

ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова НКРЕКП
14.03.2018 № 307
(у редакції постанови НКРЕКП
24.06.2019 № 1168)

ПРАВИЛА РИНКУ

I. Загальні положення

1.1. Визначення термінів

1.1.1. Ці Правила визначають порядок реєстрації учасників ринку, порядок та вимоги до забезпечення виконання зобов'язань за договорами про врегулювання небалансів електричної енергії, правила балансування, правила функціонування ринку допоміжних послуг, порядок проведення розрахунків на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг, порядок виставлення рахунків, порядок внесення змін до цих Правил, положення щодо функціонування ринку при виникненні надзвичайної ситуації в об'єднаній енергетичній системі України.

1.1.2. У цих Правилах терміни вживаються в таких значеннях:

аудит системи управління ринком - аудит, що встановлює, чи дотримані і якою мірою дотримані положення цих Правил щодо розрахунків та виставлення рахунків у межах періоду, якого стосується аудит;

аудитор системи управління ринком (аудитор) - аудиторська фірма, що включена до реєстру аудиторів та суб'єктів аудиторської діяльності як суб'єкт аудиторської діяльності та здійснює аудит системи управління ринком у порядку, встановленому цими Правилами та чинним законодавством;

аукціонна платформа на допоміжні послуги (аукціонна платформа) - електронна підсистема системи управління ринком, яку використовує оператор системи передачі для організації і проведення аукціонів на допоміжні послуги;

балансуюча електрична енергія - електрична енергія, що використовується оператором системи передачі для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії і споживання та експорту електричної енергії, врегулювання системних обмежень;

відбір - електрична енергія, що надійшла з системи передачі або з системи розподілу в точку комерційного обліку учасника ринку та/або учасника роздрібного ринку, обсяг номінованої потужності на відповідний розрахунковий період з метою експорту та обсяг електричної енергії на відповідний розрахунковий період з метою отримання аварійної допомоги в енергосистему України, узгоджений з ОСП суміжної країни;

відпуск - електрична енергія, що надійшла в систему передачі або в систему розподілу через точку комерційного обліку учасника ринку та/або учасника роздрібного ринку, та/або обсяг номінованої потужності на відповідний розрахунковий період з метою імпорту та обсяг електричної енергії на відповідний розрахунковий період з метою отримання аварійної допомоги в енергосистему України, узгоджений з ОСП суміжної країни;

декларація про неготовність - інформація, надана учасником ринку оператору системи

передачі у разі виходу з ладу одиниці відпуску через технічні причини, пов'язані з функціонуванням або безпекою, що повністю або частково унеможлиблює виробництво електричної енергії та/або надання допоміжних послуг такою одиницею відпуску;

диспетчерська команда - команда в режимі реального часу оператора системи передачі постачальнику послуг балансування по кожній одиниці постачання послуг з балансування збільшити або зменшити електричне навантаження;

договір про врегулювання небалансів електричної енергії - договір, відповідно до якого суб'єкт господарювання набуває статусу учасника ринку та здійснюється врегулювання небалансів електричної енергії;

закриття воріт балансуючого ринку - часові межі, коли подача або оновлення пропозиції на балансуєчу енергію постачальником послуг балансування в систему управління ринком більше не дозволяється;

закриття воріт на аукціонній платформі - часові межі, після яких постачальники допоміжних послуг, бажаючи виграти потужність резерву за результатами аукціонів на допоміжні послуги, не можуть повідомляти відповідні величини для всіх розрахункових періодів кожного торгового дня по кожній одиниці надання допоміжних послуг;

zareєстрована потужність - максимальна потужність, призначена для обмеження, що відповідає максимальному навантаженню, яке одиниця відпуску може нести тривалий час, як заявлено відповідним учасником ринку відповідно до zareєстрованих експлуатаційних характеристик;

zareєстровані експлуатаційні характеристики - характеристики одиниці постачання допоміжних послуг, що підтверджені під час проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг на їх відповідність вимогам [Кодексу системи передачі](#), затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 309 (далі - Кодекс систем передачі);

заявлені (задекларовані) характеристики - технічні та економічні характеристики одиниці відпуску (одиниці генерації), задекларовані відповідним виробником у рамках роботи ринку, як визначено цими Правилами;

ідентифікаційний номер учасника ринку - унікальний ідентифікаційний номер учасника ринку, який використовується для ідентифікації ринкових даних, що пов'язані із цим учасником ринку, у системі управління ринком;

міждержавний переток - переток електричної енергії, що відбувається через міждержавний перетин;

модуль активації - модуль системи управління ринком, через який оператор системи передачі видає диспетчерські команди постачальнику послуг з балансування;

одиниця відбору (одиниця споживання) - окрема електроустановка або їх агрегована група, призначена для споживання електроенергії, що має 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), точки комерційного обліку для агрегованого обліку відбору з відповідних областей обліку;

одиниця відпуску (одиниця генерації) - окрема електроустановка або їх агрегована група, що zareєстрована за стороною, відповідальною за баланс, та призначена для виробництва

електроенергії та/або надання послуг балансування, та/або надання допоміжних послуг, що має точки комерційного обліку для агрегованого обліку відпуску з відповідних областей обліку;

одиниця надання послуг з балансування - окрема одиниця відбору або одиниця відпуску, для якої визначено точку комерційного обліку, що має можливості надавати послуги балансування, що належить учаснику ринку, який набув статусу постачальника послуг з балансування;

одиниця надання допоміжних послуг - окрема одиниця відбору або одиниця відпуску, для якої визначено точку комерційного обліку, що має визначені [Кодексом системи передачі](#) технічні можливості надавати допоміжні послуги, що належить учаснику ринку, який набув статусу постачальника допоміжних послуг;

одиниця реального часу - проміжок часу балансуемого ринку, що дорівнює 15 хвилинам;

плановий період для закупівлі допоміжних послуг (плановий період) - період, на який здійснюється розрахунок граничної ціни на закупівлю допоміжних послуг із забезпечення резервів підтримки частоти, резервів відновлення частоти та резервів заміщення;

плата за невідповідність - платежі, встановлені учасникам ринку за надання недостовірних даних у межах різних процесів на ринку або поведінку, що може вплинути на нормальну роботу ринку та/або об'єднаної енергетичної системи України;

платіжний документ - рахунок, виставлений адміністратором розрахунків учаснику ринку щодо оплати ним або адміністратором розрахунків своїх фінансових зобов'язань, що виникли в результаті участі на ринку електричної енергії такого учасника ринку;

послуга з балансування - послуга купівлі та продажу електричної енергії, що надається оператору системи передачі постачальником послуг з балансування з метою забезпечення достатніх обсягів електричної потужності та електричної енергії, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії і споживання та експорту електричної енергії, врегулювання системних обмежень в об'єднаній енергетичній системі України;

представник навантаження - учасник ринку, у точках комерційного обліку якого здійснюється відбір електричної енергії з системи передачі або системи розподілу;

прогноз споживання - прогноз загального електроспоживання по областях регулювання (торгових зонах), що здійснюється оператором системи передачі;

пропозиція - пропозиція, яку подає учасник ринку для відпуску/відбору балансуемого електричної енергії або для надання допоміжних послуг;

протокол обміну даними - стандарти, що встановлені оператором системи передачі для взаємодії учасників ринку з системою управління ринком;

реєстр учасників ринку - реєстр, що веде адміністратор розрахунків, що включає інформацію щодо учасників ринку та їх статусу;

резервна процедура - процес, що впроваджується відповідно до положень глави 3.14 розділу III цих Правил, якщо програмне забезпечення аукціонної платформи не працює;

розрахунковий період - період у 60 хвилин, щодо якого визначаються ціна та обсяги купівлі-продажу електричної енергії на ринку електричної енергії;

сальдована позиція - алгебраїчна різниця операцій з продажу та купівлі електричної енергії, здійснених учасником ринку на ринку двосторонніх договорів з іншими учасниками ринку в кожній торговій зоні для кожного розрахункового періоду торгового дня;

сертифіковані дані комерційного обліку - обсяг електричної енергії, визначений для точок комерційного обліку відповідно до вимог [Кодексу комерційного обліку](#);

система управління ринком - програмно-інформаційний комплекс, що включає низку підсистем, що забезпечують управління всіма необхідними базами даних, реєстрами та виконання розрахунків, що визначені цими Правилами;

торгова зона (зона) - відокремлена зона, визначена оператором системи передачі за погодженням з Регулятором, у якій здійснюється синхронна робота електроустановок;

торговий день - період у 24 (23 або 25 у залежності від переходу на літній/зимовий час) послідовні розрахункові періоди, що починається о 00:00 за київським часом (Східноєвропейським часом);

управління перевантаженнями - комплекс заходів, що здійснюються оператором системи передачі, необхідний для запобігання або усунення перевантажень (продаж, диспетчеризація, зворотні торги, роз'єднання ринків);

фінансова гарантія - кошти та/або банківська гарантія, що надається стороною, відповідальною за баланс, оператору системи передачі для забезпечення виконання фінансових зобов'язань з розрахунків за небаланси електричної енергії.

1.1.3. Інші терміни та визначення вживаються в цих Правилах у значеннях, наведених у [Господарському кодексі України](#), законах України «[Про ринок електричної енергії](#)» (далі - Закон), «[Про електронні документи та електронний документообіг](#)», «[Про електронні довірчі послуги](#)», «[Про платіжні системи та переказ коштів в Україні](#)», [Правилах 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, [Кодексі систем передачі](#), [Кодексі комерційного обліку](#) та інших нормативно-правових актах.

1.1.4. Скорочення, що застосовуються в цих Правилах, мають такі значення:

АР - адміністратор розрахунків;

АКО - адміністратор комерційного обліку;

аРВЧ - автоматичний резерв відновлення частоти;

балансуючий ринок - балансуючий ринок електричної енергії;

ВДЕ - виробники, що здійснюють виробництво електричної енергії із використанням альтернативних джерел енергії;

ВДР - внутрішньодобовий ринок;

ДД - двосторонні договори;

ДП - допоміжні послуги;

ідентифікатор - ідентифікаційний номер учасника ринку;

надзвичайна ситуація - надзвичайна ситуація в ОЕС України;

ОЕС України - об'єднана енергетична система України;

ОРЧ - одиниця реального часу;

ОР - оператор ринку;

ОСП - оператор системи передачі;
ОСР - оператор системи розподілу;
ПДП - постачальник допоміжних послуг;
ППБ - постачальник послуг з балансування;
режим СК - режим синхронного компенсатора;
РЗ - резерв заміщення;
РДД - ринок двосторонніх договорів;
РДН - ринок «на добу наперед»;
РПЧ - резерв підтримки частоти;
рРВЧ - ручний резерв відновлення частоти;
САРЧП - система автоматичного регулювання частоти та потужності;
СВБ - сторона, відповідальна за баланс;
ТКО - точка комерційного обліку;
ЕІС-код - ідентифікаційний номер учасника ринку;
ENTSO-E - європейська мережа операторів системи передачі електричної енергії.

1.2. Учасники ринку

1.2.1. Учасниками ринку електричної енергії є:

виробники;
електропостачальники;
трейдери;
ОСП;
ОСР;
ОР;
гарантований покупець;

споживачі, які провадять свою діяльність на ринку електричної енергії у порядку, передбаченому цими Правилами та [Законом](#).

1.2.2. Учасники ринку можуть виконувати одну або декілька з таких ролей: СВБ, АР, АКО, ПДП, ППБ.

1.3. Забезпечення виконання цих Правил

1.3.1. ОСП (також у якості АР і АКО) зобов'язаний виконувати положення цих Правил згідно з умовами ліцензії на право провадження господарської діяльності з передачі електричної енергії та брати участь на ринку електричної енергії відповідно до [Закону](#).

1.3.2. Для суб'єктів господарювання, визначених у підпункті 1.2.1 глави 1.2 цього розділу (крім споживачів, які купують електроенергію за договором постачання електричної енергії

споживачу) обов'язковою умовою участі на ринку електричної енергії є укладення договору про врегулювання небалансів електричної енергії з ОСП, що є договором приєднання, типова форма якого наведена в [додатку 1](#) до цих Правил. Учасники ринку укладають договір про врегулювання небалансів електричної енергії шляхом приєднання до договору.

1.3.3. Усі платежі відповідно до положень цих Правил здійснюються в національній валюті України, включаючи податок на додану вартість.

1.3.4. Тлумачення і виконання цих Правил та будь-які суперечки, що можуть виникнути під час їх виконання учасниками ринку, розглядаються у порядку, встановленому чинним законодавством України. Юрисдикція судів України поширюється на всі правовідносини та будь-який спір, що може виникнути у зв'язку з виконанням учасниками ринку цих Правил.

1.3.5. Кандидат в учасники ринку, який бажає здійснювати операції на ринку електричної енергії України, повинен надати ОСП (у якості АР) належним чином заповнену заяву-приєднання до договору про врегулювання небалансів електричної енергії, що є [додатком 2](#) до цих Правил.

Кандидат в учасники ринку повинен мати діючі договори про надання послуг з передачі електричної енергії, про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, що укладаються згідно із [Кодексом системи передачі](#), та діючий договір про надання послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії (для споживачів, приєднаних до мереж ОСП), що укладається в порядку, встановленому [Правилами роздрібного ринку електричної енергії](#), затвердженими постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 312 (далі - Правила роздрібного ринку).

1.3.6. Заява-приєднання до договору про врегулювання небалансів електричної енергії повинна містити такі дані:

1) повне та скорочене найменування кандидата в учасники ринку відповідно до Єдиного державного реєстру юридичних осіб, фізичних осіб - підприємців та громадських формувань;

2) вид діяльності кандидата (виробник, електропостачальник, трейдер, споживач, ОСР);

3) відомості про укладений кандидатом в учасники ринку договір про надання послуг з передачі електричної енергії та/або договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;

4) відомості про укладений кандидатом в учасники ринку договір споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії (якщо кандидат є споживачем);

5) відомості про ліцензію(її) кандидата в учасники ринку (у випадках, коли необхідність ліцензії встановлена [Законом](#));

6) ЄІС-код учасника ринку (СВБ), у якого кандидат бажає зареєструватися в якості члена його балансуючої групи, якщо кандидат в учасники ринку бажає делегувати свою фінансову відповідальність за небаланс такому учаснику ринку, разом з письмовою згодою у довільній формі цього учасника ринку (СВБ) прийняти його до балансуючої групи, для якої він є СВБ.

1.3.7. Після отримання відповідної заяви-приєднання ОСП перевіряє повноту та правильність її заповнення та у разі відсутності підстав для її відхилення впродовж трьох робочих днів після отримання вносить кандидата до реєстру учасників ринку та присвоює йому відповідний ідентифікатор договору учасника ринку та дату акцептування заяви-приєднання, про що повідомляє учасника ринку.

У разі відхилення заяви ОСП впродовж чотирьох робочих днів з дня отримання заяви-

приєднання повідомляє кандидата про це з відповідним обґрунтуванням.

Кандидат в учасники ринку набуває статусу учасника ринку тільки після внесення його та його даних (надання яких визначено пунктом 1.3.6 цієї глави) до реєстру АР.

1.3.8. Відхилення заяви-приєднання кандидата в учасники ринку здійснюється виключно у випадках:

- 1) подання неповних даних;
- 2) подання недостовірних даних.

У разі незгоди з рішенням ОСП кандидат в учасники ринку може звернутися до Регулятора щодо оскарження такого рішення.

1.3.9. ОСП (у якості АР) веде реєстр учасників ринку, що містить таку інформацію:

- 1) ЕІС-код учасника ринку;
- 2) ЄДРПОУ або РНОКПП (якщо учасником ринку є фізична особа-підприємець);
- 3) повне та скорочене найменування учасника ринку або ПБ (якщо учасником ринку є фізична особа або фізична особа-підприємець);
- 4) місцезнаходження (юридична адреса, поштова адреса,);
- 5) ідентифікатори договорів, укладених учасником ринку з ОСП;
- 6) ролі, закріплені за цим учасником ринку;
- 7) ЕІС-код СВБ учасника ринку (у разі його входження до балансуєчої групи);
- 8) стан реєстрації (у стані реєстрації, зареєстрований, «Переддефолтний», «Дефолтний» тощо);
- 9) електронна пошта (інші засоби зв'язку).

1.3.10. При виникненні суперечки щодо того, чи може кандидат в учасники ринку приєднатися до цих Правил, Регулятор розглядає її відповідно до чинного законодавства України. Якщо Регулятор приймає рішення на користь кандидата в учасники ринку, такий кандидат в учасники ринку вважається таким, що приєднався до договору про врегулювання небалансів електричної енергії, а ОСП з дня прийняття відповідного рішення Регулятором зобов'язаний здійснити дії, передбачені пунктом 1.3.7 цієї глави.

1.4. Управління даними учасників ринку

1.4.1. Кандидат в учасники ринку несе відповідальність за правильність та достовірність усіх даних, наданих у процесі реєстрації в якості учасника ринку відповідно до пункту 1.3.6 глави 1.3 цього розділу.

1.4.2. Якщо учасник ринку бажає змінити інформацію, що наведена в його заяві-приєднанні до договору про врегулювання небалансів електричної енергії, або дані учасника ринку перестають бути актуальними, точними і повними, такий учасник ринку повідомляє АР про такі зміни не пізніше ніж через 3 робочі дні після настання таких змін і надає відповідні підтвердження в разі необхідності.

1.4.3. АР має право встановлювати переліки даних, необхідних для функціонування ринку, діяльності учасника ринку на всіх сегментах ринку та проведення відповідних розрахунків. Ці дані учасники ринку повинні надати АР за запитом АР та періодично згідно зі встановленими

АР форматами та регламентами. Відповідні документи, які встановлюють перелік даних, зміст, критерії валідації даних, форми і терміни їх надання, розробляються ОСП та оприлюднюються на його офіційному вебсайті.

У разі ненадання таких даних учасником ринку ОСП звертається до Регулятора.

1.5. Порядок створення, реєстрації та припинення функціонування балансуючих 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.

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.

1.5.2. Об'єднання учасників ринку у балансуючі групи здійснюється на добровільній договірній основі шляхом укладення відповідних договорів за умови дотримання вимог до балансуючої групи, визначених цими Правилами.

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

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

1.5.6. СВБ та учасники ринку, які увійшли до балансуючої групи такої СВБ, зобов'язані повідомляти свої погодинні графіки електричної енергії ОСП та СВБ та виконувати їх.

1.5.7. При бажанні здійснити зміну балансуючої групи учасник ринку зобов'язаний надати АР заяву щодо зміни учасником ринку балансуючої групи, ЕІС-код учасника ринку (СВБ), у якого він бажає зареєструватися в якості члена його балансуючої групи, та надати ОСП письмову згоду цього учасника ринку (СВБ) прийняти його до балансуючої групи, для якої такий учасник є СВБ.

У заяві щодо зміни учасником ринку балансуєної групи зазначається дата та час, на які зміна СВБ повинна вступити в силу. Така зміна може бути здійснена не раніше ніж через 7 робочих днів після отримання АР такої заяви.

1.5.8. АР на підставі отриманої заяви щодо зміни учасником ринку балансуєної групи зобов'язаний:

1) забезпечити внесення інформації щодо зміни балансуєної групи учасником ринку до системи управління ринком;

2) повідомити учасника ринку, який ініціював зміну балансуєної групи, СВБ, до складу якої увійшов такий учасник ринку, та СВБ, зі складу якої такий учасник ринку вийшов (якщо такий учасник ринку до цього входив до складу балансуєної групи), щодо прийнятих змін.

1.5.9. У разі виявлення невідповідностей за текстом наданої заяви та/або в результаті проведеної перевірки зазначених у заяві даних або у разі невиконання/неналежного виконання учасником ринку, який ініціює зміну балансуєної групи, та/або СВБ, до складу якої має намір увійти такий (новий) учасник ринку, та/або СВБ, зі складу якої має намір вийти такий учасник ринку (якщо такий учасник ринку входить до складу балансуєної групи), вимог, викладених у пункті 1.5.7 цієї глави, АР повідомляє про це такого учасника ринку та повертає заяву на адресу, зазначену в ній, разом із відповідними обґрунтуваннями в термін до трьох робочих днів з моменту отримання такої заяви від учасника ринку. Після виправлення виявлених АР невідповідностей учасник ринку має право повторно звернутись із заявою до АР.

1.5.10. 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.

1.5.11. 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.

1.5.12. ОСП має право в односторонньому порядку поновити дію договорів про врегулювання небалансів електричної енергії для всіх учасників балансуєної групи, які входять до складу балансуєної групи СВБ, що не виконує вимоги цих Правил, про що члени балансуєної групи повинні бути повідомлені за 1 робочий день до настання таких змін.

1.5.13. 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.

1.6. Розірвання договору про врегулювання небалансів електроенергії

1.6.1. Учасник ринку, крім ОСП, ОСР, гарантованого покупця та ОР, має право надіслати АР повідомлення про припинення участі на ринку електричної енергії.

Повідомлення про припинення участі на ринку електричної енергії направляється учасником ринку АР не пізніше ніж за 20 календарних днів до бажаної дати припинення участі на ринку електричної енергії. Припинення участі на ринку передбачає розірвання договору про врегулювання небалансів електричної енергії та інших договорів, укладених на виконання вимог цих Правил.

АР розглядає повідомлення у строки та на умовах, визначених договором про врегулювання небалансів електричної енергії.

У разі несвоєчасного повідомлення учасником ринку про наміри щодо припинення участі на ринку таке припинення не здійснюється.

Учасник ринку до дати припинення дії договору про врегулювання небалансів зобов'язаний здійснити сплату всіх видів платежів виходячи з умов договорів, укладання яких передбачено цими Правилами.

АР повідомляє учасника ринку про припинення врегулювання небалансів за виконання ним вимог, визначених цією главою.

1.6.2. ОСП, ОР, ОСР та гарантований покупець не можуть припинити участь на ринку електричної енергії за власним бажанням без відповідного рішення Регулятора або суду.

1.6.3. Договір про врегулювання небалансів електричної енергії та інші договори, що укладені учасником ринку на вимогу цих Правил, можуть бути розірвані в термін, зазначений у пункті 1.6.1 цієї глави, за таких умов:

1) будь-які суми, що такий учасник ринку повинен сплатити відповідно до цих Правил, сплачені ним;

2) немає неусунутих на дату останнього торгового дня, зазначеного в повідомленні про припинення участі на ринку електричної енергії, порушень цих Правил таким учасником ринку;

3) на такого учасника ринку не поширюються вимоги будь-яких ліцензійних умов, відповідно до яких він зобов'язаний продовжувати дотримуватись цих Правил.

1.6.4. Учасник ринку, який подає повідомлення про припинення участі на ринку електричної енергії, зобов'язаний негайно повідомити АР про виконання вимог, зазначених у пункті 1.6.3 цієї глави, із зазначенням у повідомленні дати, на яку виконано останню таку вимогу.

1.7. Невиконання зобов'язань

1.7.1. Учасник ринку, крім ОСП, ОР та гарантованого покупця, набуває статусу «Переддефолтний» при настанні принаймні однієї з таких подій або обставин:

1) учасник ринку до 18:00 робочого дня, наступного за днем, коли він отримав через систему управління ринком платіжний документ від АР, не здійснив відповідну оплату;

2) учасник ринку, який є СВБ, не надавав, не підтримував, не збільшував та не поновлював фінансові гарантії в необхідному обсязі відповідно до розділу VI цих Правил.

1.7.2. При набутті статусу «Переддефолтний» АР на період існування такого статусу:

1) надсилає учаснику ринку та Регулятору повідомлення про набуття учасником ринку статусу «Переддефолтний»;

2) публікує на офіційному вебсайті АР повідомлення про набуття учасником ринку статусу "Переддефолтний" із зазначенням дати набуття такого статусу;

{Підпункт 2 пункту 1.7.2 глави 1.7 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

3) призупиняє реєстрацію ДД щодо продажу електричної енергії учасником ринку;

4) кожного дня (о 18:00) скасовує реєстрацію ДД щодо продажу електричної енергії на післязавтра;

5) використовує фінансові гарантії, що надаються учасником ринку, для покриття його заборгованості перед ОСП;

6) установлює нульовий максимальний обсяг продажу електричної енергії на РДН та ВДР для такого учасника ринку;

7) якщо учасник ринку також виступає в якості електропостачальника, після набуття ним статусу «Переддефолтний» кожного банківського дня (о 12:00) направляє до уповноважених банків довідку, що містить інформацію щодо повного та скороченого найменування учасника ринку або ПІБ (якщо учасником ринку є фізична особа або фізична особа-підприємець), ЄДРПОУ або РНОКПП (якщо учасником ринку є фізична особа або фізична особа - підприємець), розмір простроченої електропостачальником оплати вартості його небалансів електричної енергії.

1.7.3. При набутті статусу «Переддефолтний» такий статус для учасника ринку триває в разі настання принаймні однієї з обставин, передбачених пунктом 1.7.1 цієї глави. В іншому випадку статус «Переддефолтний» анулюється, про що АР повинен повідомити учасника ринку і Регулятора.

1.7.4. Учасник ринку, крім ОСП, ОР та гарантованого покупця, набуває статусу «Дефолтний» при настанні принаймні однієї з таких подій або обставин:

1) тривалість статусу «Переддефолтний» для учасника ринку становить більше двох робочих днів;

2) судом прийнято рішення про визнання учасника ринку банкрутом та відкриття ліквідаційної процедури або учасником ринку або його уповноваженими органами прийнято рішення про ліквідацію учасника ринку;

3) у випадку анулювання ліцензії учасника ринку.

1.7.5. На період існування статусу «Дефолтний» АР вживає до такого учасника ринку такі заходи:

1) надсилає учаснику ринку та Регулятору повідомлення про набуття учасником ринку статусу «Дефолтний»;

2) публікує на офіційному вебсайті АР повідомлення про набуття учасником ринку статусу "Дефолтний" із зазначенням дати набуття такого статусу;

{Підпункт 2 пункту 1.7.5 глави 1.7 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

3) зупиняє майбутні та скасовує діючі реєстрації ДД щодо продажу електричної енергії учасникам ринку;

4) установлює нульовий обсяг продажу електричної енергії на РДН та ВДР для такого учасника ринку;

5) якщо учасник ринку також виступає в якості електропостачальника (або споживача), після набуття ним статусу «Дефолтний» постачання електричної енергії споживачам такого учасника ринку (або такому учаснику ринку) здійснюється постачальником «останньої надії» відповідно до [Правил роздрібного ринку](#);

б) якщо учасник ринку також виступає в якості електропостачальника, після набуття ним статусу «Дефолтний» кожного банківського дня о 12:00 направляє до уповноважених банків довідку, що містить інформацію щодо повного та скороченого найменування учасника ринку або ПІБ (якщо учасником ринку є фізична особа або фізична особа-підприємець), ЄДРПОУ або РНОКПП (якщо учасником ринку є фізична особа або фізична особа - підприємець) та кінцевий розмір простроченої електропостачальником оплати вартості його небалансів електричної енергії.

Вчинення до учасника ринку будь-яких дій з боку АР відповідно до цього пункту не впливає та не змінює відповідальність такого учасника ринку відповідно до цих Правил, що означає, що учасник ринку із статусом «Дефолтний» несе відповідальність за сплату всіх сум (у тому числі податків), що необхідно сплатити відповідно до цих Правил.

Учасник ринку втрачає статус «Дефолтний» після припинення дії договору про врегулювання небалансів електричної енергії, що укладений між ним та ОСП.

1.7.6. Після повідомлення учасника ринку про набуття ним статусу «Дефолтний» АР повідомляє:

1) СББ такого учасника ринку з метою вжиття нею відповідних заходів щодо цього учасника ринку, передбачених положеннями договору між СББ та учасником ринку;

2) контрагентів учасника ринку в рамках ДД з метою вжиття відповідних заходів, що визначені їх ДД.

1.8. Адміністратор розрахунків

1.8.1. АР реєструє учасників ринку, СББ, ПДП і ППБ, отримує від ОСП, реєструє та зберігає дані щодо резервів, остаточні повідомлення фізичного відпуску та остаточні повідомлення фізичного відбору учасників ринку і позиції СББ, забезпечує дотримання учасниками ринку вимог щодо надання фінансових гарантій за договором про врегулювання небалансів електричної енергії, отримує від АКО сертифіковані дані комерційного обліку електричної енергії, обчислює обсяги небалансів та наданих послуг на ринку електричної енергії, виставляє рахунки та стягує та оплачує платежі, передбачені цими Правилами, і здійснює всі фінансові розрахунки відповідно до розділу V цих Правил.

1.8.2. АР не повинен мати у власності або на праві господарського відання чи користування генеруючі потужності.

АР не повинен здійснювати торгівлю електричною енергією з метою отримання прибутку.

АР забезпечує управління поточним рахунком із спеціальним режимом використання ОСП, відкритим в одному з уповноважених банків.

1.8.3. АР відповідає за інформування всіх учасників ринку щодо переліку уповноважених банків, визначених Кабінетом Міністрів України, для проведення всіх фінансових розрахунків учасників ринку з ОСП (у якості АР), передбачених цими Правилами та [Законом](#), шляхом його оприлюднення на власному офіційному вебсайті і постійно підтримує цей перелік в актуальному стані.

1.9. Оператор системи передачі

1.9.1. ОСП, зокрема, несе відповідальність за функціонування системи передачі і фізичне балансування системи передачі відповідно до умов [Кодексу системи передачі](#). ОСП перевіряє можливість врегулювання мережевих обмежень і здійснює купівлю/продаж балансууючої енергії

на ринкових недискримінаційних і прозорих засадах та забезпечує функціонування балансуючого ринку, а також здійснює купівлю-продаж небалансів електричної енергії, забезпечує роботу ринку ДП та придбаває ДП з метою дотримання операційної безпеки ОЕС України та виконує покладені на нього спеціальні обов'язки для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії. ОСП отримує від учасників ринку плату за послуги з передачі та послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

1.9.2. ОСП не має права провадити діяльність з купівлі-продажу електричної енергії, крім як з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами, балансування, у тому числі з метою надання/отримання аварійної допомоги операторам системи передачі суміжних держав та врегулювання небалансів електричної енергії. ОСП не повинен мати на праві власності, господарського відання або користування генеруючі потужності або здійснювати купівлю/продаж електричної енергії з метою отримання прибутку.

1.9.3. ОСП зобов'язаний мати власні банківські рахунки і управляти ними для проведення операцій з метою виконання обов'язків, визначених цими Правилами.

1.9.4. ОСП відповідає за прогнозування загального електроспоживання по областях регулювання (торгових зонах) для виконання обов'язків з балансування.

1.9.5. ОСП несе відповідальність за подання АКО сертифікованих даних комерційного обліку системи передачі.

1.9.6. ОСП опубліковує всю інформацію, що стосується роботи ОЕС України, відповідно до [Порядку збору та передачі даних щодо функціонування ринку електричної енергії для оприлюднення на платформі прозорості ENTSO-E](#), затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 19 червня 2018 року № 459 (далі - Порядок збору та передачі даних, Постанова № 459).

1.9.7. ОСП забезпечує розміщення на власному офіційному вебсайті актуальної редакції цих Правил з усіма змінами та доповненнями, затвердженими Регулятором, у форматі доступному для завантаження.

1.10. Оператор системи розподілу

1.10.1. ОСР несе відповідальність за експлуатацію систем розподілу за місцем провадження господарської діяльності, визначеним ліцензією на право провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, виданою Регулятором.

1.10.2. ОСР має право купувати/продавати електричну енергію лише для компенсації втрат у власних системах розподілу. ОСР не повинен мати на праві власності, господарського відання або користування генеруючі потужності або здійснювати торгівлю електричною енергією з метою отримання прибутку.

1.10.3. ОСР несе відповідальність за передачу АКО сертифікованих даних комерційного обліку по всіх ТКО власної системи розподілу, для якої він виконує функцію постачальника послуг комерційного обліку.

1.11. Система управління ринком

1.11.1. За допомогою системи управління ринком здійснюється управління всіма процесами, зокрема, виконанням необхідних розрахунків, реєстрацією ринкових даних і результатів.

Система управління ринком забезпечує:

- 1) прогнозування загального навантаження;
- 2) проведення аукціонів на придбання ДП;
- 3) повідомлення результатів аукціонів на ДП;
- 4) адміністрування графіків виробництва/споживання;
- 5) подання пропозицій на балансуєчу електричну енергію;
- 6) проведення розрахунків за небаланси електричної енергії;
- 7) видачу ОСП команд з балансування в режимі реального часу ППБ;
- 8) проведення розрахунків на ринку (виконання всіх розрахункових процесів), включаючи адміністрування остаточних позицій СВБ та розрахунку розмірів дебетів/кредитів рахунків учасників ринку;
- 9) обмін інформацією з учасниками ринку і функціонування необхідних баз даних;
- 10) ведення реєстрів учасників ринку з можливістю зазначення відповідних ролей;
- 11) інтерфейс і зв'язок з програмним забезпеченням РДН і ВДР, якими управляє ОР;
- 12) інтерфейс і зв'язок з системою прогнозування виробництва електричної енергії з ВДЕ, що продають електричну енергію гарантованому покупцю за «зеленим» тарифом, що працює в режимі, близькому до реального часу, управління якою здійснює гарантований покупець;
- 13) адміністрування комерційного обліку;
- 14) інтерфейс з системою диспетчерського управління і збору даних (SCADA);
- 15) інтерфейс та зв'язок з платформою моніторингу Регулятора;
- 16) інтерфейс та зв'язок з платформою прозорості ENTSO-E.

1.11.2. ОСП в якості відповідального оператора системи управління ринком вибирає, встановлює, експлуатує і підтримує систему відповідно до положень цих Правил. Система управління ринком повинна повністю відповідати операціям, передбаченим цими Правилами.

1.11.3. Система управління ринком повинна відповідати загальноприйнятим принципам належної комерційної практики, бути заснована на сучасних, придатних і надійних інформаційних і комунікаційних технологіях та відповідати суворим специфікаціям щодо безперебійної роботи, підвищеної надійності і цілісності збереження даних.

1.11.4. Базы даних і канали передачі даних системи управління ринком повинні бути захищені за допомогою спеціальної системи безпеки, що не допускає доступ сторонніх осіб до інформації з обмеженим доступом. Сама система повинна забезпечувати захист від доступу до інформації з баз даних сторонніх осіб.

1.11.5. ОСП забезпечує безперебійне функціонування системи управління ринком.

1.11.6. Учасники ринку мають право на доступ до інформації, що міститься в базах даних системи управління ринком, що їх безпосередньо стосується.

1.11.7. ОСП організовує авторизований доступ до системи управління ринком для своїх працівників, диференціюючи його відповідно до виконуваних функцій оперативного управління системою, функцій АР і функцій АКО, для забезпечення конфіденційності інформації/даних.

1.11.8. АР надає кожному учаснику ринку через його персональний кабінет доступ до записів даних розрахунків, що створив АР щодо цього учасника ринку, відповідно до інструкції з користування системою управління ринком.

1.11.9. ОСП організовує авторизований доступ до системи управління ринком для Регулятора. АР надає Регулятору через його персональний кабінет доступ до записів даних розрахунків, що створив АР по кожному учаснику ринку.

{Главу 1.11 розділу I доповнено новим пунктом 1.11.9 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

1.12. Системи обміну інформацією учасників ринку

1.12.1. Учасники ринку зобов'язані впровадити системи (апаратне та програмне забезпечення), що забезпечать ефективний зв'язок із системою управління ринком, яку експлуатує ОСП (також у якості АР та АКО), відповідно до ролі учасника ринку.

1.12.2. ОСП визначає відповідні протоколи обміну даними для забезпечення зв'язку учасників ринку з програмним забезпеченням управління ринком та публікує такі протоколи обміну даними на власному офіційному вебсайті.

1.12.3. Учасник ринку повинен забезпечити відповідність власного апаратного та програмного забезпечення вимогам системи управління ринком, а також встановлення відповідного комп'ютерного і мережевого обладнання, що дозволить здійснювати обмін даними між АР і АКО та учасником ринку згідно з цими Правилами. ОСП зобов'язаний надати учасникам ринку технічні параметри комп'ютерного і мережевого обладнання.

1.12.4. Учасники ринку несуть відповідальність за надійність і безпеку свого комп'ютерного обладнання, за організацію телефонного та факсимільного зв'язку у своїх приміщеннях, необхідного для взаємодії з АР і ОСП.

1.12.5. АР веде облік усіх даних з розрахунків, що зберігаються АР щонайменше 5 років з дати їх створення.

1.12.6. Учасники ринку, ОСП (також у якості АР) зобов'язані забезпечувати передачу інформації, що здійснюється відповідно до цих Правил, у формі і за допомогою засобів, зазначених у протоколах обміну даними.

1.12.7. Якщо ОСП (також у якості АР) або інший учасник ринку з будь-яких причин не може використовувати рекомендовані засоби зв'язку, то кожен із них погоджується вжити всіх можливих заходів для забезпечення передачі інформації у строки та з дотриманням вимог щодо безпеки передачі даних, зазначених у цих Правилах.

1.12.8. ОСП організовує навчання учасників ринку користуванню програмним забезпеченням системи управління ринком і забезпечує їм підтримку та інструктування з цих питань.

1.13. Внесення змін до цих Правил

1.13.1. ОСП або учасники ринку мають право ініціювати внесення змін та доповнень до цих Правил відповідно до процедури, визначеної в цій главі.

1.13.2. Учасник ринку, як ініціатор внесення змін до цих Правил подає ОСП як адміністратору цих Правил свої зауваження та пропозиції щодо внесення змін до цих Правил у вигляді порівняльної таблиці, що містить редакцію відповідних положень (пунктів, підпунктів,

абзаців тощо) чинних Правил, редакцію із запропонованими змінами та пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності внесення змін до цих Правил.

1.13.3. ОСП оприлюднює подані пропозиції учасників ринку (у термін не пізніше ніж 14 календарних днів після отримання таких пропозицій) або власні пропозиції на власному офіційному вебсайті і пропонує учасникам ринку та іншим заінтересованим особам надати свої зауваження та пропозиції до запропонованих змін протягом визначеного строку, але не більше тридцяти календарних днів з дня оприлюднення.

1.13.4. Після отримання зауважень та пропозицій ОСП проводить узгоджувальну нараду за участі ініціатора, учасників ринку та інших осіб, які подали зауваження та пропозиції. Протокол узгоджувальної наради з висновком щодо поданих пропозицій змін до цих Правил протягом трьох робочих днів з дня проведення узгоджувальної наради надається Регулятору.

1.13.5. Остаточне рішення щодо внесення змін/доповнень до цих Правил приймає Регулятор у порядку, встановленому законодавством.

1.14. Аудит роботи системи управління ринком

1.14.1. ОСП (у якості АР) повинен гарантувати, що аудит системи управління ринком проводиться незалежним аудитором з метою визначення її відповідності цим Правилам.

1.14.2. Метою аудиту системи управління ринком є встановлення факту і ступеня дотримання цих Правил у частині проведення розрахунків та виставлення рахунків у межах періоду, якого стосується цей аудит.

1.14.3. Вибір аудитора здійснюється за результатами тендеру на основі технічного завдання, розробленого ОСП. Результати тендеру доводяться ОСП до відома Регулятора. Аудит роботи системи управління ринком проводиться раз на рік, а за потреби може бути ініційованим Регулятором у будь-який час.

1.14.4. ОСП (у якості АР) з урахуванням положень пункту 1.14.5 цієї глави визначає технічне завдання на проведення аудиту роботи системи управління ринком та надає його для розгляду Регулятору.

1.14.5. Аудит роботи системи управління ринком включає:

1) аудит здійснення системою управління ринком зберігання створених або поданих учасниками ринку постійних і періодичних даних, що використовуються у зв'язку з цими Правилами;

2) аудит процесів, що застосовуються до таких даних відповідно до цих Правил;

3) аудит системи, процесів та процедур, що використовуються і застосовуються учасниками ринку з метою або у зв'язку з діями, зазначеними в підпунктах 1 та 2 цього пункту.

1.14.6. При встановленні і зміні умов визначених у технічному завданні на надання послуг з аудиту роботи системи управління ринком ОСП (також в якості АР) зобов'язаний урахувати:

1) необхідність і доцільність вирішення питань централізовано;

2) необхідність і доцільність вирішення питань третіми сторонами окремо і незалежно одна від одної.

1.14.7. Технічне завдання повинно включати:

1) потрібний обсяг послуг, що надаються аудитором;

2) форму і періодичність звітів про результати;

3) будь-які інші питання, що ОСП (також у якості АР) вважає за необхідне розглянути під час аудиту роботи системи управління ринком.

1.14.8. ОСП (у якості АР) має право змінювати технічне завдання аудиту системи управління ринком кожного року і протягом року, за необхідності, з урахуванням вимог пункту 1.14.3 цієї глави. Зміни до технічного завдання подаються на розгляд Регулятору.

1.14.9. Договір про надання послуг з аудиту роботи системи управління ринком повинен містити вимоги до послуг аудитора щодо:

1) необхідності розкриття ОСП (у якості АР) наявності та характеру всіх аудиторських доручень аудитора, наданих будь-якою стороною;

2) права інших учасників ринку на залучення зовнішніх аудиторів та положення щодо взаємодії таких аудиторів з аудитором роботи системи управління ринком;

3) термінового повідомлення про всі проблеми щодо питань, що становлять предмет аудиту роботи системи управління ринком;

4) виконання зобов'язань про конфіденційність у такій формі, що обґрунтовано вимагається ОСП (у якості АР).

1.14.10. ОСП (у якості АР) вживає заходів відповідно до підпункту 2 пункту 1.14.9 цієї глави з метою реалізації прав учасників ринку на залучення зовнішніх аудиторів та їх співпраці з аудитором роботи системи управління ринком.

1.14.11. Результати аудиту роботи системи управління ринком викладаються в аудиторських звітах, якщо інше не встановлено ОСП (в якості АР).

1.14.12. Аудитор не зобов'язаний повідомляти про питання, що перебувають поза межами технічного завдання.

1.14.13. Аудитор надає Регулятору і ОСП (також у якості АР) аудиторські звіти, що включають висновки.

1.14.14. Аудитор та ОСП (також у якості АР) готують версію аудиторських звітів для оприлюднення, що не повинна містити інформацію, яку ОСП (також у якості АР) не має права розкривати відповідно до глави 1.16 цього розділу.

1.14.15. ОСП (у якості АР) оприлюднює на власному офіційному вебсайті версію аудиторських звітів, зазначену в пункті 1.14.14 цієї глави.

1.14.16. ОСП (у якості АР) доручає відповідним учасникам ринку провести коригувальні заходи, що можуть вимагатись після отримання аудиторських звітів.

1.14.17. Без шкоди для будь-яких конкретних прав доступу, передбачених в інших документах, кожний учасник ринку надає аудитору інформацію (зі збереженням конфіденційності) щодо систем, специфікацій на системи та інших документів, що використовуються цим учасником ринку для виконання своїх зобов'язань і функцій, передбачених цими Правилами.

1.14.18. На письмову вимогу аудитора учасник ринку негайно надає письмову відповідь про всі не вирішені на дату отримання вимоги суперечки, що стосуються торгівлі відповідно до цих Правил.

1.14.19. У разі виникнення суперечки щодо правильності результатів аудиту роботи

системи управління ринком ОСП інформує про це Регулятора.

1.14.20. ОСП (у якості АР) має право у будь-який час запросити аудитора провести позачерговий аудит роботи системи управління ринком з дотриманням вимог пункту 1.14.3 цієї глави.

1.15. Форс-мажор

1.15.1. Під форс-мажором розуміють надзвичайні та невідворотні обставини, що об'єктивно унеможливають виконання зобов'язань будь-якого учасника ринку, передбачених умовами цих Правил.

1.15.2. Обставини форс-мажору поділяються на такі категорії:

1) викликані винятковими погодними умовами і стихійним лихом (повінь, циклон, шторм, цунамі, осідання ґрунту, землетрус, пожежа тощо);

2) надзвичайні та невідворотні обставини, що об'єктивно унеможливають виконання зобов'язань учасника ринку, передбачених умовами цих Правил, а також бездіяльність третіх осіб, на яких не поширюється дія цих Правил (страйки, саботаж, локаут, вибухи та вихід з ладу чи пошкодження машин та устаткування, оголошена чи неоголошена війна, масові заворушення, піратство тощо);

3) регламентовані умови відповідних рішень та акти державних органів влади (ембарго, заборона (обмеження) експорту/імпорту тощо).

1.15.3. Строк виконання зобов'язання учасника ринку, що зазнав впливу форс-мажору, переноситься на весь період його дії, включаючи період ліквідації наслідків. При цьому такий учасник ринку не буде нести відповідальність за прострочені зобов'язання.

1.15.4. Учасник ринку, який зазнав впливу форс-мажору, зобов'язаний негайно за допомогою будь-якого засобу зв'язку повідомити ОСП та Регулятора про настання форс-мажору не пізніше ніж через 2 робочі дні з моменту виникнення форс-мажору, а також надати у письмовій формі офіційне підтвердження настання форс-мажорних обставин. Неповідомлення або несвоєчасне повідомлення про неможливість виконання прийнятих за цими Правилами зобов'язань позбавляє відповідного учасника ринку права посилається на будь-яку вищевказану обставину як на підставу, що звільняє від відповідальності за невиконання вимог за цими Правилами.

1.15.5. Протягом трьох календарних днів після настання форс-мажору учасники ринку, на яких поширилася його дія, повинні обговорити і погодити продовження своєї роботи відповідно до цих Правил і [Кодексу системи передачі](#).

1.15.6. Учасник ринку не звільняється від виконання зобов'язань, що виникли перед настанням форс-мажору, що викликав призупинення виконання зобов'язань за цими Правилами.

1.15.7. Наявність обставин форс-мажору підтверджується відповідним документом Торгово-промислової палати України або відповідними територіальними відділеннями.

1.16. Конфіденційність

1.16.1. Кожен учасник ринку, який отримує конфіденційну інформацію:

1) не повинен розголошувати таку конфіденційну інформацію будь-якому учаснику ринку, за винятком випадків, передбачених цими Правилами;

2) повинен використовувати або відтворювати конфіденційну інформацію для цілей, для

яких вона була розкрита, чи іншої мети, визначеної положеннями цих Правил;

3) не повинен надавати будь-якій особі, яка не є учасником ринку, доступ до конфіденційної інформації, за винятком:

потенційних покупців/продавців від учасника ринку (після письмового підтвердження дотримання конфіденційності покупцем/продавцем);

зовнішніх професійних консультантів або радників (після письмового підтвердження дотримання конфіденційності консультантами або радниками);

будь-яких банків або фінансових установ, від яких такий учасник ринку, який розкриває інформацію, намагається отримати або отримує фінансування (після письмового підтвердження дотримання конфіденційності банком або фінансовою установою);

Регулятора, державного органу, органу управління або особи, яка має юрисдикцію/контроль над учасником ринку, який розкриває інформацію, що вимагається законодавством відповідної юрисдикції або умовами відповідної ліцензії.

1.16.2. Положення цієї глави не застосовуються до будь-якої інформації, що на момент розкриття перебувала у відкритому доступі.

1.16.3. Положення цієї глави є обов'язковими для учасників ринку, зокрема їх посадових осіб та офіційних представників, а також працівників суб'єктів господарювання, що припинили свою участь на ринку та на яких дія цих Правил більше не поширюється.

1.16.4. Учасникам ринку, їх посадовим особам та офіційним представникам, а також працівникам забороняється займатися будь-якою діяльністю, яка може мати негативний вплив на конкуренцію або може надавати переваги будь-яким іншим учасникам ринку.

1.16.5. У разі розкриття конфіденційної інформації або порушення положень пунктів 1.16.1-1.16.4 цієї глави учасники ринку, їх посадові особи та офіційні представники, а також працівники несуть відповідальність, передбачену чинним законодавством.

II. Двосторонні договори

2.1. Правила здійснення купівлі-продажу за двосторонніми договорами

2.1.1. Торгівля на РДД здійснюється виключно на двосторонній основі шляхом укладання ДД. Істотною умовою договору повинна бути відповідальність за небаланс, що може спричинити невиконання такого договору.

2.1.2. Усі учасники ринку мають право брати участь на РДД за умови, що вони дотримуються цих Правил та вимог [Закону](#).

2.1.3. ДД повинні бути зареєстровані ОСП за процедурою реєстрації, визначеною у главі 2.2 цього розділу.

2.1.4. Реєстраційні дані щодо ДД, що подаються ОСП учасниками ринку, можуть бути змінені або відкликані учасниками ринку до закриття воріт для реєстрації ДД (11:00 за один день до торгового дня, Д-1). Контрагент такого ДД також зобов'язаний внести відповідні зміни до закриття воріт для реєстрації ДД. Після реєстрації обома контрагентами ОСП видається відповідне повідомлення.

2.1.5. Обсяги електричної енергії на кожний розрахунковий період, що включаються у ДД, є предметом домовленостей між учасником ринку, який продає електричну енергію, та учасником ринку, який купує електричну енергію.

2.1.6. Періоди постачання для щодобової реєстрації ОСП ДД повинні бути погодинними для кожного розрахункового періоду торгового дня (день Д). Розрахунковий період починається з 00:00 торгового дня.

2.1.7. Обсяги електричної енергії, що купуються і продаються за ДД, є договірними зобов'язаннями щодо відпуску/відбору електричної енергії. Відповідні відхилення враховуються при розрахунку небалансу електричної енергії згідно з цими Правилами.

2.2. Реєстрація двосторонніх договорів

2.2.1. ОСП здійснює управління електронною платформою, на якій учасники ринку, які здійснювали торгівлю електричною енергією на двосторонній основі, реєструють відповідні обсяги електричної енергії для всіх розрахункових періодів кожного торгового дня.

2.2.2. Закриття воріт для реєстрації обсягів електричної енергії, що відповідають розрахунковим періодам торгового дня, на електронній платформі відбувається об 11:00 за один день до торгового дня (Д-1).

2.2.3. Реєстрація ДД включає 24 рядки (23 рядки для переходу на літній час і 25 рядків для переходу на зимовий час) із зазначенням обсягів електричної енергії на розрахунковий період торгового дня та таку інформацію:

- 1) ЕІС-код учасника ринку, який продає електричну енергію;
- 2) ЕІС-код учасника ринку, який купує електричну енергію;
- 3) розрахунковий період (день/місяць/рік);
- 4) добовий договірний обсяг (МВтЧгод);
- 5) ідентифікатор зони.

2.2.4. Обсяг електричної енергії виражається у МВт-год з точністю до трьох знаків після коми.

2.2.5. Учасник ринку, який продає електричну енергію, та учасник ринку, який купує електричну енергію, повинні подати повідомлення про реєстрацію ДД із зазначенням обсягів електричної енергії, що рівні між собою. Учасники ринку можуть відкликати або змінювати свої зареєстровані ДД до закриття воріт реєстрації ДД.

2.2.6. Учасник ринку, який продає електричну енергію, та учасник ринку, який купує електричну енергію, які подали повідомлення для реєстрації обсягів купівлі-продажу електричної енергії на двосторонній основі, що рівні між собою, отримують від ОСП автоматичне повідомлення на електронній платформі про те, що зареєстрований ДД є дійсним.

2.2.7. Учасники ринку, які подали повідомлення для реєстрації неоднакових обсягів електричної енергії, отримують від ОСП автоматичне повідомлення на електронній платформі про те, що надані повідомлення про реєстрацію є недійсними із зазначенням причини відхилення. Після повідомлення учасників ринку реєстрація неоднакових обсягів відміняється.

2.2.8. Об 11:00 Д-1, учасники ринку отримують від системи управління ринком інформацію про прийняття та/або відхилення всіх поданих учасником ринку повідомлень про реєстрацію ДД.

2.2.9. Якщо під час реєстрації ДД учасник ринку подав повідомлення на реєстрацію обсягу електричної енергії, що не покривається його наявною фінансовою гарантією відповідно до розрахунків, наведених у розділі VI цих Правил, така реєстрація відхиляється, а такий учасник

ринку отримує відповідне повідомлення із зазначенням причини відхилення та деталей.

2.3. Розрахунок максимальних обсягів продажу

2.3.1. Максимальний обсяг продажу на РДН та ВДР для СВБ gr у зоні z для кожного торгового дня d розраховується за формулою

якщо $\left(FG_{gr,d,z}^{\text{факт}} \leq (Wimb_{gr,d,z} \cdot N_{gr} \cdot d_{-30}^{\text{mid}}(IMSP_t)) + Dt_{gr,d,z} \right)$, то

$$AQ_{gr,d,z} = \sum_{mp}^{gr} \sum_e^{mp} 24 \cdot W_{л.п.е} - W_{cons_{gr,d,z}} - W_{sel_{gr,d,z}}^{\text{факт}},$$

інакше якщо

$\left(FG_{gr,d,z}^{\text{факт}} \leq ((Wimb_{gr,d,z} + W_{cons_{gr,d,z}} \cdot Kimb_{gr}^{d-30}) \cdot N_{gr} \cdot d_{-30}^{\text{mid}}(IMSP_t)) + Dt_{gr,d,z} \right)$, то

$$AQ_{gr,d,z} = \sum_{mp}^{gr} \sum_e^{mp} 24 \cdot W_{л.п.е} - W_{sel_{gr,d,z}}^{\text{факт}},$$

інакше

$$AQ_{gr,d,z} = \left(\frac{FG_{gr,d,z}^{\text{факт}} - Dt_{gr,d,z}}{N_{gr} \cdot d_{-30}^{\text{mid}}(IMSP_t)} + \sum_{mp}^{gr} \sum_e^{mp} 24 \cdot W_{л.п.е} - Wimb_{gr,d,z} - W_{cons_{gr,d,z}} \cdot Kimb_{gr}^{d-30} - W_{sel_{gr,d,z}}^{\text{факт}} \right) \cdot \frac{1}{Kbg_{gr,d,z}},$$

де

$FG_{gr,d,z}^{\text{факт}}$

- розмір наявної фінансової гарантії у СВБ gr на торговий день d;

$Wimb_{gr,d,z} =$

$\max_{d-180,d} (\sum_{mp}^{gr} \sum_t^d |Wimb_{mp,t,z}|),$

- максимальний обсяг небалансу електричної енергії для учасників ринку mp, що входять до балансуєної групи СВБ gr, за один день за попередні 30 днів перед торговим днем d;

для усіх $Wimb_{mp,t,z} < 0$

N_{gr}

- кількість днів, для яких необхідне забезпечення фінансовою гарантією у випадку створення і-им учасником ринку небалансу електричної енергії, що визначається відповідно до часу отримання учасником ринку платіжного документа та часу, протягом якого учаснику може бути встановлений статус «Дефолтний». Для СВБ, у балансуєній групі яких не використовуються сертифіковані дані комерційного обліку при розрахунку небалансу

електричної енергії, $N_{gr} = 5$, для інших СВБ $N_{gr} = 8$;

$$d-30^{d}_{mid}(IMSP_t)$$

- медіанна ціна небалансу електричної енергії за попередні 30 днів перед торговим днем d;

$$Dt_{gr,d,z}$$

- сума залишку дебіторської заборгованості попереднього періоду;

$$W_{л. п. \epsilon}$$

- потужність генеруючої одиниці ϵ , що була визначена для учасника ринку при отриманні ліцензії;

$$W_{cons_{gr,d,z}} = \sum_{mp}^{gr} \sum_{TKO}^{mp} \max_{d-180} W_{cons_{TKO,d,z}}$$

- максимальний обсяг споживання учасника ринку за останні 30 днів по кожній ТКО;

$$W_{sel_{gr,d,z}}^{факт} = \sum_{mp}^{gr} \sum_t^d W_{sel_{mp,t,z}}^{факт}$$

- сумарний обсяг проданої учасником ринку електричної енергії по кожному розрахунковому періоду t у торговий день d на РДД, що зареєстрований в електронній платформі ОСП;

$$W_{sel_{gr,d,z}}^{факт} = \sum_{mp}^{gr} \sum_t^d W_{sel_{mp,t,z}}^{факт}$$

- сумарний обсяг проданої учасником ринку електричної енергії по кожному розрахунковому періоду t у торговий день d на РДД, що зареєстрований в електронній платформі ОСП;

$$Kimb_{gr}^{d-180} = \max_{d-180,d} \left(\frac{\sum_{mp}^{gr} \sum_t^d |Wimb_{mp,t,z}|}{W_{cons_{gr,d,z}}} \right),$$

для усіх $Wimb_{mp,t,z} < 0$

- коефіцієнт небалансу електричної енергії для учасника ринку за останні 30 днів

$$Kbg_{gr,d,z}$$

- коефіцієнт, що визначає зменшення обсягу необхідної фінансової гарантії для СВБ, діяльність балансуючих груп яких не призводить до утворення небалансу електричної енергії на ринку електричної енергії, та визначається таким чином:

якщо $(W_{\text{simb}}^{180}_{\text{gr,z}} = 0)$, то $Kb_{\text{gr,d,z}} = 0.4$,

якщо $(W_{\text{simb}}^{120}_{\text{gr,z}} = 0)$, то $Kb_{\text{gr,d,z}} = 0.6$,

якщо $(W_{\text{simb}}^{60}_{\text{gr,z}} = 0)$, то $Kb_{\text{gr,d,z}} = 0.8$

інакше $Kb_{\text{gr,d,z}} = 1$,

{Пункт 2.3.1 глави 2.3 розділу II із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

2.3.2. До 11:15 дня, що передує торговому дню (Д-1), кожна СВБ зобов'язана надати ОСП прогностні максимальні обсяги продажу на РДН та ВДР, що визначені на основі даних про обсяг фактичної наявної фінансової гарантії, з розбивкою по кожному учаснику ринку, який входить до її балансуєної групи, виходячи із величини наявних фінансових гарантій цієї СВБ.

2.3.3. Після отримання даних від СВБ відповідно до пункту 2.3.2 цієї глави ОСП проводить перевірку отриманих даних на відповідність зареєстрованим на РДД обсягам та величині наявних фінансових гарантій.

2.3.4. У разі отримання помилкових значень від СВБ або неотримання їх від СВБ у встановлений пунктом 2.3.2 цієї глави термін ОСП проводить для такої СВБ розрахунок максимальних обсягів продажу на РДН та ВДР пропорційно до обсягів продажу на РДД кожним учасником ринку, який входить до балансуєної групи такої (таких) СВБ.

2.3.5. Об 11:30 дня, що передує торговому дню, ОСП повідомляє ОР максимальний обсяг продажу на РДН та ВДР по кожному учаснику ринку на торговий день.

2.3.6. Об 14:00 дня, що передує торговому дню (Д-1), для складання графіків електричної енергії на торговий день ОР визначає і повідомляє кожному учаснику ринку та ОСП (по кожному учаснику ринку) обсяг проданої та купленої електричної енергії на РДН по кожному розрахунковому періоду торгового дня в кожній зоні.

2.3.7. Для гарантованого покупця максимальний обсяг продажу на РДН та ВДР по кожному розрахунковому періоду торгового дня в кожній зоні дорівнює сумарній потужності генеруючих одиниць, що входять до складу його балансуєної групи, що була визначена для учасника ринку при отриманні ліцензії.

2.4. Двосторонні домовленості

2.4.1. Учасники ринку повинні самостійно домовлятися та вирішувати питання щодо фінансового забезпечення своїх ДД.

2.4.2. Якщо учасник ринку, який продає електричну енергію, розриває договір через прострочену заборгованість учасника ринку, який купує електричну енергію, учасник ринку, який продає електричну енергію, зобов'язаний негайно повідомити про це ОСП і Регулятора.

III. Допоміжні послуги

3.1. Загальні положення

3.1.1. ОСП у відкритий, прозорий і недискримінаційний спосіб закуповує ДП у учасників ринку, які набули статусу ПДП. Правила, визначені у цьому розділі, забезпечують для ОСП доступність достатнього обсягу ДП у найбільш ефективний спосіб.

3.1.2. [Кодекс системи передачі](#) визначає технічні вимоги до ДП та технічні характеристики процесу надання ДП.

3.1.3. На ринку ДП можуть брати участь учасники ринку:

1) які на праві власності або інших законних підставах володіють одиницями надання ДП, що генерують електричну енергію, пройшли перевірку, провели випробування електроустановки відповідно до Кодексу системи передачі та внесені до Реєстру одиниць надання ДП (далі - Реєстр ПДП), загальна встановлена потужність яких у точці приєднання більша 20 МВт;

2) які на праві власності або інших законних підставах володіють одиницями надання ДП, що споживають електричну енергію, пройшли перевірку, провели випробування електроустановки відповідно до [Кодексу системи передачі](#) та внесені до Реєстру ПДП, загальна регулююча потужність яких у точці приєднання більша 1 МВт;

3) які виконують функцію агрегатора об'єктів розподіленої генерації, сумарна приєднана потужність яких більше 20 МВт, та/або об'єктів споживання, загальна регулююча потужність яких не менша 1 МВт, пройшли перевірку, провели випробування електроустановки відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП та уклали договір з власниками розподіленої генерації/об'єктів споживання на представництво їх інтересів щодо постачання ДП ОСП;

4) які здійснюють управління одиницями надання ДП, які успішно пройшли процедуру реєстрації на ринку ДП, пройшли перевірку, провели випробування електроустановки відповідно до [Кодексу системи передачі](#) та внесені до Реєстру ПДП.

Вищезазначені учасники ринку для надання ДП повинні успішно пройти процедуру реєстрації на ринку ДП.

3.1.4. На ринку ДП ОСП здійснює придбання ДП (продуктів) із таким характеристиками:

1) ДП (продукт) з надання резервів регулювання частоти та активної потужності:

Продукт	Мінімальний одиничний обсяг закупівлі	Дискретність (крок) не менше	Напрямок закупівлі	Кількість пар «ціна - обсяг»	Ознака ділимості
РПЧ	1 МВт *	1 МВт	Симетрично - на завантаження і розвантаження	1	Так
аРВЧС	1 МВт *	1 МВт	Симетрично - на завантаження і розвантаження	до 10 (включно) у зростаючому порядку ціни	
аРВЧЗ	1 МВт *	1 МВт	На завантаження	до 10	

				(включно) у зростаючому порядку ціни	
аРВЧР	1 МВт *	1 МВт	На розвантаження	до 10 (включно) у зростаючому порядку ціни	
рРВЧЗ	1 МВт *	1 МВт	На завантаження	до 10 (включно) у зростаючому порядку ціни	
рРВЧР	1 МВт *	1 МВт	На розвантаження	до 10 (включно) у зростаючому порядку ціни	
РЗЗ	1 МВт *	1 МВт	На завантаження	до 10 (включно) у зростаючому порядку ціни	
РЗР	1 МВт *	1 МВт	На розвантаження	до 10 (включно) у зростаючому порядку ціни	

У наведеній таблиці:

продукт є ДП, що набуває властивостей товару на ринку ДП;

мінімальний одиничний обсяг закупівлі - характеристика продукту, що означає мінімальний обсяг обігу товару на ринку ДП;

дискретність (крок) - характеристика продукту, що означає мінімальний прирощений обсяг обігу товару на ринку ДП;

ознака ділимості - обсяг товару на ринку ДП, що може бути зменшений у процесі обігу до мінімального одиничного обсягу закупівлі з визначеною дискретністю (кроком);

напрямок закупівлі - обсяг товару на ринку ДП, що може пропонуватися на продаж постачальником ДП по ресурсному об'єкту: окремо тільки резерв завантаження або окремо тільки резерв розвантаження, або тільки комплексно - одночасно резерв завантаження і резерв розвантаження;

кількість пар «ціна - обсяг» - кількість пар «ціна - обсяг» що може пропонуватися постачальником ДП у межах однієї одиниці надання ДП;

2) ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК:

фактична видача всього діапазону регулювання напруги та реактивної потужності без

виробництва активної потужності в реальному часі за командою ОСП за час, що не перевищує 10 хвилин з моменту видачі команди ОСП;

розташування в мережі передачі електроенергії безпосередньо в контрольній точці напруги;

3) ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій:

можливість пуску одиницею надання ДП в умовах відсутності напруги в зовнішній мережі та електричне розташування в мережі передачі електроенергії, що дозволяє здійснити передачу виробленої енергії на власні потреби АЕС (ТЕС) з урахуванням втрат електричної енергії в мережі передачі електроенергії, а також наявність одиниці надання ДП у плані відновлення ОЕС України після особливої системної аварії (та/або регіональними планами відновлення) для відновлення роботи ОЕС України або її окремих регіонів.

3.1.5. ДП надаються як на обов'язкових, так і на добровільних засадах. Користувачі системи передачі або системи розподілу, які є споживачами електроенергії, надають ДП ОСП на добровільних засадах.

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 протягом п'яти років до дати набрання чинності Кодексом системи передачі пройшли модернізацію та/або реконструкцію, зобов'язані бути технічно спроможні надавати ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ та протягом 12 календарних місяців із запровадження нової моделі ринку пройти перевірку та провести випробування електроустановки відповідно до Кодексу системи передачі.

3.1.7. Принципи планування та визначення загальних обсягів ДП з регулювання частоти та активної потужності, що закуповуються ОСП, регламентуються [Кодексом системи передачі](#).

3.1.8. Визначення обсягів фактично наданих ДП для забезпечення регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК здійснюється за результатами фактичної активації цієї послуги.

3.1.9. Визначення обсягів фактично наданих ДП для забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії здійснюється за результатами обчислення годин фактичної готовності протягом періоду, на який закуповується ця послуга.

3.2. Порядок реєстрації ПДП

3.2.1. Кандидат у ПДП подає ОСП заяву щодо приєднання до договорів про надання ДП, типові форми яких наведені в [додатках 3, 4 та 5](#) до цих Правил, та включення до Реєстру ПДП. Форма заяви про приєднання до відповідних договорів про надання ДП оприлюднюється ОСП на власному офіційному вебсайті.

До заяви додаються відомості щодо наявності у учасника ринку одиниці надання ДП, яка внесена до Реєстру ПДП.

3.2.2. ОСП розглядає заяву та не пізніше ніж через 5 робочих днів з дати її отримання інформує кандидата у ПДП щодо повноти та коректності надання інформації. У випадку надання неповної та/або недостовірної інформації ОСП повідомляє про це кандидата у ПДП, який у свою чергу надає необхідну інформацію протягом 14 календарних днів з дати отримання повідомлення.

Якщо кандидат у ПДП не надав необхідну інформацію протягом цього терміну, заява щодо приєднання до договорів про надання відповідних ДП не розглядається.

3.2.3. Протягом десяти робочих днів з моменту отримання повної та коректної інформації ОСП вносить кандидата у ПДП до Реєстру ПДП і надає доступ до аукціонної платформи.

3.2.4. У разі зміни даних, зазначених у Реєстрі ПДП, що не носять технічний характер, ПДП зобов'язаний протягом трьох робочих днів надати ОСП документи з урахуванням змінених даних. Строк надання цих документів може бути продовжено за згодою ОСП.

3.3. Порядок придбання ДП

3.3.1. Якщо обсяг запропонованої ДП на відповідному аукціоні на ДП перевищує або дорівнює обсягу, що був визначений ОСП для купівлі, ДП розподіляються на аукціоні на ДП за цінами пропозицій на ДП згідно з вимогами глави 3.15 цього розділу.

Якщо обсяг запропонованої ДП на відповідному аукціоні на ДП менший ніж потреба ОСП, ОСП акцептує всі надані пропозиції та має право звернутися до Регулятора щодо зобов'язання ПДП надавати ДП за ціною, розрахованою за затвердженою Регулятором методикою, з наданням Регулятору обґрунтування, інформації щодо фактичного обсягу дефіциту ДП та варіантів розв'язання такого дефіциту.

3.3.2. Разом із зверненням ОСП надає Регулятору таку інформацію:

- 1) вид ДП, що необхідно надати;
- 2) період постачання;
- 3) перелік ПДП, на яких може бути покладено обов'язок надання ДП;
- 4) мінімальний обсяг пропозиції, що має бути заявлена на наступному аукціоні;
- 5) обґрунтування рішення.

3.3.3. Після надходження зазначеного звернення та необхідної інформації Регулятор розглядає питання стосовно прийняття рішення про зобов'язання ПДП надавати ДП за цінами, розрахованими за затвердженою Регулятором методикою.

ПДП, щодо якого прийнято рішення Регулятора надавати ДП за цінами розрахованими згідно з методикою, повинен надати на наступному аукціоні пропозицію на ДП в обсязі не меншому за визначений Регулятором та за ціною, сформованою за затвердженою Регулятором методикою.

Залишкова величина ДП, що розраховується як різниця між заявленим ОСП обсягом для купівлі на відповідному аукціоні на ДП та обсягом, що фактично куплений на цьому аукціоні, повинна бути заявлена для купівлі на наступному аукціоні на ДП (після річного на кварталному, після кварталного на місячному, після місячного на тижневому, після тижневого на добовому).

3.3.4. Якщо ДП надається ПДП, частка яких на ринку цих послуг або окремої частини ОЕС України з наявними системними обмеженнями перевищує встановлену Регулятором величину, то ОСП звертається до Регулятора щодо зобов'язання ПДП надавати ДП за ціною, розрахованою за затвердженою Регулятором методикою.

3.3.5. Разом із зверненням ОСП надає Регулятору таку інформацію:

- 1) результати відповідного аукціону;
- 2) пропозиції, що були надані ПДП, частка яких перевищує встановлену Регулятором величину;

3) іншу необхідну інформацію.

3.3.6. Після надходження зазначеного звернення та необхідної інформації Регулятор протягом десяти днів розглядає питання стосовно прийняття рішення про зобов'язання ПДП надавати ДП за цінами, розрахованими за затвердженою Регулятором методикою. Після прийняття Регулятором відповідного рішення ПДП зобов'язаний подати цінову заявку з ціною, розрахованою за затвердженою Регулятором методикою.

3.3.7. Закупівля ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК і забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій може здійснюватись за допомогою переговорної процедури без використання аукціонної платформи.

3.3.8. Під час переговорної процедури ОСП звертається до ПДП листом з пропозицією придбання ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК та з відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії за цінами, розрахованими відповідно до методики, затвердженої Регулятором. ПДП у термін до десяти робочих днів повинен надати письмову згоду щодо надання відповідної ДП. У разі відхилення ПДП пропозиції ОСП звертається до Регулятора з обґрунтуванням щодо зобов'язання такого ПДП надати ДП за ціною, розрахованою за методикою, затвердженою Регулятором.

3.3.9. Відповідно до обсягу реактивної енергії, наданої в результаті активації ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, ОСП визначає платіж за надання відповідному ПДП або величину плати за невідповідність.

3.3.10. Потужність ПДП для подання пропозицій на резерви оцінюється на основі заявлених/задекларованих характеристик цих ПДП.

3.4. Зобов'язання ОСП щодо забезпечення функціонування ринку ДП

3.4.1. ОСП є відповідальним за оцінку вимог, планування та використання ДП. З цією метою ОСП зобов'язаний здійснювати моніторинг/контролювати здатність учасників ринку надавати ДП відповідно до їх зареєстрованих експлуатаційних характеристик, зазначених у Реєстрі ПДП.

3.4.2. ОСП здійснює моніторинг надання ДП у кожному розрахунковому періоді відповідно до Порядку моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов'язань з надання допоміжних послуг, що є [додатком 6](#) до цих Правил.

Порядок моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов'язань з надання допоміжних послуг містить детальну інформацію щодо способу, за допомогою якого вимірюються відповідні ДП, процедури кількісного та якісного контролю, яких дотримується ОСП, що встановлені з урахуванням експлуатаційних особливостей ОЕС України.

3.4.3. ОСП щоквартально надає Регулятору звіт щодо функціонування ринку ДП та звіт щодо деталізованої оцінки вартості ДП відповідно до вимог визначених у цих Правилах.

3.4.4. ОСП розраховує та оприлюднює граничні ціни закупівлі ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ відповідно до алгоритму, визначеного в цих Правилах.

3.5. Зобов'язання ПДП

3.5.1. ПДП зобов'язані виконувати умови договорів про надання допоміжних послуг та вимоги цих Правил щодо участі на ринку ДП.

3.5.2. Усі ПДП, які є виробниками електричної енергії, подають пропозиції ОСП щодо надання ДП в обсязі, що підтверджений на відповідність вимогам [Кодексу системи передачі](#).

3.6. Нарахування платежів за ДП

3.6.1. Ціна надання ДП ПДП визначається за результатами аукціону на ДП або формується ОСП відповідно до алгоритму, визначеного в затвердженій Регулятором методики, таким чином:

- 1) для РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ - у грн/МВт;
- 2) для регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК - у грн/МВАр·год;
- 3) для відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії - у грн/рік.

Ставка плати за готовність надання ДП ПДП за результатами аукціону на ДП повинна дорівнювати ціні пропозиції для кожного розрахункового періоду та для кожної прийнятої пропозиції, що отримана на аукціоні на ДП.

3.6.2. Обсяг надання ДП з РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ упродовж кожного розрахункового періоду визначається за результатами аукціону на ДП (для кожної прийнятої пропозиції, що отримана на аукціоні) або відповідно до рішення Регулятора про зобов'язання ПДП надавати ДП у разі прийняття такого рішення.

3.6.3. Обсяг фактично наданих ДП з РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ та факт надання ДП із регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК упродовж кожного розрахункового періоду розраховується за результатами моніторингу відповідно до цих Правил. ПДП отримує плату за надану в розрахунковому періоді ДП, що розраховується згідно з розділом V цих Правил.

3.6.4. Активація ДП з аРВЧ, рРВЧ та РЗ здійснюється на балансуєчому ринку шляхом видачі диспетчерських команд по відповідних пропозиціях балансуєчої електричної енергії. Таким чином, обсяги енергії, пов'язані з акцептованими пропозиціями на балансуєчу електричну енергію, розглядаються при розрахунках як балансуєча електрична енергія відповідно до розділу IV цих Правил. Обсяги електричної енергії, що пов'язані з активацією ДП з РПЧ та регулюванням напруги та реактивної потужності в режимі СК, розглядаються при розрахунках як небаланс.

3.6.5. У випадку надання одиницею надання ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії здійснюється оплата за електричну енергію, вироблену/відпущену для надання цієї послуги, розмір якої розраховується за ціною, визначеною згідно з розділом IX цих Правил.

3.6.6. ПДП, який не виконав зобов'язання щодо надання договірних обсягів ДП, несе відповідальність згідно з умовами договору про надання відповідної ДП та цими Правилами.

3.6.7. Ненадання або надання не в повному обсязі ДП ПДП тягне за собою нарахування плати за невідповідність, що визначається відповідно до цих Правил.

3.6.8. Сума коштів, що належить до сплати ОСП ПДП за відповідними договорами про надання ДП, повинна бути зменшена на суму плати за невідповідність та фінансових санкцій, нарахованих ПДП.

3.6.9. Якщо протягом будь-яких трьох днів упродовж року ПДП не надавав або надавав не в повному обсязі ДП відповідною одиницею надання ДП згідно з укладеним договором про надання допоміжних послуг, для такого ПДП встановлюється неможливість надання такою одиницею надання ДП до моменту повторного проведення випробувань на відповідність вимогам [Кодексу систем передачі](#), що включає підтвердження відповідності характеристик ДП, що надаватимуться такою генеруючою одиницею, вимогам Кодексу систем передачі.

3.6.10. У випадку застосування пункту 3.6.9 цієї глави ОСП готує відповідний звіт щодо

такого випадку та подає його Регулятору.

3.7. Планування ДП

3.7.1. ОСП щороку до 01 жовтня надає Регулятору план покриття потреб у ДП з розбивкою по кожному тижню планового року та окремо по торгових зонах.

3.7.2. У плані покриття потреб у ДП ОСП враховує елементи звітів щодо достатності генеруючих потужностей та інших подібних звітів, що він зобов'язаний готувати (прогноз адекватності потужності, план ремонтів/реконструкцій тощо).

3.7.3. Принципи визначення обсягів ДП у рамках надання ДП для кожного виду ДП наведені в [Кодексі системи передачі](#).

3.8. Вимоги до звітів щодо ДП

3.8.1. Щороку до 01 лютого ОСП готує і подає Регулятору звіт за попередній календарний рік, що повинен включати:

- 1) загальну вартість ДП;
- 2) середньозважену ціну закупівлі ДП;
- 3) обсяг куплених ДП по кожному періоду закупівлі;
- 4) статистику законтрагованих за результатами аукціонів на ДП обсягів резервів (за типами резервів та за періодами закупівлі);
- 5) випадки готовності надання ДП;
- 6) випадки невиконання диспетчерських команд щодо надання таких ДП.

3.8.2. ОСП забезпечує публікацію звітності щодо функціонування ринку ДП на платформі прозорості ENTSO-E, а також на власному офіційному вебсайті у відповідності до Інструкції щодо подання та публікації даних на ринку електричної енергії, розробленої відповідно до [пункту 2](#) постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 19 червня 2018 року № 459 (далі - Інструкція щодо подання та публікації даних). Терміни публікації не повинні перевищувати терміни, визначені у [Порядку збору та передачі даних щодо функціонування ринку електричної енергії для оприлюднення на платформі прозорості ENTSO-E](#), затвердженому постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 19 червня 2018 року № 459.

3.9. Дії ОСП щодо забезпечення проведення аукціонів на ДП

3.9.1. З метою забезпечення можливості для ПДП представити пропозиції на аукціоні на ДП ОСП використовує і підтримує електронну аукціонну платформу для проведення аукціонів на ДП.

3.9.2. ПДП отримує доступ до аукціонної платформи відповідно до умов, визначених у цих Правилах.

3.9.3. ОСП для забезпечення проведення аукціонів на ДП здійснює:

- 1) управління аукціонною платформою;
- 2) обмін даними аукціонної платформи з системою управління ринком принаймні для

отримання переліку кваліфікованих ПДП, які керують/оперують генеруючими одиницями/диспетчеризованим навантаженням і які можуть подавати пропозиції резерву по кожній ДП на аукціони на ДП;

3) визначення вимог до резерву для всіх розрахункових періодів для кожного типу резерву для всіх торгових днів упродовж наступного року/кварталу/місяця окремо по торгових зонах. Такі вимоги до резерву оприлюднюються на офіційному вебсайті ОСП:

не пізніше 20 жовтня для річного аукціону на ДП;

не пізніше 25 числа останнього місяця кварталу для аукціону на ДП на наступний квартал;

не пізніше 26 числа місяця для аукціону на ДП на наступний місяць.

Вимоги до резерву для тижневого/добового аукціону на ДП публікуються в день проведення відповідного аукціону;

4) визначення та повідомлення результатів аукціонів на ДП;

5) розгляд оскаржень результатів аукціону на ДП;

6) обмін даними з системою управління ринком з метою передачі результатів аукціону на ДП та інформації щодо обсягів, визначених рішенням Регулятора, та ціни, розрахованої на відповідну ДП згідно із затвердженою Регулятором методикою, за типами резервів для проведення розрахунків;

7) розрахунок граничної ціни закупівлі ДП;

8) формування ціни закупівлі ДП у разі зобов'язання ПДП надавати ДП у випадках передбачених [Законом](#), та за цінами, сформованими відповідно до методики, затвердженої Регулятором.

3.9.4. ОСП розробляє та оприлюднює на власному офіційному вебсайті інструкцію користувача по роботі з аукціонною платформою на допоміжні послуги (далі - Інструкція користувача), що має на меті допомогти у користуванні аукціонною платформою.

Вимоги до Інструкції користувача визначаються цим розділом.

3.9.5. ОСП забезпечує допомогу з організації роботи з аукціонною платформою всім учасникам аукціону на ДП. Контактна інформація та години роботи служби підтримки аукціонної платформи оприлюднюються на офіційному вебсайті ОСП.

3.9.6. Інструкція користувача складається окремо за кожною роллю. У тих випадках, коли учасник ринку електричної енергії виконує декілька ролей, він повинен керуватись відповідними Інструкціями користувача по кожній ролі окремо.

Інструкції користувачів за ролями та всі зміни та оновлення до них підлягають обов'язковому опублікуванню на офіційному вебсайті ОСП. Інструкції користувачів публікуються українською мовою.

ОСП залишає за собою право надавати користувачам Інструкцію користувача у форматі відео, аудіо або в інших формах, що є доступними для передачі, завантаження, зберігання, перегляду.

3.10. Аукціони на ДП

3.10.1. Проведення аукціонів на ДП включає такі етапи:

1) ОСП оприлюднює на власному офіційному вебсайті графік проведення аукціонів на ДП;

2) ОСП проводить розрахунок ціни, сформованої за затвердженою Регулятором методикою, якщо обсяг запропонованої ДП є меншим ніж потреба ОСП у цій ДП або якщо ДП надається ПДП, частка яких на ринку цих послуг або окремої частини ОЕС України з наявними системними обмеженнями перевищує встановлену Регулятором на наступний календарний рік, та оприлюднює результати розрахунку на власному офіційному вебсайті;

3) ОСП оприлюднює на власному офіційному вебсайті деталі аукціону на ДП та розраховану граничну ціну;

4) відкриття воріт аукціону на ДП;

5) подання пропозицій відповідно до деталей аукціону на ДП;

6) закриття воріт аукціону на ДП;

7) визначення результатів аукціону на ДП;

8) повідомлення ПДП про результати аукціону на ДП через аукціонну платформу на ДП;

9) оскарження результатів аукціону на ДП.

3.10.2. Перед кожним аукціоном на ДП ОСП оприлюднює на своєму офіційному вебсайті деталі аукціону на ДП, що містять інформацію про:

1) торгову зону, по якій проводяться торги;

2) дату та місце проведення аукціону на ДП та оприлюднення результатів (у випадку застосування резервної процедури);

3) період закупівлі;

4) час відкриття та закриття воріт проведення аукціону на ДП;

5) продукти, що будуть придбаватися на аукціоні на ДП;

6) обсяги ДП, що закуповуються на аукціоні на ДП;

7) ціну, сформовану за затвердженою Регулятором методикою, на випадок, якщо обсяг запропонованої ДП виявиться меншим ніж потреба ОСП у цій ДП або якщо ДП надається ПДП, частка яких на ринку цих послуг або окремої частини ОЕС України з наявними системними обмеженнями перевищує встановлену Регулятором;

8) форму подачі заявок;

9) адресу/електронну адресу, на яку подаються заявки (у випадку застосування резервної процедури);

10) граничний термін для оскарження результатів аукціону на ДП;

11) контактні дані (прізвище, ім'я, по батькові, номери телефонів, електронні адреси) працівників ОСП, які відповідальні за організацію та проведення аукціонів, контактну інформацію та графік роботи служби підтримки аукціонної платформи;

12) іншу додаткову інформацію (у разі необхідності).

3.10.3. У випадку перенесення дати проведення річного та/або квартального, та/або місячного, та/або тижневого аукціону ОСП повинен забезпечити оприлюднення інформації щодо оновлених дат проведення відповідного аукціону з дотриманням мінімальних граничних строків, встановлених для оприлюднення деталей аукціону та обґрунтування таких змін.

Обґрунтування змін дат проведення річного та/або квартального, та/або місячного, та/або

тижневого аукціону має бути оприлюднене на офіційному вебсайті ОСП та в аукціонній платформі одночасно з перенесенням дати проведення відповідного аукціону.

3.10.4. Час закриття воріт річного/квартального/місячного/тижневого/ добового аукціонів на ДП вказується у графіку/деталях проведення аукціонів на ДП. Якщо час закриття воріт відрізняється від часу, вказаного у графіку проведення аукціонів на ДП, то це вказується в деталях відповідного аукціону, які публікуються на офіційному вебсайті ОСП.

3.10.5. У разі неможливості проведення аукціону на ДП за стандартною процедурою застосовується резервна процедура проведення аукціонів на ДП.

3.10.6. ОСП має право проводити аукціони на ДП для придбання ДП на добу, тиждень, місяць, квартал та рік.

3.10.7. Добові аукціони на ДП можуть проводитись протягом року кожного календарного дня у Д-1, крім святкових і неробочих днів. Добові аукціони на ДП для святкових і неробочих днів проводяться у день, що передує першому святковому і неробочому дню, на строк тривалості святкових і неробочих днів та на перший робочий день після святкових і неробочих днів.

Добовий аукціон на ДП проводиться лише на ті години, на які потреба ОСП у резервах не задоволена на попередніх аукціонах або якщо виникла потреба в додаткових резервах.

3.10.8. Уся інформація щодо часових рамок, зазначена в цих Правилах, зокрема кінцеві строки передачі даних, оголошення результатів тощо, приводиться у відповідність до системного часу аукціонної платформи.

3.10.9. Кожній ДП, акцептованій аукціонною платформою присвоюються унікальний ідентифікатор та часова відмітка.

3.10.10. Уповноважені особи ПДП повинні мати доступ до аукціонної платформи після реєстрації на ринку ДП. Інформація про всі операції та час їх здійснення через цю платформу зберігається в аукціонній платформі на ДП.

3.10.11. ОСП вживає заходів щодо збереження конфіденційності змісту пропозицій учасників аукціонів на ДП, що є конфіденційною інформацією.

З метою контролю цілісності і достовірності інформації, що передається в електронному вигляді, а також підтвердження її авторства під час участі в аукціонах на ДП, ОСП забезпечує використання кваліфікованого електронного підпису (далі - КЕП).

3.10.12. ОСП з метою інформування учасників ринку до 25 жовтня року, що передує року постачання ДП, оприлюднює на власному офіційному вебсайті графік проведення аукціонів на ДП, у якому зазначаються дати проведення та деталі аукціонів на ДП на наступний календарний рік.

У разі виникнення дефіциту на ДП ОСП повинен оприлюднити зазначену інформацію на власному офіційному вебсайті.

Графік проведення аукціонів на ДП формується з урахуванням інформації, зазначеної у плані покриття потреб у ДП.

3.10.13. Графіком проведення аукціонів на ДП визначаються терміни у які ОСП зобов'язаний оприлюднити деталі аукціону на ДП та у які має відбутися проведення аукціону.

3.10.14. ДП із забезпечення РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ можуть виставлятися на добовому, тижневому, місячному, кварталному та річному аукціонах на ДП.

3.10.15. Пропозиції подаються в період з відкриття до закриття воріт відповідно до деталей аукціону на ДП. До закриття воріт пропозиції можуть бути відкликані та/або змінені.

3.10.16. Пропозиції резерву, подані ПДП відповідно до глави 3.3 цього розділу, ураховуються під час визначення результатів аукціонів на ДП.

3.10.17. ОСП має право повідомити (шляхом оприлюднення на власному офіційному вебсайті) учасників ринку про дати та деталі проведення аукціонів на ДП, що відрізняються від дат, зазначених у графіку проведення аукціонів на ДП. Обґрунтування таких змін оприлюднюються на офіційному вебсайті ОСП.

3.11. Кваліфікаційні критерії ПДП

3.11.1. ПДП зобов'язані подавати обов'язкові пропозиції резерву для кожного розрахункового періоду кожного торгового дня відповідно до зареєстрованих експлуатаційних характеристик і заявлених характеристик в обсягах, що не перевищують обсяги резерву, який визначений під час перевірки та проведення випробувань електроустановок ПДП з метою підтвердження їх відповідності вимогам ОСП до ДП, відповідно до процедури, визначеної [Кодексом системи передачі](#).

3.11.2. На період дії декларації про неготовність ПДП можуть подавати пропозиції на надання ДП із забезпечення аРВЧ тільки на обсяг робочої потужності кожної генеруючої одиниці відповідно до такої декларації про неготовність та її заявлених характеристик.

3.12. Поведінка на аукціонах на ДП

3.12.1. ПДП зобов'язані утримуватися від будь-яких дій, що можуть призвести до порушення законодавства про захист економічної конкуренції або що порушують чи загрожують зірвати процедури підготовки та проведення аукціонів на ДП.

3.12.2. ОСП надає Регулятору інформацію щодо тих ПДП, чії дії призводять або призвели до порушення законодавства про захист економічної конкуренції або порушують чи загрожують зірвати процедури підготовки та проведення аукціонів на ДП.

3.13. Форма пропозицій та процес їх перевірки

3.13.1. Пропозиції на ДП подаються у формі, визначеній Інструкцією користувача за типом ДП (продуктом). Пропозиції на ДП, подані в іншій формі, автоматично відхиляються аукціонною платформою з направленням ПДП обґрунтування та не розглядаються під час визначення результатів аукціону на ДП.

ОСП перевіряє пропозиції ПДП на відповідність обсягам, що були перевірені відповідно до [Кодексу систем передачі](#), з метою підтвердження їх відповідності вимогам ОСП.

3.13.2. Пропозиції на ДП розглядаються як безумовні та безвідкличні після часу закриття воріт аукціону на ДП, що визначений у деталях такого аукціону на ДП.

3.13.3. Пропозиції на ДП підлягають підтвердженню ОСП про отримання через аукціонну платформу. Якщо ОСП не надав такого підтвердження про отримання пропозиції, то пропозиція вважається неподаною.

3.13.4. Кожен ПДП має право подавати для кожного продукту з резерву (за винятком продуктів РПЧ) одну пропозицію резерву на завантаження та одну на розвантаження, кожна з яких містить до 10 (включно) пар «ціна - обсяг» у зростаючому порядку ціни.

3.13.5. Пропозиції резерву для РПЧ повинні включати для кожного розрахункового періоду торгового дня одну пару «ціна - обсяг».

3.13.6. У пропозиції на ДП зазначаються ціна та обсяг надання ДП згідно з вимогами, які зазначено в деталях аукціонів. Цінові пропозиції на ДП із забезпечення РПЧ, РВЧ та РЗ повинні бути виражені у грн/МВт за розрахунковий період з точністю до двох знаків після коми, бути більше нуля та менше або дорівнювати граничній ціні закупівлі ДП.

3.13.7. Обсяги пропозиції виражаються в МВт (цілими числами).

Для річних, квартальних, місячних, тижневих аукціонів вони становлять сумарні обсяги ДП по кожному ПДП, від якого подається пропозиція. Пропозиція подається від ПДП незалежно від того, якою кількістю одиниць надання ДП він оперує.

Для добових аукціонів обсяг пропозиції надається для кожної одиниці надання ДП. Розподіл відібраного резерву за одиницями надання ДП, що пройшли кваліфікацію, здійснюється за день до торгового дня за допомогою графіків фізичного відпуску та імпорту і графіків відпуску та відбору.

3.14. Резервна процедура проведення аукціонів на ДП

3.14.1. Якщо аукціон на ДП не може бути проведено через технічні проблеми в роботі аукціонної платформи, ОСП організовує резервну процедуру проведення такого аукціону. У цьому випадку ОСП повідомляє ПДП електронною поштою та/або будь-якими доступними засобами зв'язку про застосування резервної процедури проведення аукціонів на ДП.

3.14.2. Повідомлення про перехід на резервну процедуру проведення аукціону на ДП повинно містити інформацію про дату та час оприлюднення деталей аукціону на ДП або (якщо така інформація відома) відповідні деталі аукціону на ДП.

3.14.3. ОСП не несе відповідальності у випадку відсутності можливості зв'язатися з ПДП за допомогою вищезазначених засобів зв'язку. Пропозиції резервів, подані до переходу на резервну процедуру проведення аукціонів на ДП, вважаються недійсними і мають бути подані повторно відповідно до умов, передбачених цією резервною процедурою, а саме:

1) для річного, місячних, квартальних та тижневих аукціонів на ДП резервною процедурою є проведення цих аукціонів у паперовому вигляді. ОСП після оприлюднення повідомлення про перехід на резервну процедуру оприлюднює на власному офіційному вебсайті інформацію щодо місця, дати та часу проведення відповідного аукціону на ДП, а також усі умови, за яких він буде проведений;

2) для добового аукціону на ДП резервною процедурою є зміна засобів подачі пропозицій. Пропозиції подаються на електронну пошту ОСП. ОСП після оприлюднення повідомлення про перехід на резервну процедуру оприлюднює на власному офіційному вебсайті вичерпну інформацію щодо строків та умов проведення відповідного добового аукціону на ДП.

3.14.4. Якщо умови, передбачені резервною процедурою проведення аукціонів на ДП, не можуть бути реалізовані вчасно для такого аукціону на ДП, цей аукціон скасовується, про що ОСП повідомляє ПДП у цей же день.

3.15. Визначення результатів аукціону на ДП та розподілення резерву потужності

3.15.1. Результати аукціону на ДП визначаються відповідно до таких принципів:

1) якщо загальний обсяг ДП згідно з поданими та допущеними до аукціону на ДП

пропозиціями дорівнює або менший за необхідний обсяг відповідного продукту, що пропонується на аукціоні, то всі пропозиції на ДП акцептуються і повинні бути оплачені за відповідними ціновими пропозиціями резерву;

2) якщо загальний обсяг ДП згідно з поданими та допущеними до аукціону на ДП пропозиціями перевищує необхідний обсяг відповідної ДП, що придбається на цьому аукціоні, найдешевші пропозиції вибираються першими до того моменту, доки чергова пропозиція на ДП повністю або частково не покриє необхідний обсяг ДП. Усі акцептовані пропозиції на ДП оплачуються за відповідними цінами пропозицій резервів.

3.15.2. Результати аукціону на ДП отримуються шляхом застосування для кожного продукту аукціону на ДП такого розрахункового алгоритму аукціонної платформи на ДП:

1) спочатку для кожної ДП ОСП вибудовує ранжир пропозицій у порядку зростання цінової пропозиції;

2) у цьому ранжирі враховуються тільки пропозиції, що відповідають умовам глави 3.13 цього розділу;

3) відбираються пропозиції з найменшими цінами на відповідну ДП, сума яких не перевищує необхідний обсяг ДП. Потім залишковий пропонований обсяг ДП розподіляється ПДП, який (які) подав(ли) наступну найнижчу ціну пропозиції на ДП, якщо пропонований обсяг ДП не перевищує залишковий необхідний. Цей процес повторюється для решти необхідного обсягу ДП, що залишився непокритим;

4) якщо пропозиція ДП відповідно до наступної найнижчої цінової пропозиції дорівнює або більша за залишковий необхідний обсяг ДП, пропозиція ДП відбирається повністю або частково в межах величини обсягу залишкового необхідного резерву;

5) якщо два або більше ПДП подали однакові цінові пропозиції на загальний обсяг ДП, що перевищує залишковий необхідний обсяг, такий обсяг ДП розподіляється пропорційно обсягам потужності, зазначеним у пропозиціях ДП цих ПДП. У разі нецілих чисел, отриманих після пропорційного розподілу ДП, дані округлюються до найменшого цілого числа в МВт. При цьому залишкові обсяги потужності, що вивільнились після округлення, розподіляються учаснику ринку, що брав участь у пропорційному розподілі залишкових обсягів ДП та перший у часі подав пропозицію.

3.15.3. Обсяг ДП вважається розподіленим ПДП починаючи з часу, коли ПДП проінформований про результати аукціону на ДП та завершився період оскарження результатів такого аукціону. Якщо аукціон на ДП був проведений безуспішно, застосовується глава 3.14 цього розділу.

3.16. Повідомлення про результати аукціону на ДП

3.16.1. Після кожного аукціону на ДП кожному ПДП надається інформація про результати аукціону на ДП через аукціонну платформу, електронною поштою або за допомогою інших засобів зв'язку.

3.16.2. ОСП не пізніше ніж через 30 хвилин після закриття торгів повідомляє результати аукціону на ДП ПДП (у тому числі тих ПДП, чия пропозиція відхилена) із зазначенням обсягів ДП, розподілених кожному ПДП по кожному продукту та за часовими періодами, відповідно до формату, визначеного в документації, що оприлюднена на офіційному вебсайті ОСП.

Якщо аукціонна платформа на ДП недоступна, інформація про результати такого аукціону на ДП надсилається ПДП на електронну пошту та/або іншими засобами зв'язку. Повідомлення учасникам аукціону про результати аукціону на ДП повинно містити акцептований обсяг ДП та

ціну закупівлі.

3.17. Оскарження результатів аукціону на ДП

3.17.1. ПДП мають право оскаржити результати річного/квартального/ місячного/тижневого аукціону на ДП упродовж одного робочого дня після того, як результати такого аукціону на ДП повідомлені ПДП.

3.17.2. ПДП надсилає оскарження на електронну адресу ОСП і передає листом.

3.17.3. ОСП надає відповідь ПДП не пізніше двох робочих днів з дня отримання оскарження.

3.17.4. Після отримання відповіді від ОСП щодо результатів оскарження ПДП протягом 1 робочого дня надсилає повідомлення на електронну адресу ОСП щодо закриття такого оскарження або у разі незгоди з роз'ясненнями ОСП ініціює вирішення спору у порядку, встановленому чинним законодавством.

3.17.5. Ненадання повідомлення щодо закриття оскарження у строк, визначений пунктом 3.17.4 цієї глави, означатиме, що ПДП погодився з результатами розгляду його оскарження у межах процедури, передбаченої цими Правилами.

3.17.6. Якщо ПДП не оскаржує результати аукціону на ДП у визначений пунктом 3.17.1 цієї глави строк, ПДП вважається таким, що погоджується з відповідними результатами аукціону на ДП.

IV. Балансуючий ринок

4.1. Загальні положення

4.1.1. Балансуючий ринок за основу свого функціонування приймає зобов'язання одиниці надання послуг балансування відповідно до остаточних повідомлень фізичного відпуску/відбору та графіків виробництва, поданих одразу після закриття ВДР.

4.1.2. Балансуючий ринок управляється ОСП окремо для кожної зони.

4.1.3. Інтервал ОРЧ для балансуючого ринку складає 15 хвилин.

4.1.4. На балансуючому ринку здійснюється купівля/продаж електричної енергії для балансування в реальному часі обсягів виробництва, імпорту, експорту, споживання електричної енергії та системних обмежень в ОЕС України. Аварійна допомога надається/отримується за договором, який укладається між ОСП та відповідним ОСП суміжної країни. Ціна за поставлену електричну енергію в рамках надання/отримання аварійної допомоги, визначається згідно з цими договорами.

4.1.5. Продуктами на балансуючому ринку є надання балансуючої енергії за результатом виконання таких типів диспетчерських команд:

- 1) пряма активація пропозиції ППБ;
- 2) запланована активація пропозиції ППБ.

{Пункт 4.1.5 глави 4.1 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

4.2. Участь у балансуючому ринку

4.2.1. Для надання послуг з балансування учасник ринку повинен подати ОСП заяву щодо приєднання до договору про надання послуг з балансування, типова форма якого наведена в [додатку 7](#) до цих Правил, та включення до Реєстру ППБ (далі - заява). Форма заяви оприлюднюється ОСП на власному офіційному вебсайті.

4.2.2. ОСП розглядає таку заяву та не пізніше ніж через 5 робочих днів з дати її отримання інформує заявника щодо повноти та коректності наданої інформації. У випадку надання неповної та/або недостовірної інформації ОСП повідомляє про це учасника ринку, який у свою чергу повинен надати необхідну інформацію протягом 14 календарних днів з дати отримання повідомлення. Якщо учасник ринку не надав необхідну інформацію протягом визначеного строку, заява не розглядається.

4.2.3. Протягом 10 робочих днів з дати отримання повної та коректної інформації ОСП (у ролі АР) вносить заявника до Реєстру ПДП і надає доступ до електронної платформи.

4.2.4. Участь у балансуєчому ринку обов'язкова для всіх ППБ, які управляють одиницями відпуску, крім виробників електричної енергії за «зеленим» тарифом, в обсягах усієї їхньої залишкової доступної потужності для забезпечення балансуєчої електричної енергії на завантаження та розвантаження незалежно від факту продажу (непродажу) будь-якого типу резерву.

4.2.5. Для диспетчеризованого навантаження участь у балансуєчому ринку є добровільною. Обов'язок брати участь у балансуєчому ринку виникає, якщо диспетчеризоване навантаження обране для надання резервів. У цьому випадку ППБ зобов'язаний подавати на балансуєчий ринок пропозиції на балансуєчу електричну енергію, що відповідають обсягам обраного резерву.

4.2.6. Учасники ринку, які володіють генеруючими одиницями типу С та D, зобов'язані брати участь у балансуєчому ринку, крім виробників, які здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на кваліфікованих когенераційних установках у період з 01 жовтня по 01 травня.

{Главу 4.2 розділу IV доповнено новим пунктом 4.2.6 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

4.3. Обов'язки ОСП та учасників ринку на балансуєчому ринку

4.3.1. У частині балансуєчого ринку ОСП зобов'язаний:

- 1) збирати телевимірювання в реальному часі відпуску/відбору потужності ППБ;
- 2) здійснювати короткостроковий прогноз загального навантаження (для кожної ОРЧ);
- 3) здійснювати короткостроковий прогноз відпуску (для кожної ОРЧ) для всіх генеруючих одиниць ВДЕ, що не є ППБ;
- 4) здійснювати управління внутрішніми обмеженнями системи шляхом видачі диспетчерських команд ППБ;
- 5) керувати балансуєчим ринком та досягати результатів диспетчеризації в реальному часі через ППБ;
- 6) формувати та видавати ППБ відповідні диспетчерські команди;
- 7) відслідковувати виконання ППБ диспетчерських команд;

- 8) управляти та використовувати диспетчерську інформаційно-адміністративну систему;
- 9) публікувати статистику та інформацію щодо результатів балансуючого ринку та відповідних диспетчерських команд;
- 10) пропонувати необхідні заходи для підвищення ефективності диспетчерських процедур;
- 11) здійснювати всі інші дії, що вимагаються цими Правилами.

4.3.2. На балансуючому ринку ППБ зобов'язані вживати всіх необхідних заходів для забезпечення готовності їхнього устаткування до роботи відповідно до заявлених характеристик та, зокрема, подавати графіки виробництва/споживання і виконувати диспетчерські команди, видані ОСП.

4.3.3. Для кожного випадку одразу після виникнення події, що призвела до зміни доступної потужності, ППБ повинні подавати декларації про неготовність ОСП.

4.3.4. ОР надає ОСП інформацію про договірні обсяги купівлі-продажу електричної енергії для кожного розрахункового періоду за результатами РДН та ВДР.

4.4. Прогноз навантаження

4.4.1. Для цілей прогнозу електроспоживання по областях регулювання (торгових зонах) ОСП може використовувати таку інформацію за розрахунковими періодами торгового дня, на який формується прогноз:

- 1) історичні дані щодо електроспоживання по областях регулювання (торгових зонах) та погодних умов ОЕС України та статистичні дані щодо зміни навантаження за категоріями споживання електричної енергії;
- 2) прогнози погодних умов, історичні дані про навантаження у схожих погодних умовах, а також порівняльну статистику та взаємозалежність навантаження і параметрів погодних умов;
- 3) події, про які ОСП знає заздалегідь, відповідно до [Кодексу системи передачі](#) та [Кодексу систем розподілу](#), затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 310;
- 4) заплановані роботи на електроустановках відбору та/або в системі передачі/системі розподілу, що можуть впливати на середнє погодинне навантаження;
- 5) прогноз транскордонного обміну для кожного розрахункового періоду торгового дня;
- 6) іншу зібрану та/або надану інформацію.

4.4.2. Прогноз електроспоживання по областях регулювання (торговим зонам) для кожного розрахункового періоду наступного торгового дня повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП щонайменше за дві години до закриття воріт РДН та має оновлюватися кожні 12 годин.

4.4.3. Прогнози електроспоживання по областях регулювання (торгових зонах) можуть використовуватись для розрахунку прогнозного небалансу електричної енергії системи кожену годину на чотири години вперед протягом торгового дня.

4.5. Прогноз відпуску електричної енергії ВДЕ

4.5.1. ОСП здійснює прогноз відпуску для виробників ВДЕ.

У частині здійснення прогнозу відпуску для виробників ВДЕ ОСП використовує таку

інформацію за розрахунковими періодами торгового дня, на який формується прогноз:

1) історичні дані відпуску ВДЕ та статистичні дані в результаті їх обробки, згруповані за прогнозами погодних умов (швидкість вітру, сонячне випромінювання тощо);

2) історичні дані відпуску ВДЕ за аналогічних погодних умов, а також порівняльну статистику та взаємозалежність відпуску ВДЕ, що працюють не за «зеленим» тарифом, і параметрів погодних умов;

3) доступну потужність генеруючих одиниць ВДЕ по технологіях виробництва та по географічних регіонах;

4) прогнози по генеруючих одиницях ВДЕ, що продають електричну енергію гарантованому покупцю за «зеленим» тарифом, подані згідно з главою 4.6 цього розділу;

5) іншу інформацію, зібрану та/або повідомлену ОСП.

4.5.2. Прогноз відпуску ВДЕ відображає прогнозний сумарний відпуск електричної енергії генеруючих одиниць ВДЕ, що приєднані до системи передачі або до системи розподілу та обладнані погодинними засобами комерційного обліку, та виконується для кожного розрахункового періоду торгового дня.

4.5.3. Прогноз відпуску ВДЕ оприлюднюється на офіційному вебсайті ОСП щонайменше за одну годину до закриття воріт РДН та повинен оновлюватися кожні 8 годин.

Деталізований прогноз відпуску ВДЕ по кожній одиниці відпуску електричної енергії надається ОСП гарантованому покупцю за дві години до закриття воріт РДН.

Прогноз відпуску ВДЕ використовується для розрахунку прогнозного небалансу електричної енергії системи кожну годину на 4 години торгового дня наперед, що вводиться в алгоритм розрахунку балансуючого ринку, відповідно до глави 4.17 цього розділу.

4.6. Графік фізичного відпуску та імпорту

4.6.1. Учасники ринку зобов'язані до 13:00 за 2 дні до торгового дня (Д-2) надати ОСП графік фізичного відпуску для кожної одиниці відпуску (наявної в учасника ринку) та графік імпорту для кожного міждержавного перетину (по якому учасник ринку планує здійснення операцій з імпорту).

4.6.2. Учасники ринку, які отримали право на користування пропускнуою спроможністю міждержавних перетинів, зобов'язані до 13:00 за 1 день до торгового дня (Д-1) надати ОСП остаточний графік імпорту для кожного міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує здійснення операцій з імпорту, з урахуванням результатів добових аукціонів із розподілу пропускнуої спроможності міждержавних перетинів.

4.6.3. Після отримання результатів РДН учасники ринку до 14:30 дня, що передують торговому дню, зобов'язані повторно подати графік фізичного відпуску для кожної одиниці відпуску (наявної в учасника ринку) та міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує здійснювати імпорт електричної енергії.

4.6.4. Графіки фізичного відпуску повинні включати:

1) ідентифікатор учасника ринку, що продає електричну енергію;

2) період фізичного 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 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.

4.6.5. Графіки фізичного відпуску повинні відповідати:

- 1) доступній потужності кожної одиниці відпуску, ураховуючи потужність, що номінована (заявлена) для резервів відповідно до цих Правил;
- 2) відповідним правам на пропускну спроможність у напрямі імпорту через міждержавний перетин від імені учасника ринку по кожному міждержавному перетину.

4.7. Графік фізичного відбору та експорту

4.7.1. До 13:00 за 2 дні до торгового дня учасники ринку зобов'язані подати ОСП графіки експорту для кожного міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує здійснення операцій з експорту, а ОСР - графік фізичного відбору в розрізі своїх систем розподілу.

4.7.2. Подані відповідно до вимог пункту 4.9.1 глави 4.9 цього розділу графіки експорту повинні відповідати відповідним правам на пропускну спроможність у напрямі експорту через відповідний міждержавний перетин.

До 13:00 за один день до торгового дня (Д-1) учасники ринку, що отримали право на використання пропускну спроможності міждержавних перетинів, зобов'язані подати ОСП остаточні графіки експорту для кожного міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує здійснення операцій з експорту, з урахуванням результатів добових аукціонів із розподілу пропускну спроможності міждержавних перетинів

4.7.3. Після отримання графіків експорту від учасників ринку ОСП здійснює прогноз обсягів перетоків електричної енергії та узгоджує їх із операторами суміжних енергосистем.

4.7.4. Після отримання результатів РДН ОСР до 14:30 дня, що передують торговому дню, зобов'язані повторно надати ОСП оновлений графік фізичного відбору в розрізі своїх систем розподілу.

4.7.5. ОСП формує дані фізичного відбору за споживачами, які приєднані до мереж ОСП.

4.7.6. Графіки фізичного відбору повинні включати:

- 1) ідентифікатор учасника ринку, який експортує електричну енергію, або ідентифікатор учасника ринку ОСР або ОСП;
- 2) період фізичного відбору (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 області обліку або міждержавного перетину;
- 4) обсяг електричної енергії, що буде спожитий або експортований, у МВт·год з точністю до трьох знаків після коми.

4.8. Подання та підтвердження графіків відпуску та відбору ППБ

4.8.1. Після закриття воріт на ВДР ППБ надають ОСП графіки фізичного відпуску/відбору для цілей балансуючого ринку.

4.8.2. Кожний графік фізичного відпуску/відбору подається ППБ за допомогою засобів та у формі, визначеній у главі 4.9 цього розділу, та повинен відображати рівень відпуску/відбору у МВт для кожної ОРЧ кожного розрахункового періоду, для якого подано графік виробництва/споживання.

4.8.3. Графік фізичного відпуску/відбору для розрахункового періоду подається не пізніше ніж за 50 хвилин до його початку.

4.8.4. ОСП перевіряє та підтверджує графік відпуску кожної одиниці надання послуг балансування для розрахункового періоду, при цьому повідомлення про акцепт відповідному ППБ надається лише за умови, що такий графік:

- 1) відповідає вимогам пункту 4.8.2 цієї глави;
- 2) урахує замовлені резерви по кожному типу резерву, якщо ППБ надає ДП;
- 3) відповідає зареєстрованим експлуатаційним характеристикам.

4.8.5. Якщо графік виробництва/споживання не підтверджений ОСП, ОСП надсилає повідомлення про відхилення. Графік виробництва/споживання може подаватись необмежену кількість разів до закриття воріт балансуєчого ринку. У роботу приймається останній, поданий на час закриття воріт балансуєчого ринку, графік виробництва/споживання. Подані після закриття воріт балансуєчого ринку графіки виробництва/споживання не враховуються ОСП, а відповідні відхилення розглядаються як небаланси електричної енергії для подальшого розрахунку балансуєчого ринку.

4.9. Засоби та форми подання графіка відпуску/відбору

4.9.1. Процес планування, подачі та підтвердження графіків здійснюється відповідно до бізнес-процесів планування визначених, у ENTSO-E, а саме:

1) контекстної моделі для CIM-моделі Європейського ринку (відповідно до міжнародного стандарту ESBP - IEC 62325-451-2:2014, Cor 1:2016, IDT, що відповідає ДСТУ IEC 62325-451-2:2017, затверджені наказом державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 09 листопада 2017 року [№ 359](#) «Про прийняття національних нормативних документів, гармонізованих з міжнародними нормативними документами» (далі - міжнародний стандарт ESBP));

2) процесу резервів ресурсів ENTSO-E (відповідно до проєкту міжнародного стандарту ERRP - IEC 62325-451-7);

3) процесу бізнес-підтверджень (відповідно до міжнародного стандарту ABP - IEC 62325-451-1:2017).

4.9.2. Учасники ринку зобов'язані передати планові графіки одиниць постачання/споживання ОСП для області, де розміщені одиниці відпуску та/або одиниці відбору:

- 1) графік відпуску/відбору за відповідними одиницями;
- 2) графіки резервів за відповідними одиницями, що можуть бути задіяні протягом періоду, на який подаються графіки.

4.9.3. Для процесів планування відповідно до міжнародного стандарту ESBP та проєкту міжнародного стандарту ERRP - IEC 62325-451-7, визначені три такі етапи:

- 1) отримання заявлених графіків;

2) фаза перевірки на відповідність, корекція графіків;

3) остаточне підтвердження.

Після закінчення етапу остаточного підтвердження затверджені графіки закриті для змін.

4.9.4. Система балансуючого ринку перевіряє прийняті графіки за такими параметрами:

1) відповідність повідомлення, що містить графік виробництва/споживання формату XML, визначеному у міжнародному стандарті ESBP та проєкті міжнародного стандарту IEC 62325-451-7;

2) наявність діючої реєстрації учасника ринку;

3) наявність ідентифікатора документа;

4) відповідність версії документа;

5) наявність ідентифікаторів часових серій відправників;

6) наявність тривалості часових серій (24 рядки (23 рядки для переходу на літній час і 25 рядків для переходу на зимовий час));

7) належність записів часової серії до допустимих періодів часу;

8) відсутність недопустимих скорочень у записах інформації;

9) наявність прав на розподілену пропускну спроможність, якщо це необхідно;

10) відповідність версії графіків. Якщо графік змінений, то версія повинна бути збільшена, в іншому випадку вона повинна бути такою самою, як відправлено раніше.

4.9.5. Після отримання та перевірки графіків ОСП надсилає підтвердження відправнику графіка, де вказує таку інформацію:

1) графік отримано та прийнято;

2) графік отримано та відхилено з обґрунтуванням його відхилення. Графік з негативним підтвердженням у подальшому не обробляється системою балансуючого ринку.

4.10. Подання пропозицій на балансуєчу електричну енергію

4.10.1. Пропозиції на балансуєчу електричну енергію є пропозиціями щодо відхилень від графіка відпуску/відбору на збільшення або зменшення навантаження.

4.10.2. ППБ зобов'язані подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження по кожній одиниці надання послуг балансування для кожного розрахункового періоду торгового дня:

1) для запланованої активації - на весь обсяг балансуєчої електричної енергії на завантаження, що дорівнює різниці між доступною потужністю одиниці надання послуг балансування, що залишилась, та її графіком відпуску, незалежно від того, чи має ППБ зобов'язання щодо забезпечення резерву як ПДП;

2) для прямої активації - на весь обсяг балансуєчої електричної енергії на завантаження, що відповідає обсягу зобов'язань ППБ з надання ДП з рПВЧ або РЗ.

{Пункт 4.10.2 глави 4.10 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

4.10.3. ППБ зобов'язані подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію на

розвантаження по кожній одиниці надання послуг балансування (окрім одиниць відпуску ВДЕ) для кожного розрахункового періоду торгового дня:

1) для запланованої активації - на весь обсяг балансуючої електричної енергії на розвантаження, що дорівнює різниці між мінімальною потужністю, доступною для розвантаження одиниці надання послуг балансування, що залишилась, та її графіком відпуску/відбору, незалежно від того, чи має ППБ зобов'язання щодо забезпечення резерву як ПДП;

2) для прямої активації - на весь обсяг балансуючої електричної енергії на розвантаження, що відповідає обсягу зобов'язань ППБ з надання ДП з рВЧ або РЗ.

{Пункт 4.10.3 глави 4.10 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

4.10.4. Виробники ВДЕ мають право подавати пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження по кожній одиниці надання послуг з балансування ВДЕ.

4.11. Формат пропозицій на балансуючу електричну енергію

4.11.1. ППБ подають розділені за розрахунковими періодами пропозиції на балансуючу електричну енергію окремо для кожного продукту, визначеного цими Правилами: на завантаження та на розвантаження. Кожен крок повинен містити обсяг балансуючої електричної енергії на завантаження/на розвантаження та ціну пропозиції для кожної одиниці відпуску.

4.11.2. Покрокова функція балансуючої електричної енергії на завантаження повинна включати до десяти кроків, при цьому ціна балансуючої електричної енергії для кожного наступного кроку не повинна бути меншою за ціну попереднього кроку.

4.11.3. Покрокова функція балансуючої електричної енергії на розвантаження повинна включати до десяти кроків, при цьому ціна балансуючої електричної енергії для кожного наступного кроку не повинна перевищувати ціну попереднього кроку.

4.11.4. Пропозиції на балансуючу електричну енергію для запланованої активації на завантаження, подані для одиниці надання послуг балансування, що закладені у графіку відпуску на нульовому рівні, але доступні в реальному часі, повинні містити крок для електричної енергії, що відповідає зміні виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва (як визначено в зареєстрованих експлуатаційних характеристиках). Надання команди на завантаження з нуля до технічного мінімуму виробництва ОСП має здійснюватися до моменту набрання потужності, що відповідає технічному мінімуму виробництва.

4.11.5. Пропозиції на балансуючу електричну енергію для запланованої активації на розвантаження, подані для одиниці надання послуг з балансування, що заплановані для роботи у графіку відпуску на рівні технічного мінімуму виробництва або вище, повинні містити один крок для електричної енергії, що відповідає зміні виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля.

4.11.6. Ціни на балансуючу електричну енергію зазначаються у грн/МВт·год з точністю до двох знаків після коми і повинні бути більше нуля. Обсяги балансуючої електричної енергії зазначаються у МВт·год з точністю до трьох знаків після коми і повинні бути більше нуля.

4.11.7. Ціни на балансуючу електричну енергію завантаження для кожного кроку ступінчатої пропозиції на балансуючу електричну енергію повинні бути менші або дорівнювати граничній ціні пропозиції на балансуючу електричну енергію (50000,00 грн/МВт·год).

4.11.8. Пропозиції на балансуючу електричну енергію, що подаються ППБ, повинні відповідати вимогам визначеним цими Правилами, та задовольняти такі умови:

- 1) містити дату розрахункової доби;
- 2) усі пропозиції повинні містити дійсний EIC-код для одиниці відпуску ППБ, який подає пропозицію;
- 3) пропозиція на балансуючу енергію повинна бути розділена за розрахунковими періодами на завантаження та на розвантаження;
- 4) кожен крок повинен містити обсяг балансуючої електричної енергії на завантаження/розвантаження та ціну пропозиції;
- 5) пропозиція надається у вигляді файлу у форматі XML відповідно до проєкту міжнародного стандарту ERRP-IEC 62325-451-7.

4.12. Подача та коригування пропозицій на балансуючу електричну енергію

4.12.1. Пропозиції на балансуючу електричну енергію, що стосуються певного розрахункового періоду, подаються до закриття воріт балансуючого ринку, що відбувається за 45 хвилин до початку розрахункового періоду, та після подання графіка виробництва/споживання, що подається за 50 хвилин до початку розрахункового періоду.

Пропозиції на балансуючу електричну енергію, подані після закриття воріт балансуючого ринку, вважаються помилково надісланими і не приймаються до розрахунків. В алгоритмі розрахунку балансуючого ринку враховуються останні пропозиції на балансуючу електричну енергію, подані до закриття воріт балансуючого ринку.

4.12.2. Якщо пропозиція на балансуючу електричну енергію є недійсною згідно з главою 4.16 цього розділу, пропозиція на балансуючу електричну енергію автоматично відхиляється системою управління ринком. У разі відхилення пропозиції ОСП надсилає ППБ обґрунтування причин відхилення. У такому випадку ППБ має право повторно подати пропозицію на балансуючу електричну енергію до закриття воріт балансуючого ринку.

4.12.3. Пропозиції на балансуючу електричну енергію, подані на балансуючий ринок, є економічно обов'язковими, тобто у разі активації на балансуючому ринку вони підлягають фінансовому врегулюванню/розрахунку.

4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуючу електричну енергію

4.13.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансуючу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (у якості AP) нараховує такому ППБ плату за невідповідність за відповідний розрахунковий період згідно з главою 5.20 розділу V цих Правил.

4.13.2. У такому випадку система управління ринком повинна автоматично створити пропозиції на балансуючу електричну енергію (що маркуються як створені системою управління ринком) для кожного відповідного ППБ і для кожного розрахункового періоду із зазначенням ціни та обсягу пропозиції, розрахованих таким чином:

- 1) якщо одиниця надання послуг з балансування є одиницею відпуску, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій (на завантаження) чи найвищій (на розвантаження) ціні для

такого самого розрахункового періоду та тієї самої одиниці відпуску за останні 7 днів для обох напрямів балансуючої електричної енергії;

2) якщо ППБ є диспетчеризованим навантаженням з прийнятими пропозиціями резерву, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій ціні для того самого розрахункового періоду за останні 7 днів останньої схваленої пропозиції на балансууючу електричну енергію (поданій на той самий розрахунковий період попереднього торгового дня);

3) обсяг пропозиції повинен відповідати обсягу, зазначеному цим ППБ у заявленій характеристиці;

4) якщо ППБ є генеруючою одиницею ВДЕ, система управління ринком створює пропозиції на балансууючу електричну енергію для таких генеруючих одиниць, якщо існує зобов'язання для такої одиниці подавати пропозиції на балансууючу електричну енергію через замовлені в неї резерви.

4.13.3. У випадку відсутності відповідної заявки/пропозиції на балансууючу енергію від учасника, обладнання якого підпадає під мережеві обмеження, його графік роботи змінюється за командою диспетчера з оплатою за цінами, що склалась на балансууючому ринку на відповідний розрахунковий період.

4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансууючу електричну енергію

4.14.1. Для перевірки пропозицій на балансууючу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично системою управління ринком для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею відпуску, ураховуються такі дані стосовно пропонованих обсягів:

- 1) актуальні декларації про неготовність;
- 2) технічний максимум відпуску;
- 3) технічний мінімум відпуску;
- 4) графік виробництва.

4.14.2. Для перевірки пропозицій на балансууючу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично системою управління ринком (відповідно до пункту 4.15.2 глави 4.15 цього розділу) для кожної одиниці надання балансууючих послуг, що є одиницею відбору, ураховуються такі дані стосовно до пропонованих обсягів:

- 1) максимальне робоче навантаження;
- 2) графік споживання.

4.14.3. Пропозиції на балансууючу електричну енергію подаються ППБ виключно у форматі, визначеному у главі 4.13 цього розділу.

4.14.4. Після отримання пропозицій на балансууючу електричну енергію система управління ринком здійснює їх перевірку та надсилає повідомлення відповідному ППБ, чия пропозиція на балансууючу електричну енергію прийнята, або якщо виявлені помилки у поданні, надсилає повідомлення відповідному ППБ про відхилення із зазначенням причин такого відхилення.

4.15. Розв'язання цільової функції балансууючого ринку

4.15.1. Вхідними даними для балансууючого ринку є:

- 1) навантаження одиниць надання ДП, що надають ДП з аРВЧ, та їх фактичне навантаження під САРЧП на розрахунковий період;
- 2) максимальні та мінімальні граничні значення САРЧП для одиниць надання ДП на розрахунковий період;
- 3) законтрактовані обсяги ДП з аРВЧ, рРВЧ, РЗ одиниць надання ДП, що надають ДП на розрахунковий період;
- 4) графіки відпуску/відбору одиниць надання ДП на розрахунковий період;
- 5) телевимірювання потужності в реальному часі;
- 6) прогноз загального електроспоживання по областях регулювання (торгових зонах) ОСП (по кожній ОРЧ);
- 7) телевимірювання в реальному часі сальдо перетоків експорту/імпорту.

4.15.2. Цільова функція балансуючого ринку полягає у мінімізації вартості покриття небалансу електричної енергії системи, використовуючи подані ППБ пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження. Вартість покриття небалансу електричної енергії системи є сумою всіх грошових коштів за акцептованими пропозиціями на балансуєчу електричну енергію.

4.15.3. Обмеженнями цільової функції балансуючого ринку є:

- 1) небаланс системи, що розраховується на підставі вхідних даних, наданих відповідно до пункту 4.5.3 глави 4.5 та глави 4.9 цього розділу;
- 2) технічні обмеження системи (мережеві обмеження);
- 3) технічні обмеження ППБ.

4.15.4. Перелік наявних пропозицій на балансуєчу електричну енергію формується за найнижчою ціною пропозиції в напрямі на завантаження і найвищою ціною в напрямі на розвантаження і оновлюється щогодини.

4.15.5. За результатом розгляду балансу по кожній області регулювання ОСП оцінює дефіцит/профіцит, визначає необхідні величини потужності для завантаження/розвантаження, а також оцінює можливість/необхідність надання/отримання аварійної допомоги до/від суміжного ОСП за відповідним запитом. На основі цієї інформації ОСП видає через систему управління ринком диспетчерську команду на активацію відповідних пропозицій ППБ. Видача диспетчерської команди на активацію здійснюється у форматі, визначеному протоколом активації, що передбачений проектом міжнародного стандарту RRP - IEC 62325-451-7, або у випадку застосування резервної процедури - по телефону. Після отримання позитивного підтвердження від ППБ пропозиція позначається як активована.

4.16. Результати балансуєчого ринку

Результати балансуєчого ринку складаються з:

- 1) прийнятих пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ по ОРЧ, на основі яких будуть видані диспетчерські команди ППБ з метою забезпечення балансу системи;
- 2) маржинальної ціни по ОРЧ на балансуєчу електричну енергію на завантаження. Маржинальна ціна на балансуєчу електричну енергію на завантаження (у грн/МВтЧг) по кожній ОРЧ визначається на рівні найвищої ціни у пропозиції на балансуєчу електричну

енергію, що акцептована для забезпечення збільшення балансуєної електричної енергії;

3) маржинальної ціни по ОРЧ на балансуєну електричну енергію на розвантаження. Маржинальна ціна на балансуєну електричну енергію на розвантаження (у грн/МВт·г) по кожній ОРЧ визначається на рівні найнижчої ціни у пропозиції на балансуєну електричну енергію, що акцептована для забезпечення зниження балансуєної електричної енергії.

4.17. Оплата акцептованих пропозицій на балансуєну електричну енергію

4.17.1. Для кожної ОРЧ усі акцептовані пропозиції на балансуєну електричну енергію для збільшення балансуєної електричної енергії отримують маржинальну ціну на балансуєну електричну енергію на завантаження відповідно до глави 4.18 цього розділу.

4.17.2. Для кожної ОРЧ усі акцептовані пропозиції на балансуєну електричну енергію для зниження балансуєної електричної енергії отримують маржинальну ціну на балансуєну електричну енергію на розвантаження відповідно до глави 4.18 цього розділу.

4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані пропозиції на балансуєну електричну енергію, марковані системою управління ринком для вирішення мережових обмежень відповідно до [Кодексу системи передачі](#), отримують ціну, що визначається як максимальна між маржинальною ціною, що визначена відповідно до глави 4.18 цього розділу, та ціною, що була вказана у пропозиції на балансуєну електричну енергію.

4.17.4. У той же час акцептовані пропозиції на балансуєну електричну енергію на збільшення балансуєної електричної енергії є акцептованими пропозиціями щодо продажу енергії до системи. При цьому ППБ будуть нараховані відповідні платежі, що вони повинні отримати.

4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень

4.18.1. ОСП видає диспетчерські команди ППБ.

4.18.2. ОСП може видати учасникам ринку в будь-який час диспетчерські команди та інші розпорядження з метою забезпечення надійної роботи системи, особливо щодо частоти системи, напруги і струму у критичних вузлах та елементах системи передачі відповідно до [Кодексу системи передачі](#).

4.18.3. Диспетчерська команда видається ОСП відповідно до результатів алгоритму розрахунку балансуєного ринку у вигляді активації пропозиції балансуєної енергії та її деактивації за двома типами активації:

- 1) пряма активація (direct activation);
- 2) запланована активація (scheduled activation).

{Пункт 4.18.3 глави 4.18 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

4.18.4. Для команд на пряму активацію акцепт пропозиції може здійснюватися частково, на деякі або на всі одиниці реального часу до кінця розрахункового періоду не пізніше ніж за 2 хвилини до часу, з якого діє команда (акцепт пропозиції). Закінченням дії команди вважається або закінчення останньої одиниці реального часу, на який акцептована пропозиція, або деактивація акцепту, якщо відповідна команда видана не пізніше ніж за 2 хвилини до одиниці реального часу, з якої перестає діяти акцепт.

Обсяг наданої балансуючої енергії визначається відповідно до обсягу, зазначеного у пропозиції, та відношення часу виконання команди та ОРЧ.

{Пункт глави 4.18.4 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

4.18.5. Команда на заплановану активацію видається ППБ, пропозиції яких активовані за результатами балансуючого ринку, або поза ранжиrom, у тому числі для вирішення мережевих обмежень. Для таких команд акцепт пропозиції може здійснюватися на деякі або на всі одиниці реального часу до кінця розрахункового періоду не пізніше ніж за 12,5 хвилин до одиниці реального часу, з якої діє команда (акцепт пропозиції). Закінченням дії команди вважається або закінчення останньої одиниці реального часу, на який акцептована пропозиція, або деактивація акцепту, якщо відповідна команда видана не пізніше ніж за 12,5 хвилин до одиниці реального часу, з якої перестає діяти акцепт.

4.18.6. Команда на заплановану активацію для вирішення мережевих обмежень може надаватися більше ніж на один розрахунковий період, при цьому в разі порушення ранжиру відповідні повідомлення публікуються на офіційному вебсайті ОСП. Повідомлення про заплановану активацію можуть бути надані заздалегідь, але не пізніше ніж за 12,5 хвилин до одиниці реального часу, з якої діє команда (акцепт пропозиції).

4.18.7. Закінченням дії команди вважається або закінчення останньої одиниці реального часу, на який акцептована пропозиція, або деактивація акцепту, якщо відповідна команда видана не пізніше ніж за 12,5 хвилин до одиниці реального часу, з якої перестає діяти акцепт.

4.18.8. Незалежно від того, чи система в дефіциті або профіциті в інтервалі ОРЧ, ОСП може активувати балансуючу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження з метою врегулювання системних обмежень, у тому числі відповідно до вимог системи до резервів.

4.18.9. Якщо ОСП видає диспетчерські команди, що відрізняються від результатів алгоритму розрахунку балансуючого ринку, то ОСП надає Регулятору звіт не пізніше третього робочого дня у порядку, визначеному протоколом інформаційного обміну, у якому обґрунтовує вибір ППБ для покриття небалансу електричної енергії системи.

4.18.10. ППБ, відібрані у процесі закупівлі балансуючої електричної енергії, зобов'язані виконувати диспетчерські команди, видані ОСП, у відповідних обсягах та у періоди часу, для яких вони обрані.

4.18.11. ОСП має право видавати команди на зменшення навантаження виробникам ВДЕ, яким установлено «зелений» тариф, лише за умови, що всі наявні пропозиції (заявки) інших учасників балансування на зменшення їхнього навантаження прийняті (акцептовані) ОСП, крім випадків видання таких команд при системних обмеженнях, що є наслідком дії форс-мажору.

4.18.12. Вартість електричної енергії, що не відпущена ВДЕ, яким установлено «зелений» тариф, у результаті виконання ними команди ОСП на зменшення навантаження, відшкодовується цим виробникам за встановленими «зеленими» тарифами, крім випадків надання таких команд при системних обмеженнях, що є наслідком дії форс-мажору. Обсяг зменшення визначається від заявленого цими ВДЕ графіка.

4.18.13. Усі команди ОСП на зміну рівня виробництва/споживання видаються учасникам ринку через систему управління ринком. У разі відсутності комунікації з учасником ринку команда видається через резервний засіб зв'язку з обов'язковим занесенням відповідного запису до системи управління ринком.

У разі відсутності зворотного зв'язку з відповідним ППБ через телефонні канали його пропозиція вважається акцептованою, а в разі її невиконання йому нараховуються всі відповідні

платежі/штрафи.

4.18.14. Диспетчерські команди (повідомлення про активацію пропозицій на балансуєчу енергію) видаються відповідно до проєкту міжнародного стандарту ERRP - IEC 62325-451-7.

4.18.15. ОСП повідомленням про активацію інформує ППБ вибраної одиниці про необхідність активації балансуєчої енергії, використовуючи формати команд, визначені у проєкті міжнародного стандарту IEC 62325-451-7.

4.18.15. Учасники ринку повинні мати сервер і програмне забезпечення, що відповідає вимогам проєкту стандарту з метою отримання повідомлень про активацію.

Сервер учасника ринку повинен надіслати підтвердження отримання повідомлення про активацію, щоб підтвердити отримання команди, а потім повідомлення про статус активації та отримати відповідь про підтвердження прийняття статусу активації.

4.18.17. Диспетчерські команди видаються ОСП ППБ з використанням підсистеми адміністрування диспетчерських команд відповідно до цієї глави та положень [Кодексу системи передачі](#).

4.19. Акцепти з поміткою

4.19.1. У разі акцепту пропозиції на балансуєчу електричну енергію з метою врегулювання небалансу електричної енергії, спричиненого системними обмеженнями або обмеженнями на перетинах, що виникли після подання остаточних повідомлень імпорту/експорту, ОСП маркує такий акцепт (акцепт з поміткою) та повідомляє відповідного ППБ про таку помітку. Пропозиції, що акцептовані з поміткою, не використовуються в розрахунках маржинальної ціни балансуєчої електричної енергії.

4.19.2. Пропозиція на балансуєчу електричну енергію, яка врегульовує та усуває системні обмеження відповідно до правил, встановлених Кодексом системи передачі, є пропозицією на балансуєчу електричну енергію, для якої було здійснено акцепт з поміткою.

4.19.3. ОСП щомісяця оприлюднює на власному офіційному вебсайті звіт, який містить детальну інформацію про всі пропозиції на балансуєчу електричну енергію, що акцептовані з поміткою, з обґрунтуванням причин акцептування такої пропозиції з поміткою.

4.20. Обов'язок ППБ щодо виконання команд

4.20.1. ППБ забезпечують роботу свого обладнання відповідно до вимог диспетчерських команд та змінюють рівень виробництва або споживання обладнання тільки за диспетчерською командою і у відповідності до неї.

4.20.2. Виробники зобов'язані дотримуватись вимог диспетчерських команд стосовно синхронізації або десинхронізації їх генеруючих одиниць.

4.21. Недотримання диспетчерських команд

4.21.1. У разі недотримання зі сторони ППБ диспетчерських команд ОСП фіксує всі недотримання та їх причини, а також час видачі диспетчерської команди. ППБ за недотримання ним диспетчерської команди несуть відповідальність згідно з положеннями глави 5.20 розділу V цих Правил.

4.21.2. ОСП розраховує впродовж п'яти робочих днів після закінчення кожного місяця для кожного ППБ середньозважені відхилення відпуску активної та реактивної енергії такого ППБ

по відношенню до відповідних виданих команд у розрізі всіх команд, що видані цьому ППБ, для кожного розрахункового періоду впродовж цього місяця. Якщо середньозважені відхилення для кожного ППБ перевищують абсолютне значення 10 % для активної енергії, ОСП стягує з відповідного ППБ за такий місяць плату за невідповідність, розраховану відповідно до глави 5.19 розділу V цих Правил.

4.21.3. Якщо ППБ протягом календарного місяця більше одного разу не виконує диспетчерські команди, ОСП протягом двох робочих днів з моменту невиконання другої диспетчерської команди повідомляє про це Регулятора.

4.22. Облік та звітність виданих диспетчерських команд

4.22.1. ОСП веде повну базу даних щодо виданих диспетчерських команд, включаючи:

- 1) записи з журналу диспетчерських команд;
- 2) записи підтверджень або непідтверджень про отримання диспетчерських команд, виданих відповідно до глави 4.20 цього розділу;
- 3) записи інформації, що зібрана відповідно до глав 4.17, 4.21 та 4.23 цього розділу.

4.22.2. Інформація, що міститься у записах, вказаних у пункті 4.24.1 цієї глави, зберігається ОСП щонайменше 5 років з дати її створення.

4.22.3. ППБ мають право на доступ до інформації, зазначеної у пункті 4.24.1 цієї глави, у тому числі щодо інших ППБ, виключно для врегулювання спорів відповідно до порядку, визначеного цими Правилами, із дотриманням законодавства щодо конфіденційності інформації.

4.23. Статистика диспетчерських команд

4.23.1. ОСП оприлюднює на власному офіційному вебсайті в кінці кожного календарного місяця інформацію про результати балансуючого ринку, що повинна включати, зокрема:

- 1) споживання у МВтЧгод усіма представниками навантаження ОЕС України в кожний розрахунковий період;
- 2) обсяги активованих пропозицій на балансуючу електричну енергію в кожному напрямі по ОРЧ;
- 3) маржинальні ціни на балансуючу електричну енергію по кожному розрахунковому періоду та по кожному напрямку;
- 4) ціни небалансів електричної енергії по кожному розрахунковому періоду.

4.23.2. ОСП на власному офіційному вебсайті оприлюднює в кінці кожного календарного кварталу інформацію про результати балансуючого ринку, що повинна включати, зокрема:

- 1) сумарний обсяг балансуючої електричної енергії та максимум загального навантаження по торгових днях;
- 2) події в системі;
- 3) зведену інформацію за категоріями диспетчерських команд щодо порушення диспетчерських команд ППБ, а також інформацію, що стосується відповідних дій ОСП.

4.24. Порядок ведення записів та звітів відносно диспетчерських

команд. Графік публікацій, звітів

4.24.1. ОСП збирає та публікує інформацію щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії на балансуєчому ринку за такими категоріями:

- 1) врегулювання балансування обсягів попиту/пропозиції;
- 2) врегулювання системних обмежень;
- 3) надання/отримання аварійної допомоги до/від суміжних операторів систем передачі.

4.24.2. Про всі випадки активації пропозицій на балансуєчу енергію з відхиленнями від цінового ранжиру формується додаткове повідомлення Регулятору із зазначенням обсягів та причин такої активації.

4.24.3. Звіти, що оприлюднюються ОСП, формуються відповідно до вимог ENTSO-E.

4.24.4. Результати балансуєчого ринку разом із даними обліку відпуску/відбору по ППБ надходять від АКО до АР з метою проведення останнім розрахунків за балансуєчу електричну енергію та розрахунків за небаланси електричної енергії відповідно до положень розділу V цих Правил.

V. Розрахунки на ринку електричної енергії

5.1. Загальна інформація

5.1.1. АР створює та підтримує такі облікові рахунки:

- 1) А-А - рахунок балансування електричної енергії;
- 2) А-В - рахунок небалансів електричної енергії;
- 3) А-С - рахунок фінансових гарантій;
- 4) А-D - рахунок плати за невідповідність;
- 5) А-Е - рахунок ДП;
- 6) А-F - рахунок врегулювання;
- 7) А-G - збірний рахунок;
- 8) А-Н - рахунок загальноосупільних обов'язків.

5.1.2. АР також створює і підтримує ринкові рахунки для кожного учасника з метою здійснення операцій зі списання та зарахування коштів, що впливають з їх участі на ринку електричної енергії.

5.2. Рахунок балансування енергії А-А

Рахунок А-А використовується для розрахунків за балансування. Розрахункова активність на цьому рахунку для кожного розрахункового періоду кожного торгового дня включає дебетування за платежі або кредитування за витрати ППБ за балансуєчу електричну енергію відповідно до граничної ціни балансування (на завантаження/розвантаження).

5.3. Рахунок небалансів електричної енергії А-В

5.3.1. Рахунок А-В використовується для розрахунків за небаланси. Розрахункова

активність на цьому рахунку для кожного розрахункового періоду кожного торгового дня включає дебетування за платежі або кредитування за витрати СВБ, що виникають через їх позитивний або негативний небаланс, за відповідною ціною небалансів.

5.3.2. Рахунок А-А та рахунок А-В пов'язані з одним і тим самим банківським рахунком ОСП зі спеціальним режимом використання та не є нейтральними з точки зору доходів (дебетування і кредитування не сальдуються). Спільне зарахування цих рахунків здійснюється через субрахунок надлишків небалансу електричної енергії UA-1, що передбачений главою 5.22 цього розділу.

5.4. Рахунок фінансових гарантій А-С

5.4.1. Рахунок А-С використовується для компенсації будь-якого дефіциту платежів учасників ринку в рамках оплати за небаланс електричної енергії, витрат від фінансових операцій та будь-яких витрат АР, пов'язаних з операціями з фінансовими гарантіями. Зокрема, дебетування цього рахунку відбувається для здійснення наступних платежів з покриття дефіциту оплати учасників ринку за небаланси електричної енергії, що недоотримано, за допомогою вимоги платежу по фінансовій гарантії.

5.4.2. Будь-які борги учасників ринку, повернені на пізнішому етапі АР, зараховуються на рахунок А-С.

5.4.3. Витрати на рахунку А-С повертаються через субрахунок надлишків фінансових гарантій UA-3, передбачений главою 5.24 цього розділу.

5.5. Рахунок плати за невідповідність А-D

Рахунок А-D включає окремі рахунки для кожної категорії плати за невідповідність. Цей рахунок кредитується платою за невідповідність, що стягується з учасників ринку відповідно до глави 5.20 цього розділу.

5.6. Рахунок допоміжних послуг А-Е

5.6.1. Рахунок А-Е кредитується зі збірному субрахунку послуг з диспетчеризації UA-2 та дебетується за рахунок здійснення платежів:

- 1) за ДП з РПЧ, аРВЧ, рРВЧ і РЗ;
- 2) за надання ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК;
- 3) за надання ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії;
- 4) пов'язаних з обов'язковим наданням резервів за процедурою закупівель ДП.

5.6.2. Розрахункова активність на цьому рахунку така:

1) списання для платежів ПДП за надання ДП з РПЧ та/або аРВЧ, та/або рРВЧ, та/або РЗ, та/або для регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК для кожного розрахункового періоду кожного торгового дня при відповідній оплаті за доступність відповідної кількості ДП з РПЧ та/або аРВЧ, та/або рРВЧ, та/або РЗ, як зазначено у відповідному типовому договорі на придбання і поставку відповідного типу ДП;

2) списання для платежів ПДП за постачання ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії за відповідною платою за готовність, що встановлюється на основі розрахунків за процедурою закупівель ДП;

3) списання для платежів, пов'язаних з обов'язковим наданням резервів за процедурою закупівель ДП.

5.6.3. Витрати на рахунку А-Е повертаються через субрахунок надлишків послуг з диспетчеризації UA-2, описаний у главі 5.23 цього розділу.

5.7. Рахунок врегулювання А-F

Рахунок А-F дебетується/кредитується оплатою/витратами з/на рахунків учасників ринку на основі розрахунків врегулювання, що здійснюються відповідно до Правил врегулювання, що є [додатком 8](#) до цих Правил, і кредитується/дебетується зі збірних субрахунків врегулювання UA-4 відповідно до глави 5.25 цього розділу.

5.8. Збірний рахунок А-G

Збірний рахунок А-G включає 4 субрахунки для різноманітних зборів відповідно до глави 5.25 цього розділу.

5.9. Рахунок загальносупільних обов'язків А-Н

Рахунок А-Н використовується для накопичення платежів ОСП через його тариф на послуги з передачі електричної енергії у разі покладення на нього таких обов'язків відповідно до [Закону](#) та перерахувань цих накопичень виконавцям загальносупільних обов'язків.

5.10. Загальні принципи визначення обсягу розрахунків за балансуючу електричну енергію

5.10.1. Розрахунки балансуючої електричної енергії для кожного торгового дня включають:

1) обчислення обсягів балансуючої електричної енергії для кожної одиниці постачання послуг з балансування для кожного розрахункового періоду торгового дня;

2) обчислення вартості обсягів балансуючої електричної енергії для здійснення купівлі та продажу електричної енергії для балансування в межах ОРЧ для кожного розрахункового періоду торгового дня.

5.10.2. Для розрахунків за балансуючу електричну енергію приймаються дані остаточного фізичного повідомлення про відбір/відпуск, диспетчерських команд, маржинальних цін балансуючої електроенергії для кожної ОРЧ і сертифіковані дані комерційного обліку, що встановлені відповідно до [Кодексу комерційного обліку](#).

5.11. Загальні принципи визначення розрахунків за балансуючу електричну енергію

5.11.1. У кожній зоні балансує електрична енергія відповідно до диспетчерської команди, виданої ППБ, розраховується в МВт·год згідно з пунктом 5.13.5 глави 5.13 цього розділу як різниця між середнім відпуском і відбором електричної енергії по кожній ОРЧ по кожній одиниці ППБ за командами (усереднені диспетчерські команди) балансуючого ринку протягом відповідного розрахункового періоду та за відповідним остаточним повідомленням про фізичний відбір/відпуск для цього розрахункового періоду.

5.11.2. Для цілей розрахунків відповідно до підпункту 5.13.6 глави 5.13 цього розділу відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансує електричною енергією незважаючи на те, що вони не є

результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії.

5.11.3. Порядок визначення обсягів балансуючої електричної енергії на завантаження/розвантаження та кредитування/дебетування ППБ з рахунку А-А відповідно до результатів балансуючого ринку в реальному часі наведений у главі 5.13 цього розділу.

5.12. Загальні принципи визначення маржинальної ціни балансуючої електричної енергії

5.12.1. Відповідно до пункту 4.19.1 глави 4.19 розділу IV цих Правил балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць постачання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуючу електричну енергію, включаючи активацію балансуючої електричної енергії в реальному часі одиницями постачання послуг з балансування відповідно до їх остаточних повідомлень про фізичний відбір/відпуск (у МВт·год за розрахунковий період).

5.12.2. Основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ як:

1) найбільша ціна пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження, що активується, за наявності дефіциту в зоні системи, тобто коли сума електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні більше суми електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення відбору електричної енергії) в цій же зоні. Ця ціна є маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження;

2) найменша ціна пропозиції на балансуючу електричну енергію на розвантаження, що активується, за наявності профіциту в зоні системи, тобто коли сума електричної енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні менше суми електричної енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення відбору електричної енергії) в цій же зоні. Ця ціна є маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження;

3) якщо система в зоні не перебуває ані в дефіциті, ані в профіциті, тобто коли сума кількості електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні дорівнює сумі електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення відбору електричної енергії) в цій же зоні, або якщо всі активовані пропозиції на балансуючу електричну енергію позначені як такі, що вирішують обмеження системи в зоні, тоді маржинальна ціна балансуючої електричної енергії цієї ОРЧ буде обчислюватись на основі ціни РДН визначеної за результатом торгів на цей розрахунковий період, або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - на основі від середньозваженого значення ціни РДН за попередні 30 днів.

{Підпункт 3 пункту 5.12.2 глави 5.12 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

5.12.3. У кожній зоні ціна небалансу для врегулювання небалансів (у грн/МВт·год) за кожен розрахунковий період визначається за формулою

де $ABE_{e,z,rtu}^{up}$

- активована балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою

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

де $AB_{e,z,rtu}^{up}$

- активовані із ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку пропозиції на балансуючу енергію на завантаження одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu;

$ABE_{e,z,rtu}^{dn}$

- активована балансуюча електрична енергія на розвантаження одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu, МВт·год, що розраховується за формулою

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

де $AB_{e,z,rtu}^{dn}$

- активовані із ранжиру відповідно до алгоритму балансуючого ринку пропозиції на балансуючу енергію на розвантаження одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu;

$MP_{z,rtu}^{up}$ грн/МВт·год

- маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на завантаження в зоні z на балансуючому ринку реального часу за ОРЧ rtu, грн/МВт·год;

$MP_{z,rtu}^{dn}$

- маржинальна ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z на балансуючому ринку реального часу за ОРЧ rtu, грн/МВт·год.

5.12.4. На балансуючому ринку, крім вищезазначених маржинальних цін, використовуються ціни:

$LABEO_{z,t}^{dn}$

- найменша ціна пропозиції на балансуючу електричну енергію на розвантаження, що активується, у зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год;

$LABEO_{z,t}^{up}$

- найбільша ціна пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження, що активується, у зоні z для розрахункового періоду t, грн/МВт·год.

5.13. Оплата балансуючої електричної енергії

5.13.1. У кожній зоні і для кожної одиниці постачання послуг з балансування активована балансуюча електрична енергія на завантаження за кожен розрахунковий період дорівнює сумі активованої балансуючої електричної енергії на завантаження за вирахуванням активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожен ОРЧ протягом указанного

розрахункового періоду в зоні. Якщо сума позитивна, це означає, що кількість активованої балансуєної електричної енергії на завантаження більша ніж кількість активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження протягом розрахункового періоду в зоні. Обчислення активованої балансуєної електричної енергії на завантаження одиниці постачання послуг з балансування є для розрахункового періоду t в зоні z здійснюється за формулою

$$SBE_{e,z,t}^{up} = \max(\sum_{rtu \in t} (ABE_{e,z,rtu}^{up} - ABE_{e,z,rtu}^{dn}), 0)$$

5.13.2. У кожній зоні і для кожної одиниці постачання послуг з балансування активована балансуєная електрична енергія на розвантаження за кожен розрахунковий період дорівнює сумі активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження за вирахуванням активованої балансуєної електричної енергії на завантаження за кожен ОРЧ протягом указанного розрахункового періоду в зоні. Якщо сума позитивна, це означає, що кількість активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження більша ніж кількість активованої балансуєної електричної енергії на завантаження протягом розрахункового періоду в зоні. Обчислення активованої балансуєної електричної енергії на розвантаження одиниці постачання послуг з балансування є для розрахункового періоду t в зоні z здійснюється за формулою

$$SBE_{e,z,t}^{dn} = \max(\sum_{rtu \in t} (ABE_{e,z,rtu}^{dn} - ABE_{e,z,rtu}^{up}), 0)$$

5.13.3. Для одиниць надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП) активована балансуєная електрична енергія на розвантаження для розрахункового періоду t в зоні z обчислюється за формулою

$$SBE_{e,z,t}^{dn} = \max(FPQ_{e,z,t} - MQ_{e,z,t}, 0),$$

де $MQ_{e,z,t}$ - виміряна енергія одиниці постачання послуг з балансування є в зоні z за розрахунковий період t , МВт·год;

$FPQ_{e,z,t}$ - обсяг електричної енергії, запланований до відпуску/відбору одиницею постачання послуг з балансування є відповідно до графіків відпуску/відбору, що подаються ППБ, у зоні z для ОРЧ rtu , МВт·год, що визначається за формулою

$$FPQ_{e,z,t} = \sum_{rtu \in t} (P_{e,z,rtu} \cdot RTU),$$

де $P_{e,z,rtu}$ - потужність одиниці постачання послуг з балансування є для кожної ОРЧ rtu у зоні z відповідно до графіків відпуску/відбору, МВт;

RTU - одиниця реального часу.

Для одиниць надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП) активована балансуєная електрична енергія на завантаження для розрахункового періоду t в зоні z обчислюється за формулою

$$SBE_{e,z,t}^{up} = \max(MQ_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t}, 0).$$

5.13.4. Усереднена диспетчерська команда одиниці постачання послуг з балансування е для розрахункового періоду t у зоні z обчислюється за формулою

$$INST_{e,z,t} = FPQ_{e,z,t} + SBE_{e,z,t}^{up} - SBE_{e,z,t}^{dn} = \begin{cases} FPQ_{e,z,t} + SBE_{e,z,t}^{up}, & \text{якщо } SBE_{e,z,t}^{up} > 0 \\ FPQ_{e,z,t} - SBE_{e,z,t}^{dn}, & \text{якщо } SBE_{e,z,t}^{dn} > 0 \\ FPQ_{e,z,t}, & \text{якщо } SBE_{e,z,t}^{up} = SBE_{e,z,t}^{dn}, \end{cases}$$

де $FPQ_{e,z,t}$ - обсяг остаточного повідомлення про фізичний відбір/відпуск одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu, МВт·год.

5.13.5. Балансуюча електрична енергія одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою

5.13.6. У кожній зоні величина нарахування/списання коштів одиниці постачання послуг з балансування, включаючи кваліфіковані одиниці ВДЕ, що працюють не за «зеленим» тарифом, за кожен розрахунковий період для балансуючої електричної енергії в зоні, за винятком випадків, що зазначені в пункті 5.13.4 цієї глави, обчислюється за формулами:

де $MSP_{z,t}^{dn}$ - ціна балансуючої електричної енергії на розвантаження в зоні z за активацію балансуючої електричної енергії на розвантаження на балансуєчому ринку за розрахунковий період t, грн/МВт·год, яка визначається як середньозважена ціна за розрахунковий період t у кожній торговій зоні z, отримана з маржинальних цін балансуючої електричної енергії на розвантаження за кожен ОРЧ та активованих обсягів балансуючої електричної енергії на розвантаження (у МВт·год) за кожен ОРЧ, та розраховується за формулою

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

5.13.7. Наведені у пункті 5.13.6 цієї глави дебетування/кредитування сумуються за кожним розрахунковим періодом t торгового дня d та за кожним ППБ р, який представляє одиниці постачання послуг з балансування е, для всіх зон z у спосіб, наведений нижче, та нараховуються/списуються з рахунку А-А таким чином

$$\begin{aligned} \text{CINSTQ}_{e,t} &= \sum_{z \in Z} \text{CINSTQ}_{e,z,t}, \\ \text{CINSTQ}_{e,d} &= \sum_{t \in d} \text{CINSTQ}_{e,t}, \\ \text{CINSTQ}_{p,d} &= \sum_{e \in p} \text{CINSTQ}_{e,d}. \end{aligned}$$

{Пункт 5.13.7 глави 5.13 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

5.13.8. Оплата одиницям постачання послуг з балансування, для яких ОСП активує балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження внаслідок управління системними обмеженнями, буде здійснюватися за принципом оплати за заявленою ціною, а саме на основі їх цінової пропозиції на балансуєчу електричну енергію одиниці постачання послуг з балансування е для розрахункового періоду t в зоні z.

5.13.9. Рахунок А-А кредитується (поповнюється) шляхом списання коштів з усіх ППБ та дебетується (списується) шляхом зарахування коштів усім ППБ.

5.13.10. АР використовує систему розрахунків за небаланси електричної енергії для проведення відповідних розрахунків, дебетувань/кредитувань ринкових рахунків СББ для платежів і зборів при розрахунках за небаланс. Система розрахунків за небаланси електричної енергії є частиною системи управління ринком та містить інформацію про ринкові рахунки СББ.

5.14. Обчислення небалансів електричної енергії

5.14.1. Розрахунки за небаланси електричної енергії включають обчислення небалансу електричної енергії шляхом проведення розрахунків для кожного торгового дня:

- 1) небалансів електричної енергії кожної СББ для кожного розрахункового періоду торгового дня;
- 2) кредиту та дебету за небаланси електричної енергії для кожної СББ для кожного розрахункового періоду торгового дня.

5.14.2. Дані розрахунків за небаланси електричної енергії складаються із законтракованих обсягів купівлі-продажу електричної енергії, графіків відпуску/відбору, диспетчерських команд балансуєчого ринку, цін небалансу електричної енергії і сертифікованих даних комерційного обліку.

5.14.3. У кожній зоні небаланс електричної енергії кожної СББ обчислюється з урахуванням балансуєчої електричної енергії, поставленої (та оплаченої) будь-якою одиницею постачання послуг з балансування учасника ринку з групи цієї СББ.

5.14.4. Небаланс електричної енергії СББ b для розрахункового періоду t у зоні z обчислюється за формулою

$$\text{IEQ}_{b,z,t} = \sum_{e \in b} (\text{FPQ}_{e,z,t} - \text{INST}_{e,z,t}) + \text{MP}_{b,z,t} - \text{NP}_{b,z,t},$$

де $\text{NP}_{b,z,t}$ - сальдована позиція СББ b для розрахункового періоду t у зоні z, яка розраховується за формулою

$$NP_{b,z,t} = \sum_{mp \in b} TPSS_{mp,z,t} + \sum_{p \in b} TPSB_{mp,z,t},$$

де $TPSS_{mp,z,t}$ - сумарний обсяг (позитивне значення) проданої електричної енергії учасником ринку mp , що належить СББ b , по кожному розрахунковому періоду t у зоні z відповідно до законтракованих обсягів продажу на РДД та/або РНД, та/або ВДР;

$TPSB_{mp,z,t}$ - сумарний обсяг (негативне значення) купленої електричної енергії учасником ринку mp , що належить СББ b по кожному розрахунковому періоду t у зоні z відповідно до законтракованих обсягів купівлі на РДД та/або РНД, та/або ВДР;

$MP_{b,z,t}$ - виміряна позиція СББ b для розрахункового періоду t у зоні z , яка розраховується за формулою

$$MP_{b,z,t} = \sum_{u \in b} MDQ_{u,z,t} + \sum_{p \in b} MOQ_{p,z,t},$$

де $MDQ_{u,z,t}$ - сертифіковані дані комерційного обліку відпуску (позитивне значення) одиниці u , що належить балансуєчій групі СББ, для розрахункового періоду t у зоні z ;

$MOQ_{p,z,t}$ - сертифіковані дані комерційного обліку відбору (негативне значення) представника навантаження p , який входить до балансуєчої групи СББ, для розрахункового періоду t у зоні z .

5.14.5. Якщо обчислений небаланс енергії СББ b у зоні z виявився негативним, то ця СББ повинна купити із системи електричну енергію і оплатити її. Якщо розрахований небаланс електричної енергії СББ b у зоні z виявився позитивним, то СББ повинна продати в систему електричну енергію і отримати за неї платіж.

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

5.15.1. Розрахунковим періодом для розрахунків за небаланс електричної енергії СББ є одна година.

5.15.2. Ціна небалансу електричної енергії ($IMSP_t$) за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансуєчої електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t , що розрахована відповідно до пункту 5.12.3 глави 5.12 цього розділу в залежності від того, чи перебуває система в дефіциті, профіциті або збалансована.

5.16. Дебетування або кредитування небалансів електричної енергії

5.16.1. Для кожної СББ АР обчислює належні дебети або кредити відповідно до її небалансів електричної енергії.

5.16.2. Дебет/кредит у всіх випадках дорівнює небалансу електричної енергії, помноженому на ціну небалансу електричної енергії, тобто

$$CIEQ_{b,d} = IMSP_{z,t} \times IEQ_{b,z,t}$$

Позитивне значення $CIEQ_{b,z,t}$ означає кредит для СВБ, тоді як негативне значення означає дебет СВБ незалежно від напрямку небалансу електричної енергії системи.

5.16.3. Вищезазначені дебети/кредити сумуються по всіх зонах z та по торговому дню d таким чином

5.16.4. Рахунок небалансу електричної енергії поповнюється шляхом списання коштів з усіх СВБ та списується шляхом зарахування з нього всім СВБ.

5.17. Вхідні дані для розрахунків за ДП

Вхідні дані для розрахунків за ДП складаються з даних результатів процедури закупівель ДП з РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ, регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК та послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії, та даних по цінах та обсягах електричної енергії для ДП з РПЧ та будь-яких ДП з аРВЧ, а також доступності потужності ПДП в реальному часі, що декларуються або вимірюються в реальному часі.

5.18. Обчислення плати за ДП

5.18.1. Плата за ДП з РПЧ на завантаження/розвантаження базується на обов'язкових вимогах, зазначених у [Кодексі системи передачі](#), що накладаються ОСП на кожну одиницю надання ДП ПДП за кожний розрахунковий період кожного торгового дня згідно з процедурою закупівель ДП відповідно до пункту 3.2.1 глави 3.2 розділу III цих Правил. Оплата ПДП по кожній одиниці надання ДП e за постачання ДП з РПЧ обчислюється за такими формулами:

1) платіж за ДП з РПЧ на завантаження та на розвантаження, що були доступні для надання в реальному часі одиницею постачання ДП, за розрахунковий період обчислюються за формулою

$$PFCR_{e,t}^{up} = FCR_{e,t}^{up} \cdot f_{e,t}^{up} \text{ та } PFCR_{e,t}^{dn} = FCR_{e,t}^{dn} \cdot f_{e,t}^{dn},$$

де $CIEQ_{b,t}$ - списання або зарахування коштів СВБ b за небаланс електричної енергії протягом розрахункового періоду t , що визначається за формулою

$FCR_{e,t}^{up}$ - ДП з РПЧ на завантаження, що має бути надана одиницею надання ДП e протягом розрахункового періоду t згідно з відповідними зобов'язаннями щодо постачання ДП з РПЧ;

$f_{e,t}^{up}$ - прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці надання ДП e для надання в реальному часі необхідної ДП з РПЧ на завантаження протягом розрахункового періоду t (тут і далі цей коефіцієнт у разі доступності становить 1, у разі недоступності - 0);

$FCR_{e,t}^{dn}$

- РПЧ на розвантаження, що має бути наданий одиницею надання ДП е протягом розрахункового періоду t згідно з відповідними зобов'язаннями щодо постачання ДП з РПЧ;

 $f_{e,t}^{dn}$

- прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці надання ДП е для надання в реальному часі необхідної ДП з РПЧ на розвантаження протягом розрахункового періоду t;

2) платіж одиниці надання ДП е за надану ДП з РПЧ на завантаження і на розвантаження протягом розрахункового періоду t обчислюється для кожного типу аукціону (річний у, квартальний q, місячний m, тижневий w, денний d), щодо якого одиниця постачання ДП зобов'язана надавати відповідний резерв за формулою

$$CFCR_{e,t} = \sum_{y,q,m,w,d} (PFCR_{e,t}^{up} \times FAR_{e,t}^{FCR,up}) + \sum_{y,q,m,w,d} (PFCR_{e,t}^{dn} \times FAR_{e,t}^{FCR,dn}),$$

де

 $FAR_{e,t}^{FCR,up}$

- фіксована плата за готовність постачання ДП з РПЧ на завантаження протягом розрахункового періоду t, встановлена за результатами відповідної процедури закупівель ДП;

 $FAR_{e,t}^{FCR,dn}$

- фіксована плата за готовність постачання ДП з РПЧ на розвантаження протягом розрахункового періоду t, встановлена за результатами відповідної процедури закупівель ДП;

3) сукупне зарахування за надану ДП з РПЧ за кожний розрахунковий період t ПДП р, що управляє/представляє декілька одиниць, обчислюється за формулою

$$CFCR_{p,t} = \sum_{e \in E} CFR_{e,t},$$

4) щоденне сукупне зарахування за надану ПДП р ДП з РПЧ обчислюється за формулою

$$CFCR_{p,d} = \sum_{t \in d} CFR_{p,t},$$

5) щомісячне сукупне зарахування за надану ПДП р ДП з РПЧ обчислюється за формулою

$$CFCR_{p,m} = \sum_{d \in m} CFR_{p,d}.$$

Ця сума за місяць зараховується на відповідний ринковий рахунок учасника ринку (у якості ПДП) і списується з рахунку А-Е.

5.18.2. Вартість ДП з РЗ, аРВЧ і рРВЧ на завантаження/розвантаження визначається за результатами процедури закупівель за кожний розрахунковий період кожного торгового дня у відповідному місяці. Оплата відповідній одиниці постачання ДП е за постачання ДП з РЗ, аРВЧ і рРВЧ здійснюється за заявленою ціною та обчислюється за такими формулами:

1) ДП з РЗ на завантаження і на розвантаження, що був доступний для надання в реальному часі одиницею постачання ДП е, за розрахунковий період t обчислюється за формулою

$$PRR_{e,t}^{up} = RR_{e,t}^{up} \cdot f_{e,t}^{RR,up} \text{ та } PRR_{e,t}^{dn} = RR_{e,t}^{dn} \cdot f_{e,t}^{RR,dn},$$

- де $RR_{e,t}^{up}$ - зобов'язання з надання ДП з РЗ на завантаження одиницею постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
- $f_{e,t}^{RR,up}$ - прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідного обсягу ДП з РЗ на завантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t;
- $RR_{e,t}^{dn}$ - зобов'язання з надання ДП з РЗ на розвантаження одиницею постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
- $f_{e,t}^{RR,dn}$ - прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідної ДП з РЗ на розвантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t;

2) ДП з аРВЧ на завантаження і на розвантаження, що була доступна для надання в реальному часі одиницею постачання ДП е, за розрахунковий період t обчислюється за формулою

$$PaFRR_{e,t}^{up} = aFRR_{e,t}^{up} \cdot f_{e,t}^{aFRR,up} \text{ та } PaFRR_{e,t}^{dn} = aFRR_{e,t}^{dn} \cdot f_{e,t}^{aFRR,dn},$$

- де $aFRR_{e,t}^{up}$ - зобов'язання з надання ДП з аРВЧ на завантаження одиницею постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
- $f_{e,t}^{aFRR,up}$ - прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідної ДП з аРВЧ на завантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t;
- $aFRR_{e,t}^{dn}$ - зобов'язання з надання ДП з аРВЧ на розвантаження одиницею постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
- $f_{e,t}^{aFRR,dn}$ - прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідної ДП з аРВЧ на розвантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t;

3) ДП з рРВЧ на завантаження і на розвантаження, що була доступна для надання в реальному часі одиницею постачання ДП е, за розрахунковий період t обчислюється за формулою

$$PmFRR_{e,t}^{up} = mFRR_{e,t}^{up} \cdot f_{e,t}^{mFRR,up} \text{ та } PmFRR_{e,t}^{dn} = mFRR_{e,t}^{dn} \cdot f_{e,t}^{mFRR,dn},$$

- де $mFRR_{e,t}^{up}$ - зобов'язання з надання ДП з рРВЧ на завантаження одиницею постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
- $f_{e,t}^{mFRR,up}$ - прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідної ДП з рРВЧ на завантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t;
- $mFRR_{e,t}^{dn}$ - зобов'язання з надання ДП з рРВЧ на розвантаження одиницею постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
- $f_{e,t}^{mFRR,dn}$ - прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідного рРВЧ на розвантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t.

5.18.3. Плата одиниці надання ДП е за надані ДП з РЗ, аРВЧ і рРВЧ на завантаження і на розвантаження протягом розрахункового періоду t обчислюється для кожного типу аукціону (річний у, квартальний q, місячний m, тижневий w, денний d), щодо якого одиниця постачання ДП зобов'язана надавати відповідний резерв, за такими формулами

$$CRR_{e,t} = \sum_{y,q,m,w,d} (PRR_{e,t}^{up} \times ROP_{e,t}^{RR,up}) + \sum_{y,q,m,w,d} (PRR_{e,t}^{dn} \times ROP_{e,t}^{RR,dn}),$$

$$CaFRR_{e,t} = \sum_{y,q,m,w,d} (PaFRR_{e,t}^{up} \times ROP_{e,t}^{RR,up}) + \sum_{y,q,m,w,d} (PaFRR_{e,t}^{dn} \times ROP_{e,t}^{RR,dn}),$$

$$CmFRR_{e,t} = \sum_{y,q,m,w,d} (PmFRR_{e,t}^{up} \times ROP_{e,t}^{RR,up}) + \sum_{y,q,m,w,d} (PmFRR_{e,t}^{dn} \times ROP_{e,t}^{RR,dn}),$$

- де $ROP_{e,t}^{RR,up}$ - ціна, що склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання ДП з РЗ на завантаження одиницею постачання ДП е за розрахунковий період t;
- $ROP_{e,t}^{RR,dn}$ - ціна, що склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання ДП з РЗ на розвантаження одиницею постачання ДП е за розрахунковий період t;
- $ROP_{e,t}^{aFRR,up}$ - ціна, що склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання ДП з аРВЧ на завантаження одиницею постачання ДП е за розрахунковий період t,
- $ROP_{e,t}^{aFRR,dn}$ - ціна, що склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання ДП з аРВЧ на розвантаження одиницею постачання ДП е за розрахунковий період t;
- $ROP_{e,t}^{mFRR,up}$ - ціна, що склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання ДП з рРВЧ на завантаження одиницею постачання ДП е за розрахунковий період t;

$ROP_{e,t}^{mFRR, dn}$ - ціна, що склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання ДП з рРВЧ на розвантаження одиницею постачання ДП е за розрахунковий період t.

5.18.4. Сукупне зарахування плати за надання ДП з РЗ, аРВЧ і рРВЧ за кожний розрахунковий період t ПДП р, який управляє/представляє кілька одиниць, обчислюється за такими формулами

$$\begin{aligned} CARR_{p,t} &= \sum_{e \in p} CRR_{e,t}, \\ CAaFRR_{p,t} &= \sum_{e \in p} CaFRR_{e,t}, \\ CAmFRR_{p,t} &= \sum_{e \in p} CmFRR_{e,t}. \end{aligned}$$

5.18.5. Щоденне сукупне зарахування плати за надання ДП з РЗ, аРВЧ і рРВЧ ПДП р обчислюється за формулами

$$\begin{aligned} CARR_{p,d} &= \sum_{t \in d} CARR_{p,t}, \\ CAaFRR_{p,d} &= \sum_{t \in d} CaFRR_{p,t}, \\ CAmFRR_{p,d} &= \sum_{t \in d} CmFRR_{p,t}. \end{aligned}$$

5.18.6. Щомісячне сукупне зарахування плати за надання ДП з РЗ, аРВЧ і рРВЧ ПДП р обчислюється за формулами

$$\begin{aligned} CARR_{p,m} &= \sum_{d \in m} CARR_{p,d}, \\ CAaFRR_{p,m} &= \sum_{d \in m} CaFRR_{p,d}, \\ CAmFRR_{p,m} &= \sum_{d \in m} CmFRR_{p,d}. \end{aligned}$$

Ця місячна сума зараховується на відповідний ринковий рахунок учасника ринку (у якості ПДП) і списується з рахунку А-Е.

5.18.7. Щомісячне зарахування для одиниці надання ДП е, що надає ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії протягом місяця m календарного року у, розраховується за формулою

$$RBS_{u,m} = \frac{BS_{u,y}}{12} \times f_{u,m},$$

де $BS_{u,y}$ - щорічна плата за ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії, що надається одиницею надання ДП е щодо календарного року у;

$f_{u,m}$ - прапорець (0/1), що позначає право генеруючої одиниці е на отримання оплати за ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії у певному місяці (1 - має право, 0 - не має права).

Ця сума списується з рахунку А-Е та зараховується на відповідний ринковий рахунок учасника ринку (у якості ПДП).

Плата за кожний розрахунковий період t генеруючої одиниці e , що надає ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії протягом місяця m календарного року y , розраховується шляхом ділення щомісячного кредитування на кількість розрахункових періодів y місяці m .

5.18.8. Плата за ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК як на споживання, так і на виробництво базується на обов'язкових вимогах, зазначених у [Кодексі системи передачі](#), за кожний розрахунковий період кожного торгового дня згідно з процедурою закупівель ДП відповідно до цих Правил. Оплата ПДП по кожній одиниці e за постачання такої послуги обчислюється за такими формулами:

1) обсяг наданої ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що була надана в реальному часі одиницею постачання ДП, за розрахунковий період обчислюється за формулою

$$PQSK_{e,t}^{cons} = QSK_{e,t}^{cons} \times f_{e,t}^{cons} \text{ та } PQSK_{e,t}^{gen} = QSK_{e,t}^{gen} \times f_{e,t}^{gen},$$

де $QSK_{e,t}^{cons}$ - обсяг ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що визначається як результат інтегрування значень спожитої реактивної потужності, виміряної та переданої до ОСП відповідно до вимог цих Правил, з моменту видачі команди на регулювання та до моменту закінчення команди, що умовно споживається з мережі з метою регулювання напруги, яка повинна бути забезпечена одиницею надання ДП e протягом розрахункового періоду t згідно з відповідними зобов'язаннями щодо постачання такої послуги;

$f_{e,t}^{cons}$ - коефіцієнт надання ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що приймає значення одиниці у випадку, якщо ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що умовно відпускається в мережу, була надана одиницею надання ДП e протягом розрахункового періоду t , та 0 - у випадку ненадання. Визначення факту надання такої ДП та, відповідно, цього коефіцієнта здійснюється за результатами моніторингу ДП, проведеного згідно з цими Правилами;

2) платіж одиниці надання ДП e за надану послугу з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК за умовне споживання та генерацію з метою регулювання напруги протягом розрахункового періоду t обчислюється за формулою

$$CQSK_{e,t} CQSK_{e,t} = (PQSK_{e,t}^{cons} + PQSK_{e,t}^{gen}) \times Pr^{SK},$$

де Pr^{SK} - ціна ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК для одиниці надання ДП e , що визначається за методикою, затвердженою Регулятором, грн/МВт·год;

3) сукупне зарахування за надану ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК за кожний розрахунковий період t ПДП p , який управляє/представляє декілька одиниць, обчислюється за формулою

$$CQSK_{p,t} = \sum_{e \in E} CQSK_{e,t};$$

4) щоденне сукупне зарахування за надану ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК ПДП р обчислюється за формулою

$$CQSK_{p,d} = \sum_{t \in d} CQSK_{p,t};$$

5) щомісячне сукупне зарахування за надану ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК ПДП р обчислюється за формулою

$$CQSK_{p,m} = \sum_{d \in m} CQK_{p,d};$$

Ця сума за місяць зараховується на відповідний ринковий рахунок учасника ринку (у якості ПДП) і списується з рахунку допоміжних послуг А-Е.

5.19. Обчислення плати за невідповідність надання ДП та послуг з балансування

5.19.1. АР розраховує для ПДП р плату за невідповідність надання ДП з РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ за місяць m , ураховуючи всі випадки, визначені за результатами моніторингу ДП, проведеного згідно з цими Правилами, коли одиницями постачання ДП є цього ПДП не було надано ДП у повному обсязі, за формулою

$$NCAS_{p,m} = \sum_{e \in p} (\sum_{i \in m} (F_{e,i}^{FCR} \times \sum_{t^{na}}^{t^a} CFCR_{e,t}) + \sum_{i \in m} (F_{e,i}^{aFRR} \times \sum_{t^{na}}^{t^a} CaFRR_{e,t}) + \sum_{i \in m} (F_{e,i}^{mFRR} \times \sum_{t^{na}}^{t^a} CmFRR_{e,t}) + \sum_{i \in m} (F_{e,i}^{RR} \times \sum_{t^{na}}^{t^a} CRR_{e,t})),$$

- де $F_{e,i}^{FCR}$ - коефіцієнт, що застосовується до платежу за невідповідність надання ДП з РПЧ. У випадку, коли одиницею постачання ДП є не було надано ДП з РПЧ у повному обсязі, $F_{e,i}^{FCR} = 3$;
- i - випадок, визначений за результатами моніторингу ДП, проведеного згідно з цими Правилами, коли одиницею постачання ДП є не було надано ДП у повному обсязі (підрядковий індекс);
- t^a - розрахунковий період, що є найближчим до t^{na} з трьох періодів (періоду, наступного за розрахунковим, у якому останній раз було активовано одиницю постачання ДП є для надання відповідної ДП перед випадком ненадання ДП цією одиницею постачання ДП є у повному обсязі, періоду попереднього випадку ненадання ДП цією одиницею постачання ДП є у повному обсязі та періоду, що на 720 розрахункових періодів передує t^{na});
- t^{na} - розрахунковий період, що передує розрахунковому періоду, у якому одиницею постачання ДП є не було надано ДП у повному обсязі;
- $F_{e,i}^{aFRR}$ - коефіцієнт, що застосовується до плати за невідповідність надання ДП з аРВЧ. У випадку, коли одиницею постачання ДП є не було надано ДП з аРВЧ у

повному обсязі, $F_{e,i}^{mFRR} = 2$;

$F_{e,i}^{mFRR}$ - коефіцієнт, що застосовується до плати за невідповідність надання ДП з рВЧ у випадку, коли одиницею постачання ДП є не було надано ДП з рВЧ у повному обсязі. Цей коефіцієнт визначається за такими правилами:
для одиниці постачання e , на якій були проведені випробування згідно з Кодексом системи передачі, коефіцієнт $F_{e,i}^{mFRR} = 1$;
для одиниці постачання e , щодо якої ОСП надав Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП на підставі декларативних даних електроустановки, коефіцієнт $F_{e,i}^{mFRR} = 2$;

$F_{e,i}^{RR}$ - коефіцієнт, що застосовується до платежу за невідповідність надання ДП з РЗ у випадку, коли одиницею постачання ДП є не було надано ДП з РЗ у повному обсязі. Цей коефіцієнт визначається за такими правилами:
для одиниці постачання e , на якій були проведені випробування згідно з Кодексом системи передачі, коефіцієнт $F_{e,i}^{RR} = 1$;
для одиниці постачання e , щодо якої ОСП надав Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП на підставі декларативних даних електроустановки, коефіцієнт $F_{e,i}^{RR} = 2$.

5.19.2. АР розраховує для ПДП p плату за невідповідність надання ДП із регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК за місяць m , ураховуючи всі випадки, визначені за результатами моніторингу ДП, проведеного згідно з цими Правилами, коли одиницями постачання ДП є цього ПДП не було надано ДП у повному обсязі, за формулою

$$NCAS_{p,m}^{QSK} = \sum_{e \in p} \sum_{i \in m} (F_{e,i}^{QSK} \times \sum_{t^{na}}^{t^a} CQSK_{e,t}),$$

де $F_{e,i}^{QSK}$ - коефіцієнт збільшення платежу за невідповідність надання ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК. У випадку, коли одиницею постачання ДП є не було надано ДП у повному обсязі, $F_{e,i}^{QSK} = 1$.

5.19.3. АР розраховує плату за невідповідність надання послуг з балансування по кожній одиниці постачання послуг з балансування u у разі ненадання нею послуг з балансування в повному обсязі за торговий день d за формулою

$$\text{якщо } \frac{PDM_{u,d}}{\sum_z \sum_{t \in d} |INST_{z,t}|} > 0,1,$$

$$\text{тоді } NCP_{u,d} = UNCDI_d \cdot (1 + A^{NBU}) \cdot PDM_{u,d},$$

$$\text{інакше } NCP_{e,d} = 0,$$

де $PDM_{u,d}$ - сума абсолютних значень відхилень виробництва активної потужності одиниці постачання послуг з балансування u від відповідних диспетчерських команд для всіх диспетчерських команд, виданих цій одиниці постачання послуг з балансування

протягом відповідного торгового дня, що визначається за формулою

$$PDM_{u,d} = \sum_z \sum_{t \in d} |INST_{u,z,t} \cdot MDQ_{u,z,t}|;$$

$UNCDI_d$ - питома плата за невідповідність надання послуг з балансування, що визначається як медіанне значення цін небалансу електричної енергії за торговий день d ;

Δ_{NBU} - облікова ставка Національного банку України, що була встановлена на відповідний торговий день.

5.19.4. Сукупне списання плати за невідповідність за місяць m ППБ p , що управляє/представляє кілька одиниць постачання послуг з балансування, обчислюється за формулою

$$NCP_{p,d} = \sum_{e \in p} NCP_{e,d}.$$

5.19.5. Платежі, розраховані відповідно до пункту 5.19.4 цієї глави, ураховуються як зменшення кінцевого платежу ППБ, що розраховується відповідно до пункту 5.13.7 глави 5.13 цього розділу. Плата за невідповідність, розрахована згідно з пунктом 5.19.4 цієї глави, списується з відповідного ринкового рахунку учасника ринку і зараховується на рахунок А-D.

5.19.6. Загальний розмір плати за невідповідність, накопичений на рахунку А-D, зараховується на рахунок А-Н."

{Глава 5.19 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

5.20. Рахунки адміністратора розрахунків

5.20.1. Рахунок А-G містить такі субрахунки:

1) UA-1 - субрахунок небалансів електричної енергії. Це субрахунок для розміщення коштів для балансування витрат/доходів на рахунок А-А та рахунку А-В;

2) UA-2 - субрахунок послуг з диспетчеризації. Це субрахунок для розміщення коштів для покриття витрат А-Е;

3) UA-3 - субрахунок фінансових гарантій. Це субрахунок для розміщення коштів для покриття витрат рахунку А-С;

4) UA-4 - субрахунок врегулювання. Це субрахунок для розміщення коштів з метою їх подальшого перерахування/отримання СВБ, яке може виникнути через процедури врегулювання, описані у главі 5.27 цього розділу.

5.21. Субрахунок UA-1

5.21.1. Субрахунок UA-1 використовується для досягнення нульового сальдо рахунку А-А та рахунку А-В.

5.21.2. Залишкова вартість небалансу електричної енергії розрахункового періоду t торгового дня d містить дебетування і кредитування з рахунку А-А та рахунку А-В для всіх списань/виплат одиницям ППБ e та списань/виплат СВБ b та розраховується за формулою

$$RESID_t = \sum_e CINSTQ_{e,t} + \sum_b CIEQ_{b,t}$$

5.21.3. Залишкова вартість небалансу електричної енергії може бути позитивною або негативною. У будь-яких випадках залишкова вартість небалансу електричної енергії розподіляється представникам навантаження пропорційно до їх обсягів відбору протягом кожного розрахункового періоду t за формулою

$$UPLIFT1_{p,t} = RESID_t \cdot \frac{CQHV_{p,t,d}^{tlf}}{\sum_p CQHV_{p,t,d}^{tlf}},$$

де $CQHV_{p,t,d}^{tlf}$ - відбір кожного представника навантаження p для кожного розрахункового періоду t торгового дня d відповідно до [Кодексу комерційного обліку](#).

5.21.4. Збір за небаланс електричної енергії для кожного представника навантаження p для торгового дня d обчислюється за такою формулою

$$UPLIFT1_{p,d} = \sum_{t \in d} UPLIFT1_{p,t}$$

5.21.5. Збір за небаланс електричної енергії для кожного представника навантаження p за календарний місяць m обчислюється за такою формулою

$$UPLIFT1_{p,m} = \sum_{d \in m} UPLIFT1_{p,d}$$

5.21.6. Збір за небаланс електричної енергії для кожного СББ b за календарний місяць m обчислюється за такою формулою

$$UPLIFT1_{b,m} = \sum_{p \in b} UPLIFT1_{p,m}$$

5.21.7. Якщо збір за небаланс електричної енергії позитивний, він зараховується на субрахунок UA-1 і списується з ринкового рахунку СББ, а якщо негативний - його абсолютне значення списується з субрахунку UA-1 і зараховується на ринковий рахунок СББ.

5.22. Субрахунок UA-2

5.22.1. Субрахунок UA-2 покриває витрати з рахунку А-Е.

5.22.2. Витрати на ДП протягом розрахункового періоду t торгового дня d обчислюються АР за формулою

$$ANSCC_t = \sum_p (CAFCR_{p,t} + CARR_{p,t} + CAaFRR_{p,t} + CAmFRR_{p,t}) + \sum_p CQSK_{p,t} + \frac{\sum_p \sum_{u \in p} RBS_{u,m}}{N_h},$$

5.22.3. Витрати на ДП протягом місяця m розраховуються за формулою

$$ANSCC_{p,m} = \sum_{d \in m} \sum_{t \in d} ANSCC_{p,t}$$

5.22.4. Якщо збір для ДП позитивний, він зараховується на субрахунок UA-2 і сплачується ОСП.

5.23. Субрахунок UA-3

5.23.1. Субрахунок UA-3 покриває витрати з рахунку А-С. Ці витрати є фіксованими для покриття витрат AP, що виникають через несплачені за врегулювання небалансів електричної енергії кошти учасниками ринку, які не виконують зобов'язання.

5.23.2. Щомісячні витрати на фінансові гарантії не можуть перевищувати 20 млн грн та розподіляються між усіма представниками навантаження p пропорційно до їх даних обліку відбору в кожному місяці m за формулою

$$UPLIFT3_{p,m} = LOANC_m \cdot \frac{\sum_{t \in m} CQHV_{p,t,d}^{tlf}}{\sum_p \sum_{t \in m} CQHV_{p,t,d}^{tlf}}$$

5.23.3. Збір для фінансових гарантії для кожної СВБ b за календарний місяць m обчислюється за формулою

Він зараховується на щомісячній основі на субрахунок UA-3 і списується з ринкового рахунку СВБ.

5.24. Субрахунок врегулювання UA-4

5.24.1. Субрахунок врегулювання UA-4 відновлює витрати з рахунку врегулювання А-Е.

5.24.2. Плата для врегулювання розподіляється між представниками навантаження пропорційно до їх даних обліку відбору в кожному місяці m за такою формулою

5.24.3. Збір для врегулювання для кожної СВБ b за календарний місяць m обчислюється за такою формулою

$$UPLIFT4_{b,m} = \sum_{p \in b} UPLIFT4_{p,m}$$

5.24.4. Якщо збір для врегулювання позитивний, то він зараховується у разі проведення врегулювання на субрахунок UA-4 і списується з ринкового рахунку СВБ, якщо негативний - зараховується на ринковий рахунок СВБ і списується з субрахунку UA-4.

5.25. Процедура щоденних розрахунків

5.25.1. Щоденні звіти про розрахунки та остаточні щомісячні звіти про розрахунки надаються через систему управління ринком кожному ППБ та СВБ і включають детальну інформацію щодо індивідуального зарахування і списання коштів ППБ та СВБ. Форма і зміст початкових та остаточних звітів про розрахунки описані в цьому розділі.

5.25.2. Не пізніше третього робочого дня після торгового дня АР вносить усі зарахування і списання до щоденного звіту про розрахунки, що надається відповідним ППБ та СВБ.

5.26. Форма і зміст звітів

5.26.1. Щомісячний звіт про розрахунки для всіх ППБ та СВБ повинен містити інформацію про:

- 1) ідентифікаційний номер ППБ/СВБ;
- 2) суму коштів, зарахованих ППБ/СВБ за кожну декаду цього місяця;
- 3) суму коштів, списаних з ППБ/СВБ за кожну декаду цього місяця;
- 4) чистий платіж (списання або зарахування), що повинен бути здійснений ППБ/СВБ АР або АР учаснику ринку за певний місяць;
- 5) будь-яку іншу інформацію, що на розсуд АР пояснює списання або зарахування коштів у місячному звіті про розрахунки, якщо ця інформація не є конфіденційною;
- 6) списання плати за невідповідність, накладену на ППБ/СВБ, за типом штрафу і розрахунковим періодом.

5.26.2. Щоденний звіт про розрахунки для кожної одиниці постачання послуг з балансування ППБ повинен містити інформацію про:

- 1) надану балансуєчу електричну енергію на завантаження і на розвантаження для кожної ОРЧ;
- 2) диспетчерську команду ППБ для кожної ОРЧ;
- 3) сертифіковані дані комерційного обліку по всіх ТКО ППБ за кожен розрахунковий період;
- 4) ДП, надані ППБ, за кожним розрахунковим періодом і типом резерву;
- 5) зарахування коштів ППБ за кожен розрахунковий період, отримане за результатами розрахунків за балансуєчу електричну енергію;
- 6) списання коштів з рахунків ППБ за кожен розрахунковий період, отримане за результатами розрахунків за балансуєчу електричну енергію;
- 7) списання плати за невідповідність, встановленої для ППБ, за типом штрафу та розрахунковим періодом;
- 8) сукупні зарахування коштів ППБ за цілий місяць;
- 9) сукупні списання коштів з рахунків ППБ на користь АР за цілий місяць.

5.26.3. Щоденний звіт про розрахунки для кожної іншої СВБ повинен містити інформацію про:

- 1) назву СВБ та ідентифікаційний номер;
- 2) сальдовану позицію СВБ та дані обліку СВБ;
- 3) сукупні дані обліку всіх учасників ринку, які входять до балансуєчої групи СВБ, за розрахунковий період;
- 4) зарахування коштів СВБ або списання коштів з рахунків СВБ на користь АР за кожний розрахунковий період, отримані у процесі розрахунків за небаланси електричної енергії.

5.26.4. Для кожного розрахункового місяця здійснюються 3 подекадні розрахунки - один для кожної декади. У контексті подекадних розрахунків АР переглядає щоденні звіти про розрахунки, видані протягом відповідного періоду, і визначає та коригує будь-які помилки в дебетуванні і кредитуванні небалансів електричної енергії. Подекадний розрахунок здійснюється на п'ятий робочий день після 11, 21 та останнього дня розрахункового місяця.

5.26.5. Подекадний звіт про розрахунки має форму і зміст щоденного звіту про розрахунки і посиляється на подекадну інформацію в подекадному розрахунковому періоді.

5.26.6. Для кожного розрахункового місяця здійснюється підсумковий розрахунок з урахуванням врегулювання за попередні 6 місяців. У контексті підсумкових розрахунків АР переглядає щоденні звіти про розрахунки, видані протягом кожного з попередніх шести місяців, і визначає та коригує будь-які помилки в дебетуванні і кредитуванні небалансів електричної енергії. АР також перевіряє дані обчислень, що використовувались у щоденних розрахунках за будь-яких надзвичайних ситуацій протягом відповідного періоду, ураховуючи новіші дані.

5.26.7. Підсумковий розрахунок здійснюється на п'ятнадцятий робочий день після останнього дня розрахункового місяця. Підсумковий звіт про розрахунки має форму і зміст щоденного звіту про розрахунки і посиляється на щомісячну інформацію в підсумковому розрахунковому періоді.

5.27. Розрахунки для врегулювання

5.27.1. Обчислення врегулювання обсягів електричної енергії, встановлені [Кодексом комерційного обліку](#), призводять до кредитування/дебетування СВБ та представників навантаження залежно від масштабу і знака врегулювання обсягів електричної енергії. Таке кредитування/дебетування обчислюється відповідно до Правил врегулювання, а відповідні суми списуються/зараховуються з/на рахунок А-F з ринкових рахунків СВБ.

5.27.2. Обсяги врегулювання, що впливають на зареєстровані відбір/відпуск представників навантаження, також ініціюють обчислення врегулювання для таких субрахунків:

- 1) для субрахунку UA-1 по відношенню тільки до компоненту витрат, виділених кожній СВБ пропорційно до її сертифікованих даних комерційного обліку/відбору;
- 2) для субрахунку UA-3;
- 3) для субрахунку UA-4.

5.27.3. Обчислення врегулювання не призводить до нового обчислення плати за невідповідність.

5.27.4. Рахунок А-F дебетується/кредитується за допомогою грошових потоків врегулювання на ринкові рахунки СВБ згідно з обчисленнями врегулювання і дебетується/кредитується з/на субрахунок UA-4. Чистий обсяг коштів на субрахунку UA-4 розподіляється кожній СВБ пропорційно до її даних обліку відбору електричної енергії відповідно до глави 5.25 цього розділу.

VI. Фінансові гарантії

6.1. Загальні положення

6.1.1. Учасники ринку, які є СВБ, крім ОР, ОСП, гарантованого покупця та ОСР, які є СВБ та не мають інших учасників ринку у своїй балансуєчій групі, зобов'язані надавати ОСП фінансові гарантії виконання зобов'язань за договорами про врегулювання небалансів

електричної енергії.

6.1.2. Фінансові гарантії надаються учасниками ринку з урахуванням вимог чинного законодавства.

6.1.3. Фінансова гарантія з урахуванням часу, необхідного на її отримання АР, надається учасником ринку не пізніше ніж о 17:00 за 2 дні до торгового дня d.

6.1.4. У разі ненадання або недостатності розміру наданої фінансової гарантії відповідно до зареєстрованих обсягів на РДД у строк, визначений пунктом 1.8.1 глави 1.8 розділу I цих Правил, відповідному учаснику ринку надсилається повідомлення про необхідність збільшення до встановленого рівня розміру фінансової гарантії, а учасник ринку набуває статусу «Переддефолтний».

6.1.5. Після отримання учасником ринку повідомлення у разі незабезпечення ним збільшення розміру фінансових гарантій на відповідну величину або нездійснення зменшення зареєстрованих обсягів на РДД АР відповідно до процедури, визначеної у главі 1.8 розділу I цих Правил, скасовує зареєстровані обсяги за ДД, проводить перерахунок фінансових зобов'язань для учасників ринку, зареєстровані обсяги яких скасовані.

6.1.6. Обсяг фінансової гарантії повинен забезпечувати виконання всіх потенційно можливих фінансових зобов'язань, що можуть виникнути в учасника ринку в результаті його участі на балансуєчому ринку у відповідний торговий день d.

6.1.7. Фінансова гарантія та/або зміни до неї повинні набирати чинності не пізніше дати їх отримання ОСП.

6.1.8. АР може відмовитися від своїх прав за фінансовою гарантією шляхом повернення коштів з поточного рахунку ОСП на рахунок СББ або повернення до фінансової установи оригіналу фінансової гарантії, або шляхом подання фінансовій установі письмового повідомлення про звільнення такої фінансової установи від обов'язків за фінансовою гарантією.

6.1.9. Фінансові гарантії можуть забезпечуватись шляхом:

1) надання грошової гарантії за договором про врегулювання небалансів на поточний рахунок ОСП, що укладається між ОСП та учасником ринку. Оформлення такого виду гарантії виконання фінансових зобов'язань здійснюється безоплатно відповідно до договору про врегулювання небалансів;

2) надання фінансової гарантії банку відповідно до [Положення про порядок здійснення банками операцій за гарантіями в національній та іноземних валютах](#), затвердженого постановою Правління Національного банку України від 15 грудня 2004 року № 639, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 13 січня 2005 року за № 41/10321, з урахуванням вимог (обмежень), викладених у цьому розділі.

6.1.10. Фінансова гарантія, що надана для забезпечення виконання зобов'язань, які можуть виникнути в учасника ринку в результаті його участі на балансуєчому ринку у відповідний торговий день d, не може закінчуватись раніше ніж через 5 робочих днів після такого торгового дня d, що визначається учасником ринку.

6.1.11. Для кожної СББ gr для кожного торгового дня d розраховується розмір необхідної фінансової гарантії за формулою

$$FG_{gr,d,z} = (Wsel_{gr,d,z} \cdot K1_{gr,d,z} \cdot K2_{gr,d,z} + Wcons_{gr,d,z} \cdot K3_{gr,d,z}) \cdot N_{gr} \cdot d-30^{mid(IMSP_t)} + Dt_{gr,d,z},$$

де $W_{sel_{gr,d,z}}$ = - сумарний обсяг проданої учасником ринку тр електричної енергії по кожному розрахунковому періоду t у торговий день d, який зареєстрований у платформі системи управління ринком ОСП;

$K1_{gr,d,z}$ - коефіцієнт, що визначає забезпечення обсягів продажу потужностями власної генерації та визначається за формулою

$$\text{якщо } (W_{sel_{gr,d,z}} \leq 24 \cdot \sum_{mp}^{gr} \sum_e^{mp} W_{л.п.е}), \text{ то } K1_{gr,d,z} = \frac{W_{imb_{gr,z}}}{W_{sel_{gr,d,z}}}$$

$$\text{інакше } K1_{gr,d,z} = \frac{W_{sel_{gr,d,z}} - 24 \cdot \sum_{mp}^{gr} \sum_e^{mp} W_{л.п.е} + W_{imb_{gr,z}}}{W_{sel_{gr,d,z}}},$$

{Абзац сьомий пункту 6.1.11 глави 6.1 розділу VI виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

де $K2_{gr,d,z}$ - коефіцієнт, що визначає зменшення обсягу необхідної фінансової гарантії для СВБ, діяльність балансуючих груп яких не призводить до утворення небалансу електричної енергії на ринку електричної енергії, та розраховується за формулою

$$\text{якщо } (W_{simb_{gr,z}^{180}} = 0), \text{ то } K2_{gr,d,z} = 0.4, \text{ інакше}$$

$$\text{якщо } (W_{simb_{gr,z}^{120}} = 0), \text{ то } K2_{gr,d,z} = 0.6, \text{ інакше}$$

$$\text{якщо } (W_{simb_{gr,z}^{60}} = 0), \text{ то } K2_{gr,d,z} = 0.8, \text{ інакше}$$

$$K2_{gr,d,z} = 1,$$

де $K3_{gr,d,z}$ - коефіцієнт, що визначає забезпечення обсягів споживання потужностями власної генерації та розраховується за формулою

$$\text{якщо } (W_{cons_{gr,d,z}} \leq 24 \cdot \sum_{mp}^{gr} \sum_e^{mp} W_{л.п.е} - W_{sel_{gr,d,z}}), \text{ то } K3_{gr,d,z} = 0,$$

$$\text{інакше } K3_{gr,d,z} = K_{imb_{gr}^{d-30}}$$

{Пункт 6.1.11 глави 6.1 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

6.1.12. Якщо СВБ несе відповідальність за баланс інших учасників ринку у складі її балансуєної групи, фінансова гарантія для такої СВБ розраховується як сумарна фінансова

гарантія для всіх учасників ринку, які входять до складу її балансуєної групи.

6.1.13. Розрахунок обсягу фінансової гарантії проводиться автоматично за допомогою системи управління ринком.

6.1.14. Розмір фактично наданої учасником ринку фінансової гарантії повинен перевищувати або бути рівним розміру фінансової гарантії, що розрахований відповідно до пункту 6.1.11 цієї глави.

6.1.15. У разі невикористання фінансової гарантії строк її дії може бути пролонговано на кожний наступний період та тривати до дня настання гарантійного випадку та/або перегляду розміру фінансових зобов'язань, та/або припинення учасником участі на ринку електричної енергії, та/або направлення письмового запиту учаснику ринку щодо зменшення суми фінансової гарантії у зв'язку зі зменшенням потреб у ній, та/або розірвання договору про врегулювання небалансів електричної енергії.

6.1.16. Результати перерахунку суми фінансових зобов'язань СВБ повідомляються через систему управління ринком.

6.1.17. З моменту перевірки наявності необхідного розміру фінансової гарантії (відповідно до вимог, передбачених пунктом 6.1.3 цієї глави) ОСП здійснюється перевірка відповідності наявної в СВБ фінансової гарантії під час реєстрації кожного ДД. У разі недостатності розміру фінансової гарантії реєстрація ДД не здійснюється

6.1.18. СВБ має право звернутися з приводу перегляду/перерозподілу/ повернення фінансової гарантії. Звернення може бути направлено за допомогою системи управління ринком та/або поштового зв'язку і повинно бути розглянуто АР протягом одного робочого дня, про що відповідна СВБ отримує повідомлення.

6.1.19. АР надає відповідь на запит СВБ через систему управління ринком або повертає грошову гарантію відповідно до вимог цього розділу.

6.1.20. У випадку недосягнення домовленості щодо продовження дії грошової гарантії та за умови письмового запиту така гарантія повертається на рахунок СВБ за умови забезпечення останньою гарантії виконання фінансових зобов'язань наступного періоду. Якщо така гарантія не надана, АР повертає виключно надлишок коштів, що виник за результатами перерахунку фінансових зобов'язань чергового періоду.

6.1.21. У разі набуття учасником ринку статусу «Переддефолтний» ОСП зобов'язаний здійснити зарахування коштів СВБ, що зберігаються на поточному рахунку ОСП (на підставі угоди), у рахунок оплати дебіторської заборгованості, що виникла внаслідок порушення СВБ зобов'язань, і повідомити про це відповідну СВБ.

6.1.22. Оплата, отримана ОСП за відповідною фінансовою гарантією, використовується для ліквідації заборгованості СВБ, що склалася за відповідним договором про врегулювання небалансів електричної енергії.

6.2. Особливості надання фінансових гарантій у відповідності до положення

6.2.1. Участь у здійсненні операцій за фінансовими гарантіями повинні брати фінансові установи, що відповідають таким вимогам:

банківська установа, у якій держава прямо чи опосередковано володіє часткою понад 75% статутного капіталу банку, або комерційна банківська установа, яка має довгостроковий кредитний рейтинг за національною шкалою не нижче «uaAA». У випадку відсутності рейтингу за національною шкалою у банків іноземних банківських груп рейтинг материнських іноземних банківських груп від однієї з рейтингових компаній Fitch, Moody's, S&P має бути не нижче підвищеного інвестиційного класу (А або вищий);

комерційну банківську установу не включено до переліку юридичних осіб, щодо яких державними органами України, США або країн ЄС застосовано спеціальні економічні чи інші обмежувальні санкції.

6.2.2. У разі невикористання фінансової гарантії (у випадку грошової гарантії) у відповідний період та за відсутності потреби збільшення її суми дія фінансової гарантії продовжується на наступний строк за умови відсутності від учасника ринку повідомлення про розірвання договору про надання фінансової гарантії.

6.2.3. Фінансова гарантія, яка надається у вигляді гарантії банку повинна відповідати таким вимогам:

1) бути безвідкличною гарантією, умови якої не можуть бути змінені і яка може бути припинена банком-гарантом згідно з заявою учасника ринку за погодження з АР;

2) бути безумовною гарантією, за якою банк-гарант у разі порушення учасником ринку свого зобов'язання, забезпеченого такою гарантією, сплачує кошти ОСП (АР) за першою його вимогою без подання будь-яких інших документів (крім документів, що підтверджують повноваження особи, яка підписала вимогу щодо здійснення платежу за такою гарантією, а також підтверджують достовірність підпису такої особи) або виконання будь-яких інших умов.

6.2.4. У разі настання гарантійного випадку і для отримання відшкодування, забезпеченого гарантією, АР подає до фінансової установи вимогу платежу за фінансовою гарантією. Вимога та інші, зазначені в гарантії документи, повинні бути подані до фінансової установи протягом строку дії гарантії та у спосіб, зазначений у гарантії.

6.2.5. Будь-яка вимога платежу за фінансовою гарантією, що повинна бути надана фінансовій установі, може бути доставлена особисто, за допомогою електронної пошти, поштою або надіслана факсом.

VII. Виставлення рахунків та платежі

7.1. Загальні положення

7.1.1. АР встановлює регламент щодо розрахунків, у якому зазначаються формати платіжних документів і супровідних даних, що будуть надаватись в електронному вигляді.

7.1.2. Окремий порядок виставлення рахунків застосовується для розрахунків за ДП та розрахунків за балансууючу електричну енергію, розрахунків за небаланси електричної енергії, платежів з/на збірні рахунки і плати за невідповідність та інших платежів.

7.1.3. Платіжні документи виставляються із включенням усіх застосовних податків.

7.2. Виставлення рахунків за ДП та балансууючу електричну енергію

7.2.1. АР на щоденній основі надсилає через систему управління ринком платіжний документ кожному ППБ із зазначенням суми, яка повинна бути сплачена ППБ за відповідний період щодо закупівлі балансуєної енергії, та окремий платіжний документ із зазначенням суми, яка має бути сплачена ППБ щодо платежів за невідповідність.

ППБ на щоденній основі надсилає АР платіжний документ із зазначенням суми, яка повинна бути сплачена АР за торговий день щодо закупівлі балансуєної енергії.

7.2.2. АР на щомісячній основі надсилає через систему управління ринком платіжний документ кожному ПДП із зазначенням суми, яка повинна бути сплачена ПДП за відповідний період щодо закупівлі ДП, та окремий платіжний документ із зазначенням суми, яка має бути сплачена ПДП за повний місяць щодо плати за невідповідність.

ПДП на щомісячній основі надсилає через систему управління ринком АР платіжний документ із зазначенням суми, яка повинна бути сплачена АР за відповідний період щодо закупівлі ДП.

7.2.3. Платіжний документ для ПДП повинен містити окремі позиції, що розрізняють платежі/зарахування для балансуєної енергії і зарахування для кожного виду ДП.

7.3. Виставлення рахунків за небаланси електричної енергії

7.3.1. АР на щоденній основі надсилає платіжний документ кожній СВБ із зазначенням суми, що СВБ зобов'язана сплатити АР, або суми, що АР зобов'язаний сплатити СВБ через її небаланси електричної енергії протягом відповідного періоду.

7.3.2. Платіжний документ повинен містити окрему позицію щодо оплати за управління небалансами міждержавних перетинів (якщо такий небаланс сплачується/зараховується і не розраховується в натуральній формі).

7.4. Виставлення рахунків за ДП

7.4.1. АР на щомісячній основі надсилає платіжний документ для кожного учасника ринку з рахунком відбору або рахунком відпуску.

7.4.2. Платіжний документ повинен містити окремі позиції із зазначенням інформації про:

1) дані обсягів відбору електричної енергії для представника навантаження, який входить до балансуєної групи СВБ, за весь місяць;

2) сумарний відбір електричної енергії СВБ, яка представляє представників навантаження, за весь місяць;

3) суму збору, яку СВБ зобов'язана сплатити АР, або суму, яку АР зобов'язаний сплатити СВБ у відповідності до руху коштів по субрахунку UA-1, який розраховується відповідно до глави 5.22 розділу V цих Правил;

4) суму збору, яку СВБ зобов'язана сплатити АР, або суму, яку АР зобов'язаний сплатити СВБ у відповідності до руху коштів по субрахунку UA-3, який розраховується відповідно до глави 5.24 розділу V цих Правил;

5) суму збору, яку СВБ зобов'язана сплатити АР, або суму, яку АР зобов'язаний сплатити СВБ у відповідності до руху коштів по субрахунку UA-4, який розраховується відповідно до глави 5.25 розділу V цих Правил;

6) загальну суму збору, яку СВБ зобов'язана сплатити АР, або суму, яку АР зобов'язаний сплатити СВБ за місяць відповідно до руху коштів по субрахунках АР.

7.4.3. Платіжний документ повинен містити окремі позиції із зазначенням розміру плати за невідповідність стосовно кожного учасника ринку, розрахованої відповідно до глави 5.20 розділу V цих Правил.

7.5. Виставлення рахунків за невідповідність

7.5.1. АР на щоденній основі надсилає через систему управління ринком платіжний документ кожному ППБ із зазначенням загальної суми, яка повинна бути сплачена ППБ до АР за відповідний період щодо невідповідності надання послуг з балансування.

7.5.2. АР на щомісячній основі надсилає через систему управління ринком платіжний документ кожному ПДП із зазначенням загальної суми, яка повинна бути сплачена ПДП до АР за відповідний період щодо невідповідності надання ДП.

7.6. Цикл рахунків та платежів для розрахунків

7.6.1. Платіжні документи для торгового дня надаються відповідним учасникам ринку на другий робочий день після цього дня.

7.6.2. Платіжні документи для торгового місяця (стосовно оплати наданих ДП) надаються відповідним учасникам ринку на п'ятий робочий день після останнього дня місяця.

7.6.3. Оплата платіжного документа з банківського рахунку учасника ринку на банківський рахунок АР здійснюється протягом одного банківського дня з дати направлення платіжного документа.

7.6.4. Оплата платіжного документа з банківського рахунку АР на банківський рахунок учасника ринку здійснюється протягом трьох банківських днів з дати направлення рахунка.

7.7. Запити платіжних документів

7.7.1. Якщо учасник ринку або ОСП (у якості АР) ініціює суперечку щодо суми, зазначеної в рахунку (запит платіжного документа), оплата повинна бути проведена згідно з платіжним документом. Якщо за результатами розгляду запиту платіжного документа будуть виявлені суми, що підлягають поверненню, учасники ринку та ОСП (у якості АР) зобов'язані здійснити перерахування надлишкових сум на відповідний рахунок.

7.7.2. За несвоєчасну оплату нараховується пеня за ставкою, що визначається відповідно до діючого законодавства.

7.7.3. Пеня нараховується на грошові суми, що представляють різницю між сплаченою сумою та сумою, визначеною після вирішення суперечки, і повинна бути сплачена ОСП (у якості АР) або сплачена йому в залежності від обставин.

7.7.4. Запит платіжного документа обробляється відповідно до чинного законодавства.

7.7.5. При розрахунках відповідно до запиту платіжного документа оплата повинна бути здійснена протягом трьох робочих днів з моменту вирішення суперечки. Після цієї дати пеня на непогашену суму нараховується за ставкою, що встановлюється відповідно до діючого законодавства.

7.8. Процедура встановлення невиконання зобов'язань учасника ринку

7.8.1. На будь-які прострочені платежі нараховуються відсотки за штрафною ставкою, що

встановлюється відповідно до чинного законодавства.

7.8.2. Крім цього, ОСП (у якості АР) застосовує положення глави 1.8 розділу I цих Правил для учасників ринку, які не виконують зобов'язання з розрахунків, передбачені цими Правилами та відповідними договорами.

7.9. Вимоги до звітності оператора системи передачі

7.9.1. ОСП виконує процедури збору даних та їх публікації, наведені в Порядку збору інформації та передачі даних. Дані завантажуються на офіційний вебсайт ОСП.

7.9.2. ОСП розробляє відповідні інтерфейси для забезпечення можливості передачі даних до платформи прозорості ENTSO-E.

7.9.3. ОСП збирає та публікує щонайменше наведені нижче дані:

1) інформацію про навантаження системи на кожний розрахунковий період, що публікується постфактум;

2) прогноз навантаження системи за кожний розрахунковий період, що публікується принаймні за дві години до «закриття воріт РДН» та оновлюється після цього кожні 8 годин;

3) сумарні прогнози споживання в системі на тиждень, місяць і рік наперед, що публікуються завчасно;

4) інформацію, що стосується недоступності інфраструктури передачі, що публікується не пізніше ніж через годину після зміни статусу доступності;

5) інформацію, що стосується заходів з управління перевантаженнями, якщо такі є;

6) прогноз загального обсягу виробництва за розрахунковий період;

7) інформацію, пов'язану з недоступністю генеруючих одиниць;

8) інформацію про фактичне виробництво електричної енергії за розрахунковий період (за наявності даних);

9) прогноз установок ВДЕ (що не продають електричну енергію гарантованому покупцю). Такі прогнози повинні бути у відкритому доступі для кожного розрахункового періоду торгового дня на 20:00 за день, що передує торговому дню, і повинні оновлюватися кожні 4 години на постійній основі для інших розрахункових періодів торгового дня;

10) обсяг резервів (за типом резерву), наданих ОСП ППБ за розрахунковий період;

11) середню ціну резерву, сплачену АР за кожен тип резерву і за розрахунковий період;

12) прийняті сумарні пропозиції на балансуєчу електричну енергію за напрямом і за розрахунковим періодом;

13) обсяг активованої балансуєчої електричної енергії на завантаження/розвантаження (у МВт) за розрахунковий період;

14) маржинальні ціни розрахунку, що визначаються АР для активованої балансуєчої енергії на завантаження/розвантаження;

15) ціни врегулювання небалансу електричної енергії за розрахунковий період;

16) сумарний небаланс електричної енергії за розрахунковий період;

17) щоденну загальну кількість кредиту/дебету від/до всіх учасників ринку для балансуєчої

енергії та небалансу електричної енергії.

Ця інформація надається українською мовою і повинна бути доступна онлайн.

7.10. Надання ринкової інформації

7.10.1. ОСП несе відповідальність за оновлення та оприлюднення у прозорій формі інформації про стан ринку електричної енергії, усвідомлюючи, що учасники ринку покладаються на таку інформацію під час здійснення господарської діяльності на ринку електричної енергії.

7.10.2. Основним джерелом інформації про стан ринку електричної енергії є інформація, що опублікована на офіційному вебсайті ОСП.

7.10.3. Уся інформація на офіційному вебсайті ОСП розміщується у вільному доступі і у зручній для завантаження формі.

7.11. Графік балансування ринку в режимі реального часу

Балансування ринку виконується в режимі реального часу кожного торгового дня зі здійсненням таких заходів у пов'язанні з ними терміни:

День	Час (київський)	Заходи
Д - 1	10:00	Публікація ОСП прогнозу навантаження на розрахунковий період та оновлення після цього кожні 8 годин.
Д - 1	20:00	Підготовка ОСП оновлених зведених прогнозів установок ВДЕ на торговий день у випадках, коли таке зобов'язання застосування передбачено положеннями глави 4.5 розділу IV цих Правил. Оновлення прогнозів кожні 4 години для інших розрахункових періодів торгового дня.
Д	За 50 хвилин до години Г	Надання остаточних повідомлень фізичного відбору/відпуску і остаточних повідомлень імпорту/експорту для розрахункового періоду.
Д	За 50 хвилин до години Г	Подання графіка виробництва/споживання ППБ ОСП.
Д	За 45 хвилин до години Г	Автоматичне інформування СВБ за допомогою системи управління ринком про остаточні повідомлення фізичного відбору/відпуску і остаточні повідомлення імпорту/експорту учасників ринку в їх групі.
Д	За 45 хвилин до години Г	Подання пропозицій на балансуєчу електричну енергію до закриття воріт балансуєчого ринку.
Д	За 15 хвилин до ОРЧ	Видача диспетчерських команд ППБ відповідно до результатів алгоритму розрахунків балансуєчого ринку.

Д+1	12:00	Публікація інформації про баланс для кожного розрахункового періоду попереднього торгового дня Д щодо відхилень роботи системи передачі в реальному часі та інших установок від прогнозу навантаження і прогнозу відпуску для ВДЕ, виконаного ОСП під час балансування в режимі реального часу в Д-1.
-----	-------	---

7.12. Графіки щомісячних розрахунків, виставлення рахунків і платежів

7.12.1. АР ініціює щоденні розрахунки на третій робочий день після торгового дня, до якого відносяться розрахунки.

7.12.2. Графіки щоденних розрахунків, виставлення рахунків і процесу платежів, а також пов'язані з ними терміни:

День	Час (київський)	Заходи
Д+2 робочі дні		Після отримання всіх необхідних даних АР здійснює щоденні розрахунки, обчислює дебет та кредит і направляє учасникам ринку щоденні звіти про розрахунки.
Д+3 робочі дні		Оплата учасниками ринку платіжних документів зі своїх банківських рахунків на банківський рахунок АР.
Д+5 робочі дні		Оплата ОСП (у якості АР) платіжних документів з банківського рахунку АР на банківські рахунки учасників ринку.

VIII. Готовність генеруючих одиниць та техніко-економічні декларації

8.1. Декларація про неготовність

8.1.1. Положення цієї глави застосовуються до учасників ринку, що представляють генеруючі одиниці. Гарантований покупець не зобов'язаний подавати декларації про неготовність для генеруючих одиниць, що він представляє.

8.1.2. У разі виходу з ладу виключно через технічні причини, пов'язані з функціонуванням або безпекою генеруючої одиниці, що повністю або частково унеможливило виробництво електричної енергії та/або надання ДП генеруючою одиницею, відповідний учасник ринку після появи такої обставини якнайшвидше надає ОСП декларацію про неготовність для торгового дня, указавши розрахункові періоди торгового дня або торгових днів, упродовж яких очікується неготовність, із зазначенням доступної потужності в кожному розрахунковому періоді торгового дня, у якому вона знижується. Копію зазначених документів учасник ринку подає ОР.

8.1.3. Декларації про неготовність повинні містити перелік причин, що призвели до неготовності.

8.1.4. Актуальна інформація, подана в деклараціях про неготовність до закриття воріт для

повідомлення фізичного відпуску/відбору (9:00 за день до торгового дня d), визначає доступну потужність генеруючих одиниць. Декларація про неготовність, подана після закриття воріт для подання відповідних графіків фізичного відпуску/відбору на торговий день, на який заявлена повна або часткова неготовність, не є підставою для подання нових графіків фізичного відпуску/відбору та не призводить до зміни фінансових зобов'язань учасника ринку.

8.1.5. Строк дії декларацій про неготовність повинен дорівнювати кількості розрахункових періодів, перерахованих у них. Такі декларації є дійсними до закінчення їх строку дії, якщо вони не будуть скасовані (відкликані) раніше відповідними учасниками ринку. Декларація перестає бути дійсною до закінчення її строку дії, якщо ОСП скасовує таку декларацію про неготовність згідно з положеннями пункту 8.2.2 глави 8.2 цього розділу.

8.1.6. Строк дії декларацій про неготовність не має стосуватися періоду часу, що передував часу подання таких декларацій про неготовність.

8.2. Неналежне подання декларацій про неготовність

8.2.1. ОСП у межах компетенції відповідно до [Закону](#) зобов'язаний перевірити, чи є подана декларація про неготовність достовірною, правильною і відповідає вимогам цих Правил та [Кодексу системи передачі](#). З цією метою після попереднього письмового повідомлення, що визначає об'єктивно необхідні строки, учасники ринку, які подали декларацію про неготовність, зобов'язані надати документи, звіти або будь-які інші необхідні докази ОСП, а також надати ОСП доступ до своїх приміщень. ОСП надає свій висновок обов'язкового характеру, що повинен бути повідомлений учаснику ринку та Регулятору.

8.2.2. ОСП має право за обґрунтованим рішенням, повідомленим учаснику ринку, скасувати декларацію про неготовність, строк дії якої не закінчився, або вважати неправомірною декларацію, строк дії якої закінчився, якщо виявляє, що така декларація не відповідає дійсності та/або є неправильною або була подана з порушенням вимог цих Правил. Протягом п'яти діб з дати отримання такого рішення учасник ринку має право оскаржити ОСП рішення про скасування декларації про неготовність. ОСП приймає остаточне обґрунтоване рішення щодо такого оскарження впродовж п'яти робочих днів з моменту подачі оскарження. У разі неспроможності сторін дійти згоди подальше вирішення суперечки відбувається у встановленому законодавством порядку. Остаточне рішення щодо оскарження повідомляється в письмовій формі учаснику ринку.

8.2.3. У випадку прийняття рішення щодо скасування декларації про неготовність або визнання такої декларації неприйнятною ОСП повинен повідомити про це ОР та Регулятора.

8.3. Повідомлення про намір зупинити нормальне функціонування генеруючих одиниць

Якщо учасник ринку має намір зупинити нормальне функціонування генеруючої одиниці або вивести з експлуатації генеруючу одиницю, або призупинити її роботу на певний період, то він щонайменше за 6 місяців до бажаної дати припинення нормальної роботи такої генеруючої одиниці подає ОСП декларацію про намір зупинити нормальне функціонування з докладним викладенням причин, дати зупинення нормальної роботи генеруючої одиниці і періоду, протягом якого така робота буде зупинена. Копію зазначених документів учасник ринку подає ОР.

8.4. Техніко-економічна декларація ППБ, який представляє генеруючу одиницю

8.4.1. ОСП повинен володіти актуальною інформацією щодо кількості запланованих генеруючих одиниць та доступних/готових до планування одиниць у разі будь-яких дефіцитів та профіцитів, що можуть виникнути.

8.4.2. Зазначена інформація є необхідною для оцінки енергетичного балансу (наприклад, випадки необхідності додаткового резерву), а також для планування оцінки балансу системи (зокрема відхилення напруги і системні обмеження). Таким чином, інформація повинна бути доступна для кожної ТКО.

8.4.3. Якщо положення, що містяться в цій главі, не узгоджуються з положеннями [Кодексу системи передачі](#), при врегулюванні відносин, описаних у цій главі, застосовуються положення цих Правил.

8.4.4. Інформація, що міститься в цьому розділі, є необхідною для фінансового обліку зобов'язань і винагород у результаті участі ППБ на балансуєчому ринку в реальному часі і ринку ДП, а також для вирішення будь-яких суперечок, що можуть виникнути під час виконання цих Правил.

8.4.5. Техніко-економічна декларація повинна бути доступною для ОСП у будь-який час відповідно до [Кодексу системи передачі](#). ОСП має право покладатися на точність наданої інформації. Особистою відповідальністю ППБ є гарантування актуальності і достовірності даних, представлених у техніко-економічній декларації.

8.4.6. Техніко-економічна декларація включає такі параметри готовності:

1) планове відключення в очікуваних періодах як неготовність через технічне обслуговування/ремонт, у форматі:

неготовий з: дд/мм/рррр гг:хх;

готовий з: дд/мм/рррр гг:хх;

2) короткострокове відключення (незаплановане відключення), час, коли готовність буде відновлено, у форматі:

неготовий з: дд/мм/рррр гг:хх;

готовий з: дд/мм/рррр гг:хх;

3) тривалість пуску одиниці в разі санкціонованого відключення «до нуля» (наприклад, прийняття заявки від генеруючої одиниці), мінімальний період, необхідний для відновлення генерації, у форматі:

мінімальний нульовий час: гг:хх;

4) тривалість відключення одиниці в разі санкціонованого включення «з нуля» (наприклад, шляхом прийняття пропозиції від генеруючої одиниці), мінімальний період, необхідний на відключення до нуля, у форматі мінімальний ненульовий час: гг:хх.

Для генеруючої одиниці декларація повинна містити мінімальний технічний рівень генерації (далі - МТРГ) у МВт.

8.4.7. Для генеруючої одиниці техніко-економічна декларація повинна містити такі швидкісні параметри:

1) швидкість на завантаження (МВт/хв) від 0 до МТРГ;

2) швидкість на завантаження (МВт/хв) вище МТРГ;

3) швидкість на розвантаження з рівня (МВт/хв) вище МТРГ до МТРГ;

4) швидкість на розвантаження (МВт/хв) від МТРГ до 0.

8.4.8. Техніко-економічна декларація повинна містити такі максимальні операційні обмеження, що пов'язані з гідростанціями та іншими технологіями, де є обмеження в паливі:

1) максимальний обсяг постачання у МВтЧгод;

2) максимальний період постачання у форматі: гг:хх.

8.4.9. Техніко-економічна декларація повинна містити такі вимоги, що є повідомленнями, необхідними учаснику ринку перед виконанням дій, передбачених [Кодексом системи передачі](#):

1) повідомлення для відхилення від 0 у форматі: гг:хх;

2) повідомлення для надання пропозиції у форматі: гг:хх.

8.4.10. Техніко-економічну декларацію може бути змінено в будь-який час. Вона також може бути змінена після прийняття ОСП остаточного повідомлення фізичного відпуску/відбору, але якщо зміна не вплине на умови, на яких остаточне повідомлення фізичного відпуску/відбору прийнято.

IX. Надзвичайна ситуація в об'єднаній енергетичній системі України

9.1. Призупинення ринку електричної енергії у випадку надзвичайної ситуації

9.1.1. Оголошення ОСП про надзвичайну ситуацію в ОЕС України здійснюється згідно з положеннями Кодексу системи передачі.

9.1.2. ОСП повідомляє всіх учасників ринку про настання надзвичайної ситуації на власному офіційному вебсайті, зазначивши при цьому перший розрахунковий період, для якого настає надзвичайна ситуація, та направляє відповідне повідомлення всім учасникам ринку. Розрахунок на термін надзвичайної ситуації здійснюється відповідно до глави 9.2 цього розділу, а врегулювання надзвичайної ситуації в ОЕС України здійснюється згідно з [Кодексом системи передачі](#).

9.1.3. ОСП направляє всім учасникам ринку та публікує на власному офіційному вебсайті відповідне повідомлення про припинення надзвичайної ситуації в ОЕС України, зазначивши останній розрахунковий період, для якого розрахунки здійснюються з урахуванням глави 9.2 цього розділу, що повинен бути не раніше ніж через 3 години з часу, коли зроблено повідомлення про припинення дії надзвичайної ситуації.

9.2. Компенсація за роботу в надзвичайній ситуації

9.2.1. У разі настання надзвичайної ситуації розрахунок плати за небаланс та балансуючу електричну енергію здійснюється відповідно до середньої за попередні 30 днів до оголошення надзвичайної ситуації ціни на розвантаження та завантаження.

9.2.2. У разі тривалості надзвичайної ситуації в ОЕС України більше 24 годин зобов'язання учасників ринку та АР щодо відповідальності за небаланси та оплати балансуючої енергії, визначені цими Правилами, припиняють свою дію на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.

АР після припинення надзвичайної ситуації в ОЕС України, що тривала більше 24 годин,

розраховує фактичні витрати, понесені кожним учасником ринку під час надзвичайної ситуації в ОЕС України, відповідно до його дій згідно з положеннями [Кодексу системи передачі](#) та [Правил про безпеку постачання електричної енергії](#), затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 27 серпня 2018 року № 448, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 19 вересня 2018 року за № 1076/32528, та виставляє відповідні платежі всім учасникам ринку для компенсації таких витрат.

9.2.3. Якщо учасник ринку не згоден з розрахунками, здійсненими відповідно до пункту 9.2.2 цієї глави, і вважає, що він поніс додаткові витрати для підтримки ОСП при виконанні його заходів, направлених на вирішення надзвичайної ситуації, або йому нараховано більшу плату ніж належить, він має право подати обґрунтовану претензію ОСП та направити копію Регулятору шляхом застосування процесу запиту платіжного документа.

Х. Прикінцеві та перехідні положення

10.1. До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) на ринку ДП запроваджуються граничні ціни надання ДП із забезпечення РПЧ, РВЧ та РЗ.

10.2. До настання події, зазначеної у главі 10.1 розділу Х цих Правил, подача цінових пропозицій стосовно надання ДП із забезпечення РПЧ, РВЧ та РЗ, що перевищують граничну ціну, розраховану відповідно до цих Правил, забороняється.

10.3. У разі подання цінових пропозицій на надання ДП із забезпечення РПЧ, РВЧ та РЗ, що перевищують граничні ціни, розраховані для відповідного періоду, такі заявки відхиляються.

10.4. ОСП розраховує окремо граничні ціни для різних аукціонів на ДП з урахуванням таких вимог:

- 1) для річного аукціону щороку до проведення річного аукціону;
- 2) для квартального аукціону щокварталу до проведення квартального аукціону;
- 3) для місячного, тижневого та добового аукціонів щомісяця до проведення відповідного аукціону.

10.5. Граничні ціни, розраховані для річного аукціону, діють протягом календарного року, на який проводиться відповідний аукціон.

Граничні ціни, розраховані для квартального аукціону, діють протягом кварталу, на який проводиться відповідний аукціон.

Граничні ціни, розраховані для місячного, тижневого та добового аукціонів, діють протягом місяця, на який проводяться відповідні аукціони.

10.6. Граничну ціну на кожний вид ДП ОСП оприлюднює за 15 календарних днів до проведення відповідного аукціону.

10.7. Гранична ціна надання ДП із забезпечення РПЧ, РВЧ та РЗ на завантаження визначається за формулою

$$PR_{FCR}^{+} = PR_{dam} \times \left(\frac{PPI}{100\%} \right),$$

де Pr_{dam}

- ціна електричної енергії на ринку електричної енергії України, що визначається ОСП як середньозважена ціна електричної енергії, яка склалася на РДН за останні 12 місяців, що передують місяцю, у якому проводиться аукціон на ДП на відповідний плановий період, грн/МВт·год. Протягом періоду, що дорівнює кількості місяців до кінця календарного року з дати запровадження нового ринку електричної енергії, та наступного календарного року для всіх аукціонів на ДП (річний, квартальний, місячний, тижневий та добовий) Pr_{dam} визначається як середньозважена ціна продажу електричної енергії виробниками в Оптовий ринок електричної енергії України (ділі - ОРЕ) (без урахування електричної енергії, проданої ВАД в ОРЕ) за 12 місяців, що передують місяцю, попередньому до місяця проведення першого аукціону на ДП;

PPI

- індекс цін виробників промислової продукції відповідно до основних прогностичних макропоказників економічного і соціального розвитку України (сценарій 2) на відповідний рік, схвалених постановою Кабінету Міністрів України, %.

10.8. Гранична ціна надання ДП із забезпечення РПЧ, РВЧ та РЗ на розвантаження визначається за формулою

$$Pr_{FCR}^{-} = Pr_{dam} \times K \times \left(\frac{PPI}{100\%} \right),$$

де K - коефіцієнт, що визначається як співвідношення суми платежів за маневреність та за робочу потужність, нарахованих виробникам, які працюють за ціновими заявками, до вартості електричної енергії, проданої в ОРЕ виробниками, що працюють за ціновими заявками, за 12 місяців, що передують місяцю, попередньому до місяця проведення першого аукціону на ДП.

10.9. Під час проведення аукціонів на ДП ОСП оприлюднює на власному офіційному вебсайті розраховану граничну ціну.

10.10. У термін до 30 квітня 2020 року включно ППБ зобов'язані надати на балансуєчому ринку заявки/пропозиції щодо балансуєчої електричної енергії стосовно кожної одиниці ППБ по обладнанню, що перебуватиме в роботі на день Д, на завантаження не менше ніж 10 % від її встановленої (номінальної) потужності, приведені до розрахункового періоду, та на розвантаження не менше 5 % від її встановленої (номінальної) потужності, приведені до розрахункового періоду.

10.11. Протягом першого року функціонування ринку "на добу наперед" електричної енергії для виробників електричної енергії, крім мікро-, міні-, малих гідроелектростанцій та електричних станцій, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, у кожному розрахунковому періоді доби постачання гранична нижня межа обов'язкової заявки щодо продажу електричної енергії на РДН становить 10 відсотків від сумарного обсягу відпуску електричної енергії всіма одиницями відпуску такого виробника в цьому розрахунковому періоді. ОСП забезпечує щодакдану перевірку дотримання учасниками ринку вимоги цього абзацу та повідомляє Регулятору про випадки її порушення учасниками ринку.

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

До синхронізації ОЕС України з об'єднаннями енергетичних систем держав - членів Європейського Союзу (Європейське співтовариство операторів магістральних мереж в електроенергетиці ENTSO-E) учасники ринку у своїх заявках на балансуєчу електричну енергію зобов'язані вказувати ціну не менше від значення 70 % від ціни на РДН на цей розрахунковий період та не більше 115 % від ціни на РДН на цей розрахунковий період.

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

{Пункт 10.11 розділу X в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2485 від 26.11.2019}

10.12. **Пункт 7.3.1** глави 7.3 розділу VII цих Правил набирає чинності 01 березня 2020 року. У термін до 30 квітня 2020 року включно виставлення рахунків за небаланси електричної енергії здійснюється щодавно протягом місяця або відповідно до окремого рішення ОСП.

ОСП формує рішення щодо позапланового виставлення рахунків за небаланси електричної енергії у разі виникнення у СББ небалансу електричної енергії, що перевищує 15 % від визначених ОСП обсягів небалансів.

10.13. Для забезпечення функціонування ринку електричної енергії у термін до 30 квітня 2020 року включно ОСП має право на договірних засадах залучати третіх осіб для формування даних комерційного обліку.

10.14. У термін до 30 квітня 2020 року включно:

учасники ринку електричної енергії, які виконують функції постачальників послуг комерційного обліку, у термін до 10:00 дня Д+1 мають забезпечити передачу даних комерційного обліку до ОСП у макетах 30917, 30818, 30817, 30900;

ОСП забезпечує обробку даних комерційного обліку електричної енергії, отриманих від постачальників послуг комерційного обліку та передачу даних до АР. Агрегацію даних по учасниках ринку, областях обліку та ОЕС України, отриманих від постачальників послуг комерційного обліку, здійснює ОСП. ОСП має право встановити додатковий формат надання постачальниками послуг комерційного обліку даних комерційного обліку електричної енергії та порядок визначення додаткових (віртуальних) ТКО, АКО, для яких є ОСП, що розробляються ОСП та оприлюднюються на офіційному вебсайті ОСП;

усі учасники ринку (виробники, ОСР та ОСП), які мають акт впровадження в експлуатацію АСКОВЕ або АСОВЕ відповідно до реєстру ДП «Енергоринок», можуть виконувати функції постачальників послуг комерційного обліку. До 28 червня 2019 року ОСП реєструє всіх учасників ринку (виробників, операторів систем розподілу та оператора системи передачі), які мають акт впровадження в експлуатацію АСКОВЕ або АСОВЕ відповідно до реєстру операторів АСКОВЕ, у якості постачальників послуг комерційного обліку. У разі відмови учасника ринку виконувати функції постачальника послуг комерційного обліку такий учасник ринку зобов'язаний надати до ОСП заяву в довільній формі щодо скасування реєстрації такого учасника ринку у якості постачальника послуг комерційного обліку.

{Правила в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1168 від 24.06.2019}

**Начальник
Управління енергоринку**

Ю. Власенко