намір включити електроустановки до складу одиниці агрегації агрегованої групи, повинен включати, зокрема:

1) порядок купівлі-продажу електричної енергії у межах агрегованої групи;

2) порядок розрахунку небалансів електричної енергії у межах агрегованої групи;

3) фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії одиниці агрегації перед агрегатором;

4) порядок повідомлення агрегатора та виконання погодинних графіків кожної одиниці агрегації;

5) умови припинення дії договору за ініціативою агрегатора;

6) умови припинення дії договору з учасником ринку, електроустановки якого включено до агрегованої групи, за ініціативою такого учасника ринку;

7) порядок розрахунків та оплати балансуючої електричної енергії у межах агрегованої групи, за надані ОСП послуги з балансування;

8) порядок розрахунків та оплати у межах агрегованої групи, за надані ОСП допоміжні послуги;

9) порядок управління одиницями агрегації, що входять до складу агрегованої групи.

1.5.4. Учасники балансуючої групи несуть фінансову відповідальність за небаланс перед СВБ у рамках своїх небалансів електричної енергії.

Особливості фінансової відповідальності ВДЕ з підтримкою за небаланси одиниць відпуску, що включені до балансуючої групи гарантованого покупця, визначаються договором про участь у балансуючій групі гарантованого покупця та Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії.

1.5.5. СВБ несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси електричної енергії всіх учасників ринку, які увійшли до балансуючої групи, яку вона представляє.

Агрегатор несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси електричної енергії одиниць агрегації, що включені до складу його агрегованої групи, крім випадків, передбачених Законом та цими Правилами.

Гарантований покупець несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою, що включені до складу балансуючої групи гарантованого покупця.

1.5.6. Учасники ринку, які увійшли до складу балансуючої групи, зобов'язані надавати СВБ погодинні графіки відпуску/відбору електричної енергії та виконувати їх.

1.5.7. Для виходу/входу учасника ринку зі/до складу балансуючої групи або зміни балансуючої групи, учасник ринку зобов'язаний надати АР заяву щодо зміни СВБ, що має містити:

- 1) ЄІС-код учасника ринку (заявника);
- 2) ЄІС-код учасника ринку (СВБ), у якого заявник зареєстрований в якості члена балансуючої групи;
- 3) ЄІС-код учасника ринку (СВБ), у якого він бажає зареєструватися в якості члена його балансуючої групи;
- 4) заплановану дату зміни СВБ;
- 5) письмову згоду учасника ринку (СВБ) на включення такого учасника ринку (заявника) до складу своєї балансуючої групи, що додається до заяви.

У письмовій згоді учасника ринку (СВБ) на включення учасника ринку (заявника) до складу своєї балансуючої групи зазначається дата, з якої учасник ринку (СВБ) погоджується включити учасника ринку (заявника) до складу своєї балансуючої групи. Зазначена учасником ринку у заяві щодо зміни СВБ запланована дата зміни СВБ має відповідати даті, зазначеній у письмовій згоді

учасника ринку (СВБ) на прийняття заявника до складу своєї балансуючої групи.

Заява щодо зміни СВБ подається не пізніше ніж:

за чотири робочі дні до запланованої дати зміни СВБ – для виходу/входу зі/до складу балансуючої групи;

за сім робочих днів до запланованої дати зміни СВБ – для зміни балансуючої групи.

1.5.8. Виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою зі/до складу балансуючої групи гарантованого покупця здійснюється відповідно до цих Правил та з урахуванням особливостей, визначених Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії.

Для виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою зі/до складу балансуючої групи гарантованого покупця гарантований покупець зобов'язаний надати АР заяву щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця, що має містити:

1) ЕІС-код ВДЕ з підтримкою;

2) ЕІС-код гарантованого покупця;

3) ЕІС-коди типу W одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою, які гарантований покупець має намір виключити/включити зі/до складу балансуючої групи гарантованого покупця;

4) заплановану дату виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця.

Заява щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого подається не пізніше ніж за сім робочих днів до дати, з якої має вступити в силу відповідне виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця.

Заява щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого, відповідно до якої включення одиниці відпуску ВДЕ з підтримкою до балансуючої групи гарантованого покупця здійснюється вперше або відповідно до якої одиниця відпуску ВДЕ з підтримкою через технічні причини тимчасово виключається зі складу балансуючої групи гарантованого покупця, подається не пізніше ніж за чотири робочі дні до дати, з якої має вступити в силу відповідна зміна.

1.5.9. Для зміни агрегованої групи, виключення або включення з/до складу агрегованої групи, учасник ринку зобов'язаний надати АР відповідну заяву, що має містити:

1) ЕІС-код учасника ринку (заявника);

2) ЄІС-код учасника ринку (агрегатора), у якого заявник зареєстрований в якості члена агрегованої групи;

3) ЄІС-код учасника ринку (агрегатора), у якого він бажає зареєструватися в якості члена його агрегованої групи;

4) заплановану дату зміни агрегованої групи, виключення або включення з/до складу агрегованої групи;

5) письмову згоду учасника ринку (агрегатора) на включення заявника до складу своєї агрегованої групи, що додається до заяви.

Заява щодо зміни агрегованої групи, виключення або включення з/до складу агрегованої групи подається не пізніше ніж за сім робочих днів до дати, з якої має вступити в силу відповідна зміна агрегованої групи, або виключення або включення з/до складу агрегованої групи.

1.5.10. Для виключення/включення електроустановки з/до складу одиниці агрегації агрегованої групи, або зміни належності електроустановки до іншої одиниці агрегації в межах однієї агрегованої групи, агрегатор зобов'язаний надати АР відповідну заяву, що має містити:

1) ЄІС-код агрегатора;

2) ЄІС-код електроустановки, яку агрегатор має намір виключити/включити з/до складу одиниці агрегації;

3) заплановану дату виключення/включення електроустановки з/до складу одиниці агрегації агрегованої групи;

4) одиницю агрегації агрегованої групи, з/до складу якої агрегатор має намір виключити/включити відповідну електроустановку.

Заява щодо виключення/включення електроустановки з/до складу одиниці агрегації агрегованої групи, або зміни належності електроустановки до іншої одиниці агрегації в межах однієї агрегованої групи подається не пізніше ніж за сім робочих днів до дати, з якої мають вступити в силу відповідні зміни.

1.5.11. АР не пізніше третього робочого дня, з дня отримання від учасника ринку заяви, передбаченої пунктами 1.5.7 – 1.5.10 цієї глави, повідомляє учаснику ринку про прийняття його заяви або її відхилення із зазначенням причин відмови. АР має право відхилити заяву у випадку подання учасником ринку у заяві недостовірної або такої, що не відповідає положенням цих Правил, інформації.

АР на підставі прийнятої від учасника ринку заяви, передбаченої пунктами 1.5.7 – 1.5.10 цієї глави, зобов'язаний:

1) забезпечити внесення відповідних змін до СУР;

2) повідомити про внесені зміни:
 учасника ринку, що звернувся до АР з відповідною заявою;
 учасника ринку, з/до складу балансуючої/агрегованої групи якої був виключений/включений учасник ринку (заявник);
 гарантованого покупця щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до складу його балансуючої групи;
 агрегатора щодо виключення/включення електроустановок з/до складу його одиниці агрегації.

Повідомлення про внесені зміни мають містити ЕІС-код учасника ринку (заявника), ЕІС-код учасника ринку, щодо складу балансуючої/агрегованої групи якого відбуваються зміни, та час і дату, з якої зміни вступають в силу.

Внесення АР відповідних змін до СУР здійснюється за один день до узгодженої запланованої дати таких змін, зазначеній у відповідній заяві учасника ринку, що була прийнята АР. Якщо в передбачених пунктами 1.5.7 – 1.5.10 цієї глави заявах відсутні заплановані дати відповідних змін або зазначені заплановані дати неузгоджені між собою, АР здійснює відповідну зміну СВБ восьмого робочого дня після отримання АР такої заяви.

Якщо за результатами прийняття АР заяви щодо зміни СВБ має відбутись вихід заявника зі складу балансуючої групи СВБ без подальшого включення до іншої балансуючої групи СВБ, або входження заявника, який не перебуває у складі балансуючої групи СВБ, до складу балансуючої групи СВБ, АР здійснює відповідні зміни не пізніше четвертого робочого дня, з дня отримання АР відповідної заяви щодо зміни СВБ.

Зміна СВБ, агрегованої групи, належності електроустановки до одиниці агрегації або виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця, здійснюється АР з 00 годин 00 хвилин дати, з якої така зміна вступає в силу.

1.5.12. Якщо учасник ринку не може здійснити зміну СВБ у вказаний у заяві час, що призведе до неможливості фінансового врегулювання небалансів електричної енергії в окремий проміжок часу, АР здійснює коригування розрахунку для цього учасника ринку за відповідний період за договором про врегулювання небалансів електричної енергії, укладеним з цим учасником ринку.

1.5.13. ОСП, ОР та гарантований покупець зобов'язані бути СВБ і не можуть бути зареєстрованими в балансуючих групах за іншою СВБ.

ОСП, ОР та гарантований покупець на ринку електричної енергії реєструються як окремі СВБ і не можуть передавати свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ.

1.5.14. АР має право в односторонньому порядку поновити дію договорів про врегулювання небалансів електричної енергії для всіх учасників ринку, які входять до складу балансуючої групи СВБ, що не виконує вимоги цих

Правил, про що члени балансуючої групи повинні бути повідомлені за два дні до настання таких змін.

У випадку розірвання договору про врегулювання небалансів, укладеного між ОСП та учасником ринку, ОСП (у ролі АР) виключає такого учасника ринку зі складу балансуючої групи або агрегованої групи та якщо такий учасник ринку є СВБ балансуючої групи або агрегатором – поновлює дію договорів про врегулювання небалансів електричної енергії для всіх учасників ринку, які входять до складу балансуючої групи або агрегованої групи цього учасника ринку.

1.5.15. СВБ може ініціювати вихід учасника ринку зі складу своєї балансуючої групи в результаті розірвання договору, укладеного між СВБ та таким учасником ринку, надавши ОСП відповідну заяву. Така зміна може бути здійснена не раніше ніж через два робочі дні після отримання АР такої заяви.

Агрегатор може ініціювати вихід учасника ринку зі складу своєї агрегованої групи в результаті розірвання договору, укладеного між агрегатором та таким учасником ринку, надавши ОСП відповідну заяву. Така зміна може бути здійснена не раніше ніж через два робочі дні після отримання АР такої заяви.»;

2) абзац чотирнадцятий пункту 2.3.1 глави 2.3 розділу II викласти в такій редакції:

« $W_{l.p.e}$ – середньоарифметичне за торговий день d значення доступної потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії e , що дорівнює сумі погодинних значень доступної на розрахунковий період t потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії e , відповідно поданих учасником ринку декларацій про неготовність та техніко-економічних декларацій ППБ, поділеній на кількість розрахункових періодів у добі. Для розрахункових періодів, щодо яких декларацією про неготовність та/або техніко-економічною декларацією ППБ не визначено обсяг доступної потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії e , для розрахунку використовується встановлена потужність одиниці відпуску, одиниці зберігання енергії та одиниці агрегації e , визначена для учасника ринку при отриманні ліцензії, інформація про яку міститься в СУР. Якщо діяльність учасника ринку не потребує ліцензії, для розрахунку потужності одиниці відпуску або одиниці зберігання енергії застосовуються дані про встановлену потужність одиниці відпуску або одиниці зберігання енергії, надані до ОСП та підтверджені документально учасником ринку;»;

3) у главі 3.1 розділу III:

пункт 3.1.3 доповнити новим підпунктом такого змісту:

«4) одиниці агрегації, що пройшли перевірку, провели випробування електроустановок відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП, та загальна регулююча потужність яких становить не менше 1 МВт.»;

пункт 3.1.6 викласти в такій редакції:

«3.1.6. Генеруючі одиниці типу С та D (категорії яких визначені Кодексом системи передачі), що збудовані після набрання чинності Кодексом системи передачі, а також генеруючі одиниці типу С та D, що пройшли

модернізацію та/або реконструкцію, зобов'язані бути технічно спроможні надавати ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ.

Агрегатори, що здійснюють управління одиницями агрегації, до складу яких включені одиниці відпуску, сумарна встановлена потужність яких складає 20 МВт і більше, зобов'язані набути статусу ПДП та пропонувати на відповідних аукціонах на ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ потужність обладнання, щодо якого отримано свідоцтво про відповідність вимогам до ДП та не подавалась декларація про неготовність.»;

4) у розділі IV:

пункти 4.2.4 та 4.2.5 глави 4.2 викласти в такій редакції:

«4.2.4. Учасники ринку, які володіють генеруючими одиницями типу В, С або D, крім ППВДЕ, зобов'язані бути ППБ та надавати послуги з балансування.

ВДЕ з підтримкою, що управляють одиницями відпуску типу В, С, D та одиниці відпуску якого включені до балансуєчої групи гарантованого покупця, зобов'язані бути ППВДЕ та надавати послуги із зменшення навантаження.

ВДЕ з підтримкою зобов'язані бути ППБ та надавати послуги з балансування одиницями відпуску типу В, С або D, що не включені до балансуєчої групи гарантованого покупця.

Участь агрегатора у балансуєчому ринку є обов'язковою у випадку здійснення ним управління одиницею агрегації, до складу якої включені одна або декілька одиниць відпуску, загальна встановлена потужність яких становить 1 МВт і більше.

4.2.5. Для споживачів, ОУЗЕ та агрегаторів, що не здійснюють управління одиницями відпуску, участь у балансуєчому ринку є добровільною.

ППБ, який є споживачем, ОУЗЕ або агрегатором, що не здійснює управління одиницями відпуску, зобов'язаний подавати на балансуєчий ринок пропозиції на балансуєчу електричну енергію, що відповідають акцептованим обсягам резерву, якщо одиниця відбору, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації за результатами аукціону на ДП обрана для надання резервів (крім РПЧ).»;

підпункт 4 пункту 4.4.1 глави 4.4 викласти в такій редакції

«4) заплановані роботи на електроустановках відбору, УЗЕ та/або в системі передачі, системі розподілу або малої системи розподілу, що можуть впливати на середнє погодинне навантаження.»;

у пункті 4.5.2 глави 4.5 слова «або до системи розподілу» замінити знаком та словами «, системи розподілу або малої системи розподілу»;

главу 4.6 викласти в такій редакції:

«4.6. Графік відпуску та імпорту

4.6.1. Учасники ринку зобов'язані до 13:00 за 2 дні до торгового дня (d-2) надати ОСП графік відпуску для кожної одиниці відпуску, одиниці агрегації та/або одиниці зберігання енергії (у випадку здійснення відпуску електричної енергії в систему передачі, систему розподілу або малу систему розподілу).

4.6.2. Учасники ринку, які отримали ФПП, зобов'язані надати ОСП графік імпорту для кожного міждержавного перетину, за яким учасник ринку планує здійснення операцій з імпорту, з урахуванням результатів добових аукціонів із розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів до часу закриття воріт для номінацій добових ФПП.

4.6.3. Після отримання результатів торгів на РДН учасники ринку до 14:30 дня, що передує торговому дню, або у випадку перенесення часу «закриття воріт РДН» не пізніше ніж через дві години після часу «закриття воріт РДН», зобов'язані повторно подати графік відпуску для кожної одиниці відпуску, одиниці агрегації та/або одиниці зберігання енергії (у випадку здійснення відпуску електричної енергії в систему передачі або систему розподілу або малої системи розподілу).

4.6.4. Графіки відпуску повинні включати:

- 1) ідентифікатор учасника ринку, що продає електричну енергію;
 - 2) період відпуску (день, місяць, рік), описаний у графіку, із зазначенням обсягів електричної енергії для відповідних розрахункових періодів (включають 24 рядки (23 рядки для переходу на літній час і 25 рядків для переходу на зимовий час));
 - 3) ЕІС-код одиниці відпуску, одиниці зберігання енергії, одиниці агрегації або міждержавного перетину;
 - 4) обсяг електричної енергії, що буде вироблений або імпортований, у МВт·год з точністю до трьох знаків після коми;
 - 5) номінований за одиницями надання ДП обсяг закупленого в ПДП резерву.»;
- у главі 4.7:
- пункти 4.7.1 та 4.7.2 викласти в такій редакції:
- «4.7.1. Учасники ринку, у випадку здійснення відбору електричної енергії з системи передачі, системи розподілу або малої системи розподілу, зобов'язані до 13:00 за 2 дні до торгового дня (d-2) надати ОСП графік відбору: ОСР та ОМСР – у розрізі своїх систем розподілу; ОУЗЕ – у розрізі своїх одиниць зберігання енергії; агрегатори – у розрізі своїх одиниць агрегації.

4.7.2. Учасники ринку, які отримали ФПП, зобов'язані надати ОСП графік експорту для кожного міждержавного перетину, за яким учасник ринку планує здійснення операцій з експорту, з урахуванням результатів добових аукціонів із розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів до часу закриття воріт для номінацій добових ФПП.»;

пункт 4.7.4 викласти в такій редакції:

«4.7.4. Після отримання результатів торгів на РДН ОСР, ОМСР, агрегатори та ОУЗЕ (у випадку здійснення відбору електричної енергії з системи передачі, системи розподілу або малої системи розподілу) до 14:30 дня або у випадку перенесення часу «закриття воріт РДН» не пізніше ніж через дві години після часу «закриття воріт РДН», що передує торговому дню, зобов'язані повторно надати ОСП оновлений графік відбору.»;

підпункт 1 пункту 4.7.6 викласти в такій редакції:

«1) ідентифікатор учасника ринку, який експортує електричну енергію, ОСР, ОМСР, агрегатор, ОУЗЕ або ОСП;»;

пункт 4.9.2 глави 4.9 викласти в такій редакції:

«4.9.2. Учасники ринку зобов'язані надавати ОСП для відповідної області комерційного обліку:

1) графік відпуску та/або відбору одиниць відпуску, одиниць відбору, одиниць зберігання енергії, одиниць агрегації;

2) інформацію щодо обсягів резервів ДП, визначених за результатами відповідних аукціонів на ДП.»;

пункт 4.10.4 глави 4.10 доповнити новим підпунктом такого змісту:

«б) агрегатори, за виключенням випадку, визначеного пунктом 4.2.4 глави 4.2 цього розділу.»;

главу 4.14 доповнити новим пунктом такого змісту:

«4.14.9. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею агрегації, урахуються такі дані стосовно пропонованих обсягів:

1) актуальні декларації про неготовність;

2) замовлені резерви по кожному типу резерву, якщо ППБ надає ДП;

3) мінімальна та максимальна потужність відбору одиниці агрегації;

4) мінімальна та максимальна потужність відпуску одиниці агрегації;

5) графік відпуску та графік відбору електричної енергії одиниці агрегації.»;

5) у пункті 5.15.4 глави 5.15 розділу V:

абзац другий викласти у такій редакції:

$$\langle IEQ_{b,z,t} = \sum_{e \in b} (FPQ_{e,z,t} - INST_{e,z,t}) + MP_{b,z,t} + \sum_{a \in b} Cor_{a,mp,z,t}^{agg} - NP_{b,z,t} \rangle;$$

доповнити новим абзацом такого змісту:

« $Cor_{a,mp,z,t}^{agg}$ – фактичний обсяг виконання оперативних команд ОСП електроустановками, що входять до одиниці агрегації а, учасника ринку mp,

який входить до балансуєчої групи СВБ, для розрахункового періоду t у зоні Z .»;

б) абзац десятий пункту 6.1.12 глави 6.1 розділу VI після абрєвіатури «ОСР» доповнити словом та абрєвіатурою «та ОМСР»;

7) абзац одинадцятий пункту 8.4.6 глави 8.4 розділу VIII після абрєвіатури та знака «МТРГ») доповнити словами «та максимальний рівень генерації»;

8) пункт 9.4 глави 9 додатка 1 викласти в такій редакції:

«9.4. Розірвання цього Договору в односторонньому порядку відбувається, якщо:

1) анульовано ліцензію учасника ринку (з дати набрання чинності відповідним рішенням);

2) припинено державну реєстрацію суб'єкта господарювання, що є Стороною цього Договору;

3) учасника ринку виключено з реєстру учасників оптового енергетичного ринку (з дати набрання чинності відповідним рішенням).

В іншому випадку цей Договір припиняється з дати набрання законної сили рішенням суду про розірвання цього Договору.»;

9) додаток 2 після абзацу тринадцятого доповнити новим абзацом чотирнадцятим такого змісту :

«ЕСRB-код учасника оптового енергетичного ринку _____»;

У зв'язку з цим абзаци чотирнадцятий – сімнадцятий вважати абзацами п'ятнадцятим – вісімнадцятим;

10) у додатку б:

у пункті 7 знаки та слова «, яка може складатися з енергоблоків/гідроагрегатів, та/або електростанції, та/або одиниці зберігання енергії, та/або одиниці відбору (одиниці споживання)» виключити;

абзац восьмий пункту 9 викласти в такій редакції:

« $P_{ном}$ – номінальна потужність гідроагрегатів/енергоблоків /УЗЕ/одиниць відбору, підключених одночасно до електричної мережі, МВт. Для одиниці надання ДП, що є одиницею агрегації, в якості номінальної потужності приймається максимальна тривала потужність споживання/відпуску, визначена під час випробувань електроустановок ПДП з метою підтвердження вимог до ДП;»;

у пункті 14:

в абзаці восьмому слова «має право прийняти» замінити словом «приймає»;

доповнити новим абзацом такого змісту:

«ПДП на підставі обґрунтованої вимоги ОСП зобов'язаний надати архівні телеметричні дані по одиниці надання ДП та/або електроустановках, що входять до її складу, а також дані щодо розподілу агрегатором оперативних

команд ОСП на зміну потужності по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії, що входить до складу одиниці надання ДП, а також електроустановці, що входить до складу одиниць відбору/відпуску/зберігання енергії.»;

у пункті 15:

після абзацу четвертого доповнити новим абзацом п'ятим такого змісту:

«У випадку, якщо одиниця надання ДП є одиницею агрегації, ПДП зобов'язаний зберігати також телеметричні дані по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії, що входить до складу одиниці агрегації, а також дані щодо розподілу оперативних команд ОСП на зміну потужності по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії.».

У зв'язку з цим абзаци п'ятий – десятий вважати відповідно абзацами шостим – одинадцятим;

абзац дев'ятий викласти в такій редакції:

«датчики активної потужності з класом точності 0,5, що підключаються до вимірювальних кіл трансформаторів струму та трансформаторів напруги з класом точності 0,5 (у разі відсутності у вимірювальному ланцюгу трансформаторів струму та трансформаторів напруги, клас точності засобів вимірювання активної потужності має бути не нижчим 0,5);»;

пункт 16 викласти в такій редакції:

«16. Вимірювання та передача даних для моніторингу надання ДП з аРВЧ, рРВЧ та РЗ здійснюються по одиниці надання ДП, якщо в переліку параметрів не сказано інше.

Для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації, формування сигналів відбувається по одиниці надання ДП в цілому.

Для цілей моніторингу надання ДП з РПЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

стан введення/виведення РПЧ: «1» для РПЧ введено, «0» для РПЧ виведено;

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, МВт;

уставка статизму, %;

частота електричного струму, Гц;

максимальна активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність, МВт;

уставка мертвої зони, мГц;

уставка потужності обладнання, яким забезпечується РПЧ, (без корекції по частоті), МВт;

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

Для цілей моніторингу надання аРВЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

статус, який вказує, що аРВЧ увімкнено або вимкнено, «1» для аРВЧ введено, «0» для аРВЧ виведено;

ознака, що обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору/УЗЕ) перебуває під управлінням ЦР САРЧП: «1» для обладнання під управлінням ЦР САРЧП, «0» для обладнання не під управлінням ЦР САРЧП;

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;

фактична активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність (нижня межа регулювання), МВт;

максимальна активна потужність (верхня межа регулювання), МВт;

значення прийнятої до виконання уставки, яка надійшла від ЦР САРЧП до АСКТП одиниці надання ДП, МВт;

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

швидкість навантаження і розвантаження;

перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць розподіленого споживання (генерації), агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), УЗЕ, що підключені до ЦР САРЧП.

Для цілей моніторингу надання рРВЧ/РЗ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів та/або одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;

максимальна активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність, МВт;

фактична активна потужність, МВт.

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

ознака, що генеруюче обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору) або УЗЕ ввімкнено/вимкнено;

швидкість навантаження і розвантаження;

перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/одиниць розподіленого споживання (генерації)/УЗЕ, агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), що здійснювали виконання команди ОСП.

Для ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК підлягають реєстрації такі параметри:

вимірне значення напруги на шинах;

режим роботи гідроагрегата – у СК/не в СК;

вимірне значення реактивної потужності гідроагрегата.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

вимірне значення активної потужності гідроагрегата;

значення напруги на шині електростанції згідно з командою.».

2. Унести до розділу I Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 308, такі зміни:

1) пункт 1.1.6 глави 1.1 після абзацу третього доповнити новим абзацом четвертим такого змісту:

«ОМСР – оператор малої системи розподілу;».

У зв'язку з цим абзаци четвертий – шостий вважати відповідно абзацами п'ятим – сьомим;

2) пункт 1.3.5 глави 1.3 викласти в такій редакції:

«1.3.5. ОР не має права здійснювати діяльність з виробництва, передачі, розподілу (в тому числі малою системою розподілу), постачання електричної енергії споживачу, агрегації, зберігання енергії, а також трейдерську діяльність.»;

3) пункт 1.4.1 глави 1.4 викласти в такій редакції:

«1.4.1. Учасниками РДН/ВДР можуть бути виробники, електропостачальники, трейдери, ОСП, ОСР, ОМСР, гарантований покупець, ОУЗЕ, агрегатори та споживачі, які в установленому Правилами ринку порядку уклали з ОСП договір про врегулювання небалансів електричної енергії.».

Директор
Департаменту енергоринку

Ілля СІДОРОВ

**Обґрунтування
про прийняття постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких
постанов НКРЕКП»**

30 червня 2023 року Верховною Радою України прийнято Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України» № 3220-ІХ (далі – Закон № 3220-ІХ), який 24 липня 2023 року підписано Президентом України.

Відповідно до пункту 3 розділу ІІ Закону № 3220-ІХ Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП, Регулятор), необхідно протягом п'яти місяців з дня набрання ним чинності привести свої нормативно-правові акти у відповідність із Законом № 3220-ІХ.

Положеннями Закону № 3220-ІХ передбачено, зокрема функціонування на ринку електричної енергії агрегаторів, активних споживачів, операторів малих систем розподілу, а також передбачено, що правила агрегації визначаються правилами ринку.

Відповідно до положень Закону України «Про ринок електричної енергії» Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 307 (далі – Правила ринку), розробляються і адмініструються оператором системи передачі та затверджуються Регулятором.

НЕК «УКРЕНЕРГО» листом від 29.09.2023 № 01/49333 надано Регулятору проект змін до Правил ринку, спрямований на імплементацію положень Закону №3220-ІХ.

З огляду на викладене, з метою приведення нормативно-правових актів НКРЕКП у відповідність до положень Закону № 3220-ІХ та враховуючи надані НЕК «Укренерго» пропозиції, Департаментом енергоринку розроблено проект постанови «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП» (далі – Проект постанови), яким передбачено внесення змін до Правил ринку та Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 308 (далі – Правила ринку РДН/ВДР), у частині визначення особливостей участі на ринку електричної енергії агрегаторів, активних споживачів та операторів малої системи розподілу.

Відповідно до положень Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та 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, 08, 11, 21 грудня 2023 року відбулось відкрите обговорення отриманих Регулятором від заінтересованих сторін зауважень та пропозицій до Проекту постанови, за результатами якого було доопрацьовано Проект постанови та складено протокол відкритого обговорення разом з таблицею узгоджених пропозицій та їх обґрунтуванням, який оприлюднено на офіційному вебсайті НКРЕКП.

Ураховуючи зазначене, Департамент енергоринку пропонує до прийняття проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП».

**Директор
Департаменту енергоринку**

Ілля СІДОРОВ



UB
НКРЕКП
№2466-22.1.2/23 від 21.12.2023
КЕП: Сідоров І. В.
3FAA9288358EC00304000000A3223200957AC500



**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

ПОСТАНОВА

№ _____

Київ

Про затвердження Змін
до деяких постанов
НКРЕКП

Відповідно до законів України «Про ринок електричної енергії», «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

ПОСТАНОВЛЯЄ:

1. Затвердити Зміни до деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, 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, крім підпункту 2 пункту 1 Змін, який набирає чинності з 01 травня 2024 року.

Голова НКРЕКП

Костянтин УЩАПОВСЬКИЙ

ЗАТВЕРДЖЕНО

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

№ _____

**Зміни до деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне
регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг**

1. Унести до Правил ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307, такі зміни:

1) у розділі I:

у главі 1.1:

пункт 1.1.1 після слова «балансування» доповнити знаком та словами «, правила агрегації»;

у пункті 1.1.2:

в абзаці сьомому слова «або з системи розподілу» замінити знаком та словами «, системи розподілу або малої системи розподілу»;

в абзаці восьмому слова «або в систему розподілу» замінити знаком та словами «, систему розподілу або малу систему розподілу»;

абзац п'ятнадцятий після слова «виробником» доповнити знаком та словом «, агрегатором»;

абзаци двадцять перший – двадцять п'ятий викласти в такій редакції:

«одиниця відбору (одиниця споживання) – електроустановка або сукупність електроустановок, призначених для споживання електричної енергії, що представлена на ринку відповідним учасником ринку та має точки комерційного обліку, визначені Кодексом комерційного обліку електричної енергії, затвердженим постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 311 (далі – Кодекс комерційного обліку);

одиниця відпуску – електроустановка або сукупність електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, що представлена на ринку відповідним учасником ринку та має точки комерційного обліку, визначені Кодексом комерційного обліку;

одиниця зберігання енергії – електроустановка або сукупність електроустановок, призначених для зберігання енергії, що управляється відповідним учасником ринку та має точки комерційного обліку, визначені Кодексом комерційного обліку;

одиниця надання допоміжних послуг – одиниця відбору, одиниця відпуску, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації, що управляється відповідним учасником ринку, який набув статусу постачальника допоміжних послуг, та має визначені Кодексом системи передачі технічні можливості надавати допоміжні послуги;

одиниця надання послуг з балансування – одиниця відбору, одиниця відпуску, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації, що правляється відповідним учасником ринку, який набув статусу постачальника послуг з балансування, та має можливості надавати послуги балансування;»

в абзаці тридцять другому слова «з системи передачі або системи розподілу» замінити словами «з мережі»;

у пункті 1.1.4:

після абзацу дванадцятого доповнити новим абзацом тринадцятим такого змісту:

«ОМСР – оператор малої системи розподілу;».

У зв'язку з цим абзаци тринадцятий – тридцять п'ятий вважати відповідно абзацами вісімнадцятим – тридцять шостим;

після абзацу тридцять третього доповнити новим абзацом тридцять четвертим такого змісту:

«ФПП – фізичне право на передачу;».

У зв'язку з цим абзаци тридцять четвертий – тридцять шостий вважати відповідно абзацами тридцять п'ятим – тридцять сьомим;

пункт 1.2.1 глави 1.2 викласти в такій редакції:

«1.2.1. Учасниками ринку електричної енергії є:

агрегатор;

виробник;

електропостачальник;

трейдер;

ОМСР;

ОСП;

ОСР;

ОР;

ОУЗЕ;

гарантований покупець;

споживач (в тому числі активний споживач), який провадить свою діяльність на ринку електричної енергії у порядку, передбаченому цими Правилами та Законом.»;

у главі 1.3:

пункт 1.3.2 доповнити двома новими абзацами такого змісту:

«Укласти договір про врегулювання небалансів електричної енергії можуть виключно суб'єкти господарювання, які зареєстровані, як учасники оптового енергетичного ринку.

Споживачі, що купують електроенергію за договором постачання електричної енергії споживачу та входять до складу агрегованої групи, набувають статусу активного споживача на період дії та на умовах договору про участь у агрегованій групі, укладеного між споживачем та агрегатором відповідно до вимог цих Правил. Такі споживачі не вносяться АР до реєстру учасників ринку.»;

у пункті 1.3.6:

підпункт 2 викласти в такій редакції:

«2) види діяльності кандидата в учасники ринку (виробник, електропостачальник, трейдер, споживач, ОСП, ОСР, ОМСР, агрегатор, ОУЗЕ, гарантований покупець);»;

доповнити новим підпунктом такого змісту:

«9) ECRB-код учасника оптового енергетичного ринку.»;

главу 1.5 викласти в такій редакції:

«1.5. Порядок створення, реєстрації та припинення функціонування балансуючих груп та агрегованих груп

1.5.1. Усі учасники ринку, крім споживачів, які купують електричну енергію за договорами про постачання електричної енергії споживачу, несуть відповідальність за свої небаланси електричної енергії, для чого кожен учасник ринку зобов'язаний стати СВБ або передати свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ шляхом входження до її балансуючої групи на підставі укладення/приєднання до відповідного договору.

ВДЕ з підтримкою має право передати гарантованому покупцю фінансову відповідальність за небаланси одиниці відпуску, якій встановлено «зелений» тариф, шляхом включення одиниці відпуску ВДЕ з підтримкою до складу балансуючої групи гарантованого покупця.

Якщо учасник ринку передає свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ шляхом входження до її балансуючої групи, договір про врегулювання небалансів, укладений між ОСП та цим учасником ринку, призупиняє свою дію в частині фінансової відповідальності за небаланси на час дії договору щодо участі в балансуючій групі.

Учасники ринку мають право входити до складу агрегованої групи шляхом включення електроустановок до складу одиниці агрегації такої агрегованої групи.

До складу одиниці агрегації можуть входити лише електроустановки, точки комерційного обліку яких встановлені в межах однієї торгової зони, однієї адміністративної області та однієї області комерційного обліку.

Агрегатор є стороною, відповідальною за баланс усіх електроустановок, що входять до складу його одиниць агрегації, за виключенням електроустановок, призначених для споживання споживачів, які купують електроенергію в іншого учасника ринку, що здійснює діяльність з постачання електроенергії споживачу.

1.5.2. Об'єднання учасників ринку у балансуючі групи або агреговані групи в розрізі окремих торгових зон здійснюється на добровільній договірній основі шляхом укладення відповідних договорів за умови дотримання вимог, визначених цими Правилами.

Особливості функціонування балансуючої групи гарантованого покупця визначаються Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел та договором про участь у балансуючій групі гарантованого покупця. До складу балансуючої групи гарантованого покупця можуть входити виключно одиниці відпуску, яким встановлено «зелений» тариф.

1.5.3. Договір, що укладається між СВБ та учасником ринку, який має намір увійти до складу балансуючої групи цієї СВБ, повинен включати, зокрема:

1) порядок розрахунку небалансів електричної енергії у межах балансуючої групи;

2) фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії учасника балансуючої групи перед СВБ;

3) порядок повідомлення СВБ та виконання погодинних графіків кожного учасника балансуючої групи;

4) умови припинення дії договору за ініціативою ОСП шляхом поновлення дії договору про врегулювання небалансів електричної енергії у разі невиконання СВБ вимог цих Правил;

5) умови припинення дії договору з учасником ринку, який входить до складу балансуючої групи СВБ, за ініціативою учасника ринку або СВБ та поновлення дії договору про врегулювання небалансів електричної енергії такого учасника ринку.

Договір, що укладається між агрегатором та учасником ринку, який має намір включити електроустановки до складу одиниці агрегації агрегованої групи, повинен включати, зокрема:

1) порядок купівлі-продажу електричної енергії у межах агрегованої групи;

2) порядок розрахунку небалансів електричної енергії у межах агрегованої групи;

3) фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії одиниці агрегації перед агрегатором;

4) порядок повідомлення агрегатора та виконання погодинних графіків кожної одиниці агрегації;

5) умови припинення дії договору за ініціативою агрегатора;

6) умови припинення дії договору з учасником ринку, електроустановки якого включено до агрегованої групи, за ініціативою такого учасника ринку;

7) порядок розрахунків та оплати балансуючої електричної енергії у межах агрегованої групи, за надані ОСП послуги з балансування;

8) порядок розрахунків та оплати у межах агрегованої групи, за надані ОСП допоміжні послуги;

9) порядок управління одиницями агрегації, що входять до складу агрегованої групи.

1.5.4. Учасники балансуючої групи несуть фінансову відповідальність за небаланс перед СВБ у рамках своїх небалансів електричної енергії.

Особливості фінансової відповідальності ВДЕ з підтримкою за небаланси одиниць відпуску, що включені до балансуючої групи гарантованого покупця, визначаються договором про участь у балансуючій групі гарантованого покупця та Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії.

1.5.5. СВБ несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси електричної енергії всіх учасників ринку, які увійшли до балансуючої групи, яку вона представляє.

Агрегатор несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси електричної енергії одиниць агрегації, що включені до складу його агрегованої групи, крім випадків, передбачених Законом та цими Правилами.

Гарантований покупець несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою, що включені до складу балансуючої групи гарантованого покупця.

1.5.6. Учасники ринку, які увійшли до складу балансуючої групи, зобов'язані надавати СВБ погодинні графіки відпуску/відбору електричної енергії та виконувати їх.

1.5.7. Для виходу/входу учасника ринку зі/до складу балансуючої групи або зміни балансуючої групи, учасник ринку зобов'язаний надати АР заяву щодо зміни СВБ, що має містити:

1) ЄІС-код учасника ринку (заявника);

2) ЄІС-код учасника ринку (СВБ), у якого заявник зареєстрований в якості члена балансуючої групи;

3) ЄІС-код учасника ринку (СВБ), у якого він бажає зареєструватися в якості члена його балансуючої групи;

4) заплановану дату зміни СВБ;

5) письмову згоду учасника ринку (СВБ) на включення такого учасника ринку (заявника) до складу своєї балансуючої групи, що додається до заяви.

У письмовій згоді учасника ринку (СВБ) на включення учасника ринку (заявника) до складу своєї балансуючої групи зазначається дата, з якої учасник ринку (СВБ) погоджується включити учасника ринку (заявника) до складу своєї

балансуючої групи. Зазначена учасником ринку у заяві щодо зміни СВБ запланована дата зміни СВБ має відповідати даті, зазначеній у письмовій згоді учасника ринку (СВБ) на прийняття заявника до складу своєї балансуючої групи.

Заява щодо зміни СВБ подається не пізніше ніж:

за чотири робочих дні до запланованої дати зміни СВБ – для виходу/входу зі/до складу балансуючої групи;

за сім робочих днів до запланованої дати зміни СВБ – для зміни балансуючої групи.

1.5.8. Виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою зі/до складу балансуючої групи гарантованого покупця здійснюється відповідно до цих Правил та з урахуванням особливостей, визначених Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії.

Для виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою зі/до складу балансуючої групи гарантованого покупця гарантований покупець зобов'язаний надати АР заяву щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця, що має містити:

1) ЕІС-код ВДЕ з підтримкою;

2) ЕІС-код гарантованого покупця;

3) ЕІС-коди типу W одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою, які гарантований покупець має намір виключити/включити зі/до складу балансуючої групи гарантованого покупця;

4) заплановану дату виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця.

Заява щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого подається не пізніше ніж за сім робочих днів до дати, з якої має вступити в силу відповідне виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця.

Заява щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого, відповідно до якої включення одиниці відпуску ВДЕ з підтримкою до балансуючої групи гарантованого покупця здійснюється вперше або відповідно до якої одиниця відпуску ВДЕ з підтримкою через технічні причини тимчасово виключається зі складу балансуючої групи гарантованого покупця, подається не пізніше ніж за 4 робочі дні до дати, з якої має вступити в силу відповідна зміна.

1.5.9. Для зміни агрегованої групи, виключення або включення з/до складу агрегованої групи, учасник ринку зобов'язаний надати АР відповідну заяву, що має містити:

- 1) ЕІС-код учасника ринку (заявника);
- 2) ЕІС-код учасника ринку (агрегатора), у якого заявник зареєстрований в якості члена агрегованої групи;
- 3) ЕІС-код учасника ринку (агрегатора), у якого він бажає зареєструватися в якості члена його агрегованої групи;
- 4) заплановану дату зміни агрегованої групи, виключення або включення з/до складу агрегованої групи;
- 5) письмову згоду учасника ринку (агрегатора) на включення заявника до складу своєї агрегованої групи, що додається до заяви.

Заява щодо зміни агрегованої групи, виключення або включення з/до складу агрегованої групи подається не пізніше ніж за сім робочих днів до дати, з якої має вступити в силу відповідна зміна агрегованої групи, або виключення або включення з/до складу агрегованої групи.

1.5.10. Для виключення/включення електроустановки з/до складу одиниці агрегації агрегованої групи, або зміни належності електроустановки до іншої одиниці агрегації в межах однієї агрегованої групи, агрегатор зобов'язаний надати АР відповідну заяву, що має містити:

- 1) ЕІС-код агрегатора;
- 2) ЕІС-код електроустановки, яку агрегатор має намір виключити/включити з/до складу одиниці агрегації;
- 3) заплановану дату виключення/включення електроустановки з/до складу одиниці агрегації агрегованої групи.
- 4) одиницю агрегації агрегованої групи, з/до складу якої агрегатор має намір виключити/включити відповідну електроустановку.

Заява щодо виключення/включення електроустановки з/до складу одиниці агрегації агрегованої групи, або зміни належності електроустановки до іншої одиниці агрегації в межах однієї агрегованої групи подається не пізніше ніж за сім робочих днів до дати, з якої мають вступити в силу відповідні зміни.

1.5.11. АР не пізніше третього робочого дня, з дня отримання від учасника ринку заяви, передбаченої пунктами 1.5.7 – 1.5.10 цієї глави, повідомляє учаснику ринку про прийняття його заяви або її відхилення із зазначенням причин відмови. АР має право відхилити заяву у випадку подання учасником ринку у заяві недостовірної або такої, що не відповідає положенням цих Правил, інформації.

АР на підставі прийнятої від учасника ринку заяви, передбаченої пунктами 1.5.7 – 1.5.10 цієї глави, зобов'язаний:

1) забезпечити внесення відповідних змін до СУР;

2) повідомити про внесені зміни:

учасника ринку, що звернувся до АР з відповідною заявою;

учасника ринку, з/до складу балансуєної/агрегованої групи якої був виключений/включений учасник ринку (заявник);

гарантованого покупця щодо виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до складу його балансуєної групи;

агрегатора щодо виключення/включення електроустановок з/до складу його одиниці агрегації.

Повідомлення про внесені зміни мають містити ЕІС-код учасника ринку (заявника), ЕІС-код учасника ринку, щодо складу балансуєної/агрегованої групи якого відбуваються зміни, та час і дату, з якої зміни вступають в силу.

Внесення АР відповідних змін до СУР здійснюється за один день до узгодженої запланованої дати таких змін, зазначеній у відповідній заяві учасника ринку, що була прийнята АР. Якщо в передбачених пунктами 1.5.7 – 1.5.10 цієї глави заявах відсутні заплановані дати відповідних змін або зазначені заплановані дати неузгоджені між собою, АР здійснює відповідну зміну СВБ восьмого робочого дня після отримання АР такої заяви.

Якщо за результатами прийняття АР заяви щодо зміни СВБ має відбутись вихід заявника зі складу балансуєної групи СВБ без подальшого включення до іншої балансуєної групи СВБ, або входження заявника, який не перебуває у складі балансуєної групи СВБ, до складу балансуєної групи СВБ, АР здійснює відповідні зміни не пізніше четвертого робочого дня, з дня отримання АР відповідної заяви щодо зміни СВБ.

Зміна СВБ, агрегованої групи, належності електроустановки до одиниці агрегації або виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуєної групи гарантованого покупця, здійснюється АР з 00 годин 00 хвилин дати, з якої така зміна вступає в силу.

1.5.12. Якщо учасник ринку не може здійснити зміну СВБ у вказаний у заяві час, що призведе до неможливості фінансового врегулювання небалансів електричної енергії в окремий проміжок часу, АР здійснює коригування розрахунку для цього учасника ринку за відповідний період за договором про врегулювання небалансів електричної енергії, укладеним з цим учасником ринку.

1.5.13. ОСП, ОР та гарантований покупець зобов'язані бути СВБ і не можуть бути зареєстрованими в балансуєних групах за іншою СВБ.

ОСП, ОР та гарантований покупець на ринку електричної енергії реєструються як окремі СВБ і не можуть передавати свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ.

1.5.14. АР має право в односторонньому порядку поновити дію договорів про врегулювання небалансів електричної енергії для всіх учасників

ринку, які входять до складу балансуєної групи СВБ, що не виконує вимоги цих Правил, про що члени балансуєної групи повинні бути повідомлені за 2 дні до настання таких змін.

У випадку розірвання договору про врегулювання небалансів, укладеного між ОСП та учасником ринку, ОСП (у ролі АР) виключає такого учасника ринку зі складу балансуєної групи або агрегованої групи та якщо такий учасник ринку є СВБ балансуєної групи або агрегатором – поновлює дію договорів про врегулювання небалансів електричної енергії для всіх учасників ринку, які входять до складу балансуєної групи або агрегованої групи цього учасника ринку.

1.5.15. СВБ може ініціювати вихід учасника ринку зі складу своєї балансуєної групи в результаті розірвання договору, укладеного між СВБ та таким учасником ринку, надавши ОСП відповідну заяву. Така зміна може бути здійснена не раніше ніж через 2 робочі дні після отримання АР такої заяви.

Агрегатор може ініціювати вихід учасника ринку зі складу своєї агрегованої групи в результаті розірвання договору, укладеного між агрегатором та таким учасником ринку, надавши ОСП відповідну заяву. Така зміна може бути здійснена не раніше ніж через 2 робочі дні після отримання АР такої заяви.»;

2) абзац чотирнадцятий пункту 2.3.1 глави 2.3 у розділі II викласти в такій редакції:

« $W_{л.п.е}$ – середньоарифметичне за торговий день d значення доступної потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії e , що дорівнює сумі по годинних значень доступної на розрахунковий період t потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії e , відповідно поданих учасником ринку декларацій про неготовність та техніко-економічних декларацій ППБ, поділених на кількість розрахункових періодів у добі. Для розрахункових періодів, щодо яких декларацією про неготовність та/або техніко-економічною декларацією ППБ не визначено обсяг доступної потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії e , для розрахунку використовується установлена потужність одиниці відпуску, одиниці зберігання енергії та одиниці агрегації e , визначена для учасника ринку при отриманні ліцензії, інформація про яку міститься в СУР. Якщо діяльність учасника ринку не потребує ліцензії, для розрахунку потужності одиниці відпуску або одиниці зберігання енергії застосовуються дані про встановлену потужність одиниці відпуску або одиниці зберігання енергії, надані до ОСП та підтверджені документально учасником ринку.»;

3) у розділі III:

у главі 3.1:

пункт 3.1.3 доповнити новим підпунктом такого змісту:

«4) одиниці агрегації, що пройшли перевірку, провели випробування електроустановок відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП, та загальна регулююча потужність яких становить не менше 1 МВт.»;

пункт 3.1.6 викласти в такій редакції:

«3.1.6. Генеруючі одиниці типу С та D (категорії яких визначені Кодексом системи передачі), що збудовані після набрання чинності Кодексом системи передачі, а також генеруючі одиниці типу С та D, пройшли модернізацію та/або реконструкцію, зобов'язані бути технічно спроможні надавати ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ.

Агрегатори, що здійснюють управління одиницями агрегації, до складу яких включені одиниці відпуску, сумарна встановлена потужність яких складає 20 МВт і більше, зобов'язані набути статусу ПДП та пропонувати на відповідних аукціонах на ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ потужність обладнання, щодо якого отримано свідоцтво про відповідність вимогам до ДП та не подавалась декларація про неготовність.»;

4) у розділі IV:

у главі 4.2:

пункти 4.2.4 та 4.2.5 викласти в такій редакції:

«4.2.4. Учасники ринку, які володіють генеруючими одиницями типу В, С або D, крім ППВДЕ, зобов'язані бути ППБ та надавати послуги з балансування.

ВДЕ з підтримкою, що управляють одиницями відпуску типу В, С, D та одиниці відпуску якого включені до балансуєної групи гарантованого покупця, зобов'язані бути ППВДЕ та надавати послуги із зменшення навантаження.

ВДЕ з підтримкою зобов'язані бути ППБ та надавати послуги з балансування одиницями відпуску типу В, С або D, що не включені до балансуєної групи гарантованого покупця.

Участь агрегатора у балансуєному ринку є обов'язковою у випадку здійснення ним управління одиницею агрегації, до складу якої включені одна або декілька одиниць відпуску, загальна встановлена потужність яких становить 1 МВт і більше.

4.2.5. Для споживачів, ОУЗЕ та агрегаторів, що не здійснюють управління одиницями відпуску, участь у балансуєному ринку є добровільною.

ППБ, який є споживачем, ОУЗЕ або агрегатором, що не здійснює управління одиницями відпуску, зобов'язаний подавати на балансуєний ринок пропозиції на балансуєну електричну енергію, що відповідають акцептованим обсягам резерву, якщо одиниця відбору, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації за результатами аукціону на ДП обрана для надання резервів (крім РПЧ).»;

підпункт 4 пункту 4.4.1 глави 4.4 викласти в такій редакції

«4) заплановані роботи на електроустановках відбору, УЗЕ та/або в системі передачі, системі розподілу або малої системи розподілу, що можуть впливати на середнє погодинне навантаження.»;

у пункті 4.5.2 глави 4.5 слова «або до системи розподілу» замінити знаком та словами «, системи розподілу або малої системи розподілу»;

главу 4.6 викласти в такій редакції:

«4.6. Графік відпуску та імпорту

4.6.1. Учасники ринку зобов'язані до 13:00 за 2 дні до торгового дня (d-2) надати ОСП графік відпуску для кожної одиниці відпуску, одиниці агрегації та/або одиниці зберігання енергії (у випадку здійснення відпуску електричної енергії в систему передачі, систему розподілу або малу систему розподілу).

4.6.2. Учасники ринку, які отримали ФПП, зобов'язані надати ОСП графік імпорту для кожного міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує здійснення операцій з імпорту, з урахуванням результатів добових аукціонів із розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів до часу закриття воріт для номінацій добових ФПП.

4.6.3. Після отримання результатів торгів на РДН учасники ринку до 14:30 дня, що передує торговому дню, або у випадку перенесення часу «закриття воріт РДН» не пізніше ніж через дві години після часу «закриття воріт РДН», зобов'язані повторно подати графік відпуску для кожної одиниці відпуску, одиниці агрегації та/або одиниці зберігання енергії (у випадку здійснення відпуску електричної енергії в систему передачі або систему розподілу або малої системи розподілу).

4.6.4. Графіки відпуску повинні включати:

- 1) ідентифікатор учасника ринку, що продає електричну енергію;
 - 2) період відпуску (день, місяць, рік), описаний у графіку, із зазначенням обсягів електричної енергії для відповідних розрахункових періодів (включають 24 рядки (23 рядки для переходу на літній час і 25 рядків для переходу на зимовий час));
 - 3) ЕІС-код одиниці відпуску, одиниці зберігання енергії, одиниці агрегації або міждержавного перетину;
 - 4) обсяг електричної енергії, що буде вироблений або імпортований, у МВт·год з точністю до трьох знаків після коми;
 - 5) номінований за одиницями надання ДП обсяг закупленого в ПДП резерву.»;
- у главі 4.7:
- пункти 4.7.1 та 4.7.2 викласти в такій редакції:
- «4.7.1. Учасники ринку, у випадку здійснення відбору електричної енергії з системи передачі, системи розподілу або малої системи розподілу, зобов'язані до 13:00 за 2 дні до торгового дня (d-2) надати ОСП графік відбору: ОСР та ОМСР – у розрізі своїх систем розподілу; ОУЗЕ – у розрізі своїх одиниць зберігання енергії; агрегатори – у розрізі своїх одиниць агрегації.

4.7.2. Учасники ринку, які отримали ФПП, зобов'язані надати ОСП графік експорту для кожного міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує

здійснення операцій з експорту, з урахуванням результатів добових аукціонів із розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів до часу закриття воріт для номінацій добових ФПП.»;

пункт 4.7.4 викласти в такій редакції:

«4.7.4. Після отримання результатів торгів на РДН ОСР, ОМСР, агрегатори та ОУЗЕ (у випадку здійснення відбору електричної енергії з системи передачі, системи розподілу або малої системи розподілу) до 14:30 дня або у випадку перенесення часу «закриття воріт РДН» не пізніше ніж через дві години після часу «закриття воріт РДН», що передує торговому дню, зобов'язані повторно надати ОСП оновлений графік відбору.»;

підпункт 1 пункту 4.7.6 викласти в такій редакції:

«1) ідентифікатор учасника ринку, який експортує електричну енергію, ОСР, ОМСР, агрегатор, ОУЗЕ або ОСП;»;

пункт 4.9.2 глави 4.9 викласти в такій редакції:

«4.9.2. Учасники ринку зобов'язані надавати ОСП для відповідної області комерційного обліку:

1) графік відпуску та/або відбору одиниць відпуску, одиниць відбору, одиниць зберігання енергії, одиниць агрегації;

2) інформацію щодо обсягів резервів ДП, визначених за результатами відповідних аукціонів на ДП.»;

у пункті 4.10.4 глави 4.10:

підпункті 1 після слова «тарифом» доповнити знаками та словами «(щодо пропозицій на завантаження)»;

доповнити новим підпунктом такого змісту:

«б) агрегатори, за виключенням випадку, визначеного пунктом 4.2.4 глави 4.2 цього розділу.»;

главу 4.14 доповнити новим пунктом такого змісту:

«4.14.9. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею агрегації, урахуються такі дані стосовно пропонованих обсягів:

1) актуальні декларації про неготовність;

2) замовлені резерви по кожному типу резерву, якщо ППБ надає ДП;

3) мінімальна та максимальна потужність відбору одиниці агрегації;

4) мінімальна та максимальна потужність відпуску одиниці агрегації;

5) графік відпуску та графік відбору електричної енергії одиниці агрегації.»;

5) у пункті 5.15.4 глави 5.15 розділу V:

абзац другий викласти у такій редакції:

$$\langle \text{IEQ}_{b,z,t} = \sum_{e \in b} (\text{FPQ}_{e,z,t} - \text{INST}_{e,z,t}) + \text{MP}_{b,z,t} + \sum_{e \in b} \text{Cor}_{a,mp,z,t}^{\text{agg}} - \text{NR}_{b,z,t} \rangle;$$

доповнити новим абзацем такого змісту:

« $\text{Cor}_{a,mp,z,t}^{\text{agg}}$ – фактичний обсяг виконання оперативних команд ОСП електроустановками, що входять до одиниці агрегації а, учасника ринку тп, який входить до балансуєчої групи СВБ, для розрахункового періоду t у зоні z.»;

б) абзац десятий пункту 6.1.12 глави 6.1 розділу VI після аббревіатури «ОСР» доповнити словом та аббревіатурою «та ОМСР»;

7) абзац одинадцятий пункту 8.4.6 глави 8.4 розділу VIII після аббревіатури та знаку «МТРГ») доповнити словами «та максимальний рівень генерації»;

8) пункт 9.4 глави 9 додатка 1 викласти в такій редакції:

«9.4. Розірвання цього Договору в односторонньому порядку відбувається, якщо:

1) анульовано ліцензію учасника ринку (з дати набрання чинності відповідним рішенням);

2) припинено державну реєстрацію суб'єкта господарювання, що є Стороною цього Договору;

3) учасника ринку виключено з реєстру учасників оптового енергетичного ринку (з дати набрання чинності відповідним рішенням).

В іншому випадку цей Договір припиняється з дати набрання законної сили рішенням суду про розірвання цього Договору.»;

9) додаток 2 після абзацу тринадцятого доповнити новим абзацем чотирнадцятим такого змісту :

«ЕСРВ-код учасника оптового енергетичного ринку _____»;

У зв'язку з цим абзаци чотирнадцятий – сімнадцятий вважати абзацами п'ятнадцятим – вісімнадцятим.

10) у додатку б:

у пункті 7 знаки та слова «, яка може складатися з енергоблоків/гідроагрегатів, та/або електростанції, та/або одиниці зберігання енергії, та/або одиниці відбору (одиниці споживання)» виключити;

абзац восьмий пункту 9 викласти в такій редакції:

« $R_{\text{ном}}$ – номінальна потужність гідроагрегатів/енергоблоків /УЗЕ/одиниць відбору, підключених одночасно до електричної мережі, МВт. Для одиниці надання ДП, що є одиницею агрегації, в якості номінальної потужності приймається максимальна тривала потужність споживання/відпуску, визначена під час випробувань електроустановок ПДП з метою підтвердження вимог до ДП.»;

у пункті 14:

в абзаці восьмому слова «має право» замінити словами «приймає»;
доповнити новим абзацом такого змісту:

«ПДП на підставі обґрунтованої вимоги ОСП зобов'язаний надати архівні телеметричні дані по одиниці надання ДП та/або електроустановках, що входять до її складу, а також дані щодо розподілу агрегатором оперативних команд ОСП на зміну потужності по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії, що входить до складу одиниці надання ДП, а також електроустановці, що входить до складу одиниць відбору/відпуску/зберігання енергії.»;

у пункті 15:

після абзацу четвертого доповнити новим абзацом п'ятим такого змісту:

«У випадку, якщо одиниця надання ДП є одиницею агрегації, ПДП зобов'язаний зберігати також телеметричні дані по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії, що входить до складу одиниці агрегації, а також дані щодо розподілу оперативних команд ОСП на зміну потужності по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії.».

У зв'язку з цим абзаци п'ятий – десятий вважати відповідно абзацами шостим – одинадцятим;

абзац дев'ятий викласти в такій редакції:

«датчики активної потужності з класом точності 0,5, що підключаються до вимірювальних кіл трансформаторів струму та трансформаторів напруги з класом точності 0,5 (у разі відсутності у вимірювальному ланцюгу трансформаторів струму та трансформаторів напруги, клас точності засобів вимірювання активної потужності має бути не нижчим 0,5);»;

пункт 16 викласти в такій редакції:

«16. Вимірювання та передача даних для моніторингу надання ДП з аРВЧ, рРВЧ та РЗ здійснюються по одиниці надання ДП, якщо в переліку параметрів не сказано інше.

Для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації, формування сигналів відбувається по одиниці надання ДП в цілому.

Для цілей моніторингу надання ДП з РПЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

стан введення/виведення РПЧ: «1» для РПЧ введено, «0» для РПЧ виведено;

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, МВт;

уставка статизму, %;

частота електричного струму, Гц;

максимальна активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність, МВт;

уставка мертвої зони, мГц;

уставка потужності обладнання, яким забезпечується РПЧ, (без корекції по частоті), МВт;

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

Для цілей моніторингу надання аРВЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

статус, який вказує, що аРВЧ увімкнено або вимкнено, «1» для аРВЧ введено, «0» для аРВЧ виведено;

ознака, що обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одинаця відбору/УЗЕ) перебуває під управлінням ЦР САРЧП: «1» для обладнання під управлінням ЦР САРЧП, «0» для обладнання не під управлінням ЦР САРЧП;

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одинаць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;

фактична активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність (нижня межа регулювання), МВт;

максимальна активна потужність (верхня межа регулювання), МВт;

значення прийнятої до виконання уставки, яка надійшла від ЦР САРЧП до АСКТП одиниці надання ДП, МВт;

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

швидкість навантаження і розвантаження;

перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одинаць розподіленого споживання (генерації), агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), УЗЕ, що підключені до ЦР САРЧП.

Для цілей моніторингу надання рРВЧ/РЗ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів та/або одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;

максимальна активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність, МВт;

фактична активна потужність, МВт.

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

ознака, що генеруюче обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одинаця відбору) або УЗЕ увімкнено/вимкнено;

швидкість навантаження і розвантаження;

перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одинаць відбору/одинаць розподіленого споживання (генерації)/УЗЕ, агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), що здійснювали виконання команди ОСП.

Для ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК підлягають реєстрації такі параметри:

вимірне значення напруги на шинах;

режим роботи гідроагрегата – у СК/не в СК;

вимірне значення реактивної потужності гідроагрегата.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

вимірне значення активної потужності гідроагрегата;

значення напруги на шині електростанції згідно з командою.».

2. Унести до розділу I Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 308, такі зміни:

1) пункт 1.1.6 глави 1.1 після абзацу третього доповнити новим абзацом четвертим такого змісту:

«ОМСР – оператор малої системи розподілу.».

У зв'язку з цим абзаци четвертий – шостий вважати відповідно абзацами п'ятим – сьомим;

2) пункт 1.3.5 глави 1.3 викласти в такій редакції:

«1.3.5. ОР не має права здійснювати діяльність з виробництва, передачі, розподілу (в тому числі малою системою розподілу), постачання електричної енергії споживачу, агрегації, зберігання енергії, а також трейдерську діяльність.»;

3) пункт 1.4.1 глави 1.4 викласти в такій редакції:

«1.4.1. Учасниками РДН/ВДР можуть бути виробники, електропостачальники, трейдери, ОСП, ОСР, ОМСР, гарантований покупець, ОУЗЕ, агрегатори та споживачі, які в установленому Правилами ринку порядку уклали з ОСП договір про врегулювання небалансів електричної енергії.».

Директор
Департаменту енергоринку

Ілля СІДОРОВ