



**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У
СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
ПОСТАНОВА
14.03.2018 № 307**

Про затвердження Правил ринку

Відповідно до законів України [«Про ринок електричної енергії»](#), [«Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»](#) Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, ПОСТАНОВЛЯЄ:

1. Затвердити [Правила ринку](#), що додаються.
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її опублікування в офіційному друкованому виданні - газеті «Урядовий кур'єр», та вводиться в дію з 01 липня 2019 року, крім [глав 1.3-1.16](#) розділу I Правил ринку, які вводяться в дію з 01 квітня 2019 року.

Голова НКРЕКП

Д. Вовк

ПРАВИЛА РИНКУ

I. Загальні положення

1.1. Визначення термінів

1.1.1. 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 ОЕС України.

1.1.2. У цих Правилах терміни вживаються у таких значеннях:

ENTSO-E - європейська мережа операторів системи передачі електричної енергії;

автоматичний резерв відновлення частоти - вид допоміжної послуги. Централізована і часто автоматична послуга, вторинне регулювання або САРЧП. Використовується з метою відновлення частоти системи та для усунення помилки області регулювання. Заміщує резерв підтримки частоти з метою його наявності для балансування знов;

адміністратор комерційного обліку - юридична особа, яка забезпечує організацію та адміністрування комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, а також виконує функції центральної агрегації даних комерційного обліку;

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

аудитор правил ринку - аудитор, визначений адміністратором розрахунків для проведення аудиту правил ринку;

аукціон на допоміжні послуги - добові, тижневі, місячні, квартальні, річні аукціони для придбання резервів та послуги із забезпечення відновлення функціонування об'єднаної енергетичної системи України після системної аварії;

аукціонна платформа на допоміжні послуги - електронна інформаційна система на базі веб-технологій, яку використовує оператор системи передачі для організації і проведення аукціонів на допоміжні послуги;

баланс енергії - фізичний збіг виробленої та спожитої енергії в межах розрахункового періоду відповідно до принципів, наведених у [Кодексі системи передачі](#), затвердженому постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 309 (далі - Кодекс системи передачі);

балансируюча енергія - електрична енергія для балансування попиту та пропозиції;

банківський рахунок учасника ринку - банківський рахунок учасника ринку в уповноваженому банку, який використовується для фінансових розрахунків учасників ринку з адміністратором розрахунків;

величина врегулювання - будь-які розбіжності у розрахунках, що здійснюються адміністратором розрахунків, після оновлення сертифікованих даних комерційного обліку, що врегульовуються відповідно до [додатка 1](#) до цих Правил;

вимоги до резервів - вимоги до резерву підтримки частоти, автоматичного резерву відновлення частоти, ручного резерву відновлення частоти або резерву заміщення (окремо на завантаження та розвантаження) для кожного розрахункового періоду торгового дня, що придбаваються оператором системи передачі;

відбір - відібрана електрична енергія з системи передачі або з системи розподілу в точці комерційного обліку для покриття витрат власного споживання, що не покриває власне виробництво;

врегулювання небалансів електричної енергії - вчинення стороною, відповідальною за баланс, правочинів щодо купівлі-продажу електричної енергії з оператором системи передачі в обсягах небалансів електричної енергії за цінами небалансів електричної енергії, визначеними відповідно до цих Правил;

втрати в системі розподілу - витрати електричної енергії, що виникли в системі розподілу в результаті забезпечення навантаження в точці комерційного обліку, в якій здійснюється відбір/відпуск електричної енергії даної системи розподілу;

гарантійна установа - кредитна установа, призначена для покриття будь-якого дефіциту учасника ринку, що набув статусу «дефолтний» через його неспроможність покрити свої фінансові зобов'язання, що виникли за результатами його участі в ринку, крім зобов'язань, що виникають за результатами ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку;

гарантійний випадок - відсутність оплати виставлених адміністратором розрахунків рахунків небалансу електричної енергії в терміни, передбачені договором про врегулювання небалансів електричної енергії та вимогами цих Правил;

генеруюча одиниця - окремий об'єкт електроенергетики, для якого визначено точку комерційного обліку, та окремий об'єкт електроенергетики (генераторна одиниця, блок, сукупність блоків), що визначений як такий, що надає допоміжні послуги;

дата припинення - дата, з якої учасник ринку припиняє свої зобов'язання щодо виконання положень цих Правил;

декларація про неготовність - інформація, надана учасником ринку оператору системи передачі у разі виходу з ладу через технічні причини, пов'язані з функціонуванням або безпекою генеруючої одиниці, що повністю або частково унеможливорює виробництво електроенергії та/або надання допоміжних послуг генеруючою одиницею;

деталі аукціону на допоміжні послуги - характеристики аукціону на допоміжні послуги (продукт, день проведення аукціону на допоміжні послуги, строки повідомлення про результати аукціону на допоміжні послуги, терміни оскарження, час відкриття та закриття воріт);

диспетчерська інформаційно-адміністративна система - модуль системи управління ринком, через яку оператор системи передачі видає диспетчерські команди ППБ та збирає інформацію для моніторингу відповідності ППБ диспетчерським командам;

диспетчерська команда - команда в режимі реального часу оператора системи передачі постачальнику послуг балансування по кожній одиниці постачання послуг з балансування збільшити/зменшити електричне навантаження, характеристики якої визначаються відповідно до керівництва балансуючого ринку;

договір про врегулювання небалансів електричної енергії - договір, відповідно до якого здійснюється врегулювання небалансів електричної енергії та відповідно до якого кандидат в учасники ринку приєднується до цих Правил;

загальне навантаження - споживання у МВт·г усіма представниками навантаження об'єднаної енергетичної системи України;

закриття воріт балансуючого ринку - часові межі для подачі пропозиції на балансуючу електричну енергію. Після цього часу жодна зміна поданих пропозицій на балансуючу електричну енергію учасниками ринку є неможливою;

закриття воріт на платформі для повідомлення резервів - 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 генеруючій одиниці або диспетчеризованому навантаженню;

запит платіжного документа - спір, який виник у учасника ринку щодо суми, зазначеної в одній або більше позиціях рахунку-фактури;

zareєстрована потужність - максимальна потужність, призначена для обмеження, яку генеруюча одиниця може витримати, як заявлено відповідним учасником ринку відповідно до зареєстрованих експлуатаційних характеристик;

zareєстровані експлуатаційні характеристики - характеристики генеруючої одиниці, які були підтверджені під час кваліфікації допоміжних послуг, що надаватимуться постачальниками допоміжних послуг, на відповідність вимогам [Кодексу системи передачі](#);

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

звіт про фінансові гарантії - звіт, що встановлює величину зобов'язань учасника ринку щодо фінансової гарантії, яка повинна бути надана оператором системи передачі;

зона - відокремлені зони балансування, визначені за синхронними областями області регулювання оператором системи передачі відповідно до [Кодексу системи передачі](#);

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

керівництво з балансування ринку - документ, що деталізує усі процеси балансування ринку та є додатком до цих Правил;

керівництво з виставлення рахунків - документ, що містить формати рахунків та є додатком до цих Правил;

керівництво з допоміжних послуг - технічні інструкції, які визначають деталі щодо придбання допоміжних послуг і перевірку закупівлі, включаючи деталі щодо характеристик кожної допоміжної послуги відповідно до положень [Кодексу системи передачі](#), та є додатком до цих Правил;

клірингова установа - кредитна установа, яка призначена оператором системи передачі для здійснення всіх банківських операцій з метою платежів/зборів учасників ринку, розрахованих адміністратором розрахунків, за результатами їх участі на ринку електричної енергії;

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

недіючий учасник ринку - учасник ринку, який не може виконувати свої зобов'язання відповідно до цих Правил у разі форс-мажору;

облікові рахунки - рахунки, на яких адміністратор розрахунків обліковує небаланси електричної енергії, фінансові гарантії, оплату за невідповідність, оплату за послуги з диспетчеризації, вартість врегулювання, нарахування по загальносупільних обов'язках, по збірному рахунку, а також нарахування за балансуєчу електричну енергію по кожному учаснику ринку;

обов'язки для забезпечення загальносупільних інтересів - обов'язки, покладені на учасників ринку відповідно до чинного законодавства;

одиниця постачання послуг з балансування - генеруюча одиниця або диспетчеризоване навантаження, які зареєстровані в реєстрі постачальників послуг балансування і мають технічні можливості надати послуги з балансування;

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

оплата платіжного документа - повний платіж усіх коштів, визначених у рахунку;

остаточна договірною позиція - розрахована кожною стороною, відповідальною за баланс, сума обсягу енергії, яка буде вироблена або спожита сумарно всіма членами її балансуєчої групи;

остаточне повідомлення експорту - остаточне повідомлення, яке зробив учасник ринку відповідно до своїх зобов'язань з експортної торгівлі по кожному міждержавному перетину;

остаточне повідомлення імпорту - остаточне повідомлення, яке подав учасник ринку відповідно до своїх зобов'язань з імпорту по кожному міждержавному перетину;

остаточне повідомлення фізичного відбору - остаточне повідомлення, яке подав учасник ринку відповідно до своїх зобов'язань з відбору;

остаточне повідомлення фізичного відпуску - зареєстровані обсяги виробництва енергії після закриття воріт внутрішньодобового ринку за кожною генеруючою одиницею;

остаточний розрахунковий документ - документ, що надсилає адміністратор розрахунків кожному учаснику ринку, який містить дані, які використовувались для розрахунку небалансу електричної енергії, у тому числі кредит/дебет у результаті участі на ринку (окрім як на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку);

остаточний акт звірки розрахунків - остаточний акт звірки розрахунків, який надсилає адміністратор розрахунків кожному учаснику ринку, що містить дані, які використовуються для звірки грошових потоків та для звірки власних грошових потоків;

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

плата за готовність - одиниця ціни, за якою винагороджується кожний тип допоміжної послуги;

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

платформа для повідомлення резервів - платформа, якою управляє оператор системи передачі, на якій всі постачальники допоміжних послуг для виграшу потужності резерву за результатами аукціонів на допоміжні послуги повинні повідомити відповідні величини для всіх розрахункових періодів кожного торгового дня по кожній генеруючій одиниці або диспетчеризованому навантаженню;

повідомлення резерву - процес, у якому постачальник допоміжних послуг для виграшу потужності резерву за результатами аукціонів на допоміжні послуги повинен повідомити відповідні величини для всіх розрахункових періодів кожного торгового дня по кожній генеруючій одиниці або диспетчеризованому навантаженню;

послуга з балансування - послуга, що пропонується постачальниками послуг з балансування оператору системи передачі з метою забезпечення достатніх обсягів електричної потужності та 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;

послуга із забезпечення відновлення функціонування об'єднаної енергетичної системи України після системної аварії - послуга з відновлення роботи системи передачі або частини системи передачі після повного або часткового погашення/знеструмлення, після системної аварії;

постачальник - суб'єкт господарювання, який здійснює продаж електричної енергії за договором постачання електричної енергії споживачу;

права на міждержавний перетин - права на міждержавний перетин, який відноситься до учасника ринку за результатами відповідного аукціону, проведеного відповідно до порядку проведення електронних аукціонів з розподілення пропускнуої спроможності міждержавних електричних мереж;

представник навантаження - учасник ринку, що споживає електричну енергію з системи передачі або системи розподілу;

прогноз ВДЕ - прогноз, зроблений гарантованим покупцем для електричної енергії, яка буде відпущена генеруючими одиницями виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії із використанням альтернативних джерел енергії, в яких він купує електричну енергію за «зеленим» тарифом;

прогноз споживання - прогноз загального навантаження, що здійснюється оператором системи передачі;

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

пропозиція на балансуєчу електричну енергію - пропозиція постачальника послуг з балансування на збільшення або зменшення відпуску або відповідне зменшення або збільшення відбору з мережі;

пропозиція на послугу із забезпечення відновлення функціонування об'єднаної енергосистеми України після системної аварії - пропозиція на аукціоні на допоміжні послуги для надання допоміжної послуги із забезпечення відновлення функціонування об'єднаної енергосистеми України після системної аварії;

пропозиція резерву - пропозиції на завантаження та розвантаження резерву підтримки частоти, автоматичного резерву відновлення частоти, ручного резерву відновлення частоти або резерву заміщення, подані учасником ринку на відповідних аукціонах на допоміжні послуги;

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

рахунок учасника ринку - рахунок, який адміністратор розрахунків веде для кожного учасника ринку для всіх дебетів та кредитів на ринку за результатами участі в допоміжних послугах, наданні послуг з балансування та розрахунку небалансів електричної енергії;

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

резерв заміщення - вид допоміжних послуг, одна з категорій третинного резерву. Вивільнює резерв відновлення частоти (автоматичний або ручний), щоб він був доступний для балансування;

резерв підтримки частоти - один із видів допоміжних послуг (або первинне регулювання). Децентралізована автоматична послуга, яка активується в межах секунд;

резервна процедура - процес, що впроваджується відповідно до положень [глави 3.15](#) розділу III цих Правил, якщо аукціонна платформа не спроможна здійснювати свої функції належним чином;

результати аукціону на допоміжні послуги - результати аукціону на допоміжні послуги на придбання резервів та/або послуги із забезпечення відновлення функціонування

об'єднаної енергетичної системи України після системної аварії та послуги із регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора;

ринковий рахунок - рахунок учасника ринку, на якому обліковуються його ринкові операції;

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

розрахунок балансуєної енергії - розрахунок активованої балансуєної енергії, що була надана постачальнику послуг з балансування відповідно до результатів балансуєного ринку;

розрахунок допоміжних послуг - процес розрахунку (обчислення дебету/кредиту) допоміжних послуг, який здійснює адміністратор розрахунків;

ручний резерв відновлення частоти - вид допоміжної послуги та одна з категорій вторинного резерву. Це послуга, що активується в ручному режимі в межах хвилин. Повинна замінити резерв підтримки частоти, автоматичний резерв відновлення частоти. Активується в ручному режимі ОСП;

сальдована позиція - алгебраїчна різниця операцій 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 відповідно до вимог [Кодексу комерційного обліку](#), затвердженому постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 311 (далі - Кодекс комерційного обліку); для точок комерційного обліку;

система - сукупність електростанцій, електричних мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної енергії при централізованому управлінні цим режимом;

система розрахунків на ринку - підсистема системи управління ринком, що управляє процесом розрахунків;

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

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;

точка комерційного обліку - визначається відповідно до [Кодексу комерційного обліку](#) для кожної одиниці відбору та генеруючої одиниці, зокрема окремих об'єктів електроенергетики (генераторна одиниця, блок, сукупність блоків), що визначений як такий, що надає допоміжні послуги;

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

усереднена диспетчерська команда - значення, яке використовується для розрахунків, як описано в [главі 5.14](#) розділу V цих Правил;

фінансова гарантія - гарантія виконання фінансових зобов'язань, що має бути надана стороною, відповідальною за баланс, оператору системи передачі для забезпечення розрахунків за небаланси електричної енергії;

форс-мажор - обставини непереборної сили, що будуть визнані такими згідно з документом, виданим Торгово-промисловою палатою України;

ціна пропозиції - ціна, надана учасником ринку для відпуску/відбору енергії, для надання балансувальної енергії або для надання допоміжних послуг.

1.1.3. Інші терміни та визначення вживаються в цих Правилах у значеннях, наведених у [Господарському кодексі України](#), законах України [«Про ринок електричної енергії»](#), [«Про електронні документи та електронний документообіг»](#), [«Про електронний цифровий підпис»](#), [«Про платіжні системи та переказ коштів в Україні»](#), [Правилах ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку](#), затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 308 (далі - Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку) та інших нормативно-правових актах.

1.2. Визначення скорочень

1.2.1. 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;

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.

1.3. Учасники ринку

1.3.1. Учасниками ринку електричної енергії є:

1) виробники;

2) електропостачальники;

3) трейдери;

4) ОСП;

5) ОСР;

6) ОР;

7) Гарантований покупець;

8) споживачі, які провадять свою діяльність на ринку електричної енергії у порядку, передбаченому цими Правилами та [Законом України](#) «Про ринок електричної енергії» (далі - Закон).

1.3.2. Учасники ринку можуть виконувати одну або декілька з наведених нижче ролей: СВБ, АР, АКО, ПДП, ППБ.

1.4. Забезпечення виконання цих Правил

1.4.1. ОСП (також в якості АР і АКО) повинен виконувати положення цих Правил згідно з умовами наявної у нього ліцензії, бере участь у ринку електричної енергії України відповідно до [Закону](#).

1.4.2. Для суб'єктів господарювання, перерахованих у підпункті 1.3.1 глави 1.3 цього розділу (крім споживачів, які купують електроенергію за договором постачання електричної енергії споживачу) обов'язковою умовою участі в ринку електричної енергії є укладення договору про врегулювання небалансів електричної енергії з ОСП, типова форма якого є [додатком 1](#) до цих Правил.

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

1.4.4. Заява про укладення договору про врегулювання небалансів електричної енергії має містити такі дані:

- 1) повне найменування кандидата в учасники ринку відповідно до Єдиного державного реєстру юридичних осіб, фізичних осіб-підприємців та громадських формувань;
- 2) повне найменування згідно з установчими документами, місцезнаходження кандидата в учасники ринку (адреса, телефон та/або факс, електронна пошта), код за ЄДРПОУ/реєстраційний номер облікової картки платника податків, індивідуальний податковий номер згідно з даними реєстру платників податку;
- 3) вид діяльності (виробник, електропостачальник, трейдер, споживач, ОСР) кандидата;
- 4) відомості про укладений учасником ринку договір про передачу електричної енергії (для постачальника та споживача);
- 5) відомості про укладений учасником ринку договір про розподіл електричної енергії (для споживача, що приєднаний до ОСР);
- 6) відомості про ліцензію(її) кандидата в учасники ринку (за наявності);
- 7) ідентифікатор учасника ринку (СВБ), у якого він бажає зареєструватися в якості члена його балансувальної групи, якщо кандидат в учасники ринку бажає делегувати свою фінансову відповідальність за небаланс такому учаснику ринку, разом з відповідною письмовою згодою цього учасника ринку (СВБ) прийняти його до балансувальної групи, для якої він є СВБ.

Керівництво, що є додатком до цих Правил, встановлює детальні вимоги щодо надання даних, інформації та документів. Ці вимоги повинні бути доступними для всіх кандидатів в учасники ринку на сайті ОСП.

1.4.5. Після отримання заяви, зазначеної в підпункті 1.4.4 глави 1.4 цього розділу, ОСП повинен:

- 1) перевірити повноту та правильність заповнення заяви про укладення договору про врегулювання небалансів електричної енергії та у разі відсутності підстав для відхилення заяви впродовж 3 робочих днів після отримання заяви про укладення договору про

врегулювання небалансів електричної енергії внести кандидата до реєстру учасників ринку та призначити йому відповідний ідентифікатор;

2) у разі відхилення заяви про укладення договору про врегулювання небалансів електричної енергії впродовж 3 робочих днів повідомити кандидата кандидату про те, що його заява була відхилена із зазначенням причини відмови, і відправити копію повідомлення Регулятора.

1.4.6. Відхилення заяви кандидата в учасники ринку може бути здійснене винятково у випадках:

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

1.4.7. При виникненні суперечки щодо того, чи може кандидат в учасники ринку приєднатися до цих Правил, Регулятор розглядає її відповідно до правил врегулювання спорів, що виникають між суб'єктами господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг. Якщо Регулятор приймає рішення на користь кандидата в учасники ринку, такий кандидат в учасники ринку має право приєднатися до цих Правил, а ОСП повинен внести кандидата до реєстру учасників ринку у строки, передбачені пунктом 1.4.5 глави 1.4 цього розділу.

1.5. Реєстр учасників ринку

1.5.1. АР створює і підтримує в актуальному стані (шляхом оприлюднення на веб-сайті ОСП) реєстр учасників ринку, який включає найменування, прізвища, імена та по батькові (якщо учасником ринку є фізична особа-підприємець), місцезнаходження, ідентифікатори учасників ринку і ролі кожного учасника ринку.

1.6. Управління даними учасників ринку

1.6.1. Учасник ринку несе відповідальність за правильність та достовірність усіх даних, які він надав у процесі реєстрації в якості учасника ринку відповідно до пункту 1.4.4 глави 1.4 цього розділу.

1.6.2. Якщо в будь-який час учасник ринку бажає змінити будь-яку інформацію, яка наведена в його заяві про укладення договору про врегулювання небалансів електричної енергії, або дані учасника ринку перестають бути точними і повними з будь-яких причин, такий учасник ринку повинен повідомити АР у найкоротший строк до або у разі неможливості - після настання таких змін і надати відповідні підтвердження.

1.7. Порядок створення, реєстрації та припинення функціонування балансуєчих груп

1.7.1. Усі учасники ринку, крім споживачів, що купують електричну енергію за договорами постачання електричної енергії споживачу, несуть відповідальність за свої небаланси електричної енергії, для чого кожен учасник ринку має стати СВБ або передати свою відповідальність іншій СВБ шляхом входження до її балансуєчої групи.

1.7.2. Об'єднання учасників ринку у балансуєчі групи здійснюється на добровільній договірній основі шляхом укладення відповідних договорів за умови дотримання типових вимог до балансуєчої групи, визначених цими Правилами.

1.7.3. Договір, що укладається між діючою СВБ та учасником ринку, що має намір увійти до складу балансуючої групи цієї СВБ, має 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.

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

1.7.5. СВБ несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси електричної енергії всіх учасників балансуючої групи, яку вона представляє.

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

1.7.7. При бажанні здійснити зміну балансуючої групи (ввійти до нової балансуючої групи) учасник ринку має надати АР заяву щодо зміни учасником ринку балансуючої групи, ідентифікатор 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 балансуючої групи зазначається дата, на яку зміна СВБ має вступити в силу. Така зміна може бути здійснена не раніше ніж через 7 робочих днів після отримання АР такої заяви.

1.7.8. АР на підставі отриманої заяви щодо зміни учасником ринку балансуючої групи має:

- 1) забезпечити внесення інформації щодо зміни балансуючої групи учасником ринку до системи управління ринком;
- 2) повідомити учасника ринку, який ініціював зміну балансуючої 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 балансуючої групи), щодо прийнятих змін.

1.7.9. У разі виявлення невідповідностей за текстом наданої заяви та/або в результаті проведеної перевірки даних або у разі невиконання/неналежного виконання учасником ринку, який ініціює зміну балансуючої 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 балансуючої групи), вимог, викладених у пункті 1.7.7 глави 1.7 цього розділу, АР повідомляє про це такого учасника ринку та повертає заяву на адресу, зазначену в заяві, разом із відповідними обґрунтуваннями в термін до 3 робочих днів з моменту отримання такої заяви від

учасника ринку. Після виправлення виявлених АР невідповідностей учасник ринку може повторно звернутись із заявою до АР.

1.7.10. У разі якщо учасник ринку не може здійснити зміну СВБ у вказаний у заяві час, що призведе до неврегулювання 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.

1.7.11. Підставою для відмови учаснику ринку у зміні балансуючої групи є неукладення договорів, передбачених вимогами цих Правил.

1.7.12. Учасниками ринку, які мають бути СВБ і не можуть бути зареєстрованими в балансуючих групах за іншою СВБ, є ОСП, ОСР, ОР та гарантований покупець.

1.7.13. ОСП може в односторонньому порядку поновити дію договорів про врегулювання небалансів електричної енергії для всіх учасників балансуючої групи, що входять до складу балансуючої групи СВБ, яка не виконує вимоги цих Правил, про що члени балансуючої групи мають бути повідомлені за 1 робочий день до настання таких змін.

1.8. Припинення зобов'язань учасників ринку

1.8.1. Учасник ринку, крім ОСП, ОР, ОСР та гарантованого покупця, може звернутися до АР щодо припинення договору про врегулювання небалансів електричної енергії з метою припинення його участі на ринку електричної енергії. АР розглядає таке звернення у строки та на умовах договору про врегулювання небалансів електричної енергії.

1.8.2. Учасник ринку, крім ОСП, гарантованого покупця та ОР, може в будь-який час відповідно до цих Правил надіслати АР повідомлення про припинення зобов'язань. Такий учасник ринку припиняє бути зобов'язаним дотримуватись вимог цих Правил о 00:00 на 5 робочий день після дня виконання усіх наведених нижче вимог:

1) будь-які суми, які такий учасник ринку має сплатити відповідно до цих Правил, сплачені таким учасником ринку;

2) немає неусунутих на дату останнього торгового дня, зазначеного в повідомленні про припинення зобов'язань, 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 або які були б порушені у випадку, якщо такий учасник ринку перестає дотримуватись цих Правил щодо останнього торгового дня, зазначеного в повідомленні про припинення зобов'язань.

1.8.3. Учасник ринку, який подає повідомлення про припинення зобов'язань, повинен негайно повідомити АР про виконання вимог, зазначених у пункті 1.8.2 цієї глави, із зазначенням у такому повідомленні дати, на яку було виконано останню таку вимогу.

1.8.4. Після отримання повідомлення від учасника ринку відповідно до підпункту 1.8.3 цієї глави АР упродовж 3 робочих днів інформує учасника ринку про дату, з якої учасник ринку припиняє виконувати ці Правила.

1.8.5. Незалежно від положень пункту 1.8.4 цієї глави АР або (у залежності від обставин) учасник ринку, який подав повідомлення про припинення зобов'язань, продовжує нести відповідальність за умови виконання положень цих Правил перед іншим учасником ринку за:

- 1) будь-які суми, які були або які підлягають виплаті відповідно до цих Правил щодо будь-якого періоду, до дати, з якої учасник ринку припиняє виконувати ці Правила;
- 2) будь-які неусунуті порушення будь-якого положення цих Правил (якщо таке порушення не було усунуто).

1.9. Невиконання зобов'язань

1.9.1. Учасник ринку набуває статусу «Переддефолтний» при настанні принаймі 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 не надавав, не підтримував, не збільшував та не поновлював фінансові гарантії у необхідному обсязі відповідно до розділів II та VI цих Правил.

1.9.2. 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 повідомлення про набуття учасником ринку статусу «Переддефолтний» на веб-сайті АР;
- 3) призупиняє реєстрацію ДД щодо продажу електричної енергії учасником ринку;
- 4) кожного дня (о 18:00) скасовує реєстрацію ДД щодо продажу електричної енергії учасником ринку із статусом «Переддефолтний» 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.

1.9.3. Учасник ринку набуває статусу «Дефолтний» при настанні принаймні однієї з таких подій або обставин:

- 1) тривалість статусу «Переддефолтний» для учасника ринку становила більше 2 робочих днів;
- 2) якщо 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 або зупинення дії ліцензії учасника ринку.

1.9.4. При набутті статусу «Дефолтний» АР вживає до такого учасника ринку вказані нижче заходи на період існування такого статусу:

- 1) надсилає учаснику ринку та Регулятору повідомлення про набуття учасником ринку статусу «Дефолтний»;
- 2) опубліковує повідомлення про набуття статусу «Дефолтний» учасником ринку на веб-сайті АР;
- 3) призупиняє реєстрацію ДД щодо продажу електричної енергії учасникам ринку;
- 4) скасовує реєстрацію ДД щодо продажу електричної енергії учасникам ринку;
- 5) якщо учасник ринку також виступає в якості постачальника (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](#), затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312 (далі - Правила роздрібного ринку).

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), які 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.

1.9.5. Після повідомлення про набуття учасником ринку статусів «Переддефолтний» або «Дефолтний» АР ініціює такі дії:

- 1) СВБ такого учасника ринку має бути повідомлена належним чином, щоб вжити відповідних заходів щодо цього учасника ринку відповідно до положень договору між СВБ та учасником ринку;
- 2) контрагенти в рамках ДД учасника ринку повинні бути повідомлені відповідним чином, щоб вжити відповідних заходів проти нього, як визначено їх ДД.

1.10. Адміністратор розрахунків

1.10.1. АР реєструє учасників ринку, СВБ, ПДП і ППБ, отримує через ОСП і утримує дані щодо резервів, остаточні повідомлення фізичного відпуску та остаточні повідомлення фізичного відбору учасників ринку і позиції СВБ, 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 і грошові потоки відповідно до цих Правил і здійснює усі фінансові розрахунки відповідно до [розділу V](#) цих Правил.

1.10.2. АР не має у власності генеруючих потужностей та не здійснює торгівлю електричною енергією з метою отримання прибутку. АР повинен володіти і управляти власними рахунками, щоб мати можливість виконувати зазначені обов'язки.

1.10.3. На запит від Регулятора, ОСП і ОСР АР надає відповідну інформацію та несе відповідальність за перевірку того, що учасник ринку має або буде мати потужності, про які учасник ринку буде повідомляти у своїх даних.

1.10.4. Учасники ринку повинні надавати АР інформацію, яку АР вимагає для цілей пункту 1.10.3 цієї глави, і тим самим дають згоду на розкриття ОСП і ОСР цих даних, якщо вони не належать до конфіденційної інформації згідно з цими Правилами. Строк надання інформації, встановлений АР, має бути не менше 10 робочих днів.

1.10.5. АР відповідає за інформування усіх учасників ринку щодо переліку уповноважених банків, визначених Кабінетом Міністрів України, для проведення всіх фінансових розрахунків учасників ринку з ОСП (в якості АР), передбачених цими Правилами та [Законом](#), шляхом його оприлюднення на своєму веб-сайті і повинен постійно підтримувати цей перелік в актуальному стані.

1.11. Оператор системи передачі

1.11.1. ОСП, зокрема, несе відповідальність за функціонування системи передачі і фізичне балансування системи передачі відповідно до умов [Кодексу системи передачі](#). ОСП перевіряє можливість планування мережевих обмежень і здійснює купівлю/продаж балансуєної енергії на ринкових недискримінаційних і прозорих засадах та забезпечує функціонування балансуєного 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 збирає з учасників ринку плату за послуги з передачі та послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (після затвердження Регулятором). ОСП видає EIC-коди відповідно до процесів ENTSO-E. Детальні процедури визначені в інструкції з користування системою управління ринком.

1.11.2. ОСП не має права провадити діяльність з купівлі-продажу електричної енергії, окрім 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 власних генеруючих потужностей або торгувати електричною енергією з метою отримання прибутку.

1.11.3. ОСП повинен мати власні банківські рахунки і управляти ними для проведення операцій з метою виконання обов'язків, зазначених у пункті 1.11.1 цієї глави.

1.11.4. ОСП відповідає за прогнозування загального навантаження на загальнодержавному рівні для того, щоб виконувати свої обов'язки з балансування.

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

1.11.6. ОСП повинен публікувати всю інформацію, що стосується роботи системи, відповідно до Порядку збору та передачі даних щодо функціонування ринку електричної енергії для оприлюднення на платформі прозорості ENTSO-E.

1.12. Оператор системи розподілу

1.12.1. ОСР несуть відповідальність за експлуатацію систем розподілу у місцях провадження господарської діяльності, що визначаються при видачі ліцензії Регулятором.

1.12.2. ОСР дозволено купувати/продавати електричну енергію лише для компенсації втрат у власних системах розподілу. ОСР не мають права володіти генеруючими потужностями або здійснювати торгівлю електричною енергією з метою отримання прибутку.

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

1.13. Адміністратор комерційного обліку

1.13.1. АКО здійснює адміністрування відносин щодо комерційного обліку відповідно до умов цих Правил і Кодексу комерційного обліку. АКО реєструє постачальників послуг комерційного обліку, ТКО, авторизовані системи обліку, подає цю інформацію АР відповідно до строків, визначених Кодексом комерційного обліку та цими Правилами, створює та управляє відповідними базами даних.

1.14. Система управління ринком

1.14.1. Система управління ринком управляє всіма процесами, виконує всі необхідні розрахунки, реєструє всі ринкові дані і результати та має забезпечувати:

- 1) прогнозування загального навантаження;
- 2) проведення аукціонів на придбання резервів;
- 3) повідомлення результатів аукціонів на допоміжні послуги;
- 4) адміністрування остаточних повідомлень фізичних відпусків/відборів;
- 5) адміністрування графіків виробництва/споживання;
- 6) подання пропозицій на балансуєчу електричну енергію;
- 7) визначення доступної пропускної спроможності та аукціонної платформи з розподілу пропускної спроможності;
- 8) кліринг на балансуєчому ринку;
- 9) проведення розрахунків за небаланси електричної енергії;
- 10) механізми видачі команд з балансування в режимі реального часу;

- 11) проведення розрахунків на ринку (виконання всіх розрахункових процесів), включаючи адміністрування остаточних позицій СВБ, та розрахунку розмірів дебетів/кредитів рахунків учасників ринку;
- 12) систему обміну інформації з учасниками ринку і необхідні бази даних;
- 13) ведення реєстрів учасників ринку з можливістю зазначення їх відповідних ролей;
- 14) інтерфейс і зв'язок з програмним забезпеченням РДН і ВДР, якими управляє ОР;
- 15) інтерфейс і зв'язок з системою прогнозування виробництва електричної енергії з ВДЕ, що продають електричну енергію гарантованому покупцю за «зеленим» тарифом, яка працює в близькому до реального часу режимі, управління якою здійснює гарантований покупець;
- 16) адміністрування комерційного обліку;
- 17) інтерфейс з системою диспетчерського управління і збору даних (SCADA);
- 18) інтерфейс та зв'язок з платформою моніторингу Регулятора;
- 19) інтерфейс та зв'язок з платформою прозорості ENTSO-E.

1.14.2. ОСП в якості відповідального оператора системи управління ринком повинен вибирати, встановлювати, експлуатувати і підтримувати таку систему управління ринком відповідно до положень цих Правил. Система управління ринком повинна бути повністю сумісною з операціями, передбаченими цими Правилами.

1.14.3. Система управління ринком повинна підтримувати загальноприйняті принципи належної комерційної практики, має бути заснована на сучасних, придатних і надійних інформаційних і комунікаційних технологіях і повинна відповідати суворим специфікаціям щодо безперебійної роботи, підвищеної надійності і цілісності інформації.

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

1.14.5. ОСП має забезпечити безперебійне функціонування системи управління ринком.

1.14.6. Учасники ринку мають право на доступ до інформації, що міститься в базах даних системи управління ринком, яка їх безпосередньо стосується. Відповідні процедури детально описані в керівництві системи управління ринком.

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

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

1.15. Системи обміну інформацією учасників ринку

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

1.15.2. ОСП визначає відповідні протоколи обміну даними для того, щоб учасники ринку могли зв'язуватись з програмним забезпеченням управління ринком, та публікує такі протоколи обміну даними на власному веб-сайті.

1.15.3. Кожен учасник ринку повинен відповідати вимогам системи управління ринком і забезпечити встановлення відповідного комп'ютерного і мережевого обладнання, що дозволить здійснювати обмін даними між АР і АКО та учасником ринку згідно з цими Правилами. ОСП повинен надати учасникам ринку технічні параметри комп'ютерного і мережевого обладнання.

1.15.4. Кожен учасник ринку несе відповідальність за надійність і безпеку свого комп'ютерного обладнання, за організацію телефонного та факсимільного обладнання у своїх приміщеннях, необхідного для зв'язку з АР і ОСП.

1.15.5. Усі дані, необхідні для здійснення розрахунків, повинні подаватися АР різними суб'єктами відповідно до положень цих Правил.

1.15.6. АР веде облік усіх даних розрахунків.

1.15.7. Усі дані розрахунків повинні зберігатись щонайменше 5 років.

1.15.8. Учасники ринку, ОСП (також в якості АР) повинні докладати всіх зусиль для забезпечення передачі інформації, яка здійснюється відповідно до цих Правил, у формі і за допомогою засобів, зазначених у протоколах обміну даними.

1.15.9. Якщо ОСП (також в якості АР) або будь-який інший учасник ринку з будь-яких причин не можуть використовувати рекомендовані засоби зв'язку, то кожен із них погоджується вжити усіх можливих заходів для забезпечення передачі інформації в строки, зазначені в цих Правилах.

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

1.16. Банківський рахунок учасника ринку

1.16.1. Кожен учасник ринку повинен відкрити та підтримувати банківський рахунок учасника ринку в одному з уповноважених банків, визначених Кабінетом Міністрів України, перелік яких опублікований АР відповідно до пункту 1.10.5 глави 1.10 цього розділу, який використовується для всіх фінансових операцій учасника ринку з ОСП.

1.16.2. ОСП і ОСР повинні відкрити і підтримувати відповідні банківські рахунки (банківський рахунок ОСП і банківські рахунки ОСР відповідно) у певному банку, зазначеному АР, для забезпечення всіх фінансових операцій учасника ринку з ОСП (в якості АР).

1.16.3. ОСП повинен відкривати і підтримувати відповідні банківські рахунки (банківський рахунок ОСП) у певному банку, зазначеному АР, які повинні використовуватися для всіх фінансових операцій учасників ринку з ОСП (в якості АР).

1.17. Доступ до цих Правил

1.17.1. ОСП оприлюднює ці Правила та додатки до них на своєму веб-сайті у форматі, в якому їх можна легко завантажити. ОСП забезпечує наявність на веб-сайті актуальної редакції цих Правил та додатків до них із всіма змінами та доповненнями, затвердженими Регулятором.

1.18. Внесення змін до цих Правил

1.18.1. ОСП (в якості АР), Регулятор або учасники ринку можуть ініціювати внесення змін та доповнень до цих Правил.

1.18.2. Учасник ринку як ініціатор змін/доповнень подає ОСП як адміністратору цих Правил та Регулятору свої зауваження та пропозиції щодо внесення змін до цих Правил у вигляді порівняльної таблиці, яка містить редакцію відповідних положень (пунктів, підпунктів, абзаців, тощо) чинних Правил та редакцію із запропонованими змінами та пояснювальною запискою з обґрунтуванням необхідності внесення змін до цих Правил.

1.18.3. ОСП розглядає пропозиції щодо змін/доповнень до цих Правил не більше 14 днів. За результатами розгляду ОСП оприлюднює подання з пропозиціями учасника ринку та свій попередній висновок щодо них (за наявності) на офіційному веб-сайті ОСП і пропонує учасникам ринку та іншим заінтересованим особам надати свої зауваження та пропозиції до подання протягом визначеного строку, але не більше 30 днів з дня оприлюднення.

1.18.4. 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 пропозицій про зміни/доповнення до цих Правил протягом 3 робочих днів з дня проведення узгоджувальної наради надається Регулятору.

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

1.19. Аудит роботи системи управління ринком

1.19.1. ОСП (в якості АР) повинен гарантувати, що система управління ринком проходить перевірку кваліфікованою незалежною аудиторською компанією з метою визначення її відповідності цим Правилам.

1.19.2. У разі виникнення суперечки щодо правильності результатів аудиту системи управління ринком аудитор правил ринку інформує про це Регулятора. У такому випадку Регулятор приймає рішення щодо правильності функціонування системи управління ринком.

1.19.3. Вибір аудитора правил ринку здійснюється ОСП на основі технічного завдання, яке розробляється ОСП, і за результатами тендеру, які ОСП доводяться до відома Регулятора.

Аудит правил ринку проводиться раз на рік. Аудит правил ринку також може бути ініційовано Регулятором.

1.19.4. Метою аудиту правил ринку є встановлення факту і ступеня дотримання положень цих Правил щодо розрахунків та виставлення рахунків у межах періоду, якого стосується аудит правил ринку.

1.19.5. Аудит правил ринку включає:

1) подання або створення учасниками ринку постійних і періодичних даних, які використовуються у зв'язку з цими Правилами;

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

3) системи, процеси та процедури, які використовуються і застосовуються учасниками ринку з метою або у зв'язку з діями зазначеними у підпунктах 1 та 2 цього пункту.

1.19.6. Аудитор правил ринку не зобов'язаний повідомляти про питання, істотність яких знаходиться поза межами технічного завдання.

1.19.7. ОСП (в якості АР) має право у будь-який час запросити аудитора правил ринку провести позачерговий аудит правил ринку.

1.19.8. ОСП (в якості АР) з урахуванням положень пункту 1.19.5 цієї глави встановлює технічне завдання для аудиту правил ринку та надає його для розгляду Регулятору.

1.19.9. При встановленні і зміні умов послуги для аудиту правил ринку і при визначенні технічного завдання аудиту правил ринку ОСП (також в якості АР) повинен урахувати:

1) необхідність і доцільність вирішення питань централізовано;

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

1.19.10. Технічне завдання повинно включати:

1) потрібний обсяг робіт, який аудитор правил ринку повинен виконати для цілей аудиту правил ринку;

2) форму і періодичність звітів про результати;

3) будь-які інші питання, які АР вважає за необхідне розглянути під час аудиту правил ринку.

1.19.11. ОСП (в якості АР) може змінювати технічне завдання аудиту правил ринку кожного року і протягом року в разі необхідності.

1.19.12. ОСП (в якості АР) на вимогу Регулятора надає йому копію технічного завдання проведення аудиту правил ринку.

1.19.13. Договір щодо аудиту правил ринку має містити умови стосовно вимог від аудитора правил ринку:

- 1) розкрити ОСП (в якості АР) наявність і характер усіх аудиторських доручень аудитора правил ринку, наданих будь-якою стороною;
- 2) дозволити зовнішнім аудиторам кожного учасника ринку підтримувати зв'язки з аудитором правил ринку;
- 3) терміново повідомляти про всі істотні проблеми щодо питань, які становлять предмет аудиту правил ринку;
- 4) виконати зобов'язання про конфіденційність у такій формі, яка може обґрунтовано вимагатись АР.

1.19.14. ОСП (в якості АР) повинен вживати таких заходів (відповідно до підпункту 2 пункту 1.19.13 цієї глави), які будь-який учасник ринку може обґрунтовано запитувати для забезпечення співпраці аудитора правил ринку із зовнішніми аудиторами такого учасника ринку.

1.19.15. Якщо інше не встановлено ОСП (в якості АР), результати аудиту правил ринку мають бути викладені в аудиторських звітах.

1.19.16. Аудиторські звіти відправляються Регулятору та ОСП (також в якості АР) і повинні включати висновки аудитора правил ринку.

1.19.17. Аудитор правил ринку надає аудиторські звіти Регулятору і ОСП (також в якості АР).

1.19.18. Аудитор правил ринку та ОСП (також в якості АР) готують версію аудиторських звітів для оприлюднення, яка не повинна містити інформацію, яку ОСП (також в якості АР) не має права розкривати відповідно до глави 1.21.

1.19.19. ОСП (в якості АР) оприлюднює на своєму веб-сайті версію аудиторських звітів, зазначену в пункті 1.19.18 цієї глави.

1.19.20. Без шкоди для будь-яких конкретних прав доступу, передбачених в інших документах, кожний учасник ринку повинен надати аудитор правил ринку інформацію (із збереженням конфіденційності) щодо систем, специфікацій на системи та інших документів, що використовуються цим учасником ринку для виконання своїх зобов'язань і функцій в якості учасника ринку.

1.19.21. На письмову вимогу аудитора правил ринку кожний учасник ринку повинен негайно надати аудитор правил ринку письмову заяву про всі невирішені на той момент суперечки, що стосуються торгівлі відповідно до цих Правил, такого учасника ринку або які, як вважає відповідний учасник ринку, можуть виникнути та, імовірно, будуть стосуватись такого учасника ринку (за умови дотримання будь-яких зобов'язань про конфіденційність, обов'язкових для такого учасника ринку).

1.19.22. АР доручає відповідним учасникам ринку провести коригувальні заходи, які може вимагати АР після отримання аудиторських звітів.

1.20. Форс-мажор

1.20.1. Під форс-мажором розуміють надзвичайні та невідворотні за даних умов обставини, які об'єктивно унеможливають виконання зобов'язань будь-якого учасника ринку, передбачених умовами цих Правил.

1.20.2. 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 сторін, що не входять до положень цих Правил (страйки, саботаж, локаут, вибухи та вихід з ладу чи пошкодження машин та устаткування, оголошена чи неоголошена війна, масові безпорядки, піратство тощо);
- 3) регламентовані умови відповідних рішень та акти державних органів влади (ембарго, заборона (обмеження) експорту/імпорту тощо).

1.20.3. Строк виконання зобов'язання учасника ринку, який підпав під вплив 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.

1.20.4. Учасник ринку, у якого виникла ситуація неможливості виконання вимог цих Правил, повинен негайно за допомогою будь-якого засобу зв'язку повідомити ОСП та Регулятора про настання форс-мажору протягом установленого строку (не пізніше ніж через 2 робочі дні з моменту виникнення форс-мажору), а також надати у письмовій формі офіційне підтвердження настання надзвичайних подій та обставин. Неповідомлення або несвоєчасне повідомлення про неможливість виконання прийнятих за цими Правилами зобов'язань позбавляє відповідного учасника ринку права посилатися на будь-яку вищевказану обставину як на підставу, що звільняє від відповідальності за невиконання вимог за цими Правилами.

1.20.5. У найкоротший строк після настання події, яка представляє собою форс-мажор, учасники ринку, на яких поширилася дія цих обставин, повинні обговорити і погодити продовження своєї роботи відповідно до цих Правил і [Кодексу системи передачі](#).

1.20.6. Будь-який учасник ринку не звільняється від виконання жодних зобов'язань, які виникли перед настанням форс-мажору, що викликав призупинення виконання зобов'язань за цими Правилами.

1.20.7. Наявність обставин форс-мажору підтверджується відповідною довідкою Торгово-промислової палати України.

1.21. Конфіденційність

1.21.1. 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 лише 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 підтвердження учасником ринку письмового зобов'язання цього покупця/продавця щодо дотримання конфіденційності);

зовнішніх професійних консультантів або радників (після прийняття такими консультантами письмового зобов'язання щодо дотримання конфіденційності);

будь-яких банків або фінансових установ, від яких такий учасник ринку, що розкриває інформацію, намагається отримати або отримує фінансування (після прийняття таким банком або фінансовою установою письмового зобов'язання щодо дотримання конфіденційності);

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

1.21.2. Положення цього пункту не застосовуються до будь-якої інформації, яка на момент розкриття вже перебувала у відкритому доступі.

1.21.3. Положення цього пункту є обов'язковими для учасників ринку, незважаючи на те, що учасник ринку більше не виконує ці Правила.

1.22. Валюта

1.22.1. Усі платежі відповідно до положень цих Правил здійснюються у гривні, включаючи ПДВ.

1.23. Юрисдикція

1.23.1. Тлумачення і виконання цих Правил та будь-які суперечки, які можуть виникнути під час виконання учасниками ринку цих Правил, розглядаються відповідно до законодавства України. Юрисдикція судів України поширюється на всі правовідносини та будь-який юридичний спір, які можуть виникнути у зв'язку з виконанням учасниками ринку цих Правил.

1.24. Керівництва

1.24.1. Керівництва, визначені в цих Правилах, є додатками до цих Правил.

1.25. Облікові записи сторін

1.25.1. Для кожного учасника ринку програмне забезпечення повинно створювати і підтримувати один обліковий запис, який передбачає, зокрема, наявність таких даних: один обліковий запис виробництва та/або один обліковий запис відбору, та/або один обліковий запис імпорту, та/або один обліковий запис експорту, та/або один обліковий запис СВБ, та/або один обліковий запис надання ДП, та/або один обліковий запис надання послуг з балансування тощо.

1.25.2. Програмне забезпечення повинно передбачати наявність запису втрат у системі передачі (для ОСП) і записів втрат у системі розподілу (для відповідних ОСР).

1.26. Обліковий запис відпуску

1.26.1. На кожному обліковому записі відпуску для кожної генеруючої одиниці, зареєстрованої за учасником ринку, ОСП записує наведені нижче дані для кожного розрахункового періоду щодо:

- 1) пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження і розвантаження, пропозиції резерву та інших техніко-економічних декларацій (відповідно до розділу VIII), поданих виробниками на кожну генеруючу одиницю ППБ відповідно до положень розділів III і IV цих Правил;
- 2) розподілених ДП по кожній генеруючій одиниці за кожним типом резерву по кожному ПДП відповідно до положень розділу V;
- 3) прийнятих пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження і розвантаження відповідно до положень розділу IV;
- 4) запусків і зупинок генеруючих одиниць відповідно до команд ОСП;
- 5) усіх відхилень відповідно до команд ОСП за результатами балансуєчого ринку.

1.26.2. На кожному обліковому записі відпуску для кожної генеруючої одиниці, зареєстрованої за учасником ринку, АКО записує для кожного розрахункового періоду відповідні сертифіковані дані комерційного обліку.

1.26.3. На кожному обліковому записі відпуску для кожної генеруючої одиниці, зареєстрованої за учасником ринку, АР веде записи для кожного розрахункового періоду остаточних фізичних повідомлень, які було заявлено відповідним учасником ринку.

1.27. Обліковий запис відбору

1.27.1. У кожному обліковому записі відбору ОСП реєструє для кожного розрахункового періоду вказані нижче дані щодо:

- 1) пропозицій на балансуєчу електричну енергію на завантаження/розвантаження і пропозицій резерву, наданих диспетчеризованим навантаженням, що зареєстровані на обліковому записі відбору відповідно до їх реєстрації як ППБ, відповідно до положень розділів II та III цих Правил;
- 2) прийнятої балансуєчої електричної енергії на завантаження/розвантаження і наданих резервів на кожний вид резерву за диспетчеризованим навантаженням, що зареєстровані на обліковому записі відбору, відповідно до положень розділів II та III цих Правил.

1.27.2. На кожному обліковому записі відбору АКО реєструє для всіх зареєстрованих одиниць відбору сертифіковані дані комерційного обліку і направляє агреговані по кожному учаснику ринку дані АР для здійснення розрахунків.

1.27.3. На кожному обліковому записі відбору АР реєструє для кожного розрахункового періоду:

- 1) остаточне повідомлення фізичного відбору, заявлене відповідним учасником ринку;
- 2) усі відхилення відповідно до команд, що видаються ОСП для диспетчеризованого навантаження, зареєстрованого на обліковому записі відбору, відповідно до роботи балансуючого ринку;
- 3) СВБ, за якою зареєстровано учасника ринку, якому належить відповідний обліковий запис відбору.

1.28. Обліковий запис імпорту

1.28.1. На обліковому записі імпорту, зареєстрованому за учасником ринку, ОСП реєструє для кожного розрахункового періоду і окремо для кожного міждержавного перетину такі дані щодо:

- 1) остаточного повідомлення про імпорт, поданого до системи управління ринком, після перевірки відповідних прав на використання міждержавного перетину;
- 2) загальних прав на використання міждержавного перетину в напрямку імпорту, які учасник ринку отримав за результатами всіх аукціонів (річного, місячного, добового, внутрішньодобового);
- 3) СВБ, за якою зареєстровано учасника ринку, якому належить рахунок імпорту.

1.29. Обліковий запис експорту

1.29.1. На обліковому записі експорту, зареєстрованому за учасником ринку, ОСП реєструє для кожного розрахункового періоду і окремо для кожного міждержавного перетину такі дані щодо:

- 1) остаточного повідомлення про експорт, яке подане до системи управління ринком, після перевірки відповідних прав на використання міждержавного перетину;
- 2) загальних прав на використання міждержавного перетину в напрямку експорту, які учасник ринку отримав за результатами всіх аукціонів (річного, місячного, добового, внутрішньодобового);
- 3) СВБ, за якою зареєстровано учасника ринку, якому належить рахунок експорту.

1.30. Обліковий запис сторони, відповідальної за баланс

1.30.1. На кожному обліковому записі СВБ для кожного учасника ринку, представленого відповідною СВБ, АР реєструє для кожного розрахункового періоду всі відповідні дані, описані в главах 1.26-1.29 цього розділу.

1.30.2. Для кожного облікового запису СВБ АР розраховує позицію СВБ на основі сум даних відповідно до глави 5.16 розділу V цих Правил.

1.30.3. ОСП утримує відповідний обліковий запис СВБ для розрахунків втрат у системі передачі і розрахунків міждержавних перетоків.

1.30.4. ОСР утримують відповідні облікові записи СВБ винятково для розрахунків втрат у відповідних системах.

1.31. Реєстри одиниць генерації та відбору

1.31.1. ОСП (в якості АКО) і, залежно від ситуації, постачальники послуг комерційного обліку будуть підтримувати централізовані реєстри АКО, визначені в главах 1.32-1.36 цього розділу, щодо точок комерційного обліку.

1.32. Реєстр генеруючих одиниць

1.32.1. ОСП веде реєстр генеруючих одиниць, що містить таку інформацію для кожної генеруючої одиниці, безпосередньо підключеної до системи передачі або системи розподілу, з встановленою потужністю вище 1 МВт:

- 1) місцезнаходження;
- 2) контактні дані оператора генеруючої одиниці;
- 3) зареєстровані експлуатаційні характеристики генеруючої одиниці відповідно до [Кодексу системи передачі](#) або [Кодексу системи розподілу](#), затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310 (далі - Кодекс системи розподілу), включаючи інформацію щодо декларацій про неготовність;
- 4) ідентифікаційні дані ТКО, в якій обліковується кількість енергії, виробленої цією генеруючою одиницею;
- 5) обліковий запис відпуску учасника ринку, якому належить генеруюча одиниця;
- 6) обліковий запис СВБ, за якою зареєстровано рахунок виробництва учасника ринку, якому належить ця генеруюча одиниця.

1.32.2. Технічні та експлуатаційні вимоги, що стосуються зареєстрованих експлуатаційних характеристик генеруючих одиниць, встановлені [Кодексом системи передачі](#) та Кодексом системи розподілу.

1.32.3. Кожен учасник ринку несе відповідальність за достовірність поданих ОСП даних (у якості АР і АКО). ОСП (у якості АР і АКО) несе відповідальність за реєстрацію наданих і отриманих даних від учасників ринку з метою забезпечення повноти і своєчасного оновлення реєстру генеруючих одиниць.

1.32.4. Реєстрація учасником ринку нової генеруючої одиниці не може бути здійснена, доки відповідні дані в реєстрі генеруючих одиниць не будуть повними і оновленими, як того вимагає ОСП.

1.32.5. Якщо учасник ринку має намір стати зареєстрованим учасником ринку нової або існуючої генеруючої одиниці, він гарантує ОСП, що має відповідні права бути зареєстрованим, і надає ОСП необхідну підтверджуючу інформацію, яку ОСП може обґрунтовано вимагати.

1.32.6. Якщо ОСП стає відомо, що генеруюча одиниця була зареєстрована на учасника ринку, який не має права реєструвати генеруючу одиницю, тоді ОСП за погодженням із

Регулятором анулює таку реєстрацію генеруючої одиниці. Коригування за попередні періоди не для розрахункових періодів, протягом яких була чинною неправильна реєстрація, не здійснюється.

1.32.7. Зміни реєстрації вступають в силу з першого розрахункового періоду з дати внесення змін до реєстраційних даних.

1.33. Реєстр диспетчеризованого навантаження

1.33.1. ОСП веде реєстр диспетчеризованого навантаження, що містить таку інформацію для кожного диспетчеризованого навантаження:

- 1) місцезнаходження;
- 2) контактні дані оператора диспетчеризованого навантаження;
- 3) зареєстровані експлуатаційні характеристики диспетчеризованого навантаження відповідно до [Кодексу системи передачі](#) або Кодексу системи розподілу;
- 4) ідентифікаційні дані ТКО, в якій обліковується кількість енергії, відібраної цим диспетчеризованим навантаженням;
- 5) обліковий запис відбору учасника ринку, до якого відноситься диспетчеризоване навантаження;
- 6) обліковий запис СВБ, за якою зареєстровано обліковий запис відбору учасника ринку, за яким зареєстроване це диспетчеризоване навантаження.

1.33.2. Технічні та експлуатаційні вимоги, що стосуються зареєстрованих експлуатаційних характеристик диспетчеризованого навантаження, встановлені [Кодексом системи передачі](#) та Кодексом системи розподілу.

1.33.3. Кожен учасник ринку несе відповідальність за забезпечення повноти і достовірності поданих ОСП (також в якості АР і АКО) даних щодо диспетчеризованого навантаження. ОСП (також в якості АР та АКО) несе відповідальність за реєстрацію наданих і отриманих даних від учасників ринку з метою забезпечення повноти і своєчасного оновлення реєстру диспетчеризованого навантаження.

1.33.4. Реєстрація учасником ринку нового диспетчеризованого навантаження не здійснюється, доки відповідні дані в реєстрі диспетчеризованого навантаження не будуть повними і оновленими, як того вимагає ОСП.

1.33.5. Якщо учасник ринку має намір стати зареєстрованим учасником ринку нового або існуючого диспетчеризованого навантаження, він гарантує ОСП, що має відповідні права бути зареєстрованим, і надає ОСП будь-яку підтверджуючу інформацію, яку він може обґрунтовано вимагати.

1.33.6. Якщо ОСП стає відомо, що диспетчеризоване навантаження було зареєстроване на учасника ринку, який не має на це права, то ОСП за погодженням із Регулятором анулює таку реєстрацію диспетчеризованого навантаження. Коригування за попередні періоди для розрахункових періодів, протягом яких була чинною неправильна реєстрація, не здійснюється.

1.33.7. Зміна в реєстрації вступає в силу з першого розрахункового періоду з дати внесення змін до реєстраційних даних.

1.34. Реєстр постачальників послуг з балансування

1.34.1. ОСП веде реєстр постачальників послуг з балансування, що містить таку інформацію:

- 1) адресу;
- 2) контактні дані операторів ППБ;
- 3) чи є ППБ генеруючою одиницею або диспетчеризованим навантаженням;
- 4) зареєстровані експлуатаційні характеристики ППБ відповідно до [Кодексу системи передачі](#) або Кодексу системи розподілу, включаючи декларації про неготовність;
- 5) здатність (у МВт) ППБ забезпечити балансуєчу електричну енергію, РПЧ, аРВЧ, рРВЧ і РЗ на завантаження/розвантаження та здатність надати ДП з регулювання напруги та ДП із забезпечення відновлення системи після системної аварії;
- 6) ідентифікаційні дані ТКО, в якій обліковується кількість енергії, відпущеної/відібраної цим ППБ;
- 7) обліковий запис виробництва/обліковий запис відбору учасника ринку, який належить ППБ.

Інформація щодо для кожного ППБ повинна відповідати інформації, що була надана ним при реєстрації ППБ як учасника ринку.

1.34.2. Кожен учасник ринку несе відповідальність за забезпечення повноти і достовірності поданих ОСП (також в якості АР і АКО) та ОСР даних. ОСП (також в якості АР і АКО) та ОСР несуть відповідальність за реєстрацію наданих і отриманих даних від учасників ринку з метою забезпечення повноти і своєчасного оновлення реєстру ППБ.

1.34.3. Інформація, зазначена в підпункті 1.34.1 цієї глави цього розділу, повинна оновлюватись ОСП на основі передкваліфікаційних випробувань, експлуатаційних випробувань і даних, зібраних під час роботи системи. Будь-яка зміна в цій інформації повинна бути доведена до відома зареєстрованого учасника ринку.

1.34.4. Зміна в реєстрації вступає в силу з першого розрахункового періоду з дати внесення змін до реєстраційних даних.

1.34.5. ОСП веде реєстр ПДП, який містить інформацію для кожного ППБ щодо його зобов'язань надати певний вид ДП відповідно до результатів аукціону або відповідно до регульованих договорів.

1.35. Реєстр одиниць відбору з системи передачі

1.35.1. ОСП веде реєстр одиниць відбору з системи передачі, що містить таку інформацію для кожної одиниці відбору, яка підключена безпосередньо до системи передачі:

- 1) місцезнаходження;
- 2) статус - «споживач» або «межа системи передачі та системи розподілу»;
- 3) будь-які технічні характеристики відповідно до Кодексу комерційного обліку;
- 4) ідентифікаційні дані ТКО;
- 5) якщо одиниця відбору є споживачем, то чи відповідає він диспетчеризованому навантаженню;
- 6) обліковий запис відбору учасника ринку, за яким зареєстровано одиницю відбору (або ОСП, якщо одиниця відбору є ТКО на межі системи передачі та системи розподілу);
- 7) обліковий запис СВБ, до якої відноситься обліковий запис відбору учасника ринку, за яким зареєстровано одиницю відбору.

1.36. Реєстр одиниць відбору з системи розподілу

1.36.1. ОСР веде реєстр одиниць відбору з системи розподілу, що містить таку інформацію для кожної одиниці відбору, яка підключена безпосередньо до системи розподілу:

- 1) місцезнаходження;
- 2) статус - «споживач», «межа системи розподілу» тощо;
- 3) будь-які технічні характеристики відповідно до Кодексу комерційного обліку;
- 4) ідентифікаційні дані ТКО;
- 5) чи відповідає одиниця відбору диспетчеризованому навантаженню;
- 6) обліковий запис відбору учасника ринку, до якого відноситься одиниця відбору;
- 7) обліковий запис СВБ, до якої відноситься обліковий запис відбору учасника ринку, за яким зареєстровано одиницю відбору.

1.37. Загальна інформація щодо реєстрів одиниць відбору

1.37.1. Кожен учасник ринку несе відповідальність за забезпечення повноти і достовірності поданих ОСП (також в якості АР та АКО), а також ОСР даних. ОСП (також в якості АР та АКО) несе відповідальність за реєстрацію наданих і отриманих даних від учасників ринку з метою забезпечення повноти і своєчасного оновлення реєстру відбору.

1.37.2. Якщо учасник ринку хоче зареєструвати нову одиницю відбору, реєстрація не повинна відбуватися до тих пір, поки всі відповідні дані реєстру одиниць відбору не будуть повними і оновленими відповідно до вимог ОСП або ОСР.

1.37.3. Щоразу, коли учасник ринку хоче зареєструвати нову або існуючу одиницю відбору, учасник ринку гарантує ОСП, що він має відповідні права бути зареєстрованим, і надає ОСП або ОСР будь-яку підтверджуючу інформацію, яку вони можуть обґрунтовано вимагати.

1.37.4. Якщо ОСП або ОСР стає відомо, що одиниця відбору була зареєстрована на учасника ринку, який не має права його реєструвати, то ОСП або ОСР за погодженням з Регулятором анулює таку реєстрацію. Коригування за попередні розрахункові періоди, протягом яких була чинною неправильна реєстрація, не здійснюється.

1.37.5. Зміна в реєстрації вступає в силу з першого розрахункового періоду з дати внесення змін до реєстраційних даних.

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 має бути відповідальність за небаланс, що може спричинити невиконання такого договору.

2.1.2. Усі учасники ринку мають право брати участь у РДД за умови, що вони дотримуються цих Правил.

2.1.3. ДД мають бути зареєстровані ОСП за процедурою реєстрації, визначеною в 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 (до 10:00 за 1 день до торгового дня). 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, що надає електричну енергію, та учасником ринку, що отримує електричну енергію.

2.1.6. Періоди постачання для щодобової реєстрації ДД ОСП мають бути погодинними для кожного розрахункового періоду торгового дня. Розрахунковий період починається з 00:00 торгового дня.

2.1.7. Обсяги електричної енергії, що купуються і продаються за цими договорами, є договірними зобов'язаннями щодо відпуску/відбору електроенергії. Відповідні відхилення повинні бути враховані при розрахунку небалансу електричної енергії відповідно до цих Правил.

2.2. Реєстрація двосторонніх договорів

2.2.1. ОСП здійснює управління електронною платформою, на якій всі учасники ринку, що здійснювали торгівлю електричною енергією на двосторонній основі, повинні зареєструвати 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 о 10:00 за 1 день до торгового дня.

2.2.3. Реєстрація ДД повинна включати 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) ідентифікатор учасника ринку, що надає електричну енергію;
- 2) ідентифікатор учасника ринку, що отримує електричну енергію;
- 3) розрахунковий період (день/місяць/рік);
- 4) добовий договірний обсяг (МВт·год);
- 5) ідентифікатор зони.

2.2.4. Обсяг електричної енергії повинен бути виражений у МВт·год з точністю до трьох знаків після коми.

2.2.5. Учасник ринку, що надає електричну енергію, та учасник ринку, що отримує електричну енергію, повинні подати повідомлення про реєстрацію ДД з обсягами електричної енергії, які мають збігтись. Учасники ринку можуть відкликати або змінювати свої зареєстровані ДД до закриття воріт реєстрації ДД. Остання інформація, отримана до закриття воріт, вважається зареєстрованим ДД.

2.2.6. Учасник ринку, що надає електричну енергію, та учасник ринку, що отримує електричну енергію, які зареєстрували обсяги купівлі-продажу електричної енергії на двосторонній основі, що збіглись між собою, отримують автоматичне повідомлення на електронній платформі з підтвердженням від ОСП, що зареєстрований договір/торговельна операція є дійсним(ою).

2.2.7. Учасники ринку, які зареєстрували неоднакові обсяги електричної енергії, отримують повідомлення про те, що надані повідомлення про реєстрацію є недійсними. Кінцеве відхилення неоднакових обсягів відбувається одразу після закриття воріт РДД (о 10:00 за 1 день до торгового дня) із зазначенням причини відхилення.

2.2.8. У керівництві з реєстрації двосторонніх договорів, що є додатком до цих Правил, описані відповідні процеси для реєстрації ДД.

2.3. Розрахунок максимальних обсягів продажу

2.3.1. Для кожного торгового дня d розраховується максимальний обсяг продажу на РДН та ВДР для СВБ g у зоні z

де

- розмір наявної у СВБ g на торговий день d фінансової гарантії;
- кількість днів, щодо яких необхідне забезпечення фінансовою гарантією у випадку створення і-им учасником ринку небалансу електричної енергії, яка визначається відповідно до часу отримання учасником ринку платіжного документа та часу, протягом якого учаснику може бути встановлений статус «Дефолтний». Для СВБ, у балансуєчій групі яких не використовуються сертифіковані дані комерційного

обліку при розрахунку небалансу електричної енергії, $N_{gr} = 5$, для інших СВБ $N_{gr} = 8$;

- медіанна ціна небалансу електричної енергії за попередні 30 днів перед торговим днем d ;
- сума залишку дебіторської заборгованості попереднього періоду;
- потужність генеруючої одиниці e , що була визначена для учасника ринку при отриманні ліцензії;
- максимальний обсяг небалансу електричної енергії для учасників ринку tr , що входять до балансуєчої групи СВБ gr , за один день за попередні 180 днів;
- максимальний обсяг споживання учасника ринку за останні 180 днів по кожній ТКО;
- коефіцієнт небалансу електричної енергії для учасника ринку за останні 180 днів;
- сумарний обсяг проданої учасником ринку електричної енергії по кожному розрахунковому періоду t у торговий день d на РДД, що був зареєстрований в електронній платформі ОСП;
- коефіцієнт, що визначає зменшення обсягу необхідної фінансової гарантії для СВБ, діяльність балансуєчих груп яких не призводить до утворення небалансу електричної енергії на ринку електричної енергії, та визначається таким чином:

якщо $tr > gr$, то
якщо $tr < gr$, то
якщо $tr = gr$, то
інакше tr ,

- сумарний небаланс усіх учасників ринку tr , що входять до балансуєчої групи СВБ gr , за останні 180/120/60 днів відповідно.

2.3.2. До 10:15 дня, що передує торговому дню кожна СВБ зобов'язана надати ОСП прогнозні максимальні обсяги продажу на РДН та ВДР, що визначені на основі даних про обсяг фактичної наявної фінансової гарантії, з розбивкою по кожному учаснику ринку, що входить до її балансуєчої групи, по кожному розрахунковому періоду t виходячи із величини наявних фінансових гарантій цієї СВБ.

2.3.3. Після отримання даних від СВБ відповідно до пункту 2.4.2 глави 2.4 цього розділу 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 цього розділу термін ОСП проводить для такої СВБ розрахунок максимальних обсягів продажу на РДН та ВДР пропорційно до обсягів продажу на РДД кожним учасником ринку, що входить до балансуєчої групи такої (таких) СВБ.

2.3.5. О 10:30 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. О 14:00 дня, що передує торговому дню, 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 у кожній зоні.

2.4. Графік фізичного відпуску

2.4.1. Учасники ринку повинні до 13:00 за 2 дні до торгового дня надати ОСП графік фізичного відпуску на поблочній основі.

2.4.2. Надані графіки фізичного відпуску мають відповідати можливостям кожного енергоблоку, для чого після відповідної перевірки дотримання таких умов кожному учаснику направляється повідомлення щодо прийняття його графіка фізичного відпуску або неприйняття із обґрунтуванням причин.

2.4.3. У разі отримання учасником ринку повідомлення про неприйняття його графіка фізичного відпуску учасник має можливість надати повторний скоригований графік фізичного відпуску ОСП до 14:00 за 2 дні до торгового дня. У разі якщо в останньому отриманому ОСП графіку фізичного відпуску буде зафіксована невідповідність вимогам пункту 2.4.2 цієї глави, усі дані стосовно відповідних енергоблоків, щодо яких було допущено невідповідність, будуть автоматично виправлені електронною платформою згідно з вимогами пункту 2.4.2 цієї глави, про що ОСП направить через електронну платформу відповідне повідомлення.

2.4.4. Після отримання результатів РДН учасники ринку до 14:00 дня, що передує торговому дню, повинні повторно подати графік фізичного відпуску із зазначенням безпосередніх точок відпуску або імпорту.

2.4.5. Графіки фізичного відпуску повинні подаватися:

- 1) для кожного генеруючого блоку;
- 2) для кожного міждержавного перетину.

2.4.6. Графіки фізичного відпуску повинні включати:

- 1) ідентифікатор учасника ринку, що надає електричну енергію;
- 2) розрахунковий період (день/місяць/рік/годину);
- 3) ідентифікаційний номер генеруючого блоку або ідентифікаційний номер міждержавного перетину;
- 4) обсяг електричної енергії, який буде вироблений або імпортований, у МВт·год до трьох знаків після коми.

2.4.7. Графіки фізичного відпуску повинні відповідати:

- 1) доступній потужності кожного генеруючого блоку, урахувавши потужність, яка була номінована (заявлена) для резервів відповідно до цих Правил;

2) відповідним правам на пропускну спроможність у напрямку імпорту через міждержавний перетин від імені учасника ринку по кожному міждержавному перетину.

2.5. Графік фізичного відбору

2.5.1. ОСР повинні до 13:00 за 2 дні до торгового дня надати ОСП графік фізичного відбору у розрізі своїх систем розподілу.

2.6. Двосторонні домовленості

2.6.1. Учасники ринку мають самостійно домовлятися та вирішувати питання щодо фінансового забезпечення своїх ДД.

2.6.2. Якщо учасник ринку, що надає електричну енергію, розриває договір через прострочену заборгованість учасника ринку, що отримує електричну енергію, учасник ринку, що надає електричну енергію, повинен негайно повідомити про це ОСП і Регулятора.

2.6.3. Якщо учасник ринку, що отримує електричну енергію, зазначений у пункті 2.6.2 цієї глави, є постачальником і Регулятор приймає рішення про виключення постачальника через його прострочену заборгованість відповідно до його ДД, що загрожує сталому функціонуванню ринку, його споживачі повинні бути передані/переведені до постачальника «останньої надії», а його контрагенти за ДД мають бути повідомлені про необхідність вжиття відповідних заходів, як це визначено їхніми двосторонніми домовленостями.

III. Допоміжні послуги

3.1. Загальні положення

3.1.1. ДП - це послуги, які ОСП закуповує у ПДП. Керівництво з допоміжних послуг та Методика моніторингу надання допоміжних послуг містять 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. [Кодекс системи передачі](#) визначає характеристики та порядок надання ДП ОСП.

3.1.2. Умови моніторингу надання ДП визначені у Методиці моніторингу надання допоміжних послуг, яка є [додатком 3](#) до цих Правил.

3.1.3. ОСП у відкритий/прозорий і недискримінаційний спосіб закуповує ДП від учасників ринку, які набули статусу ПДП. Правила, визначені у цьому розділі, мають забезпечити для ОСП доступність достатнього обсягу ДП у найбільш ефективний спосіб.

3.1.4. ДП включають:

- 1) РПЧ або первинне регулювання;
- 2) аРВЧ або автоматичне вторинне регулювання;
- 3) рРВЧ або ручне вторинне регулювання;

4) РЗ або третинне регулювання;

5) регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора;

6) відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії.

3.1.5. У ринку ДП можуть брати участь учасники ринку, що здійснюють управління генеруючими одиницями або диспетчеризованим навантаженням, які успішно пройшли процедуру реєстрації на ринку ДП, у тому числі пройшли процедуру кваліфікації постачальників ДП відповідно до [Кодексу системи передачі](#) та керівництва з допоміжних послуг і таким чином підтвердили відповідність характеристик ДП, які надаватимуться ними, на відповідність вимогам Кодексу системи передачі.

3.1.6. ДП можуть надаватися 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.

3.1.7. Генеруючі одиниці типу С та D (ознаки яких визначені [Кодексом системи передачі](#)), які збудовані після набрання чинності Кодексом системи передачі, а також генеруючі одиниці типу С та D, які перед набранням чинності Кодексом системи передачі пройшли модернізацію та/або реконструкцію, мають бути технічно спроможними надавати ДП із забезпечення РПЧ, РВЧ та РЗ та пройти кваліфікацію, яка підтвердить цю спроможність.

3.1.8. Усі учасники ринку, що є виробниками електричної енергії, повинні подавати пропозиції ОСП щодо надання ДП генеруючими одиницями, що були визначені як такі, що можуть надавати ДП при процедурі кваліфікації ПДП відповідно до [Кодексу системи передачі](#) і Керівництва з допоміжних послуг, у обсязі надання ДП, що був підтверджений на відповідність вимогам Кодексу системи передачі.

3.1.9. Учасники ринку, що здійснюють управління генеруючими одиницями типу С та D (відповідно до категорій [Кодексу системи передачі](#)), зобов'язані надавати пропозиції ДП ОСП з урахуванням можливостей надання окремих ДП такими кваліфікованими генеруючими одиницями. Участь у первинному регулюванні є обов'язковою умовою для синхронної роботи генеруючих одиниць типу В, С, D (відповідно до категорій Кодексу системи передачі) в ОЕС України. Надання пропозицій ДП для забезпечення регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора, а також із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії є обов'язковим для всіх ГЕС, сумарна приєднана потужність яких більше 200 МВт.

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

3.1.11. Визначення обсягів ДП для забезпечення регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора здійснюється за результатами фактичної активації цієї послуги.

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

3.1.13. Електрична енергія, яка виробляється або споживається під час активації ДП з регулювання частоти та активної потужності в режимі реального часу, є балансуючою енергією, а її обчислення та оплата здійснюється згідно з вимогами правил балансуючого ринку, визначених у [розділі V](#) цих Правил.

3.2. Порядок реєстрації постачальників допоміжних послуг

3.2.1. Потенційний ПДП повинен подати ОСП офіційну заяву щодо приєднання до договорів про надання відповідних ДП типові форми яких визначені у [додатках 4, 5 та 6](#) до цих Правил та включення до реєстру ПДП. Форма заяви щодо приєднання до договорів про надання відповідних ДП оприлюднюється ОСП на своєму офіційному веб-сайті.

3.2.2. До заяви щодо приєднання до договорів про надання відповідних ДП додаються такі документи:

1) свідоцтво щодо здійснення учасником ринку кваліфікації на відповідність вимогам до ДП відповідно до процедури, що визначена [Кодексом системи передачі](#) і керівництвом з допоміжних послуг;

2) розрахунок ціни на відповідну ДП відповідно до затвердженої Регулятором методики.

3.2.3. ОСП розглядає таку заяву щодо приєднання до договорів про надання відповідних ДП та не пізніше ніж через 5 робочих днів з моменту отримання відповідної заяви інформує заявника щодо повноти та коректності надання інформації. У випадку надання неповної та/або недостовірної інформації ОСП повідомляє про це потенційного ПДП, який у свою чергу повинен надати необхідну інформацію протягом 2 тижнів з моменту отримання повідомлення. У разі якщо потенційний ПДП не надав необхідну інформацію протягом цього терміну, заява щодо приєднання до договорів про надання відповідних ДП не розглядається.

3.2.4. Протягом 10 робочих днів з моменту отримання повної та коректної інформації ОСП вносить заявника до реєстру ПДП і надає доступ до електронної платформи.

3.2.5. У разі зміни інформації, зазначеної у пункті 3.2.2 цієї глави, ПДП зобов'язаний протягом 3 робочих днів надати ОСП документи з урахуванням змінених даних. Строк надання цих документів може бути продовжено за згодою ОСП.

3.3. Порядок придбання допоміжних послуг

3.3.1. На ринку ДП придбаваються такі продукти та послуги:

1) регулювання частоти та активної потужності:

РПЧ (симетричний діапазон) у межах задекларованого обсягу;

аРВЧ (симетричний діапазон) у межах задекларованого обсягу;

рРВЧ (окремо на завантаження та на розвантаження в межах задекларованого обсягу);

РЗ (30-хвилинний);

2) регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора;

3) відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії.

3.2.2. Закупівля ДП відбувається з урахуванням таких умов:

1) не пізніше певного строку (для річного аукціону на допоміжні послуги - за 20 робочих днів, для квартального аукціону на допоміжні послуги - за 10 робочих днів, для місячного аукціону на допоміжні послуги - за 5 робочих днів, для тижневого аукціону на допоміжні послуги - за 3 робочі дні) до дати проведення відповідного аукціону на допоміжні послуги ОСП визначає обсяги закупівлі ДП на відповідний період. Обсяг на річний аукціон на допоміжні послуги визначається як максимальний необхідний для закупівлі обсяг ДП;

2) якщо обсяг запропонованої ДП на відповідному аукціоні на допоміжні послуги менший ніж потреба ОСП або 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 необхідності застосування положень [частини десятої](#) статті 69 Закону України «Про ринок електричної енергії» про 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;

ПДП, щодо якого прийнято рішення Регулятора про застосування положень [частини десятої](#) статті 69 Закону України «Про ринок електричної енергії», має надати пропозицію ДП в обсязі, визначеному ОСП, та за ціною, розрахованою за затвердженою Регулятором методикою;

залишкова величина ДП, яка розраховується як різниця між заявленим ОСП обсягом для купівлі на відповідному аукціоні на допоміжні послуги та обсягом, що був фактично куплений на цьому аукціоні, має бути заявлена для купівлі ДП на наступному аукціоні ДП (після річного - на квартальному, після квартального - на місячному, після місячного - на тижневому, після тижневого - на добовому);

3) якщо обсяг запропонованої ДП на відповідному аукціоні на допоміжні послуги перевищує або дорівнює обсягу, що був визначений ОСП для купівлі, ДП розподіляються на аукціоні на допоміжні послуги за цінами пропозицій на ДП згідно з вимогами [глави 3.16](#) цього розділу.

3.3.3. Наявна потужність ПДП для подання пропозицій на резерви оцінюється на основі заявлених/задекларованих характеристик цих ПДП.

3.4. Зобов'язання оператора системи передачі щодо забезпечення функціонування ринку допоміжних послуг

3.4.1. ОСП є відповідальним за оцінку вимог, планування та використання ДП. З цією метою ОСП повинен здійснювати моніторинг/контролювати здатність учасників ринку надавати ДП відповідно до їх зареєстрованих експлуатаційних характеристик, підтверджених під час кваліфікації.

3.4.2. ОСП повинен здійснювати моніторинг надання ДП у кожному розрахунковому періоді відповідно до Методики моніторингу надання допоміжних послуг.

3.4.3. ОСП щоквартально надає Регулятору звіт щодо функціонування ринку ДП та звіт щодо деталізованої оцінки вартості ДП, як це визначено у керівництві з допоміжних послуг.

3.5. Зобов'язання постачальників допоміжних послуг

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. ПДП мають подавати ОСП пропозиції на ДП відповідно до експлуатаційних характеристик генеруючих одиниць, що були визначені як такі, що можуть надавати ДП, при процедурі кваліфікації ПДП відповідно до [Кодексу системи передачі](#).

3.6. Порядок нарахування платежів за допоміжні послуги

3.6.1. Ставка плати за готовність надання всіх ДП ПДП визначається за результатами аукціону на допоміжні послуги або відповідно до ціни, розрахованої за затвердженою Регулятором методикою, у разі прийняття Регулятором рішення про зобов'язання ПДП надавати ДП таким чином:

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

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

3.6.2. Обсяг ДП для РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ та порядок надання ДП для регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора впродовж кожного розрахункового періоду визначається за результатами аукціону на допоміжні послуги (для кожної прийнятої пропозиції, яка була отримана на аукціоні на допоміжні послуги) або відповідно до рішення Регулятора про зобов'язання ПДП надавати ДП у разі прийняття такого рішення.

3.6.3. Обсяг відповідних фактичних наданих ДП з РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ та факт надання ДП із регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора впродовж кожного розрахункового періоду розраховується за результатами моніторингу, який проводиться відповідно до Методики моніторингу надання допоміжних послуг. ПДП отримує плату за надану в розрахунковому періоді ДП, що розраховується згідно з [розділом V](#) цих Правил.

3.6.4. Керівництво з допоміжних послуг визначає деталі та правила розрахунку фактичного обсягу та якості для кожного розрахункового періоду для кожної ДП.

3.6.5. аРВЧ, рРВЧ, та РЗ активуються на балансуєчому ринку шляхом надання диспетчерських команд по відповідних пропозиціях балансуєчої електричної енергії. Таким чином, обсяги енергії, пов'язані з акцептованими пропозиціями балансуєчої електричної енергії, розглядаються при розрахунках як балансуєча електрична енергія

відповідно до розділу IV цих Правил. Обсяги енергії, що пов'язані з активацією РПЧ та регулюванням напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора, розглядаються при розрахунках як небаланс.

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

3.6.7. ПДП, що не виконав зобов'язання щодо надання законтракованих обсягів ДП, несе відповідальність згідно з умовами договору про надання відповідної ДП та відповідальність, визначену цими Правилами.

3.6.8. Ненадання або надання не в повному обсязі ДП ПДП тягне за собою нарахування платежів за невідповідність, що визначаються відповідно до цих Правил.

3.6.9. Сума коштів, що належна до сплати ОСП ПДП за відповідними договорами про надання ДП, має бути зменшена на суму платежів за невідповідність та фінансових санкцій, нарахованих ПДП.

3.6.10 Якщо протягом будь-яких 3 днів протягом року ПДП не надавав або надавав не в повному обсязі ДП відповідною генеруючою одиницею відповідно до укладеного договору про надання ДП, для такого учасника ринку встановлюється неможливість надання такою генеруючою одиницею ДП до моменту повторної кваліфікації ПДП, що включає підтвердження відповідності характеристик ДП, які надаватимуться такою генеруючою одиницею, вимогам [Кодексу системи передачі](#).

3.6.11. У випадку застосування положень пункту 3.6.10 цієї глави ОСП має підготувати відповідний звіт щодо такого випадку та надати його Регулятору.

3.7. Планування допоміжних послуг

3.7.1. ОСП до 25 жовтня кожного календарного року (перед річним аукціоном на допоміжні послуги) готує та надає Регулятору план покриття потреб у ДП щонайменше на наступний календарний рік.

3.7.2. У цьому плані ОСП враховує елементи звітів щодо достатності генеруючих потужностей та інших подібних звітів, які він повинен готувати (прогноз адекватності потужності, план ремонтів/реконструкцій тощо).

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

3.8. Вимоги до звітів щодо допоміжних послуг

3.8.1. До 01 лютого кожного календарного року ОСП повинен підготувати і подати Регулятору звіт за попередній календарний рік, який повинен включати:

1) загальну вартість ДП;

2) статистику законтракованих за результатами аукціонів на допоміжні послуги обсягів резервів (за типами резервів, за періодами закупівлі);

3) випадки готовності надання ДП;

4) випадки невиконання диспетчерських команд щодо надання таких послуг.

3.9. Дії ОСП щодо забезпечення проведення аукціонів на допоміжні послуги

3.9.1. З метою проведення аукціонів на допоміжні послуги ОСП повинен використовувати і підтримувати електронну аукціонну платформу на ДП, а також дати змогу ПДП представити пропозиції для даного аукціону на допоміжні послуги.

3.9.2. ПДП отримує доступ до аукціонної платформи на ДП відповідно до умов, визначених у керівництві з допоміжних послуг.

3.9.3. ОСП для забезпечення проведення аукціонів на допоміжні послуги виконує такі завдання:

1) управління аукціонною платформою на допоміжні послуги для проведення аукціонів на допоміжні послуги;

2) обмін даними аукціонної платформи на допоміжні послуги з системою управління ринком, принаймні для отримання переліку кваліфікованих учасників ринку (визначених як ПДП), які керують/оперують генеруючими одиницями/диспетчеризованим навантаженням і які можуть подавати на аукціони на допоміжні послуги пропозиції резерву по кожному продукту;

3) визначення вимог до резерву для всіх розрахункових періодів для кожного типу резерву для всіх торгових днів упродовж наступного року/кварталу/місяця/тижня/доби. Такі вимоги до резерву повинні бути оприлюднені на веб-сайті ОСП не пізніше ніж за 10 робочих днів до того, як відбудеться відповідний річний/квартальний/місячний аукціон на допоміжні послуги, не пізніше ніж за 3 робочі дні до того, як відбудеться відповідний тижневий аукціон на допоміжні послуги та не пізніше ніж за 1 робочий день до того, як відбудеться відповідний добовий аукціон на допоміжні послуги;

4) визначення результатів аукціонів на допоміжні послуги і повідомлення відповідних результатів аукціону учасникам ринку;

5) розгляд оскаржень результатів аукціону учасниками ринку та надання відповідей;

6) обмін даними з системою управління ринком з метою передачі результатів аукціону та інформації щодо обсягів, визначених відповідним рішенням Регулятора, та ціни на відповідну ДП відповідно до затвердженої Регулятором методики по типах резервів для проведення розрахунків.

3.10. Аукціони на допоміжні послуги

3.10.1. ОСП може проводити аукціони на допоміжні послуги для придбання ДП на добовій, тижневій, місячній, квартальній та річній основі.

3.10.2. ОСП з метою інформування учасників ринку до 01 жовтня (включно) поточного календарного року оприлюднює на своєму веб-сайті графік проведення аукціонів на допоміжні послуги, у якому зазначаються дати проведення та деталі аукціонів на допоміжні послуги на наступний календарний рік.

3.10.3. ОСП оприлюднює на своєму веб-сайті деталі аукціону на допоміжні послуги відповідно до графіка, наведеного в главі 7.13 розділу VII цих Правил.

3.10.4. Послуги із забезпечення РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ можуть виставлятися на добовому, тижневому, місячному, кварталному та річному аукціонах на допоміжні послуги.

3.10.5. Пропозиції резерву повинні бути подані на аукціонну платформу на допоміжні послуги до часу закриття воріт, зазначеного в деталях аукціону на допоміжні послуги. Подання пропозицій може здійснюватися в період з відкриття до закриття воріт відповідно до деталей аукціону на допоміжні послуги.

3.10.6. Пропозиції резерву, подані ПДП відповідно до [глави 3.14](#) цього розділу, ураховуються під час визначення результатів аукціонів на допоміжні послуги.

3.10.7. Результати аукціону оприлюднюються на веб-сайті ОСП не пізніше ніж через 30 хвилин після того, як аукціон на допоміжні послуги було завершено. Кожен ПДП повинен отримати інформацію про результати його пропозицій на допоміжні послуги відповідно до [глави 3.16](#) цього розділу не пізніше ніж через 30 хвилин після завершення аукціону.

3.10.8. ОСП може повідомити (шляхом оприлюднення на своєму веб-сайті) учасникам ринку про дати проведення аукціонів на допоміжні послуги та деталі аукціону на допоміжні послуги, які відрізняються від дат, зазначених у графіку проведення аукціонів. Обґрунтування таких змін мають бути оприлюднені на веб-сайті ОСП.

3.11. Кваліфікаційні критерії

3.11.1. ПДП можуть брати участь в аукціонах на допоміжні послуги та подавати пропозиції на допоміжні послуги, обсяг яких було визначено під час кваліфікації учасника ринку на відповідність вимогам до допоміжних послуг, відповідно до процедури, що визначена [Кодексом системи передачі](#) і керівництвом з допоміжних послуг.

3.11.2. ПДП, які зареєстровані в реєстрі ПДП, повинні подавати обов'язкові пропозиції резерву для кожного розрахункового періоду кожного торгового дня відповідно до зареєстрованих експлуатаційних характеристик і заявлених характеристик в обсягах, які не перевищують обсяги резерву, який був визначений під час кваліфікації учасника ринку на відповідність вимогам до допоміжних послуг, відповідно до процедури, що визначена [Кодексом системи передачі](#) і керівництвом з допоміжних послуг.

3.11.3. На період дії декларації про неготовність ПДП можуть подавати пропозицію 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 допоміжні послуги

3.12.1. На етапах до, під час та після проведення аукціонів на допоміжні послуги ПДП повинні утримуватися від будь-яких дій, які можуть призвести до порушення законодавства про захист економічної конкуренції або які будь-яким чином порушують чи загрожують зірвати процедури підготовки та проведення аукціонів на допоміжні послуги.

3.12.2. ОСП повинен надавати Регулятору інформацію щодо тих ПДП, чії дії призводять або призвели до порушення законодавства про захист економічної конкуренції або будь-

яким чином порушують чи загрожують зірвати процедури підготовки та проведення аукціонів на допоміжні послуги.

3.13. Деталі аукціону на допоміжні послуги

3.13.1. Перед кожним аукціоном на допоміжні послуги ОСП оприлюднює на своєму веб-сайті деталі аукціону на допоміжні послуги.

3.13.2. Деталі аукціону на допоміжні послуги містять інформацію щодо:

- 1) продуктів, що будуть придбаватися на аукціоні на допоміжні послуги;
- 2) необхідних резервів, які мають бути розміщені;
- 3) часу відкриття і закриття воріт;
- 4) часового графіка оприлюднення результатів аукціону на допоміжні послуги;
- 5) граничного терміну для оскарження результатів аукціону на допоміжні послуги відповідно до глави 3.17 цього розділу;
- 6) мінімальної величини пропозиції резерву;
- 7) іншої додаткової інформації у разі необхідності.

3.14. Формат пропозицій та процес їх перевірки

3.14.1. Пропозиції на ДП повинні бути подані у формі, визначеній у технічній документації до аукціонної платформи, оприлюдненій на веб-сайті ОСП, за типом допоміжної послуги. Пропозиції ДП, подані в іншій формі, будуть автоматично відхилені аукціонною платформою та не розглядатимуться під час визначення результатів аукціону на допоміжні послуги. У разі відхилення пропозиції ОСП через аукціонну платформу на допоміжні послуги направляє ПДП обґрунтування причин відхилення.

3.14.2. Пропозиції на ДП будуть розглядатись як безумовні та безвідкличні після часу закриття воріт аукціону на допоміжні послуги, який визначено в деталях аукціону на допоміжні послуги.

3.14.3. Пропозиції на допоміжні послуги підлягають підтвердженню ОСП про отримання через аукціонну платформу на допоміжні послуги. Якщо ОСП не надав підтвердження про отримання пропозиції через аукціонну платформу на допоміжні послуги, така пропозиція вважається неподаною.

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

3.14.5. Пропозиції резерву для РПЧ повинні включати для кожного розрахункового періоду торгового дня одну пару «ціна/обсяг» як на завантаження, так і на розвантаження РПЧ.

3.14.6. Ціни за потужність повинні бути виражені у грн/МВт за розрахунковий період з точністю до 2 знаків після коми. Мінімальна величина пропозиції резерву та точність визначаються [Кодексом системи передачі](#) та значаються в деталях аукціону на допоміжні послуги.

3.14.7. Обсяги пропозиції виражаються в МВт (цілими числами) і являють собою сумарні обсяги ПДП, від якого подається пропозиція (за винятком РПЧ). Пропозиція подається від ПДП незалежно від того, якою кількістю блоків він оперує. Розподіл відібраного резерву по блоках, що пройшли сертифікацію, здійснюється за день до торгового дня відповідно до [глави 3.18](#) цього розділу.

3.14.8. Ціни пропозиції виражаються у грн/МВт за кожен розрахунковий період даного місяця з точністю до двох знаків після коми. Ціна пропозиції має бути більше нуля.

3.15. Резервна процедура проведення аукціонів на допоміжні послуги

3.15.1. Якщо ОСП не може проводити аукціони на допоміжні послуги через технічні проблеми в роботі аукціонної платформи на допоміжні послуги, ОСП може організувати резервну процедуру проведення аукціонів на допоміжні послуги. У цій ситуації ОСП повідомляє ПДП, які пройшли кваліфікацію, електронною поштою та/або будь-якими іншими доступними засобами зв'язку про застосування резервної процедури проведення аукціонів на допоміжні послуги.

3.15.2. Повідомлення про перехід на резервну процедуру проведення аукціону на допоміжні послуги повинно містити інформацію щодо дати та часу оприлюднення деталей аукціону на допоміжні послуги або (якщо така інформація відома) відповідні деталі аукціону на допоміжні послуги.

3.15.3. ОСП не несе відповідальності, якщо він не має можливості зв'язатися з ПДП за допомогою вищезазначених засобів зв'язку. Пропозиції резервів, подані до переходу на резервну процедуру проведення аукціонів на допоміжні послуги, вважаються недійсними і мають бути подані повторно відповідно до умов, передбачених цією резервною процедурою, а саме:

1) для річного, місячних, кварталних та тижневих аукціонів на допоміжні послуги резервною процедурою є проведення цих аукціонів на допоміжні послуги в паперовому вигляді. ОСП в найкоротший термін після оприлюднення повідомлення про перехід на резервну процедуру повинен оприлюднити на своєму веб-сайті інформацію щодо місця, дати та часу проведення відповідного аукціону на допоміжні послуги, а також усі умови, за яких він буде проведений;

2) для добового аукціону на допоміжні послуги резервною процедурою є зміна засобів подачі пропозицій: вони подаються на електронну пошту ОСП. ОСП в найкоротший строк після оприлюднення повідомлення про перехід на резервну процедуру повинен оприлюднити на своєму веб-сайті вичерпну інформацію щодо строків та умов проведення відповідного добового аукціону на допоміжні послуги.

3.15.4. Якщо умови, передбачені резервною процедурою проведення аукціонів на допоміжні послуги, не можуть бути реалізовані вчасно для даного аукціону на допоміжні послуги, цей аукціон на допоміжні послуги скасовується, про що ОСП повідомляє ПДП у цей день.

3.16. Визначення результатів аукціону на допоміжні послуги та розподілення резерву потужності

3.16.1. Результати аукціону на допоміжні послуги визначаються відповідно до таких принципів:

1) якщо загальний обсяг допоміжних послуг згідно з поданими та допущеними до аукціону пропозиціями дорівнює або менший за необхідний обсяг відповідного продукту, що пропонується на аукціоні, то всі пропозиції на допоміжні послуги акцептуються і повинні бути оплачені за відповідними цінами пропозицій резерву;

2) якщо загальний резерв потужності згідно з поданими та допущеними до аукціону на допоміжні послуги пропозиціями перевищує необхідний обсяг відповідного продукту, що придбавається на аукціоні на допоміжні послуги, 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 мають бути оплачені за відповідними цінами пропозицій резервів.

3.16.2. Результати аукціону на допоміжні послуги отримуються шляхом застосування для кожного продукту аукціону на допоміжні послуги такого розрахункового алгоритму аукціонної платформи на допоміжні послуги:

1) спочатку для кожного продукту аукціону на допоміжні послуги ОСП вибудовує ранжир пропозицій у порядку зростання ціни пропозиції резерву;

2) у цьому ранжирі ураховуються тільки пропозиції, які відповідають умовам глави 3.13 цього розділу;

3) відбираються пропозиції з найменшими цінами, отримані 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 далі повторюється для решти необхідного обсягу ДП, що залишився непокритим;

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

5) якщо 2 або більше ПДП подали пропозиції ДП з однаковою ціною пропозиції на загальний обсяг ДП, що перевищує залишковий необхідний обсяг ДП, залишковий необхідний 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, який брав участь у пропорційному розподілі залишкових обсягів ДП та перший у часі подав пропозицію ДП.

3.16.3. Обсяг ДП вважається розподіленим ПДП починаючи з часу, коли ПДП був проінформований про результати аукціону та завершився період оскарження результатів аукціону на допоміжні послуги. У разі якщо аукціон на допоміжні послуги не був успішно проведений, застосовується глава 3.15 цього розділу.

3.17. Повідомлення про результати аукціону

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

3.17.2. ОСП повідомляє результати аукціону на допоміжні послуги ПДП із зазначенням обсягів ДП, розподілених кожному ПДП по кожному продукту та по часових періодах, відповідно до формату, визначеного в документації, що оприлюднена на веб-сайті ОСП. Якщо аукціонна платформа на допоміжні послуги недоступна, інформація про результати аукціону на допоміжні послуги надсилається ПДП по електронній пошті та/або іншими засобами зв'язку.

3.18. Період оскарження

3.18.1. ПДП можуть оскаржити результати аукціону на допоміжні послуги упродовж 1 робочого дня після того, як результати аукціону на допоміжні послуги були доведені до відома ПДП.

3.18.2. Оскарження ПДП має бути надіслано на електронну адресу і передано листом ОСП.

3.18.3. ОСП повинен надати відповідь ПДП не пізніше 2 робочих днів з дня отримання листа.

3.18.4. Після отримання відповіді від ОСП щодо оскарження ПДП результатів аукціону на допоміжні послуги ПДП протягом 1 робочого дня повинен надіслати повідомлення на електронну пошту ОСП щодо закриття такого оскарження або у разі незгоди з роз'ясненнями ОСП вирішувати цей спір згідно з чинним законодавством.

3.18.5. Ненадання повідомлення щодо закриття оскарження у строк, визначений попереднім пунктом 3.18.4 цієї глави означатиме, що цей ПДП вважається таким, що відмовився від будь-якого оскарження у межах процедури оскарження, що передбачена цими Правилами.

3.18.6. Якщо ПДП не оскаржує результати аукціону на допоміжні послуги у визначений пунктом 3.18.1 глави 3.18 цього розділу строк, ПДП вважається таким, що погоджується з відповідними результатами аукціону на допоміжні послуги.

3.19. Повідомлення розподілених обсягів резервів постачальниками допоміжних послуг

3.19.1. ОСП здійснює управління електронною платформою повідомлення резервів, де всі ПДП, яким була розподілена резервна потужність за результатами аукціонів на допоміжні послуги, повинні повідомити відповідні обсяги для всіх розрахункових періодів кожного торгового дня у розрізі одиниць постачання ДП.

3.19.2. Електронна платформа повідомлення резервів повинна бути відкрита для повідомлень розподілених обсягів резервів з часу оприлюднення результатів відповідного річного, квартального, місячного, тижневого аукціону на допоміжні послуги до 09:00 дня, що передує торговому дню, для всіх розрахункових періодів торгового дня.

3.19.3. Повідомлення має бути сформоване ПДП, які розміщують у кожний розрахунковий період торгового дня обсяг резерву на генеруючій одиниці/диспетчеризованому навантаженні, таким чином, щоб забезпечити розподілений продукт резерву відповідно до результатів аукціону на допоміжні послуги або рішення Регулятора, відповідно до процедури, що визначена у главі 3.3 цього розділу. Розподілення усіх типів резервів повинно відповідати розподіленню на відповідному аукціоні на допоміжні послуги або задекларованим під час кваліфікації та наявним на період надання у разі купівлі ДП за ціною, розрахованою за методикою, затвердженою Регулятором, обсягам ДП.

3.19.4. ПДП під час процесу повідомлення також повинні заявити генеруючі одиниці/диспетчеризоване навантаження, які забезпечують резерви з РПЧ (у разі встановлення для ПДП вимоги надавати такі ДП), і відповідні обсяги, встановлені на кожній з таких одиниць на кожен розрахунковий період торгового дня.

3.19.5. У процесі повідомлення резервів ОСП повинен автоматично перевіряти точну відповідність поданих ПДП повідомлень результатам аукціонів на допоміжні послуги. Якщо заявлені резерви не повною мірою збігаються з відповідними результатами аукціонів на допоміжні послуги, повідомлення автоматично відхиляється платформою повідомлення резервів і ПДП інформують про виявлену розбіжність.

3.19.6. Після отримання графіка фізичного відпуску, який відповідно до [пункту 2.4.1](#) глави 2.4 розділу II цих Правил надається учасником ринку, що виступає в якості ПДП, ОСП після проведення операції на РДД перевіряє відповідність повідомлень резервів зареєстрованій потужності кожного ПДП, ураховуючи всю потужність, яка заявлена для поставки за ДД, а також усі декларації про неготовність. Якщо номінований резерв недоступний через вищезазначені обмеження, то повідомлення автоматично відхиляється, а ПДП повідомляють про виявлену розбіжність. Якщо інтервал часу між відхиленням повідомлення і часом закриття воріт на ринку ДП дозволяє здійснити закупівлю ДП в іншого ПДП, ОСП закуповує ДП в іншого ПДП.

3.19.7. Якщо ПДП отримав інформацію про відхилення його повідомлення резерву, ПДП може повторно подати повідомлення. Таке повідомлення вважається чинним за умови, якщо воно було подано до 09:00 дня, що передує торговому дню, та відповідно до усіх інших положень глави 3.18 цього розділу.

3.19.8. Якщо ПДП до 09:00 за день до торгового дня не подав повідомлення резерву згідно з обсягами, що визначаються відповідно до пункту 3.6.2 глави 3.6 цього розділу, ОСП застосовує до такого учасника ринку санкції у вигляді штрафу розміром 1000 неоподаткованих мінімумів при такому порушенні, а обсяги ДП на торговий день, визначені відповідно до [пункту 3.6.3](#) глави 3.6 цього розділу, вважаються ненаданими.

3.20. Проведення розрахунків з постачальниками допоміжних послуг

3.20.1. Якщо номіновані генеруючі одиниці/диспетчеризоване навантаження надають відповідний продукт ДП у режимі реального часу, то відповідним ПДП здійснюється оплата за наданий обсяг ДП на десятиденній основі AP.

3.20.2. Правила розрахунку оплати ДП визначаються [розділом V](#) цих Правил.

IV. Балансуючий ринок

4.1. Загальні положення

4.1.1. Зміст диспетчерських команд, порядок визначення результатів балансуючого ринку (розв'язання цільової функції балансуючого ринку) та порядок ведення записів та звітів відносно диспетчерських команд визначений у керівництві балансуючого ринку.

4.1.2. Інтервал ОРЧ для балансуючого ринку складає 15 хвилин.

4.1.3. Балансуючий ринок за основу свого функціонування приймає зобов'язання генеруючої одиниці/диспетчеризованого навантаження відповідно до остаточних повідомлень фізичного відпуску/відбору та графіків виробництва, поданих одразу після закриття ВДР.

4.1.4. Балансуючий ринок не здійснює придбання додаткових резервів; графіки РПЧ, аРВЧ, рРВЧ та РЗ, які номіновані за день до торгового дня d , залишаються чинними упродовж кожного розрахункового періоду торгового дня d .

4.1.5. Балансуючий ринок управляється ОСП окремо для кожної синхронної зони ОЕС України, що визначається ОСП.

4.2. Продукти

4.2.1. У балансуючому ринку здійснюється купівля/продаж електричної енергії для балансування в реальному часі обсягів виробництва, імпорту електричної енергії, споживання, експорту електричної енергії та системних обмежень в ОЕС України.

4.3. Участь у балансуючому ринку

4.3.1. Для надання послуг з балансування учасник ринку повинен подати ОСП офіційну заяву щодо приєднання до договору про надання послуг з балансування типова форма якого є [додатком 7](#) до цих Правил та включення до реєстру ПДП (далі - заява). Форма заяви оприлюднюється ОСП на своєму офіційному веб-сайті.

4.3.2. ОСП розглядає таку заяву та не пізніше ніж через 5 робочих днів з моменту отримання заяви інформує заявника щодо повноти та коректності надання інформації. У випадку надання неповної та/або недостовірної інформації ОСП повідомляє про це учасника ринку, який у свою чергу повинен надати необхідну інформацію протягом 2 тижнів з моменту отримання повідомлення. Якщо учасник ринку не надав необхідну інформацію протягом цього строку, заява не розглядається.

4.3.3. Протягом 10 робочих днів з моменту отримання повної та коректної інформації ОСП вносить заявника до реєстру ППБ і надає доступ до електронної платформи.

4.3.4. У разі зміни інформації, зазначеної у пункті 4.3.1 цієї глави, ПДП зобов'язаний протягом 3 робочих днів надати ОСП документи з урахуванням змінених даних. Строк надання цих документів може бути продовжено за згодою ОСП.

4.3.5. Участь у балансуючому ринку обов'язкова для всіх ППБ, які управляють генеруючими одиницями, в обсягах усієї їхньої залишкової доступної потужності для забезпечення балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження незалежно від факту продажу (непродажу) будь-якого типу резерву. Таке зобов'язання не поширюється на ВДЕ-установки, оскільки для них відповідний ППБ залишає за собою можливість подання пропозицій на балансуючу електричну енергію. Атомні генеруючі одиниці для постачання балансуючої електричної енергії можуть заявити дві робочі зони з

двома різними швидкостями зміни навантаження - одну для швидкого навантаження/розвантаження, іншу для повільної зміни навантаження.

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

4.4. Обов'язки ОСП щодо балансуєчого ринку

4.4.1. У частині балансуєчого ринку ОСП повинен:

- 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, які 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 надсилати 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 балансуєчого ринку та відповідних диспетчерських команд;
- 10) пропонувати необхідні заходи для підвищення ефективності диспетчерських процедур;
- 11) здійснювати всі інші дії, які вимагаються цими Правилами.

4.5. Обов'язки учасників ринку щодо балансуєчого ринку

4.5.1. У частині балансуєчого ринку ППБ повинні 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, надані ОСП.

4.5.2. Для кожного випадку одразу після виникнення події, яка призвела до зміни доступної потужності, згідно з розділом VII цих Правил ППБ повинні подавати декларації про неготовність відповідно до [Кодексу системи передачі](#).

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

4.6. Прогноз навантаження

4.6.1. Для цілей прогнозу навантаження ОСП використовує таку інформацію за розрахунковими періодами торгового дня, на який формується прогноз:

- 1) історичні дані щодо загального навантаження та статистичні дані щодо зміни навантаження за категоріями споживання 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;
- 4) заплановані роботи на електроустановках відбору та/або в системі передачі/системі розподілу, які можуть впливати на середнє погодинне навантаження;
- 5) прогноз транскордонного обміну для кожного розрахункового періоду торгового дня;
- 6) іншу зібрану та/або надану інформацію ОСП.

4.6.2. Прогноз навантаження відноситься до межі системи передачі та системи розподілу і межі системи передачі та системи передачі суміжних країн і оцінюється для кожного розрахункового періоду торгового дня.

4.6.3. Прогноз загального навантаження на розрахунковий період повинен бути оприлюднений на офіційному веб-сайті ОСП щонайменше за 1 годину до закриття воріт РДН та має оновлюватися кожні 8 годин.

4.6.4. Прогнози навантаження використовуються для розрахунку прогнозного небалансу електричної енергії системи кожену годину на 4 години торгового дня вперед, який вводиться в алгоритм розрахунку балансуєчого ринку, згідно з [главою 4.17](#) цього розділу.

4.7. Прогноз ОСП відпуску електричної енергії ВДЕ, що працюють не за «зеленим» тарифом

4.7.1. У частині прогнозу відпуску для виробників ВДЕ, що працюють не за «зеленим» тарифом, ОСП використовує таку інформацію за розрахунковими періодами торгового дня, на який формується прогноз:

- 1) історичні дані відпуску ВДЕ, що працюють не за «зеленим» тарифом, та статистичні дані в результаті їх обробки, згруповані за прогнозами погодних умов (швидкість вітру, сонячне випромінювання тощо);
- 2) історичні дані відпуску ВДЕ, що працюють не за «зеленим» тарифом, 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 4.8 цього розділу;
- 5) іншу інформацію, зібрану та/або повідомлену ОСП.

4.7.2. Прогноз відпуску ВДЕ відображає прогнозний сумарний відпуск електричної енергії генеруючих одиниць ВДЕ, які приєднані до системи передачі або до системи розподілу та обладнані погодинними ТКО, та виконується для кожного розрахункового періоду торгового дня.

4.7.3. Прогноз відпуску ВДЕ повинен бути оприлюднений на офіційному веб-сайті ОСП щонайменше за 1 годину до закриття воріт РДН та має оновлюватися кожні 8 годин.

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

4.7.5. Використання даних, передбачених у пункті 4.7.3 цієї глави, здійснюється за умови, що частка відпуску генеруючих одиниць ВДЕ (що не працюють за «зеленим» тарифом) перевищує 1 % від сумарного річного виробництва електричної енергії. До того балансуючий ринок бере до уваги тільки небаланс, спричинений генеруючими одиницями ВДЕ, які працюють за «зеленим» тарифом, представленими гарантованим покупцем відповідно до глави 4.8 цього розділу.

4.8. Прогноз ВДЕ гарантованим покупцем

4.8.1. Гарантований покупець має подавати ОСП оновлені прогнози ВДЕ по кожній генеруючій одиниці. Такий прогноз повинен подаватися для кожного розрахункового періоду торгового дня d до 20:00 за день до торгового дня d . Такий прогноз має оновлюватися регулярно не рідше ніж 1 раз на 4 години для розрахункових періодів, що залишились у торговому дні d .

4.8.2. Стосовно прогнозу ВДЕ гарантований покупець урахує таку інформацію за розрахункові періоди торгового дня, на який формується прогноз:

- 1) історичні дані відпуску ВДЕ та статистичні дані в результаті їх обробки, поєднані з 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 і параметрів погодних умов;
- 3) доступну потужність генеруючих одиниць ВДЕ, що працюють за «зеленим» тарифом, - по технологіях ВДЕ та по географічних регіонах.

4.8.3. Прогноз ВДЕ відображає прогнозні сумарні обсяги відпуску генеруючих одиниць ВДЕ, що працюють за «зеленим» тарифом, які приєднані до системи передачі або до системи розподілу та мають погодинні ТКО, і формується по кожному розрахунковому

періоду торгового дня. Прогноз відпуску ВДЕ приводиться до межі системи передачі та системи розподілу.

4.8.4. Прогноз ВДЕ урахується ОСП для розрахунку прогностичного небалансу електричної енергії системи за розрахунковий період торгового дня, який вводиться в алгоритм розрахунку балансуєного ринку, відповідно до [глави 4.17](#) цього розділу.

4.9. Остаточне повідомлення фізичного відпуску/відбору

4.9.1. Після отримання результатів ВДР учасники ринку, які мають законтраговані обсяги за ДД та/або на РДН та/або ВДР, подають до системи управління ринком для кожного розрахункового періоду:

1) остаточні повідомлення фізичного відпуску для кожної генеруючої одиниці, які вони представляють як сумарний запланований обсяг відпуску електричної енергії кожною генеруючою одиницею відповідно до обсягів зобов'язань за ДД, РДН та ВДР;

2) остаточні повідомлення фізичного відбору для рахунку відбору, представлені у вигляді суми всіх запланованих обсягів споживання електроенергії по зонах відповідно до зобов'язань за ДД, РДН та/або ВДР;

3) остаточне повідомлення імпорту та остаточне повідомлення експорту окремо для кожного міждержавного перетину.

4.9.2. Гарантований покупець надає до системи управління ринком для кожного розрахункового періоду остаточне повідомлення фізичного відпуску в цілому по усіх генеруючих одиницях, які він представляє, як суму всіх обсягів, запланованих до відпуску цими одиницями під зобов'язання на РДД, РДН та/або ВДР.

4.9.3. Остаточне повідомлення фізичного відпуску/відбору та остаточне повідомлення імпорту/експорту для розрахункового періоду повинні бути подані не пізніше ніж за 50 хвилин до початку розрахункового періоду.

4.9.4. Обсяги купівлі-продажу електричної енергії за результатами ВДР (після закриття ВДР) по учаснику ринку повинні одразу в автоматичному режимі бути передані до системи управління ринком для кожного розрахункового періоду торгового дня.

4.9.5. Остаточне повідомлення фізичного відпуску, що було подане до системи управління ринком, перевіряється на відповідність його фізичним можливостям відповідної генеруючої одиниці, ураховуючи замовлені ДП та вимоги щодо технічного мінімуму виробництва. За результатами перевірки остаточних повідомлень фізичного відпуску учасники ринку повинні отримати відповідні повідомлення про перевірку.

4.9.6. Остаточні повідомлення імпорту та остаточні повідомлення експорту, що були подані до системи управління ринком, перевіряються на відповідність правам на доступ до пропускової спроможності, яких набули учасники ринку. За результатами перевірки остаточних повідомлень імпорту/експорту стосовно прав на міждержавний перетин учасники ринку повинні отримати відповідні повідомлення про перевірку.

4.9.7. У разі невиконання вимог пунктів 4.9.5 та 4.9.6 цієї глави відповідні учасники ринку отримують автоматичне повідомлення від системи управління ринком і мають право ще

раз подавати свої остаточні повідомлення фізичних відпусків/відборів до закриття воріт - тобто за 50 хвилин до початку розрахункового періоду.

4.9.8. У разі внесення остаточних повідомлень фізичних відпусків/відборів на час закриття воріт всупереч вимогам пунктів 9.6 та 9.7 глави 9 цього розділу система управління ринком автоматично враховує ті позиції остаточних повідомлень фізичних відпусків/відборів, за якими допущена невідповідність, як 0 (нуль).

4.10. Подання та підтвердження графіків виробництва та споживання

4.10.1. Одразу після закриття воріт на ВДР графіки виробництва/споживання мають бути подані ОСП відповідно до [Кодексу системи передачі](#) усіма ППБ.

4.10.2. Кожний графік виробництва/споживання подається за допомогою засобів та у формі, що передбачені у керівництві з балансуючого ринку, та має відображати рівень виробництва/споживання (у МВт) з інтервалом щонайменше 15 хвилин для кожного розрахункового періоду, для якого подано графік виробництва/споживання.

4.10.3. ОСП відповідно до керівництва з балансуючого ринку визначає рівень потужності у МВт, що очікується від кожного ППБ для кожної хвилини розрахункового періоду.

4.10.4. Графік виробництва/споживання для розрахункового періоду повинен бути поданим не пізніше ніж за 50 хвилин до початку розрахункового періоду.

4.10.5. Графік виробництва кожної генеруючої одиниці для розрахункового періоду повинен відповідати обсягам електричної енергії, що були вказані в остаточному повідомленні фізичного відпуску генеруючої одиниці для того самого розрахункового періоду.

4.10.6. Графік виробництва кожної генеруючої одиниці для розрахункового періоду має перевіряти та підтвердити ОСП, при цьому відповідне повідомлення про акцепт відповідному ППБ надається лише за умови, що такий графік:

- 1) відповідає вимогам формату, визначеному в пункті 4.10.2 цієї глави;
- 2) забезпечує погодинні обсяги електричної енергії, рівні з відповідним остаточним повідомленням фізичного відпуску;
- 3) враховує замовлені резерви по кожному типу резерву;
- 4) відповідає зареєстрованим експлуатаційним характеристикам.

4.10.7. Графік споживання кожного диспетчеризованого навантаження для розрахункового періоду перевіряє та підтверджує ОСП, при цьому відповідне повідомлення про акцепт відповідному ППБ надається лише за умови, що такий графік:

- 1) відповідає вимогам формату, визначеному в пункті 4.10.2 цієї глави;
- 2) враховує законтраковані резерви по кожному типу резерву;
- 3) відповідає зареєстрованим експлуатаційним характеристикам.

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

4.11. Надання остаточних повідомлень стороні, відповідальній за баланс

4.11.1. СВБ отримують від системи управління ринком:

- 1) остаточні повідомлення фізичного відпуску для кожної генеруючої одиниці, які вони представляють, для кожного розрахункового періоду;
- 2) остаточні повідомлення фізичного відбору по зоні для кожного рахунку відбору, який вони представляють, для кожного розрахункового періоду;
- 3) окремо для кожного міждержавного перетину остаточне повідомлення імпорту та остаточне повідомлення експорту для кожного рахунку імпорту та рахунку експорту, які вони, відповідно, представляють.

4.11.2. Остаточне повідомлення фізичного відпуску/відбору надається ОСП відповідною СВБ та АР упродовж 15 хвилин з моменту повідомлення відповідних обсягів учасниками ринку після підтвердження ОСП.

4.11.3. ОСП здійснює розрахунок очікуваного небалансу електричної енергії учасника ринку як різниці між сумарним обсягом, що зазначається в остаточних повідомленнях відповідно до [пункту 4.9.1](#) глави 4.9 цього розділу, та даними щодо ринкових обсягів за результатами РДД, РДН та ВДР.

4.12. Подання пропозицій на балансуєчу електричну енергію

4.12.1. ППБ зобов'язані подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію ОСП по кожній генеруючій одиниці, якою вони оперують та яка має технічну можливість змінювати свої графіки виробництва.

4.12.2. Учасники ринку повинні подати пропозиції на балансуєчу електричну енергію ОСП для кожного диспетчеризованого навантаження, яким вони управляють та яке має технічну можливість змінювати свій графік споживання, відповідно до вимог ОСП до надання послуг з балансування.

4.12.3. Пропозиції на балансуєчу електричну енергію є пропозиціями щодо відхилень від графіка виробництва/споживання на збільшення або зменшення навантаження.

4.12.4. Учасники ринку зобов'язані подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження по кожній генеруючій одиниці, зареєстрованій для балансування, для кожної ОРЧ торгового дня на весь обсяг балансуєчої електричної енергії на завантаження, які дорівнюють різниці між доступною потужністю генеруючого блоку, що залишилась, та його графіком виробництва, незалежно від того, чи має учасник ринку зобов'язання щодо забезпечення резерву.

4.12.5. Учасники ринку зобов'язані подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію на розвантаження по кожній їхній генеруючій одиниці, зареєстрованій для балансування, для кожної ОРЧ торгового дня на весь обсяг балансуєчої електричної енергії, що дорівнює графіку виробництва (до нульового відпуску), незалежно від того, чи має учасник ринку зобов'язання щодо забезпечення резерву.

4.12.6. Кожен виробник ВДЕ та гарантований покупець можуть на добровільній основі подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження по кожній генеруючій одиниці ВДЕ.

4.12.7. ППБ, які є диспетчеризованим навантаженням, мають дотримуватися таких правил щодо подання пропозицій на балансуєчу електричну енергію для кожного розрахункового періоду:

1) якщо вони не мають зобов'язань щодо забезпечення резерву, вони мають право подавати пропозицію на балансуєчу електричну енергію на завантаження та розвантаження на максимальний обсяг, що дорівнює повній технічній можливості їх диспетчеризованих навантажень забезпечувати балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, згідно з відповідними зареєстрованими експлуатаційними характеристиками;

2) якщо вони мають зобов'язання щодо забезпечення резерву, вони зобов'язані подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження та розвантаження для мінімального обсягу, що дорівнює спроможності, для якої було акцептовано пропозицію резерву.

4.13. Формат пропозицій на балансуєчу електричну енергію

4.13.1. ППБ повинні подавати розділені по розрахункових періодах пропозиції на балансуєчу електричну енергію на балансуєчий ринок для двох напрямків: на завантаження та на розвантаження. Кожен крок має містити обсяг балансуєчої електричної енергії (у МВт·год) на завантаження/на розвантаження та ціну пропозиції (у грн/МВт·год).

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

4.13.3. Покрокова функція балансуєчої електричної енергії на розвантаження повинна включати до десяти кроків, при чому ціна балансуєчої електричної енергії для кожного наступного кроку не повинна бути більшою за ціну попереднього кроку.

4.13.4. Пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження, подані для генеруючих одиниць, які закладені у графіку виробництва на нульовому рівні, але доступні в реальному часі, повинні містити крок для енергії, що відповідає зміні виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва (як визначено у зареєстрованих експлуатаційних характеристиках). Пропозиції на балансуєчу електричну енергію розвантаження, подані для генеруючих одиниць, що заплановані для роботи у графіку виробництва на рівні технічного мінімуму виробництва або вище, повинні містити один крок для електричної енергії, що відповідає зміні виробництва від технічного мінімуму виробництва до 0 МВт.

4.13.5. Ціни на балансууючу електричну енергію зазначаються у грн/МВт·год з точністю до 2 знаків після коми і повинні бути більше 0. Обсяги балансууючої електричної енергії зазначаються у МВт·год з точністю до 3 знаків після коми і повинні бути більше 0.

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

4.13.7. Додаткові положення щодо формату та наповнення пропозиції на балансууючу електричну енергію встановлюються в керівництві з балансууючого ринку.

4.14. Подача та коригування пропозицій на балансууючу електричну енергію

4.14.1. Пропозиції на балансууючу електричну енергію, що стосуються певного розрахункового періоду, повинні бути подані до закриття воріт балансууючого ринку, яке відбувається за 45 хвилин до початку розрахункового періоду, та після подання графіка виробництва/споживання, який подається за 50 хвилин до початку розрахункового періоду. Пропозиції на балансууючу електричну енергію, подані після закриття воріт балансууючого ринку, вважаються помилково надісланими і не приймаються до розрахунків. Останні актуальні пропозиції на балансууючу електричну енергію, подані до закриття воріт балансууючого ринку, повинні бути враховані в алгоритмі розрахунку балансууючого ринку.

4.14.2. У разі якщо пропозиція на балансууючу електричну енергію є недійсною згідно з положеннями глави 4.16 цього розділу, пропозиція на балансууючу електричну енергію повинна бути автоматично відхилена системою управління ринком. У разі відхилення пропозиції ППБ невідкладно надсилається обґрунтування причин відхилення. У такому разі ППБ має можливість повторно подати пропозицію на балансууючу електричну енергію до закриття воріт балансууючого ринку.

4.14.3. Пропозиції на балансууючу електричну енергію, подані на балансууючий ринок, є економічно обов'язковими, тобто у разі активації на балансууючому ринку вони підлягають фінансовому врегулюванню/розрахунку.

4.15. Наслідки неподання пропозицій на балансууючу електричну енергію

4.15.1. Якщо ППБ, який зобов'язаний подавати пропозиції на балансууючу електричну енергію, не подав такі пропозиції для розрахункового періоду, ОСП (в якості АР) нараховує платіж за невідповідність такому ППБ на відповідний розрахунковий період відповідно до [глави 5.27](#) розділу V цих Правил.

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

1) у разі якщо ППБ є генеруючою одиницею, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій (на завантаження) чи найвищій (на розвантаження) ціні для такого самого розрахункового періоду за останні 7 днів генеруючої одиниці для обох напрямків балансууючої електричної енергії;

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

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

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

4.16. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуєчу електричну енергію

4.16.1. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично системою управління ринком (відповідно до пункту 4.15.2 глави 4.15 цього розділу), для кожної генеруючої одиниці/одиниці ВДЕ повинні бути враховані наступні дані по відношенню до пропонованих обсягів:

- 1) актуальні декларації про неготовність;
- 2) технічний максимум виробництва;
- 3) технічний мінімум виробництва;
- 4) графік виробництва;
- 5) швидкість зміни навантаження генеруючої одиниці.

4.16.2. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ або створених автоматично системою управління ринком (відповідно до пункту 4.15.2 глави 4.15 цього розділу), для кожного диспетчеризованого навантаження повинні бути враховані наступні дані по відношенню до пропонованих обсягів:

- 1) наявні декларації про значне відключення;
- 2) максимальне робоче навантаження;
- 3) графік споживання;
- 4) швидкість зміни диспетчеризованого навантаження.

4.16.3. Пропозиції на балансуєчу електричну енергію, подані ППБ, повинні бути подані виключно у форматі, визначеному у главі 4.13 цього розділу.

4.16.4 При отриманні пропозицій на балансуєчу електричну енергію система управління ринком здійснює їх перевірку після отримання та повинна надіслати повідомлення відповідному ППБ, чия пропозиція на балансуєчу електричну енергію була прийнята, або якщо були виявлені помилки у поданні, надіслати повідомлення відповідному ППБ про відхилення із зазначенням причин такого відхилення.

4.17. Вхідні дані для балансуючого ринку

4.17.1. Вхідними даними для балансуючого ринку є:

- 1) навантаження генеруючих одиниць, що надають ДП, до зобов'язань з розподілу аРВЧ та їх фактичне навантаження під САРЧП на розрахунковий період;
- 2) максимальні та мінімальні граничні значення САРЧП для кваліфікованих генеруючих одиниць/одиниць ТЕЦ на розрахунковий період;
- 3) законтраговані РПЧ та аРВЧ генеруючих одиниць, що надають ДП на розрахунковий період;
- 4) графіки відпуску/споживання генеруючих одиниць/ диспетчеризованих навантажень на розрахунковий період;
- 5) телевимірювання в реальному часі потужності відпуску/відбору генеруючих одиниць/диспетчеризованих навантажень;
- 6) прогноз загального навантаження ОСП (по кожній ОРЧ);
- 7) телевимірювання в реальному часі перетоків експорту/імпорту;
- 8) прогноз ВДЕ (по кожній ОРЧ), переданий гарантованим покупцем;
- 9) погоджені пропозиції на балансууючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження ППБ;
- 10) міждержавні перетоки окремо по кожному міждержавному перетину;
- 11) рівні водосховищ.

4.18. Розв'язання цільової функції балансуючого ринку

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

4.18.2. Обмеженнями цільової функції балансуючого ринку є:

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

4.18.3. Детальні положення щодо методології розрахунку цільової функції балансуючого ринку визначаються в керівництві з балансуючого ринку.

4.19. Результати балансуючого ринку

4.19.1. Результати балансуючого ринку складаються з:

1) прийнятих пропозицій на балансуючу 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 балансуючу електричну енергію на завантаження. Маржинальна ціна на балансуючу електричну енергію на завантаження (у грн/МВт·г) по кожній ОРЧ визначається на рівні найвищої ціни у пропозиції на балансуючу електричну енергію, що була акцептована для забезпечення збільшення балансуючої електричної енергії;

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

4.20 Оплата акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію

4.20.1. Для кожної ОРЧ всі акцептовані пропозиції на балансуючу електричну енергію для збільшення балансуючої електричної енергії отримують маржинальну ціну на балансуючу електричну енергію на завантаження відповідно до пункту 4.19.1 глави 4.19 цього розділу.

4.20.2. Для кожної ОРЧ всі акцептовані пропозиції на балансуючу електричну енергію для зниження балансуючої електричної енергії отримують маржинальну ціну на балансуючу електричну енергію на розвантаження відповідно до пункту 4.19.1 глави 4.19 цього розділу.

4.20.3 Для кожної ОРЧ всі акцептовані пропозиції на балансуючу електричну енергію, марковані системою управління ринком для вирішення мережевих обмежень відповідно до [Кодексу системи передачі](#), отримують ціну, що визначається як максимальна між маржинальною ціною, що визначена відповідно до пункту 4.19.1 глави 4.19 цього розділу, та ціною, що була вказана у пропозиції на балансуючу електричну енергію.

4.20.4. У той же час акцептовані пропозиції на балансуючу електричну енергію на збільшення балансуючої електричної енергії є акцептованими пропозиціями щодо продажу енергії до системи. При цьому відповідним ППБ будуть нараховані відповідні платежі, які вони мають отримати.

4.20.5. Акцептовані пропозиції на балансуючу електричну енергію, які були марковані відповідно до положень глави 4.24 цього розділу, не отримують маржинальну ціну на балансуючу електричну енергію навантаження/розвантаження, але отримують власну ціну пропозиції.

4.21. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень

4.21.1. ОСП видає диспетчерські команди ППБ.

4.21.2. ОСП може видавати учасникам ринку в будь-який час диспетчерські команди та інші розпорядження, щоб забезпечити надійну роботу системи, особливо щодо частоти системи, напруги і струму у критичних вузлах та елементах системи передачі відповідно до [Кодексу системи передачі](#).

4.21.3. Диспетчерська команда видається ОСП відповідно до результатів алгоритму розрахунку балансуєчого ринку за 15 хвилин до ОРЧ.

4.21.4. Незалежно від того, чи система в дефіциті або профіциті в інтервалі ОРЧ, ОСП може активувати балансуєчу електричну енергію як на завантаження, так і на розвантаження, щоб усунути всі системні обмеження, у т. ч. вимоги системи до резервів.

4.21.5. Якщо ОСП видає диспетчерські команди, які відрізняються від результатів алгоритму розрахунку балансуєчого ринку, то ОСП надає не пізніше третього робочого дня (електронним листом або будь-яким іншим шляхом, визначеним протоколом ринкового інформаційного обміну) звіт Регулятору, в якому обґрунтовує вибір ППБ для покриття небалансу електричної енергії системи.

4.21.6. Диспетчерські команди відрізняються від команд САРЧП, які видаються САРЧП-системою.

4.21.7. Деталі відносно використання кожного з типів диспетчерських команд надаються у [Кодексі системи передачі](#) та керівництві з балансуєчого ринку.

4.21.8. ППБ, відібрані у процесі придбання балансуєчої електричної енергії, зобов'язані виконувати диспетчерські команди, видані ОСП, у відповідних обсягах та у періоді часу, для яких вони були обрані.

4.21.9. ОСП має право надавати 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 були прийняті (акцептовані) ОСП, крім випадків надання таких команд при системних обмеженнях, які є наслідком дії форс-мажору.

4.21.10. Вартість електричної енергії, яка не була відпущена ВДЕ, яким установлено «зелений» тариф відповідно до [Закону](#), у результаті виконання ними команди ОСП на зменшення навантаження, відшкодовується цим виробникам за встановленими «зеленими» тарифами, крім випадків надання таких команд при системних обмеженнях, які є наслідком дії форс-мажору. Обсяг зменшення визначається від заявленого графіка цими ВДЕ.

4.22. Зміст команд

4.22.1. ОСП видає диспетчерські команди в потужності (у МВт) по кожній ОРЧ, які повинні відповідати відпуску електричної енергії генеруючих одиниць. ОСП видає диспетчерські команди в потужності (у МВт) по кожній ОРЧ, які повинні відповідати енергії відбору диспетчеризованого навантаження. Кожна генеруюча одиниця має відноситись до відповідної ТКО.

4.22.2. Для кожної генеруючої одиниці рівень відпуску активної потужності, встановлений диспетчерськими командами, не може бути меншим за зазначений у технічному мінімумі

виробництва такої генеруючої одиниці, окрім диспетчерської команди на відключення «на нуль».

4.22.3 Керівництво з балансуючого ринку встановлює деталі щодо змісту диспетчерських команд та команд на регулювання напруги та реактивної потужності, що видаються кожному ППБ або учаснику ринку, що надає ДП регулювання напруги та реактивної потужності.

4.23. Відправка диспетчерських команд

4.23.1. Диспетчерські команди відправляються ОСП ППБ з використанням систем адміністрування диспетчерських команд відповідно до цього пункту та відповідно до положень [Кодексу системи передачі](#).

4.23.2. ППБ невідкладно за допомогою електронних засобів зв'язку надають підтвердження про отримання диспетчерської команди, виданої ОСП.

4.23.3. У разі перерви у роботі системи адміністрування диспетчерських команд, що унеможлиблює відправку диспетчерських команд відповідно до положень цієї глави, використовуються альтернативні засоби комунікації згідно з керівництвом балансуючого ринку.

4.24. Акцепти з поміткою

4.24.1. ППБ приймають умову, що у разі акцепту ОСП пропозиції на балансуючу електричну енергію з метою врегулювання небалансу електричної енергії, спричиненого системними обмеженнями або обмеженнями на перетинах, які виникли після подання остаточних повідомлень імпорту/експорту, такий акцепт буде маркований і така пропозиція на балансуючу електричну енергію буде пропозицією на балансуючу електричну енергію з поміткою, а ОСП повідомить відповідного ППБ про таку помітку, щоб відповідні пропозиції на балансуючу електричну енергію не використовувалися в розрахунках маржинальної ціни балансуючої електричної енергії.

4.24.2. Пропозиція на балансуючу електричну енергію стає пропозицією на балансуючу електричну енергію з поміткою ОСП, який урегулює та усуває системні обмеження відповідно до правил, встановлених [Кодексом системи передачі](#).

4.24.3. ОСП щомісяця оприлюднює на власному веб-сайті звіт, який містить детальну інформацію про всі пропозиції на балансуючу електричну енергію з поміткою та з обґрунтуванням причин помітки.

4.25. Обов'язок постачальників послуг з балансування щодо виконання команд

4.25.1. 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.

4.25.2. Виробники повинні дотримуватись вимог диспетчерських команд стосовно синхронізації або десинхронізації їх генеруючих одиниць.

4.26. Недотримання команд

4.26.1. У разі недотримання з боку ППБ диспетчерських команд ОСП фіксує усі недотримання та їх причини, а також час видачі диспетчерської команди, крім випадків, коли виконання команди неможливе через операційні обмеження ППБ або через непередбачувані перешкоди, які стосуються виключно безпеки персоналу або установок ППБ. ОСП за жодних умов не повинен звільняти такого ППБ від його зобов'язань, що впливають з недотримання ним диспетчерської команди, та наслідків, які можуть виникнути в результаті недотримання такої диспетчерської команди (тобто усі відповідні платежі згідно з положеннями [глави 5.5](#) розділу V цих Правил повинні бути сплачені).

4.26.2. ОСП розраховує впродовж 5 робочих днів після закінчення кожного місяця для кожного ППБ середньозважені відхилення виробництва активної та реактивної потужності такого ППБ по відношенню до відповідних виданих команд у розрізі всіх команд, що були видані цьому ППБ для кожного розрахункового періоду впродовж цього місяця. Якщо середньозважені відхилення для кожного ППБ перевищують абсолютне значення 10 МВт для активної потужності, ОСП стягує з відповідного ППБ за такий місяць платіж за невідповідність, розрахований відповідно до [глави 5.27](#) розділу V цих Правил.

4.26.3. Якщо ППБ протягом календарного місяця більше одного разу не виконує диспетчерські команди, ОСП протягом 2 робочих днів з моменту невиконання другої диспетчерської команди повідомляє про це Регулятора.

4.27. Облік та звітність щодо диспетчерських команд

4.27.1. ОСП зобов'язаний вести повну базу даних щодо виданих диспетчерських команд, включаючи:

- 1) записи із журналу диспетчерських команд;
- 2) записи підтверджень або непідтверджень про отримання диспетчерських команд, виданих відповідно до глави 4.23 цього розділу;
- 3) записи інформації, яка була зібрана відповідно до [глав 4.22](#) та [4.24](#) цього розділу.

4.27.2. Інформація, що міститься у записах, вказаних у підпунктах 1-3 пункту 4.27.1 цієї глави, повинна зберігатися в ОСП щонайменше 5 років з моменту їх створення.

4.27.3. ППБ мають право на доступ до інформації, зазначеної у підпунктах 1-3 пункту 4.27.1 цієї глави, у тому числі щодо інших ППБ, виключно для врегулювання спорів відповідно до порядку, визначеного цими Правилами, згідно з законодавством щодо конфіденційності інформації.

4.28. Статистика диспетчерських команд

4.28.1. ОСП повинен оприлюднювати на своєму веб-сайті в кінці кожного календарного місяця інформацію про результати балансуючого ринку, яка має включати, зокрема:

- 1) загальне навантаження в кожний розрахунковий період;
- 2) обсяги активованих пропозицій на балансуючу електричну енергію у кожному напрямку 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.

4.28.2. ОСП повинен оприлюднювати в кінці кожного календарного кварталу інформацію про результати балансуючого ринку, яка має включати, зокрема:

1) сумарний обсяг балансуючої електричної енергії та максимум загального навантаження по торгових днях;

2) події у системі;

3) зведену інформацію по категоріях диспетчерських команд щодо порушення диспетчерських команд ППБ, а також інформацію, що стосується відповідних дій ОСП.

4.29. Гарантійне забезпечення та розрахунки на балансуючому ринку

4.29.1. Гарантії виконання фінансових зобов'язань на балансуючому ринку, а саме гарантійне покриття для купівлі балансуючої електричної енергії в режимі реального часу, визначено [розділом VI](#) цих Правил.

4.29.2. Результати балансуючого ринку разом із даними обліку виробництва/споживання по ППБ надходять від АКО до АР з метою проведення останнім розрахунків за балансуючу електричну енергію та розрахунків за небаланси електричної енергії відповідно до положень розділу VI цих Правил.

V. Розрахунки на ринку електричної енергії

5.1. Загальна інформація

5.1.1. АР створює і підтримує такі облікові рахунки:

1) А-А: рахунок балансування енергії;

2) А-В: рахунок небалансів електричної енергії;

3) А-С: рахунок фінансових гарантій;

4) А-D: рахунок оплати за невідповідність;

5) А-Е: рахунок послуг з диспетчеризації;

6) А-F: рахунок врегулювання;

7) А-G: збірний рахунок;

8) А-Н: рахунок загальнооспільних обов'язків.

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

5.2. Рахунок балансування енергії А-А

5.2.1. Рахунок балансування енергії 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 їх балансуєчу електричну енергію за відповідною (на завантаження/на розвантаження) граничною ціною балансування.

5.3. Рахунок небалансів електричної енергії А-В

5.3.1. Рахунок балансування енергії 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 їх балансуєчу електричну енергію за відповідною (на завантаження/на розвантаження) ціною балансуєчою енергії, за винятком витрат або платежів, що здійснюються за акцепт пропозиції на балансуєчу електричну енергію з поміткою.

5.3.2. Рахунок балансування електричної енергії А-А та рахунок небалансів електричної енергії А-В пов'язані з одним і тим самим банківським рахунком ОСП зі спеціальним режимом використання та не є нейтральними з точки зору доходів (тобто дебетування і кредитування не сальдуються). Спільне зарахування цих рахунків здійснюється через рахунок надлишків небалансу електричної енергії UA-1, що передбачений [главою 5.27](#) цього розділу.

5.4. Рахунок фінансових гарантій А-С

5.4.1. Рахунок фінансових гарантій А-С використовується для компенсації будь-якого дефіциту платежів учасників ринку в рамках оплати за небаланс електричної енергії, витрат фінансових операцій та витрат на забезпечення фінансової гарантії АР. Зокрема дебетування цього рахунку відбувається для здійснення наступних платежів:

- 1) покриття дефіциту платежів учасників ринку за небаланси електричної енергії, які можуть бути не отримані, за допомогою вимоги платежу по фінансовій гарантії;
- 2) будь-яких витрат гарантійної установи у випадку, якщо така гарантійна установа призначена АР і порядком здійснення її операцій на ринку електричної енергії буде передбачено здійснення оплати зі сторони АР.

5.4.2. Будь-які борги учасників ринку, повернені на пізнішому етапі АР, повинні зараховуватись на рахунок фінансових гарантій А-С.

5.4.3. Витрати на рахунку фінансових гарантій повертаються через рахунок надлишків фінансових гарантій UA-3, передбачений [главою 5.28](#) цього розділу.

5.5. Рахунок оплати за невідповідність А-Д

5.5.1. Рахунок оплати за невідповідність А-Д включає окремі рахунки для кожної категорії плати за невідповідність. Цей рахунок кредитується платою за невідповідність, яка стягується з учасників ринку відповідно до [глав 5.22-5.24](#) цього розділу.

5.5.2. У кінці кожного календарного року АР передає загальний дохід, накопичений на рахунку оплати за невідповідність А-D протягом календарного року, на банківський рахунок ОСП.

5.6. Рахунок послуг з диспетчеризації А-Е

5.6.1. Рахунок послуг з диспетчеризації А-Е дебетується для:

- 1) платежів за резерви потужності (за РПЧ, аРВЧ, рРВЧ і РЗ) ПДП;
- 2) платежів за надання послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора;
- 3) платежів за надання послуг із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії;
- 4) платежів, 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 РПЧ та/або аРВЧ, та/або рРВЧ, та/або РЗ та/або для регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора для кожного розрахункового періоду кожного торгового дня при відповідній оплаті за доступність відповідної кількості 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 генеруючим одиницям за постачання послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії за відповідною платою за готовність, яка 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 послуг з диспетчеризації А-Е повертаються через рахунок надлишків послуг з диспетчеризації UA-2, описаний у [главі 5.27](#) цього розділу.

5.7. Рахунок врегулювання А-F

5.7.1. Рахунок врегулювання А-F дебетується/кредитується витратами/оплатою на/з рахунків учасників ринку на основі розрахунків врегулювання відповідно до [додатка 8](#) до цих Правил і кредитується/дебетується зі збірному рахунку врегулювання UA-4 відповідно до [глави 5.29](#) цього розділу.

5.8. Збірний рахунок А-G

5.8.1. 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

5.9.1. Рахунок загальносупільних обов'язків А-Н використовується для накопичення платежів ОСП через його тариф на послуги з передачі електричної енергії у разі

покладання на нього таких обов'язків відповідно до [Закону](#) та перерахувань цих накопичень виконувачам загальносуспільних обов'язків. Відповідні розрахунки визначені у [главі 5.30](#) цього розділу.

5.10. Загальні положення

5.10.1. АР використовує систему управління ринком для здійснення відповідного обчислення для дебетування і кредитування ринкових рахунків учасників ринку за балансуєчу електричну енергію. Система управління ринком містить інформацію про ринкові рахунки учасників ринку.

5.10.2. Аварійна допомога між ОСП надається за договором, який укладається між ОСП та відповідним ОСП суміжної країни. Ціна за поставлену електричну енергію, надану в рамках надання аварійної допомоги, визначається згідно з цими договорами.

5.11. Загальні принципи визначення обсягу розрахунків за балансуєчу електричну енергію

5.11.1. Розрахунки балансуєчої енергії для кожного торгового дня включають такі розрахунки:

- 1) обчислення обсягів балансуєчої енергії для кожної одиниці постачання послуг з балансування для кожного розрахункового періоду торгового дня;
- 2) обчислення кредитування та дебетування для балансуєчої енергії від ППБ (за одиницями постачання) для кожної ОРЧ для кожного розрахункового періоду торгового дня.

5.11.2. Для розрахунків за балансуєчу електричну енергію приймаються дані остаточного фізичного повідомлення про відбір/відпуск, диспетчерських команд, маржинальних цін балансуєчої електроенергії для кожної ОРЧ і сертифіковані дані комерційного обліку, які встановлено відповідно до Кодексу комерційного обліку.

5.12. Загальні принципи визначення розрахунків за балансуєчу електричну енергію

5.12.1. У кожній зоні балансуєча енергія відповідно до диспетчерської команди, відданої ППБ, розраховується в МВт·год відповідно до пункту 5.14.5 глави 5.14 цього розділу як різниця між середнім виробництвом або споживанням електроенергії по кожній ОРЧ по кожній одиниці ППБ за командами (усереднені диспетчерські команди) балансуєчого ринку протягом відповідного розрахункового періоду та відповідним остаточним повідомленням про фізичний відбір/відпуск для цього розрахункового періоду.

5.12.2. Для цілей розрахунків наступні відхилення вважаються балансуєчою енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуєчої енергії генеруючих одиниць, що забезпечують аРВЧ (які працюють під САРЧП), відповідно до підпункту 5.14.6 глави 5.14 цього розділу.

5.12.3. Визначення обсягів балансуєчої енергії на завантаження/розвантаження та кредитування/дебетування ППБ з рахунку балансування енергії А-А відповідно до результатів балансуєчого ринку реального часу описані в главі 5.14 цього розділу.

5.13. Загальні принципи визначення маржинальної ціни балансуєчої енергії

5.13.1. 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), які повинні використовуватись для розрахунків за балансуючу електричну енергію, включаючи активацію балансуючої енергії в реальному часі одиницями постачання послуг з балансування відповідно до їх остаточних повідомлень про фізичний відбір/відпуск (у МВт·год за розрахунковий період).

5.13.2. Основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої енергії (у грн/МВт·год) визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ як:

1) найбільша ціна пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження, яка активується, коли система в зоні має дефіцит, тобто коли сума кількості електричної енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні більше суми кількості електричної енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення відбору електричної енергії) в зоні. Ця ціна є маржинальною ціною балансуючої енергії на завантаження;

2) найменша ціна пропозиції на балансуючу електричну енергію на розвантаження, яка активується, коли система в зоні має профіцит, тобто коли сума кількості електричної енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні менше суми кількості енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення відбору електричної енергії) в зоні. Ця ціна є маржинальною ціною балансуючої енергії на розвантаження;

3) якщо система в зоні не знаходиться ані в дефіциті, ані в профіциті, тобто коли сума кількості електричної енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні дорівнює сумі кількості електричної енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення відбору електричної енергії) в зоні або якщо всі активовані пропозиції на балансуючу електричну енергію були позначені як такі, що вирішують обмеження системи в зоні, тоді маржинальна ціна балансуючої електричної енергії цієї ОРЧ буде обчислюватись на основі середньої ціни ОРЧ відповідно до того самого часу доби або за 3 попередні робочі дні, якщо ОРЧ знаходиться в розрахунковому періоді у робочий день, або за 3 попередні вихідні дні, якщо ОРЧ знаходиться у розрахунковому періоді у вихідний день.

Для згаданих вище загальних положень можуть застосовуватись винятки, описані в керівництві з балансуючого ринку та керівництві з допоміжних послуг.

5.13.3. У кожній зоні маржинальна ціна балансуючої електричної енергії (у грн/МВт·год) за кожен розрахунковий період визначається як середньозважена з досягнутих в ОРЧ маржинальних цін балансуючої електричної енергії (у грн/МВт·год) за згаданий вище розрахунковий період, зважена за відповідними абсолютними значеннями активованих обсягів балансуючої електричної енергії (у МВт·год) за кожен ОРЧ.

5.13.4. Пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження і розвантаження, які активовані через обмеження системи, повинні позначатись і виключатись під час обчислення маржинальної ціни балансуючої електричної енергії.

5.14. Оплата балансуючої електричної енергії

5.14.1. 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 балансуючої електричної енергії на завантаження більша ніж кількість активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження протягом розрахункового періоду в зоні. Обчислення активованої балансуючої електричної енергії на завантаження одиниці постачання послуг з балансування е для розрахункового періоду t в зоні z здійснюється за формулою

де

- активована балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu , МВт·год,
- активована балансуюча електрична енергія на розвантаження одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu , МВт·год.

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

де

- активована балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu , МВт·год,
- активована балансуюча електрична енергія на розвантаження одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu , МВт·год.

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

де

- обсяг остаточного повідомлення про фізичний відбір/відпуск одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu , МВт·год,
- активована балансуюча електрична енергія на завантаження одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu , МВт·год,
- активована балансуюча електрична енергія на розвантаження одиниці постачання послуг з балансування е в зоні z для ОРЧ rtu , МВт·год.

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

де

- усереднена диспетчерська команда одиниці постачання послуг з

балансування e в зоні z за розрахунковий період t , МВт·год;

- обсяг остаточного повідомлення про фізичний відбір/відпуск одиниці постачання послуг з балансування e для розрахункового періоду t в зоні z , МВт·год.

5.14.5. Для генеруючих одиниць, що надають аРВЧ (працюють під САРЧП), скоригована диспетчерська команда дорівнює вимірній енергії і їх балансує електрична енергія для розрахункового періоду t в зоні z дорівнює

де

- виміряна енергія одиниці постачання послуг з балансування e в зоні z за розрахунковий період t , МВт·год;

- обсяг остаточного повідомлення про фізичний відбір/відпуск одиниці постачання послуг з балансування e в зоні z за розрахунковий період t , МВт·год.

5.14.6. 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 балансує електричної енергії в зоні, за винятком випадків, що зазначені в пункті 5.14.14 цієї глави, обчислюється за формулами:

1) якщо система в дефіциті в зоні протягом розрахункового періоду, активована балансує електрична енергія на завантаження за кожен розрахунковий період у зоні розраховується за маржинальною ціною балансує електричної енергії на завантаження $MSPz.tup$ зони, а балансує енергія на розвантаження за кожен розрахунковий період у зоні списується за ціною останньої (найменшої за ціною) активованої пропозиції на балансує електричну енергію на розвантаження $LABEOdne.z.t$ в зоні, тобто

де

- маржинальна ціна балансує електричної енергії на завантаження зони для активації балансує електричної енергії на завантаження на балансує ринку реального часу за розрахунковий період, грн/МВт·год;

- балансує електрична енергія одиниці постачання послуг з балансування e для розрахункового періоду t в зоні z , грн/МВт·год;

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

- обсяг остаточного повідомлення про фізичний відбір/відпуск одиниці постачання послуг з балансування e для розрахункового періоду t у зоні z , МВт·год;

2) якщо система в профіциті протягом розрахункового періоду, балансує електрична енергія на розвантаження за кожен розрахунковий період списується за маржинальною ціною балансує електричної енергії на розвантаження $MSPz.tdn$ зони, а балансує електрична енергія на завантаження за кожен розрахунковий період розраховується за ціною останньої (найдорожчої) активованої пропозиції на балансує електричну енергію на завантаження $LABEOupe.z.t$ в зоні, тобто:

де

- найбільша ціна пропозиції на балансує електричну енергію на завантаження, яка активується, в зоні z для розрахункового періоду t , грн/МВт·год;

- балансує електрична енергія одиниці постачання послуг з балансування e в зоні z за розрахунковий період t , МВт·год;

- маржинальна ціна балансує електричної енергії на розвантаження в зоні z за активацію балансує електричної енергії на розвантаження

на балансуєчому ринку за розрахунковий період t , грн/МВт·год;
- обсяг остаточного повідомлення про фізичний відбір/відпуск одиниці постачання послуг з балансування e для розрахункового періоду t у зоні z , МВт·год.

5.14.7. Наведені вище дебетування/кредитування сумуються за кожним розрахунковим періодом t торгового дня d та за кожним ППБ p , що представляє одиниці постачання послуг з балансування e , для всіх зон Z у спосіб, наведений нижче, та нараховуються/списуються з рахунку небалансів електричної енергії

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

5.14.9. Рахунок балансування електричної енергії поповнюється списанням коштів з усіх учасників ППБ та відрховується на зарахування коштів усім учасникам ППБ.

5.15. Загальні положення розрахунків за небаланси електричної енергії

5.15.1. АР використовує систему розрахунків за небаланси електричної енергії для проведення відповідних розрахунків, дебетувань/кредитувань ринкових рахунків СВБ 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 СВБ.

5.16. Огляд розрахунків за небаланси електричної енергії

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

1) небаланси електричної енергії електричної енергії кожної СВБ для кожного розрахункового періоду торгового дня;

2) кредиту та дебету за небаланси електричної енергії електричної енергії для кожної СВБ для кожного розрахункового періоду торгового дня.

5.16.2. Дані розрахунків за небаланси електричної енергії електричної енергії складаються з обсягів остаточного повідомлення про фізичний відбір/відпуск, диспетчерських команд балансуєчого ринку, цін небалансу електричної енергії і сертифікованих даних комерційного обліку.

5.17. Обчислення небалансів електричної енергії

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

5.17.2. Небаланс енергії СВБ b для розрахункового періоду t у зоні z обчислюється за формулою

де

- сальдована позиція СВБ b для розрахункового періоду t у зоні z , яка розраховується за формулою, наведеною в пункті 5.17.4 цієї глави;
- виміряна позиція СВБ b для розрахункового періоду t у зоні z , яка розраховується за формулою, наведеною в пункті 5.17.5 цієї глави;
- усереднена диспетчерська команда одиниці постачання послуг з балансування e , яка є одиницею ВДЕ, що працює не за «зеленим» тарифом, у зоні z за розрахунковий період t , МВт·год;
- обсяг остаточного повідомлення про фізичний відбір/відпуск одиниці постачання послуг з балансування e для розрахункового періоду t у зоні z , МВт·год.

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

5.17.4. Сальдована позиція СВБ b у зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою

де

- остаточне повідомлення фізичного відпуску (позитивне значення) одиниці u , що належить СВБ b , для розрахункового періоду t у зоні z ;
- остаточне повідомлення фізичного відбору (негативне значення) представника навантаження p , який належить СВБ b , для розрахункового періоду t у зоні z ;
- різниця між сумою обсягів купівлі/продажу електричної енергії, що були зареєстровані за ДД у системі управління ринком, та обсягів купівлі/продажу на РДН/ВДР, що були надані від ОР, та сумою остаточних повідомлень фізичного відпуску/відбору учасника ринку p , який входить до балансувальної групи СВБ b , для розрахункового періоду t у зоні z .

5.17.5. Виміряна позиція СВБ b у зоні z за розрахунковий період t обчислюється за формулою

де

- сертифіковані дані комерційного обліку відпуску (позитивне значення) одиниці u , що належить балансувальної групі СВБ, для розрахункового періоду t у зоні z ;
- сертифіковані дані комерційного обліку відбору (негативне значення) представника навантаження p , який входить до балансувальної групі СВБ, для розрахункового періоду t у зоні z .

5.18. Отримання ціни небалансу електричної енергії для розрахунків за небаланс

5.18.1. Розрахунковим періодом для розрахунків за небаланс СВБ є 1 година.

5.18.2. Ціна небалансу електричної енергії $IMSPr$, за розрахунковий період t дорівнює маржинальній ціні балансувальної електричної енергії (у грн/МВт·год) за розрахунковий період t , яка розрахована відповідно до [глави 5.13](#) цього розділу в залежності від того, чи є система дефіцитна, профіцитна або збалансована.

5.19. Дебетування/кредитування небалансів електричної енергії

5.19.1. Для кожної СВБ АР обчислює відповідні дебети або кредити відповідно до її небалансів електричної енергії.

5.19.2. Дебет/кредит $\Sigma EQ_{b,z,t}$ у всіх випадках дорівнює небалансу електричної енергії електричної енергії $IEQ_{b,z,t}$, помноженому на ціну небалансу електричної енергії IMS_{Pt}

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

5.19.3. Вищезазначені дебети/кредити сумуються по всіх зонах z та по торговому дню d наступним чином

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

5.20. Вхідні дані розрахунків за допоміжні послуги

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

5.21. Обчислення плати за допоміжні послуги

5.21.1. Плата за РПЧ на завантаження та розвантаження базується на обов'язкових вимогах, зазначених у [Кодексі системи передачі](#), які накладаються ОСП на кожну кваліфіковану генеруючу одиницю та/або диспетчеризоване навантаження 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 e за постачання РПЧ обчислюється відповідно до наступних пунктів:

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

де

- РПЧ на завантаження, який має бути наданий одиницею постачання ДП e протягом розрахункового періоду t згідно з відповідними зобов'язаннями щодо постачання РПЧ;
- прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП e для надання в реальному часі необхідного РПЧ на завантаження протягом розрахункового періоду t (тут і далі цей коефіцієнт у разі доступності становить 1, у разі недоступності - 0);
- РПЧ на розвантаження, який має бути наданий одиницею постачання ДП e протягом розрахункового періоду t згідно з відповідними зобов'язаннями щодо постачання РПЧ;
- прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП e для надання в реальному часі необхідного РПЧ на розвантаження протягом розрахункового періоду t ;

2) платіж одиниці постачання ДП е за наданий РПЧ на завантаження і на розвантаження протягом розрахункового періоду t обчислюється за формулою

де

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

3) сукупне зарахування за наданий РПЧ за кожний розрахунковий період t ПДП p , який управляє/представляє декілька одиниць, обчислюється за формулою

4) щоденне сукупне зарахування за наданий РПЧ ПДП p обчислюється за формулою

5) щомісячне сукупне зарахування за наданий РПЧ ПДП p обчислюється за формулою

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

5.21.2. Вартість РЗ, аРВЧ і рРВЧ на завантаження і розвантаження визначається за результатами процедури закупівель за кожний розрахунковий період кожного торгового дня у відповідному місяці. Оплата відповідної одиниці постачання ДП е за постачання РЗ, аРВЧ і рРВЧ здійснюється за заявленою ціною та обчислюється відповідно до наступного:

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

де

- зобов'язання з РЗ на завантаження одиниці постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
- прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідного РЗ на завантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t ;
- зобов'язання з РЗ на розвантаження одиниці постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
- прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідного РЗ на розвантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t ;

2) аРВЧ на завантаження і на розвантаження, який був доступний для надання в реальному часі одиниці постачання ДП е за розрахунковий період t , обчислюється за формулою

де

- зобов'язання з аРВЧ на завантаження одиниці постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
- прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідного аРВЧ на завантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t ;

- зобов'язання з аРВЧ на розвантаження одиниці постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
- прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідного аРВЧ на розвантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t ;

3) рРВЧ на завантаження і на розвантаження, який був доступний для надання в реальному часі одиницею постачання ДП е за розрахунковий період t , обчислюється за формулою

- де
- зобов'язання з рРВЧ на завантаження одиниці постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
 - прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідного рРВЧ на завантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t ;
 - зобов'язання з рРВЧ на розвантаження одиниці постачання ДП е протягом розрахункового періоду t за результатами відповідної процедури закупівель ДП;
 - прапорець (0/1), що позначає доступність цієї одиниці постачання ДП е для надання необхідного рРВЧ на розвантаження в реальному часі протягом розрахункового періоду t .

5.21.3. Платежі одиниці постачання ДП е за надані РЗ, аРВЧ і рРВЧ на завантаження і на розвантаження протягом розрахункового періоду t обчислюються за такими формулами:

- де
- ціна, яка склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання РЗ на завантаження одиниці постачання ДП е за розрахунковий період t ;
 - ціна, яка склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання РЗ на розвантаження одиниці постачання ДП е за розрахунковий період t ;
 - ціна, яка склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання аРВЧ на завантаження одиниці постачання ДП е за розрахунковий період t ;
 - ціна, яка склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання аРВЧ на розвантаження одиниці постачання ДП е за розрахунковий період t ;
 - ціна, яка склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання рРВЧ на завантаження одиниці постачання ДП е за розрахунковий період t ;
 - ціна, яка склалася за результатами процедури закупівлі, для придбання рРВЧ на розвантаження одиниці постачання ДП е за розрахунковий період t .

5.21.4. Сукупне зарахування РЗ, аРВЧ і рРВЧ за кожний розрахунковий період t ПДП р, який управляє/представляє кілька одиниць, обчислюється за такими формулами:

5.21.5. Щоденне сукупне зарахування за надання РЗ, аРВЧ і рРВЧ ПДП р обчислюється за такими формулами:

5.21.6. Щомісячне сукупне зарахування за надання РЗ, аРВЧ і рРВЧ ПДП р обчислюється за такими формулами:

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

5.21.8. Щомісячне зарахування для генеруючої одиниці e , яка надає послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії протягом місяця m календарного року u , розраховується за формулою

де

- щорічна оплата за послугу із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії, яка надається генеруючою одиницею e щодо календарного року u ;
- прапорець (0/1), що позначає право генеруючої одиниці e на отримання оплати за послугу із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії у певному місяці (1 - має право, 0 - не має права).

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

Оплата за кожний розрахунковий період t генеруючої одиниці e , яка надає послугу із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії протягом місяця m календарного року u , розраховується шляхом ділення щомісячного кредитування на кількість розрахункових періодів у місяці m .

5.22. Невідповідність надання допоміжних послуг

5.22.1. АР розраховує для кожного випадку i , коли ПДП не був спроможний надати повністю весь необхідний обсяг ДП, незважаючи на відповідні диспетчерські команди, платіж за невідповідність з генеруючої одиниці e за місяць m (у сумі таких випадків i) у розмірі $NCASp,m$, який розраховується за формулою

де

- година останньої активації генеруючої одиниці e для надання відповідної ДП перед випадком ненадання у повному обсязі ДП генеруючою одиницею e , що надає ДП;
- остання година у поточному випадку i ненадання генеруючою одиницею e відповідної ДП;
- ознака ненадання у повному обсязі ДП РВЧ генеруючою одиницею e , що надає ДП, протягом місяця m . У разі встановлення для рРВЧ дорівнює 1, для аРВЧ - 2;
- платіж генеруючій одиниці e , що надає ДП, за наданий РВЧ протягом визначеного періоду, розрахований відповідно до пункту 5.21.4 глави 5.21 цього розділу;
- ознака ненадання у повному обсязі ДП РЗ генеруючою одиницею e , що надає допоміжні послуги, протягом місяця m , у разі встановлення дорівнює 1;
- платіж генеруючій одиниці e , що надає ДП, за наданий РЗ протягом визначеного періоду, обчислений в [пункті 5.21.4](#) глави 5.21 цього розділу.

5.22.2. Ці нарахування списуються з відповідного ринкового рахунку учасника ринку (учасника ринку, який управляє/представляє одиницю постачання ДП е) і зараховуються на рахунок оплати за невідповідність А-D.

5.23. Невідповідність надання послуг з балансування

5.23.1. У випадку невідповідності з боку ППБ будь-якій диспетчерській команді ОСП вказує на невідповідність ППБ і обчислює середнє абсолютне відхилення виробництва активної потужності для такого ППБ від відповідної диспетчерської команди відповідно до положень [главі 4.26](#) розділу IV цих Правил.

5.23.2. Якщо середньозважене абсолютне відхилення для такого ППБ перевищує 10 МВт для активної потужності або 10 МВАр для реактивної потужності, ОСП повідомляє про це АР, який стягує з одиниці постачання послуг з балансування за такий місяць суму, яка обчислюється за формулою

де

- плата за невідповідність для ППБ за невиконання диспетчерських команд;
- облікова ставка Національного банку України, що була встановлена на відповідний торговий день;
- щодобове середнє абсолютне відхилення виробництва активної потужності одиниці постачання послуг з балансування е від відповідних диспетчерських команд для всіх диспетчерських команд, виданих цій одиниці постачання послуг з балансування протягом відповідного календарного місяця.

5.23.3. Чисельне значення плати за невідповідність ППБ UNCDI розраховується згідно з керівництвом балансууючого ринку.

5.23.4. Така оплата списується з відповідного ринкового рахунку учасника ринку і зараховується на рахунок оплати за невідповідність А-D.

5.24. Перерозподіл плати за невідповідність

5.24.1. Загальний розмір плати за невідповідність, накопичений на рахунку оплати за невідповідність А-D, зараховується на рахунок загальносупільних обов'язків А-Н.

5.25. Рахунки адміністратора розрахунків

5.25.1. Збірний рахунок А-G містить наступні субрахунки:

1) UA-1: збірний рахунок небалансів електричної енергії. Це рахунок для розміщення коштів для балансування витрат/доходів на рахунку балансування електричної енергії AA та рахунку небалансів електричної енергії А-B;

2) UA-2: збірний рахунок послуг з диспетчеризації. Це рахунок для розміщення коштів для покриття витрат рахунку послуг з диспетчеризації АЕ;

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

4) UA-4: збірний рахунок врегулювання. Це рахунок для розміщення коштів для перерахування/отримання СВБ, яке може виникнути через процедури врегулювання, описані у [главі 5.33](#) цього розділу.

5.25.2. Якщо обслуговування рахунків, зазначених у цьому розділі, проводиться кліринговою установою та гарантійною установою, деякі збірні рахунки можуть бути непотрібні.

5.26. Збірний рахунок небалансів електричної енергії UA-1

5.26.1. Збірний рахунок небалансів електричної енергії UA-1 використовується для досягнення нульового сальдо рахунку балансування електричної енергії А-А та рахунку небалансів електричної енергії А-В.

5.26.2. Залишкова вартість небалансу електричної енергії розрахункового періоду t торгового дня d містить дебетування і кредитування з рахунку балансування електричної енергії А-А та рахунку небалансів електричної енергії А-В для всіх списань/виплат одиницям постачання послуг з балансування e та списань/виплат СВБ b

де

- списання або зарахування коштів одиниці постачання послуг з балансування e за балансуєчу електричну енергію протягом розрахункового періоду t , що обчислюється відповідно до [пункту 5.14.8](#) глави 5.14 цього розділу;
- списання або зарахування коштів СВБ b за небаланс електричної енергії протягом розрахункового періоду t , що обчислюється відповідно до [пункту 5.19.3](#) глави 5.19 цього розділу.

5.26.3. 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 такою формулою

де

- відбір кожного представника навантаження r для кожного розрахункового періоду t торгового дня d , як визначено в Кодексі комерційного обліку.

5.26.4. Збір для небалансу електричної енергії для кожного представника навантаження r для торгового дня d обчислюється за такою формулою

5.26.5. Збір для небалансу електричної енергії для кожного представника навантаження r за календарний місяць m обчислюється за такою формулою

5.26.6. Збір для небалансу електричної енергії для кожного СВБ b за календарний місяць m обчислюється за такою формулою

5.26.7. Якщо збір для небалансу електричної енергії позитивний, він зараховується на збірний рахунок небалансів електричної енергії UA-1 і списується з ринкового рахунку СВБ, а якщо негативний, його абсолютне значення списується зі збірного рахунку небалансів електричної енергії UA-1 і зараховується на ринковий рахунок СВБ.

5.27. Збірний рахунок послуг з диспетчеризації UA-2

5.27.1. Збірний рахунок послуг з диспетчеризації UA-2 покриває витрати з рахунку послуг з диспетчеризації А-Е.

5.27.2. Витрати на допоміжні послуги протягом розрахункового періоду t торгового дня d містять:

- 1) списання з рахунку послуг з диспетчеризації А-Е для оплати за резервну потужність ПДП;
- 2) списання з рахунку послуг з диспетчеризації А-Е для оплати за ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії, надану генеруючими одиницями.

Указані нижче суми обчислюються AP за такою формулою

- де
- зарахування коштів усім ПДП, які надають РПЧ за розрахунковий період e , обчислене відповідно до [підпункту 3](#) пункту 5.21.1 глави 5.21 цього розділу;
 - зарахування коштів усім ПДП, які надають РЗ за розрахунковий період t , обчислене відповідно до [пункту 5.21.5](#) глави 5.21 цього розділу;
 - зарахування коштів усім ПДП, які надають аРВЧ за розрахунковий період t , обчислене відповідно до пункту 5.21.5 глави 5.21 цього розділу;
 - зарахування коштів усім ПДП, які надають рРВЧ за розрахунковий період t , обчислене відповідно до пункту 5.21.5 глави 5.21 цього розділу;
 - зарахування коштів усім ПДП, які надають послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії за розрахунковий період t , обчислене шляхом поділу відповідних щомісячних платежів на одиниці відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії (відповідно до [пункту 5.21.8](#) глави 5.21 цього розділу) на кількість розрахункових періодів у цьому місяці.

5.27.3. Вартість ANSCCt у кожному розрахунковому періоді t визначається ОСП відповідно до його тарифу на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

5.27.4. Якщо збір для ДП позитивний, він зараховується на збірний рахунок послуг з диспетчеризації UA-2 і сплачується ОСП.

5.28. Збірний рахунок фінансових гарантій UA-3

5.28.1. Збірний рахунок фінансових гарантій UA-3 покриває витрати з рахунку фінансових гарантій А-С. Ці витрати є фіксованими для AP для покриття витрат AP , що виникають через несплачені за врегулювання небалансів електричної енергії борги учасниками ринку, які не виконують зобов'язання.

5.28.2. 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 такою формулою

- де
- щомісячні витрати на фінансові гарантії;
 - відбір на кожного представника навантаження p за кожен розрахунковий період t торгового дня d .

5.28.3. Збір для фінансових гарантій для кожного представника навантаження p за торговий день d обчислюється за такою формулою

5.28.4. Збір для фінансових гарантій для кожного представника навантаження p за календарний місяць m обчислюється за такою формулою

5.28.5. Збір для фінансових гарантій зараховується на щоденній основі на збірний рахунок фінансових гарантій UA-3 і списується з ринкового рахунку СВБ.

5.29. Збірний рахунок врегулювання UA-4

5.29.1. Збірний рахунок врегулювання UA-4 відновлює витрати з рахунку врегулювання A-F.

5.29.2. Плата для врегулювання розподіляється між представниками навантаження пропорційно до їх даних обліку відбору в кожному місяці m за такою формулою

де

- загальне дебетування (позитивне значення)/кредитування (негативне значення) рахунку врегулювання A-F у кварталі q , яке обчислюється відповідно до [додатка 8](#) до цих Правил;
- відбір за кожного представника навантаження p за кожний розрахунковий період t торгового дня d .

5.29.3. Збір для врегулювання для кожної СВБ b за календарний місяць m обчислюється за такою формулою

5.29.4. Збір для врегулювання зараховується у разі проведення врегулювання на збірний рахунок врегулювання UA-4 і списується з ринкового рахунку СВБ.

5.30. Рахунок загальносупільних обов'язків A-H

5.30.1. На рахунок загальносупільних обов'язків A-H отримуються/сплачуються такі суми:

1) зарахування від ОСП, отримані через його тариф на послуги з передачі електричної енергії;

2) перерахування на рахунки виконавців обов'язків із забезпечення загальносупільних інтересів.

5.30.2. Ця плата зараховується від ОСП на щоденній основі на рахунок загальносупільних обов'язків A-H.

5.30.3. Виконавцям обов'язків із забезпечення загальносупільних інтересів, що визначаються Кабінетом Міністрів України, перераховуються платежі з рахунку загальносупільних обов'язків A-H.

5.31. Процедура щоденних розрахунків

5.31.1. 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 цій главі.

5.31.2. Не пізніше 3 робочого дня після торгового дня АР записує всі зарахування і списання у щоденному звіті про розрахунки, який буде наданий відповідним ППБ та СВБ.

5.32. Форма і зміст щомісячних звітів

5.32.1. Щоденний звіт про розрахунки для всіх ППБ та СВБ повинен мати таку інформацію:

- 1) назву ППБ/СВБ та ідентифікаційний номер;
- 2) суму коштів, зарахованих ППБ/СВБ за декаду;
- 3) суму коштів, списаних з ППБ/СВБ за декаду;
- 4) чистий платіж (списання або зарахування), який повинен бути здійснений ППБ/СВБ АР або АР учаснику ринку за певний місяць;
- 5) будь-яку іншу інформацію, яка, на розсуд АР, пояснює списання або зарахування у подекадному звіті про розрахунки, якщо ця інформація не є конфіденційною;
- 6) списання за плату за невідповідність, накладену на ППБ/СВБ, за типом штрафу і розрахунковим періодом.

5.32.2. Крім цього, щоденний звіт про розрахунки повинен містити таку інформацію для кожної одиниці постачання послуг з балансування, зареєстрованої на ППБ:

- 1) надану балансувачу електричну енергію на завантаження і на розвантаження для кожної ОРЧ;
- 2) диспетчерську команду ППБ для кожної ОРЧ;
- 3) сертифіковані дані комерційного обліку по усіх ТКО ППБ за кожен розрахунковий період;
- 4) санкціонований небаланс електричної енергії ППБ за розрахунковий період;
- 5) ДП, забезпечені ППБ, за кожним розрахунковим періодом і типом резерву;
- 6) зарахування ППБ за кожен розрахунковий період, отримане з процесу розрахунків за балансувачу електричну енергію;
- 7) списання з рахунків ППБ за кожен розрахунковий період, отримане з процесу розрахунків за балансувачу електричну енергію;
- 8) списання плати за невідповідність, встановленої для ППБ, за типом штрафу та розрахунковим періодом;
- 9) сукупні зарахування ППБ за цілий місяць;

10) сукупні списання з рахунків ППБ на користь АР за цілий місяць.

5.32.3. Крім цього, щоденний звіт про розрахунки повинен містити таку інформацію для кожної іншої СВБ для розрахунків за небаланси електричної енергії:

- 1) назву СВБ та ідентифікаційний номер;
- 2) сальдовану позицію СВБ та дані обліку СВБ;
- 3) сукупні дані обліку усіх учасників ринку, що входять до балансуєчої групи СВБ, за розрахунковий період;
- 4) зарахування СВБ або списання з рахунків СВБ на користь АР за кожний розрахунковий період, отримані у процесі розрахунків за небаланси електричної енергії.

5.33. Розрахунки для врегулювання

5.33.1. 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 [додатка 1](#) до цих Правил, а відповідні суми списуються/зараховуються з/на рахунок врегулювання А-Г з ринкових рахунків учасників ринку.

5.33.2. Обсяги врегулювання, які впливають на зареєстровані відбір/відпуск учасників ринку, також ініціюють обчислення врегулювання для таких збірних рахунків:

- 1) для збірного рахунку небалансів електричної енергії UA-1 по відношенню тільки до компоненту витрат, виділених кожній СВБ пропорційно до її сертифікованих даних комерційного обліку/відбору;
- 2) для збірного рахунку фінансових гарантій UA-3;
- 3) для збірного рахунку врегулювання UA-4.

5.3.33 Обчислення врегулювання не призводить до нового обчислення плати за невідповідність.

5.33.4. Рахунок врегулювання А-Г дебетується/кредитується за допомогою грошових потоків врегулювання на ринкові рахунки учасника ринку згідно з обчисленнями врегулювання і дебетується/кредитується з/на збірного рахунку врегулювання UA-4. Чистий обсяг коштів на збірному рахунку врегулювання UA-4 розподіляється кожній СВБ пропорційно до її даних обліку відбору електричної енергії відповідно до [глави 5.26](#) цього розділу.

5.34. Подекадні підсумкові звіти про розрахунки

5.34.1. 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 у дебетуванні і кредитуванні небалансів електричної енергії. Подекадний розрахунок здійснюється на 5 робочий день після 11, 21 та останнього дня розрахункового місяця.

5.34.2. Подекадний звіт про розрахунки має форму і зміст щоденного звіту про розрахунки і посилається на подекадну інформацію у подекадному розрахунковому періоді.

5.35. Підсумкові звіти про розрахунки з урахуванням врегулювання

5.35.1. 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 6 місяців, і визначає та коригує будь-які помилки у дебетуванні і кредитуванні небалансів електричної енергії. АР також перевіряє дані обчислень, які використовувались у щоденних розрахунках протягом будь-яких надзвичайних ситуацій протягом відповідного періоду, ураховуючи новіші дані.

5.35.2. Підсумковий розрахунок здійснюється на 15 робочий день після останнього дня розрахункового місяця. Підсумковий звіт про розрахунки має форму і зміст щоденного звіту про розрахунки і посилається на щомісячну інформацію у підсумковому розрахунковому періоді.

VI. Фінансові гарантії

6.1. Загальні положення

6.1.1. Учасники ринку, що є СВБ, зобов'язані надавати ОСП фінансові гарантії виконання зобов'язань за договорами про врегулювання небалансів електричної енергії, що укладаються відповідно до [глави 1.4](#) розділу I цих Правил, у порядку, передбаченому цим розділом.

6.1.2. Фінансові гарантії надаються учасниками ринку з урахуванням вимог чинного законодавства.

6.1.3. Оформлення суб'єктом господарювання фінансової гарантії з урахуванням часу, необхідного на її отримання АР, здійснюється учасником ринку не пізніше ніж до 17:00 за 2 дні до торгового дня d.

6.1.4. У разі неоформлення або недостатності наданої фінансової гарантії відповідно до зареєстрованих обсягів на РДД у строк, визначений [пунктом 1.9.1](#) глави 1.9 розділу I цих Правил, відповідному учаснику ринку надсилається повідомлення про необхідність поповнення до необхідного рівня фінансової гарантії, а учасник ринку набуває статусу «Переддефолтний».

6.1.5. Після отримання повідомлення, зазначеного в пункті 6.1.4 цієї глави, у разі непоповнення обсягу фінансових гарантій на відповідну величину або нездійснення зменшення зареєстрованих обсягів на РДД АР відповідно до процедури, визначеної у главі 1.9 розділу I цих Правил, деактивує зареєстровані обсяги по ДД, проводить перерахунок фінансових зобов'язань для учасників ринку, зареєстровані обсяги яких були деактивовані.

6.1.6. Обсяг фінансової гарантії повинен забезпечувати покриття всіх потенційно можливих фінансових зобов'язань, що можуть виникнути перед учасником ринку в результаті участі на балансуєчому ринку.

6.1.7. Участь на організованих сегментах ринку без надання фінансової гарантії за кожний торговий день d не дозволяється.

6.1.8. Фінансова гарантія та/або зміни до величини необхідної гарантії набирають чинності з дати їх отримання ОСП.

6.1.9. АР може відмовитися від своїх прав за фінансовою гарантією шляхом повернення коштів з поточного рахунку ОСП на рахунок СВБ або повернення до фінансової установи оригіналу фінансової гарантії, або шляхом подання фінансовій установі письмового підтвердження про звільнення учасника ринку від зобов'язань за фінансовою гарантією за умови розірвання договору про врегулювання небалансів електричної енергії.

6.1.10. Фінансові гарантії можуть забезпечуватись шляхом:

- 1) надання грошової гарантії за договором про надання грошової гарантії (форма договору, що є додатком до цих Правил) на поточний рахунок ОСП, що укладається між ОСП та суб'єктом господарювання;
- 2) надання фінансової гарантії 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 з урахуванням вимог (обмежень), викладених у цьому розділі.

6.1.11. Строк, який покриває фінансова гарантія, не може закінчуватись раніше ніж через 3 робочі дні після торгового дня d , який визначається учасником ринку.

6.1.12. Для кожної СВБ gr для кожного торгового дня d розраховується розмір необхідної фінансової гарантії $FG_{gr,d,z}$ за такою формулою

- де
- сумарний обсяг проданої учасником ринку tr , електричної енергії по кожному розрахунковому періоду t у торговий день d , що був зареєстрований в електронній платформі ОСП;
 - коефіцієнт, що визначає забезпечення обсягів продажу потужностями власної генерації;
 - 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;
 - максимальний обсяг споживання учасників ринку tr , що входять до балансуючої групи gr СВБ, по кожній ТКО за останні 180 днів;
 - коефіцієнт, що визначає забезпечення обсягів споживання потужностями власної генерації;
 - кількість днів, щодо яких необхідне забезпечення фінансовою гарантією у випадку створення i -им учасником ринку небалансу електричної енергії, яка визначається відповідно до часу отримання учасником ринку платіжного документа та часу, протягом якого учаснику може бути встановлений статус «Дефолтний». Для СВБ, у балансуючій групі

- яких не використовуються сертифіковані дані комерційного обліку при розрахунку небалансу електричної енергії, , для інших СВБ ;
- медіанна ціна небалансу електричної енергії за попередні 30 днів перед торговим днем d;
 - сума залишку дебіторської заборгованості попереднього періоду.

Коефіцієнт, що визначає забезпечення обсягів продажу потужностями власної генерації, $K1gr$ визначається за такою формулою

- де
- потужність генеруючої одиниці e , що була визначена для учасника ринку при отриманні ліцензії;
 - максимальний обсяг небалансу електричної енергії для учасників ринку mp , що входять до балансуєчої групи СВБ gr , за один день за попередні 180 днів.

Коефіцієнт, що визначає зменшення обсягу необхідної фінансової гарантії для СВБ, діяльність балансуєчих груп яких не призводить до утворення небалансу електричної енергії на ринку електричної енергії, $K2gr,d,z$ визначається як

- де
- сумарний небаланс всіх учасників ринку mp , що входять до балансуєчої групи СВБ, за останні 180/120/60 днів відповідно.

Коефіцієнт, що визначає забезпечення обсягів споживання потужностями власної генерації, $K3gr,d,z$ визначається за формулою

- де
- коефіцієнт небалансу електричної енергії для учасника ринку за останні 180 днів.

6.1.13. Розрахунок фінансової гарантії проводиться автоматично за допомогою системи управління ринком.

6.1.14. Величина фактично наданого учасником ринку обсягу фінансової гарантії повинна перевищувати або бути рівною величині фінансової гарантії, яка розрахована відповідно до пункту 6.1.12 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 суми фінансових зобов'язань, та/або припинення участі на ринку електричної енергії, та/або направлення письмового запиту учаснику ринку щодо зменшення суми фінансової гарантії у зв'язку із зменшенням потреб у ній, та/або розірвання договору про врегулювання небалансів електричної енергії.

6.1.16. ОСП не надає фінансові гарантії відповідно до вимог цього розділу.

6.1.17. Результати перерахунку суми фінансових зобов'язань СВБ повідомляються через систему управління ринком.

6.1.18. З моменту перевірки наявності необхідного обсягу фінансової гарантії (відповідно до пункту 6.1.3 цієї глави) ОСП здійснюється перевірка відповідності наявної в СВБ

фінансової гарантії (відповідно до пункту 6.1.13 цієї глави) під час реєстрації кожного ДД. У разі недостатності обсягу реєстрація ДД не здійснюється.

6.1.19. СББ може звернутися з приводу перегляду/перерозподілу/ повернення суми фінансової гарантії. Звернення може бути направлено за допомогою системи управління ринком та/або поштового зв'язку і повинно бути розглянуто АР протягом 1 робочого дня, про що відповідна СББ повинна отримати повідомлення.

6.1.20. АР надає відповідь на запит СББ через систему управління ринком або повертає грошову гарантію відповідно до вимог цього розділу.

6.1.21. У випадку недосягнення домовленості щодо продовження дії грошової гарантії та за умови письмового запиту така гарантія повертається на рахунок СББ 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.

6.1.22. У разі набуття учасником ринку статусу «Переддефолтний» ОСП зобов'язаний здійснити зарахування коштів СББ, що зберігаються на поточному рахунку ОСП (на підставі угоди), у рахунок оплати дебіторської заборгованості, яка виникла внаслідок порушення СББ своїх зобов'язань, і повідомити про це відповідну СББ.

6.1.23. Гроші, отримані ОСП за відповідною фінансовою гарантією, використовуються для ліквідації заборгованості СББ, що склалася за відповідним договором про врегулювання небалансів електричної енергії.

6.2. Особливості надання грошової фінансової гарантії на поточний рахунок оператора системи передачі

6.2.1. Суб'єкт господарювання, що має намір брати участь на організованих сегментах ринку електричної енергії, може надати гарантії виконання фінансових зобов'язань за договором про врегулювання небалансів електричної енергії шляхом перерахування на поточний рахунок ОСП суми фінансової гарантії у грошовій формі.

6.2.2. Оформлення такого виду домовленості здійснюється безоплатно шляхом укладення договору про надання грошової гарантії.

6.3. Особливості надання фінансових гарантій у відповідності до положення

6.3.1. Участь у здійсненні операцій за фінансовими гарантіями здійснюють фінансові установи, що внесені Кабінетом Міністрів України до переліку уповноважених банків.

6.3.2. 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 гарантії.

6.3.3. Застосовуються такі види фінансових гарантій:

1) безвідклична банківська гарантія - гарантія, умови якої не можуть бути змінені і яка не може бути припинена банком-гарантом згідно із заявою учасника ринку без згоди та погодження з АР;

2) безумовна банківська гарантія - гарантія, за якою банк-гарант у разі порушення учасником ринку свого зобов'язання, забезпеченого гарантією, сплачує кошти ОСП (АР) за першою його вимогою без подання будь-яких інших документів або виконання будь-яких інших умов.

6.3.4. У разі настання гарантійного випадку і для отримання відшкодування, забезпеченого гарантією, АР подає до фінансової установи вимогу платежу по фінансовій гарантії. Вимога та інші, зазначені в гарантії документи, мають бути подані до фінансової установи протягом строку дії гарантії і способом, зазначеним у гарантії.

6.3.5. Будь-яка вимога платежу по фінансовій гарантії, яка має бути надана фінансовій установі, може бути доставлена особисто, за допомогою email, поштою або надіслана факсом.

6.4. Розрахунок фінансової гарантії

6.4.1. Якщо СВБ несе відповідальність за баланс інших учасників ринку у складі її балансуєчої групи, фінансова гарантія для такої СВБ розраховується як сумарна фінансова гарантія для всіх учасників ринку, що входять до складу її балансуєчої групи.

VII. Виставлення рахунків та платежі

7.1. Загальні положення

7.1.1. АР встановлює регламент щодо рахунків, у якому зазначаються формати платіжних документів і супровідних даних, які будуть надаватись в електронному вигляді.

7.1.2. Окремий процес виставлення рахунків здійснюється для розрахунку за ДП та розрахунку за балансуєчу електричну енергію, розрахунку за небаланси електричної енергії та інших платежів, платежів на збірні рахунки і плати за невідповідність.

7.2. Виставлення рахунків за допоміжні послуги та балансуєчу електричну енергію

7.2.1. АР на щоденній основі надсилає через систему управління ринком платіжний документ кожному ППБ із зазначенням такої інформації:

1) загальної суми, яка має бути сплачена АР ППБ/ПДП за відповідний період щодо закупівлі балансуєчої енергії;

2) загальної суми, яка має бути сплачена ППБ АР за торговий день щодо закупівлі балансуєчої енергії;

3) чистої суми платежу (дебет або кредит), який повинен бути здійснений учасником балансування АР або АР учаснику балансування за торговий день.

7.2.2. АР на щомісячній основі надсилає через систему управління ринком платіжний документ кожному ПДП із зазначенням такої інформації:

1) загальної суми, яка має бути сплачена АР ПДП за відповідний період щодо закупівлі ДП;

2) загальної суми, яка має бути сплачена ПДП АР за повний місяць щодо платежів за невідповідність;

3) чистої суми платежу (дебет або кредит), який повинен бути здійснений ПДП АР або АР ПДП за розрахунковий місяць.

7.2.3. Платіжний документ повинен містити окремі позиції рахунку, які розрізняють платежі/зарахування для балансуючої енергії і зарахування для кожного виду ДП.

7.3. Виставлення рахунків за електроенергію небалансу електричної енергії

7.3.1. АР на щоденній основі надсилає платіжний документ кожній СВБ із зазначенням суми, яку СВБ потрібно сплатити АР, або суми, яку АР потрібно сплатити СВБ через її небаланси електричної енергії протягом відповідного періоду.

7.3.2. Платіжний документ по ОСП повинен містити окрему позицію для управління небалансами міждержавних перетинів (якщо такий небаланс сплачується/зараховується і не розраховується в натуральній формі).

7.4. Виставлення рахунків за допоміжні послуги

7.4.1. АР на щоденній 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 такої інформації для кожного учасника ринку, що є представником навантаження:

1) прогнозних обсягів даних обліку відбору електричної енергії за весь місяць;

2) прогнозних обсягів даних обліку відбору електричної енергії всіх облікових записів відбору за весь місяць;

3) суми, яку учаснику ринку потрібно сплатити АР як плату на збірний рахунок небалансів електричної енергії, розрахованої відповідно до [глави 5.26](#) розділу V цих Правил;

4) суми, яку учаснику ринку потрібно сплатити АР як будь-яку плату на збірний рахунок фінансових гарантій, розрахованої відповідно до [глави 5.28](#) розділу V цих Правил;

5) суми, яку учаснику ринку потрібно сплатити АР, що пов'язана зі збірним рахунком врегулювання, розрахованої відповідно до [глави 5.28](#) розділу V цих Правил;

6) загальної суми, яку учаснику ринку потрібно сплатити АР за торговий день.

7.4.3. Платіжний документ повинен містити окремі позиції із зазначенням плати стосовно кожного учасника ринку, розрахованої відповідно до [глав 5.22-5.24](#) розділу V цих Правил щодо плати за невідповідність.

7.5. Цикл рахунків та платежів для розрахунків

7.5.1. Платіжний документ для торгового дня надається відповідним сторонам на 2 робочий день після цього дня.

7.5.2. Платіжний документ для торгового місяця (стосовно оплати ДП) надається відповідним сторонам на 5 робочий день після останнього дня місяця.

7.5.3. Оплата платіжного документа з банківського рахунку сторони на банківський рахунок АР здійснюється протягом 1 робочого дня з дати направлення рахунку.

7.5.4. Оплата платіжного документа з банківського рахунку АР на банківський рахунок сторони здійснюється протягом 3 робочих днів з дати направлення рахунку.

7.6. Оподаткування

7.6.1. Платіжні документи виставляються із включенням усіх застосовних податків.

7.7. Запити платіжних документів

7.7.1. Якщо учасник ринку або ОСП (в якості АР) ініціює суперечку щодо суми рахунку (запит платіжного документа), сума платіжного документа, щодо якої немає заперечення, повинна бути сплачена у будь-якому випадку до дати сплати. У випадку наявності сум, які повинен сплатити ОСП (в якості АР) або належних до сплати йому, оплата повинна бути проведена згідно з платіжним документом, а оскаржувана сума підлягає подальшому поверненню. Учасники ринку та ОСП (в якості АР) визнають, що альтернативні способи розрахунку несуть ризики щодо оскаржуваних сум.

7.7.2. Через затриману оплату або переоплату нараховується пеня за ставкою, яка визначається відповідно до діючого законодавства.

7.7.3. Пеня виплачується на грошові суми, що представляють різницю між сплаченою сумою та правильною сумою, після вирішення суперечок і повинна бути сплачена ОСП (в 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 3 робочих днів з моменту вирішення суперечки. Після цієї дати відсотки на непогашену суму нараховуються за ставкою, яка встановлюється відповідно до діючого законодавства.

7.8. Процедура встановлення невиконання зобов'язань сторони

7.8.1. Якщо ОСП (в якості АР) визначає, що платежі не були зроблені учасником ринку до терміну закінчення платежу, він виконує дії, описані в цьому пункті.

7.8.2. На будь-які прострочені платежі нараховуються відсотки за штрафною ставкою, яка встановлюється відповідно до чинного законодавства.

7.8.3. Крім того, ОСП (в якості АР) має право застосовувати положення [глави 1.9](#) розділу I цих Правил для учасників, які не виконують зобов'язання по розрахунках.

7.9. Вимоги до звітності оператора системи передачі

7.9.1. ОСП повинен виконувати процедури збору даних та їх публікації, наведені в Порядку збору та передачі даних щодо функціонування ринку електричної енергії для

оприлюднення на платформі прозорості ENTSO-E. Дані повинні бути завантажені на веб-сайт ОСП, а також мають бути розроблені відповідні інтерфейси для забезпечення можливості передачі даних до платформи прозорості ENTSO-E.

7.9.2. ОСП збирає і публікує щонайменше наведені нижче дані (за їх наявності):

- 1) інформацію про навантаження системи на кожний розрахунковий період, які публікуються постфактум;
- 2) прогноз навантаження системи за кожний розрахунковий період, який публікується принаймні за 2 години до закриття воріт РДН та оновлюється після цього кожні 8 годин на постійній основі;
- 3) сумарні прогнози споживання в системі на тиждень, місяць і рік наперед, які публікуються завчасно;
- 4) інформацію, що стосується недоступності інфраструктури передачі, яка 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) фактичне виробництво електричної енергії за розрахунковий період (за наявністю даних);
- 9) прогноз установок ВДЕ (які 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 мають 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 балансуючої енергії за напрямком і за розрахунковим періодом;
- 13) обсяг активованої балансуючої енергії на завантаження/розвантаження (у МВт) за розрахунковий період;
- 14) граничні ціни розрахунку, що виплачуються АР для активованої балансуючої енергії на завантаження/розвантаження;
- 15) ціни врегулювання небалансу електричної енергії за розрахунковий період;
- 16) сумарний небаланс за розрахунковий період;
- 17) щоденну загальну кількість кредиту/дебету від/до всіх учасників ринку для балансуючої енергії та небалансу електричної енергії.

Ця інформація повинна бути надана українською мовою і має бути доступна онлайн.

7.9.3. Графік публікацій, звітів, що мають бути здійснені ОСП, повинен міститися в керівництві з балансуючого ринку та керівництві з допоміжних послуг.

7.10. Вимоги до звітності гарантованого покупця

7.10.1. Гарантований покупець повинен оприлюднити свою звітність одразу після подання відомостей, зазначених у [пункті 4.8.2](#) глави 4.8 розділу IV цих Правил.

7.11. Надання ринкової інформації

7.11.1. ОСП несе відповідальність за підтримку максимально оновленої інформації про стан ринку в прозорій формі, визнаючи, що учасники ринку покладаються на таку інформацію, щоб правильно збалансувати свої рахунки і ціну своїх торговельних операцій.

7.11.2. Основним джерелом опублікованої інформації буде вебсайт ОСП.

7.11.3. Уся інформація на веб-сайті ОСП повинна перебувати у вільному доступі і у зручній для завантаження формі.

7.11.4. Якщо сторони запитують і оплачують послугу, неконфіденційні дані можуть бути окремо відправлені в електронному вигляді з використанням методу, узгодженого зі стороною, як тільки ця інформація стає доступною.

7.12. Графік закупівлі допоміжних послуг

7.12.1. ОСП та учасники ринку, які беруть участь у закупівлі ДП, здійснюють такі види заходів у пов'язанні з ними терміни:

День	Час (київський)	Заходи
Р-1		ОСП готує графік задоволення потреб у ДП, щонайменше на наступний календарний рік, і повідомляє про це Регулятора до кінця кожного календарного року
День аукціону-10		Публікація вимог до ДП і за напрямком для річних, кварталних, місячних, аукціонів з резервів
День аукціону-5		Деталі аукціону на допоміжні послуги для кожного продукту публікуються на веб-сайті ОСП для річних, кварталних, місячних аукціонів з резервів
День аукціону-3		Публікація вимог до ДП для тижневих аукціонів з резервів
День аукціону-3		Деталі аукціону на допоміжні послуги для кожного продукту публікуються на веб-сайті ОСП для тижневих аукціонів на допоміжні послуги
День аукціону-1		Публікація вимог до ДП для добових аукціонів на допоміжні послуги
День аукціону-1		Деталі аукціону для кожного продукту публікуються на веб-сайті ОСП для добових аукціонів з резервів
День аукціону Закриття аукціону		Результати аукціону публікуються на веб-сайті ОСП

+ 30 хвилин

7.13. Графік балансування ринку в режимі реального часу

7.13.1. 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	Прогноз навантаження на розрахунковий період публікується ОСП і оновлюється після цього кожні 8 годин
Д-1	20:00	Гарантований покупець надає ОСП і робить загальнодоступними оновлені прогнози по одиницях ВДЕ, які він представляє, для кожного розрахункового періоду торгового дня. Такі прогнози оновлюються кожні 4 години на постійній основі для інших розрахункових періодів торгового дня
Д-1	20:00	ОСП готує загальнодоступні оновлені зведені прогнози установок ВДЕ, що не продають електричну енергію гарантованому покупцю, на торговий день, коли таке зобов'язання застосовується відповідно до положень глави 4.7 розділу IV цих Правил. Такі прогнози повинні оновлюватися кожні 4 години на постійній основі для інших розрахункових періодів торгового дня
Д	За 50 хвилин до години Г	Повинні бути надані остаточні повідомлення фізичного відбору/відпуску і остаточні повідомлення 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	СВБ автоматично інформуються 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	Надання 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 реальної системи передачі та інших установок від прогнозу навантаження і прогнозу відпуску для ВДЕ, виконаного ОСП під час балансування в режимі реального часу в Д-1

7.14. Графіки щомісячних розрахунків, виставлення рахунків і платежів

7.14.1. АР ініціює щоденні розрахунки на 3 робочий день після торгового дня, до якого відносяться розрахунки.

7.14.2. 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 усіх необхідних даних АР виконує щоденні розрахунки, обчислює дебет та кредит і направляє учасникам ринку щоденні звіти про розрахунки
Д+3 робочі дні		Учасники ринку виконують оплату платіжних документів зі своїх банківських рахунків на банківський рахунок АР
Д+5 робочі дні		ОСП виконує оплату платіжних документів з банківського рахунку АР на банківські рахунки учасників ринку.

VIII. Готовність генеруючих ресурсів та техніко-економічні декларації

8.1. Декларація неготовності

8.1.1. Положення цього пункту застосовуються до учасників ринку, що представляють генеруючі одиниці. Гарантований покупець не зобов'язаний подавати декларації неготовності для генеруючих одиниць, які 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 неготовності повинен якнайшвидше надати 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, в якому доступна потужність знижується. Копію зазначених документів учасник ринку подає ОР.

8.1.3. Декларації про неготовність містять опис причин, що призвели до неготовності.

8.1.4. Найбільш актуальна інформація, подана в деклараціях про неготовність до закриття воріт 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 своєї компетенції відповідно до [Закону](#) повинен 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, повинні 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, який має бути повідомлений учаснику ринку і 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 5 діб з моменту отримання такого рішення учасник ринку може подати ОСП апеляцію/оскарження. ОСП приймає остаточне обґрунтоване рішення щодо такої апеляції/оскарження впродовж 5 робочих днів з моменту подачі апеляції/оскарження. У разі неспроможності сторін дійти згоди подальше вирішення суперечки відбувається в суді. Остаточне рішення щодо апеляції/оскарження повинно бути повідомлено 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 ОР і Регулятора.

8.3. Повідомлення про намір зупинити нормальне функціонування генеруючих одиниць

8.3.1. 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 постачальника послуг балансування, що 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, які 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, врегульованих цією главою, застосовуються положення цих Правил.

8.4.4. Інформація, описана в цьому розділі, є необхідною для фінансового обліку зобов'язань і винагород у результаті участі ППБ на балансуєчому ринку реального часу і ринку ДП, а також для вирішення будь-яких суперечок, які можуть виникнути відповідно до положень 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, яке заплановано 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 генерацію, 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.

8.4.7. Для генеруючої одиниці декларація містить мінімальний технічний рівень генерації (МТРГ) у форматі: МТРГ: МВт.

8.4.8. Для генеруючої одиниці техніко-економічна декларація містить такі швидкісні параметри:

1) швидкість на завантаження від 0 до МТРГ: МВт/хв;

2) швидкість на завантаження вище МТРГ: МВт/хв;

3) швидкість на розвантаження з рівня вище МТРГ до МТРГ: МВт/хв;

4) швидкість на розвантаження від МТРГ до 0: МВт/хв.

8.4.9. Техніко-економічна декларація містить такі максимальні операційні обмеження, які пов'язані з гідроелектростанціями та іншими технологіями, де є обмеження в паливі:

1) максимальний обсяг постачання у форматі:

- 2) максимальний обсяг постачання: Мвт·г;
- 3) максимальний період постачання у форматі;
- 4) максимальний період постачання: гг:хх.

8.4.10. Техніко-економічна декларація містить наступні вимоги, які 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.

8.4.11. 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 було прийнято.

IX. Надзвичайна ситуація в об'єднаній енергетичній системі України

9.1. Призупинення ринку 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 шляхом надання відповідних інструкцій. Розрахунок на термін надзвичайної ситуації здійснюється відповідно до глави 9.2 цього розділу, а врегулювання надзвичайної ситуації в енергетичній системі здійснюється згідно з [Кодексом системи передачі](#).

9.1.3. ОСП повідомляє про припинення надзвичайної ситуації, зазначивши перший розрахунковий період, для якого ці Правила починають діяти, який повинен бути не раніше ніж через 4 години з моменту, коли було 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 балансуєчу 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 АР після припинення такої ситуації 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 безпеки постачання.

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 було нараховано більшу плату ніж належить як отримувачу, він має право подати обґрунтовану

претензію ОСП та копію Регулятора шляхом застосування процесу запиту платіжного документа.

Начальник
Управління енергоринку

Ю. Власенко
Додаток 1
до Правил ринку

ТИПОВИЙ ДОГОВІР

про врегулювання небалансів електричної енергії

Додаток 2
до Правил ринку

ЗАЯВА

про укладення договору про врегулювання небалансів електричної енергії

Додаток 3
до Правил ринку

МЕТОДИКА

моніторингу надання допоміжних послуг

1. Для перевірки надання (активації) усіх ДП, крім ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій («автономного пуску»), ОСП повинен здійснювати контроль і оцінювання участі одиниць/груп надання ДП, що надають ДП, у тому числі за допомогою телеметричних вимірювань та запитів даних з архівів реєстрації об'єктів, за допомогою яких надаються ДП. ОСП повинен здійснювати моніторинг активації РПЧ.
2. Фіксація потужності має здійснюватися дискретними приладами з дискретністю, передбаченою методикою. Точність таких приладів має бути достатньою для фіксації характеристик ДП, передбачених [Кодексом системи передачі](#). Атестація приладів, які використовуються для моніторингу надання ДП, здійснюється у процесі кваліфікації ПДП на надання ДП.
3. Генеруюча одиниця або одиниця споживання, на якій розміщено резерв заміщення, повинні підтвердити, що активація резерву заміщення була перевірена. Перевірка здійснюється відповідно до вимог [Кодексу системи передачі](#).
4. Визначення якості надання усіх видів ДП здійснюється ОСП за результатами активації цих ДП шляхом оцінки регулювальних характеристик одиниць/груп надання ДП на відповідність вимогам, що встановлені [Кодексом системи передачі](#). Під час моніторингу слід ураховувати технічні та технологічні характеристики одиниць/груп надання ДП, підтверджені при кваліфікації.

Для ДП із забезпечення РПЧ, РВЧ, РЗ та з регулювання напруги та реактиву в режимі синхронного компенсатора підлягають реєстрації параметри, визначені у [Кодексі системи передачі](#).

5. ПДП має зберігати інформацію щодо моніторингу якості ДП в архіві не менше 6 місяців. Має бути передбаченою можливість копіювання заданої частини архіву за заданий проміжок часу на зовнішній носій для зберігання.

6. ОСП проводить оцінку якості наданих ДП ПДП згідно з Методикою моніторингу надання допоміжних послуг відповідно до встановлених технічних критеріїв протягом кожної робочої години. Доступність конкретних ДП у відповідну робочу годину підтверджується лише тоді, коли задовольняються всі необхідні критерії якості наданої ДП. Вхідні дані для моніторингу ДП надходять від ПДП до ОСП шляхом телеметричних вимірювань. У Методиці моніторингу надання допоміжних послуг зазначені окремо вимоги та критерії для оцінки якості надання послуг з РПЧ, аРВЧ, РВЧ, РЗ, регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора, послуги з відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії.

Додаток 4
до Правил ринку

ТИПОВИЙ ДОГОВІР

про надання допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності

Додаток 5
до Правил ринку

ТИПОВИЙ ДОГОВІР

про надання допоміжних послуг із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій

Додаток 6
до Правил ринку

ТИПОВИЙ ДОГОВІР

про надання послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора

Додаток 7
до Правил ринку

ТИПОВИЙ ДОГОВІР

про участь у балансуєчому ринку

Додаток 8
до Правил ринку

ВРЕГУЛЮВАННЯ

1. Загальні положення

1.1. АР під час виконання обчислення щомісячних розрахунків здійснює такі розрахунки з використанням наявних даних комерційного обліку. Якщо АКО надасть оновлені дані

комерційного обліку по учаснику ринку, то будь-які розбіжності, виявлені після цього, урегулюються відповідно до цього додатка.

1.2. АР здійснює обчислення врегулювання 1 раз на 3 місяці, за винятком прийняття АР іншого обґрунтованого рішення.

1.3. Будь-які події, описані в пункті 1.2 цієї глави, на які звернув увагу ОСР, ОСП або АР, через 12 місяців після місяця, за який здійснювались розрахунки, описані в [розділі V](#) Правил ринку, не повинні тягнути за собою обчислення врегулювання, за винятком прийняття АР іншого обґрунтованого рішення.

1.4. Якщо обчислення врегулювання на ТКО на межі системи передачі та системи розподілу не було виконане відповідно до пункту 1.3 цієї глави, вплив набору обчислень врегулювання для будь-якого розрахункового періоду не змінить відбір на межі системи передачі та системи розподілу.

2. Обчислення врегулювання

2.1. У випадку отримання оновлених сертифікованих даних комерційного обліку учасника ринку за розрахунковий період обчислення врегулювання здійснюється таким чином:

1) оцінюється фактична кількість електричної енергії, яка відповідає отриманим сертифікованим даним комерційного обліку;

2) фактична кількість електричної енергії віднімається від кількості електроенергії, яка відповідає попереднім оціночним або хибним даним (або кількості електроенергії, що використовується у попередніх обчисленнях врегулювання, якщо таке обчислення врегулювання було здійснене), щоб обрахувати обсяг врегулювання на кожного учасника p і за кожен розрахунковий період t , $\Delta Ge,t$;

3) для кожного розрахункового періоду t обсяги врегулювання ($\Delta QGr,t$) на кожного учасника ринку p розраховуються за такою формулою

2.2. Учасник ринку, який управляє/представляє одного чи більше учасників ринку з ненульовими обсягами врегулювання, підлягає обчисленню врегулювання. Рух грошей врегулювання $CRG p,t$ для учасника ринку p і для кожного розрахункового періоду t розраховується АР таким чином

де C - ціна врегулювання небалансів електричної енергії за розрахунковий період t , що обчислюється відповідно до [пункту 5.18.2](#) глави 5.18 розділу V Правил ринку.

3. Регулярні розрахунки руху грошей врегулювання

3.1. Регулярні розрахунки руху грошей врегулювання здійснюються кожного місяця і стосуються трьох попередніх календарних місяців, для яких були отримані всі відповідні сертифіковані дані комерційного обліку (за всі дні цих місяців).

3.2. Періодичні розрахунки руху грошей врегулювання учасників ринку включають такі етапи:

1) не пізніше 28 календарного дня після завершення календарного періоду у 3 місяці ОСП обчислює обсяги врегулювання за кожен розрахунковий період;

2) не пізніше ніж через 5 робочих днів з моменту визначення обсягів врегулювання АР оцінює рух грошей врегулювання для кожного учасника ринку, формує початковий звіт про врегулювання окремо для кожного учасника ринку і доводить його до відома кожного учасника ринку. АР також оцінює загальне дебетування/кредитування всього руху грошей врегулювання RECON за кожен квартал, яке буде використовуватись для обчислення збірною рахунку врегулювання UA-4, відповідно до [глави 5.35](#) розділу V Правил ринку;

3) протягом 5 робочих днів з моменту повідомлення про початкові звіти про врегулювання розрахунків учасники ринку можуть подати обґрунтоване заперечення АР щодо даних, які містяться у початкових звітах про врегулювання розрахунків;

4) протягом 10 робочих днів з моменту повідомлення про початкові звіти про врегулювання розрахунків у випадку заперечень АР знову здійснює відповідні обчислення, видає остаточне обґрунтоване рішення щодо заперечень (за їх наявності) і формує остаточні звіти про врегулювання розрахунків для кожного учасника ринку, які доводить до відома учасників ринку.

3.3. Початковий звіт про врегулювання розрахунків і остаточний звіт про врегулювання розрахунків містять щонайменше такі елементи для кожного учасника ринку:

1) обсяг врегулювання за розрахунковий період кожної генеруючої одиниці, що представлена учасником ринку;

2) обсяг врегулювання за розрахунковий період кожної ТКО, в якій здійснюється відбір, що представлена учасником ринку;

3) рух грошей врегулювання, які кожен учасник ринку повинен сплатити АР за кожен обсяг врегулювання (для кожного місяця окремо);

4) рух грошей врегулювання, які АР повинен сплатити кожному учаснику ринку за кожен обсяг врегулювання (для кожного місяця окремо);

5) дані, що використовуються для обчислення врегулювання.

Рух грошей врегулювання, отриманий від врегулювання, зараховується/списується з рахунку врегулювання А-Г і списується/зараховується на ринкові рахунки учасників ринку.

Документи та файли

Сигнальний документ —

Сигнальний документ —

Сигнальний документ —

Сигнальний документ —

Сигнальний документ —

Сигнальний документ —

Публікації документа

- **Урядовий кур'єр** від 22.06.2018 — № 117