WESFIN FLEX
ТОВ «Весфін Флекс»

ЄДРПОУ 46346654
08170, Київська обл., Фастівський р-н, с. Віта-Поштова,
вул. Відродження, буд. 5, офіс 1
flex@wesfin.energy | +38 (050) 879-68-03
flex.wesfin.energy

Вих. № 27 від «21» вересня 2026 року

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

СУПРОВІДНИЙ ЛИСТ
ЩОДО ПОДАННЯ ЗАУВАЖЕНЬ ТА ПРОПОЗИЦІЙ ДО ПРОЄКТУ ПОСТАНОВИ НКРЕКП «ПРО ЗАТВЕРДЖЕННЯ ЗМІН ДО ПРАВИЛ РИНКУ»

Шановні колеги!

ТОВ «Весфін Флекс» направляє на розгляд зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку», оприлюдненого на офіційному вебсайті НКРЕКП 18 вересня 2026 року.

Надані пропозиції стосуються практичної реалізації участі установок зберігання енергії, агрегованих енергетичних ресурсів та постачальників допоміжних послуг у відповідних сегментах ринку, а також моніторингу виконання зобов'язань, визначення обсягів балансуючої енергії та врахування системних обмежень.

Просимо зареєструвати цей супровідний лист та додані до нього зауваження і пропозиції ТОВ «Весфін Флекс» як офіційне подання до зазначеного проєкту постанови, врахувати їх під час подальшого опрацювання та повідомити вхідний реєстраційний номер звернення.

Додаток: «Зауваження та пропозиції ТОВ «Весфін Флекс» до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» (оприлюднено 18.09.2026)» — 1 файл, підписаний кваліфікованим електронним підписом.

З повагою,

Директор ТОВ «Весфін Флекс» **Ольга Лобойко**

ЄДРПОУ 46346654 flex@wesfin.energy +38 (050) 879-68-03

WF-LTR-MR307-027 | 20260921 | v1.0

№39604/1-26 від 21.09.2026

Додаток 1
до Порядку проведення відкритого обговорення проєктів рішень НКРЕКП
(постанова НКРЕКП від 30.06.2017 № 866)

ЗАУВАЖЕННЯ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП

«Про затвердження Змін до Правил ринку»

Подано: ТОВ «Весфін Флекс» (ЄДРПОУ 46346654), 08170, Київська обл., Фастівський р-н, с. Віта-Поштова, вул. Відродження, буд. 5, офіс 1; flex@wesfin.energy

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Пункт 4.14.7 глави 4.14 розділу IV: «...за необхідності з попереднім узгодженням із черговим диспетчером відповідного оператора системи...»; підстава — «системні обмеження, у тому числі в мережах ОСР/ОМСР».	Доповнити пункт 4.14.7 положенням такого змісту: «У разі визначення заявки як “Особливої” у зв’язку із системними обмеженнями ОСП забезпечує фіксацію в СУР та надання відповідному ППБ інформації, достатньої для однозначної ідентифікації обмеження та відтворення рішення про невикористання заявки, зокрема ідентифікатора обмеження, оператора системи, сфери його дії, напряму, строку дії, часу створення/зміни/скасування та коду причини. Інформація надається в обсязі, що не містить інформації з обмеженим доступом». Передбачити машинозчитуваний і версійний формат такого повідомлення.	Для агрегованого ресурсу одна заявка може спиратися на десятки або сотні електроустановок у різних вузлах мережі. Сам факт позначення заявки як «Особливої» без ідентифікованої причини та сфери дії не дає агрегатору можливості перебудувати диспетчеризацію, перевірити правомірність рішення та відтворити його під час розрахунків або спору. Версійність потрібна також для випадків зміни або скасування обмеження протягом розрахункового періоду.
Пункт 4.14.7 глави 4.14 розділу IV: «...за необхідності з попереднім узгодженням із черговим диспетчером відповідного оператора системи можливості виконання відповідної команди...».	Уточнити критерії застосування слів «за необхідності» та встановити, що порядок, канал, граничний строк такого узгодження і результат узгодження мають бути формалізовані та зафіксовані в інформаційній системі ОСП. Пропонуємо доповнити пункт нормою: «Порядок попереднього узгодження, строки обміну інформацією та наслідки неотримання відповіді оператора системи визначаються ОСП у публічній технічній специфікації та застосовуються недискримінаційно».	Балансуючий ринок працює в обмежених часових інтервалах. Невизначені критерії «за необхідності» та відсутність строку відповіді створюють ризик різної практики для різних ППБ, ручних затримок та неможливості пояснити, чому заявка не була використана. Формалізація також потрібна для автоматизації взаємодії ОСП–ОСР/ОМСР.
Пункт 4.14.7 глави 4.14 розділу IV: «системні обмеження, у тому числі в мережах ОСР/ОМСР».	Доповнити пункт положенням щодо агрегованих одиниць: «Якщо системне обмеження стосується лише частини електроустановок, що входять до агрегованої одиниці, і ППБ/ПДП технічно спроможний виконати заявку іншими електроустановками цієї одиниці без порушення відповідного обмеження, ОСП, де це технічно можливо, враховує залишковий безпечний обсяг заявки. Порядок визначення такого обсягу встановлюється технічною специфікацією ОСП».	Агрегація створює системну цінність саме завдяки можливості перерозподіляти завдання між розподіленими ресурсами. Автоматичне блокування всієї агрегованої одиниці через локальне обмеження окремого вузла може необґрунтовано вилучати з ринку технічно доступну гнучкість. Пропозиція зберігає пріоритет мережевої безпеки, але дозволяє використати неуражену частину ресурсу.

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Підпункт 2 пункту 1 Змін: у пункті 4.17.3 глави 4.17 «абзац другий виключити» (скасування заборони сальдування заявок, маркованих для вирішення системних обмежень).	Після виключення абзацу другого доповнити пункт 4.17.3 нормою: «Застосування сальдування не припиняє окремого обліку валових обсягів балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження, ідентифікаторів акцептів, відповідних маркувань та причин їх застосування. Така інформація зберігається ОСП та є доступною відповідному ППБ для перевірки розрахунків».	Сальдування може бути допустимим способом фінансового врегулювання, однак воно не повинно знищувати первинну економічну та технічну трасованість двох протилежних активацій. Окремий облік валових обсягів потрібний для аудиту системних обмежень, перевірки розрахунків, аналізу виконання та врегулювання спорів.
Пункт 5.12.2 глави 5.12 розділу V: балансуюча енергія не розраховується, якщо одиниця надання ДП «перебувала під управлінням ЦР САРЧП менше 45 хвилин».	Замінити зазначену підставу нормою, за якою фактично активована балансуюча електрична енергія визначається за фактичний період перебування одиниці під управлінням ЦР САРЧП на підставі валідованого сигналу активації та доступних валідованих вимірювань. Якщо стандартний алгоритм не може бути застосований через неповний інтервал, Правила мають передбачати окрему резервну методику розрахунку та подальшого коригування, а не нульовий розрахунок фактично активованої енергії.	Протягом 30–44 хвилин одиниця може фактично збільшувати або зменшувати відбір/відпуск за сигналом аРВЧ. Невизначення такого фізично поставленого/відібраного обсягу створює розрив між фізичним балансом, балансуючим розрахунком і небалансом ППБ/СВБ та може спричинити необґрунтований фінансовий результат.
Пункт 5.12.2 глави 5.12 розділу V: балансуюча енергія не розраховується, якщо «за результатами моніторингу ДП з аРВЧ така ДП була визнана ненаданою».	Виключити цю підставу або викласти її так: «Визнання ДП з аРВЧ ненаданою не є самостійною підставою для невизначення фактично активованого обсягу балансуючої електричної енергії. Фінансові наслідки неналежного надання ДП та розрахунок фактично активованої балансуючої електричної енергії здійснюються окремо відповідно до цих Правил».	Якість/належність надання резерву і фізичний обсяг активованої енергії є різними об’єктами обліку. Одна й та сама невідповідність не повинна одночасно призводити до санкції за ненадання ДП та до зникнення фактично поставленої/відібраної балансуючої енергії з розрахунку. Розмежування зменшує ризик подвійного економічного наслідку за одну фізичну подію.
Пункт 5.12.2 глави 5.12 розділу V: балансуюча енергія не розраховується, якщо ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору або графік «не був підтверджений ОСП».	Замінити безумовне «не розраховується» процедурою відкладеного/коригувального розрахунку. Пропонуємо передбачити, що до підтвердження необхідного графіка розрахунок має попередній статус, а після отримання або виправлення належних даних ОСП здійснює перерахунок у визначений Правилами строк. Відповідальність за неподання/неналежне подання графіка застосовується окремо і не скасовує облік фактичної активації.	Адміністративна або інформаційна помилка у графіку не змінює факту фізичної активації аРВЧ. Повне невизнання енергії створює неконсистентність і порушує трасованість розрахунку. Коригувальний механізм дозволяє одночасно забезпечити дисципліну подання графіків та фізично коректний розрахунок.
Додаток 6, пункт 10: «цифри “60” замінити цифрами “95”» у критерії моніторингу фактичного надання РПЧ.	Доповнити методику прямою нормою про виключення з бази перевірки інтервалів, у яких невиконання критерію спричинене підтвердженою командою ОСП, системним обмеженням, обмеженням/відмовою телеметричного каналу або даними неналежної якості з причин, що не залежать від ПДП.	Підвищення порога до 95 % істотно збільшує чутливість результату до одиничних пропусків телеметрії, часової десинхронізації та операторських обмежень. ПДП має відповідати за власну технічну готовність, але не за інтервали, в яких виконання було об’єктивно обмежене

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
	Також визначити знаменник, правила округлення, обробки пропусків та коригування даних при перевірці критерію 95 %.	ОСП/оператором системи або які не можуть бути достовірно оцінені через зовнішню проблему даних.
Додаток 6, пункт 10: вимога, щоб «сумарний обсяг РПЧ, розміщеного на обладнанні одиниці надання ДП (Рр), [був] не меншим за обсяг... зобов'язань ПДП».	Уточнити для агрегованої одиниці надання ДП: «Для агрегованої одиниці надання ДП сумарний обсяг РПЧ визначається на рівні всієї сертифікованої одиниці з урахуванням фактичної доступності її складових. Перерозподіл РПЧ між складовими в межах чинної сертифікованої топології допускається за умови дотримання сумарного зобов'язання, мережевих обмежень та технічних вимог ОСП».	Агрегована одиниця не повинна оцінюватися як сукупність незалежних статичних ресурсів, якщо предметом кваліфікації та ринкового зобов'язання є агрегований керований контур. Динамічний перерозподіл резерву між батареями/DER підвищує надійність виконання і є однією з основних функцій агрегатора.
Додаток 6, пункт 11: нова «перевірка відповідності діапазону регулювання аРВЧ зобов'язанням» із використанням Рмакс_аРВЧ та Рмін_аРВЧ.	Доповнити визначення для агрегованих одиниць: «Для агрегованої одиниці надання ДП Рмакс_аРВЧ та Рмін_аРВЧ визначаються як агреговані доступні межі регулювання одиниці надання ДП, сформовані з урахуванням фактичної доступності її складових, чинної сертифікованої топології, обмежень точок приєднання та актуальних системних обмежень». Не вимагати пропорційного закріплення однакового резерву за кожною складовою, якщо сукупний сертифікований ресурс забезпечує зобов'язання.	Без окремої норми для агрегації алгоритм може бути помилково застосований до кожної окремої електроустановки, що фактично нейтралізує можливість портфельного перерозподілу. Для ОСП критичним є гарантований агрегований діапазон на рівні ринкової одиниці, а не статичний розподіл між окремими ресурсами всередині сертифікованої одиниці.
Додаток 6, пункт 11: перевірка не здійснюється в ОРЧ при окремих диспетчерських командах та при відключенні одиниці від ЦР САРЧП за командою ОСП.	Доповнити перелік винятків: «Перевірка також не здійснюється в ОРЧ, в яких доступний діапазон регулювання одиниці надання ДП був обмежений унаслідок системного обмеження в мережах ОСП/ОСР/ОМСР або обов'язкової команди/підтвердженого обмеження відповідного оператора системи, за умови наявності електронного підтвердження такого обмеження».	Проєкт одночасно вводить у 4.14.7 спеціальне врахування системних обмежень у мережах ОСР/ОМСР. Тому моніторинг виконання не повинен визнавати ПДП таким, що не виконав зобов'язання, у періоди, коли сам оператор системи обмежив технічно доступний діапазон. Це забезпечує внутрішню узгодженість змін.
Додаток 6, пункт 11: δ4 = 1 % та умови з коефіцієнтом 0,07 для верхньої/нижньої межі діапазону регулювання аРВЧ.	Перед застосуванням нових критеріїв передбачити оприлюднення ОСП технічної специфікації розрахунку, яка визначає: джерело миттєвих значень; частоту вибірки; часові мітки і допустиму похибку синхронізації; правила агрегації до ОРЧ; ознаки якості даних; обробку відсутніх, дубльованих і скоригованих даних; версіонування перерахунків; порядок надання ПДП вихідного ряду даних та результату перевірки.	При допуску 1 % результат може залежати не лише від фізичної спроможності ресурсу, а й від дискретності телеметрії, часової синхронізації та правил обробки даних. Методика повинна бути відтворюваною: ОСП і ПДП, використовуючи один набір вхідних даних та одну версію алгоритму, мають отримувати однаковий результат.

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Пункт 2 проєкту постанови: «Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП».	Для змін до пункту 5.12.2 Правил ринку та пунктів 10–11 додатка 6 встановити окремий перехідний строк. Пропонуємо: зазначені зміни набирають чинності не раніше ніж через 30 календарних днів після оприлюднення ОСП необхідних технічних специфікацій розрахунку/обміну даними та надання учасникам можливості провести тестову перевірку (тестове середовище або тестові набори даних). Решта редакційних змін може набрати чинності у загальному порядку.	Запропоновані зміни впливають на алгоритми моніторингу, розрахунків та склад машинних даних. Набрання чинності наступного дня після оприлюднення не залишає часу на реалізацію, тестування, синхронізацію систем та перевірку розрахунків. Перехідний період знижує операційний ризик без відкладення суто редакційних змін.

«21» вересня 2026 року

Директор ТОВ «Весфін Флекс» _____ Лобойко Ольга Володимирівна

(підпис) (прізвище, ім’я та по батькові)

Документ підлягає підписанню КЕП перед направленням до НКРЕКП.

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

30.09.2026 82/1033
№
На № від

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

Щодо надання зауважень та пропозицій до проекту постанови НКРЕКП

За результатами моніторингу оприлюднення Регулятором на офіційному веб-сайті проєктів постанов, що мають ознаки регуляторних актів, АТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» опрацьовано проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку», у частині зміни порядку моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов'язань з надання допоміжних послуг, порядку визначення обсягів балансуючої електричної енергії, пов'язаних з активацією автоматичного резерву відновлення частоти та врегулювання системних обмежень, а також врахування оператором системи передачі наявності системних обмежень у мережах операторів систем при акцептуванні заявок постачальників послуг з балансування на балансуючу електричну енергію, та внесення інших редакційних змін, за результатами чого сформовані відповідні зауваження та пропозиції щодо її положень.

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

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

Головний виконавчий директор **В.Ю. Сімаков**

№41116/1-26 від 30.09.2026

Додаток до листа АТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО»
№ 82/1033 від 30.09.2026

Зауваження та пропозиції
до проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акта, –
постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,
«Про затвердження Змін до Правил ринку»

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307		
5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. **Обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під ЦР САРЧП) не розраховується в розрахункових періодах t, протягом яких:** **одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП менше 45 хвилин;** **за результатами моніторингу ДП з аРВЧ така ДП була визнана ненаданою;** **ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору одиниці надання ДП відповідно до вимог глав 4.6, 4.7 та 4.8 цих Правил або поданий графік не був підтверджений ОСП.**	Залишити в чинній редакції.	Запропонована редакція необґрунтовано ототожнює результат моніторингу якості та обсягів надання допоміжної послуги з фактом і обсягом активації балансуючої електричної енергії. Негативний результат моніторингу, перебування одиниці під управлінням ЦР САРЧП менше 45 хвилин або відсутність підтвердженого графіка не спростовують факту виконання одиницею уставок ЦР САРЧП та фізичної зміни відпуску/відбору електричної енергії для балансування системи. Відповідно до статей 18 і 45 Регламенту (ЄС) 2017/2195 правила визначення та розрахунку активованого обсягу балансуючої енергії, наслідки невиконання умов постачальником балансуючих послуг і врегулювання небалансів є окремими елементами регулювання. Активований обсяг балансуючої енергії має визначатися на основі запитаної або виміряної активації та врегульовуватися з відповідним постачальником балансуючих послуг. Кожен ОСП повинен здійснити розрахунки за всі активовані обсяги балансуючої енергії з

		відповідними постачальниками послуг з балансування. Натомість запропонована редакція дозволяє внаслідок одиничної невідповідності критеріям моніторингу фактично обнулити балансуючу енергію за весь розрахунковий період, хоча Порядок моніторингу вже передбачає окремі наслідки ненадання ДП, включаючи не оплату послуги, санкції у вигляді плати за невідповідність та перевірки обладнання із можливістю анулювання відповідного свідоцтва. Це створює кумуляцію негативних фінансових наслідків щодо одного фізичного обсягу енергії та спотворює стимули для постачальників аРВЧ. Відповідно до статті 44 Регламенту 2017/2195 розрахункові механізми повинні: – створювати адекватні економічні сигнали; – відображати реальну вартість енергії; – не спотворювати стимули для СВБ, ППБ та ОСП; – стимулювати ППБ пропонувати і постачати послуги з балансування; – підтримувати конкуренцію та забезпечувати фінансову нейтральність ОСП. Автоматичне обнулення всієї балансуючої енергії порушує цю логіку, оскільки: • фізично використана ОСП енергія перестає визнаватися балансуючою; • ця сама енергія переходить у небаланс СВБ; • ПДП окремо втрачає плату за ДП та зазнає інших наслідків (плата за невідповідність, анулювання свідоцтва);

		• ОСП отримує результат активації, але не проводить його розрахунок як балансуючої енергії.
4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані **заявки** на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. ~~**Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.**~~	Потребує обговорення.	Пропонується уточнити рівень та порядок сальдування акцептованих заявок на завантаження та розвантаження, маркованих для вирішення системних обмежень, зокрема чи здійснюватиметься таке сальдування в межах однієї одиниці надання послуг з балансування або сукупно за всіма одиницями відповідного ППБ. Сальдування не повинно призводити до невизнання або не оплати обсягів балансуючої електричної енергії, фактично наданих окремими одиницями надання послуг з балансування на виконання акцептованих заявок.
Додаток 6 до Правил ринку *Порядок моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов'язань з надання допоміжних послуг*		
10. Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється шляхом зіставлення поточного відхилення активної потужності $P_{факт,i}$ зі значенням очікуваної потужності $P_{п,i}$ при поточному відхиленні частоти, що розраховується за формулою …. ~~**Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється для розрахункових періодів, у яких виконується умова $\max\left\|\Delta f_{вим,i}\right\| > 0.05$ Гц, де виміри в момент часу належать до цього розрахункового періоду**~~. ~~**Сумарний обсяг РПЧ, улаштований на одиниці надання ДП, не може бути меншим обсягу, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або в результаті здійсненої передачі ДП.**~~	Залишити в чинній редакції.	Пропонується залишити в чинній редакції з огляду на наступне: • **Недостатність обґрунтувань щодо підвищення критерію з 60 % до 95 %.** Проєктом пропонується підвищити порогове значення часу перебування фактичної активної потужності в допустимих межах із 60 % до 95 % розрахункового періоду. Водночас матеріали проєкту не містять статистичного, математичного або техніко-економічного обґрунтування вибору саме 95 %, ретроспективного моделювання його застосування та оцінки впливу на кількість розрахункових періодів, у яких ДП визнаватиметься ненаданою.

Рішення, що ДП надана, приймається, якщо фактична активна потужність обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, перебуває в допустимих межах щонайменше протягом **95** % розрахункового періоду **і при цьому сумарний обсяг РПЧ, розміщеного на обладнанні одиниці надання ДП (P_p), є не меншим за обсяг, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до зобов'язань ПДП з надання ДП цією одиницею надання ДП.**		За тривалості ОРЧ 15 хвилин критерій 95 % означає, що перебування фактичної активної потужності поза допустимими межами сукупно протягом понад 45 секунд призведе до невизнання ДП за весь відповідний ОРЧ. При цьому однаковий наслідок може наставати як у разі незначного короткочасного відхилення, так і у разі фактичного ненадання резерву протягом значної частини ОРЧ, що свідчить про недостатню диференційованість і потребує перевірки пропорційності запропонованого критерію. При цьому, виходячи із практики відповідного регулювання на рівні ENTSO-E, у технічних вимогах до РПЧ для Північної синхронної зони (Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area) дійсно використовується коефіцієнт Kmargin = 0,95. Проте він застосовується в межах оцінювання технічних характеристик регулювання під час випробувань з метою сертифікації та не встановлює вимоги щодо перебування фактичної потужності в допустимих межах протягом 95 % кожного розрахункового періоду. Тому наявність такого коефіцієнта не є підтвердженням запропонованого критерію операційного моніторингу. Крім того, в умовах пошкодження та скорочення доступного парку генеруючого обладнання посилення критерію потребує окремої оцінки впливу на достатність, конкурентність та фактичні обсяги пропозиції РПЧ. До проведення такого аналізу та

		оприлюднення його результатів пропонується залишити чинний показник 60 %. • **Відсутнє врахування техніко-економічних наслідків для ПДП, у разі запровадження запропонованих змін** Процедура випробувань обладнання для отримання свідоцтва про відповідність вимогам до надання РПЧ базується на підтвердженні його якісних і кількісних технічних характеристик, але не передбачає окремого критерію перебування потужності в допустимих межах протягом 95 % кожного ОРЧ. У результаті обладнання, яке відповідає вимогам КСП та має чинне свідоцтво, видане ОСП, може систематично визнаватися таким, що не надало ДП, на підставі критерію, який не перевірявся під час випробувань з метою сертифікації. Це створює неузгодженість між умовами допуску обладнання до ринку та умовами наступного операційного моніторингу. Оскільки результати моніторингу безпосередньо впливають на оплату ДП, а з 1 вересня вже поновлено застосування плати за невідповідність для ППБ та ПДП, додаткове посилення критерію моніторингу до 95 % може призвести до одночасного збільшення кількості випадків невизнання ДП та фінансової відповідальності ПДП. За таких умов запровадженню відповідної зміни має передувати оцінка її сукупного фінансового ефекту та можливого впливу на обсяги пропозиції РПЧ. • **Необхідність синхронізації з реформою балансуючих продуктів**

		Паралельно опрацьовується комплексне впровадження стандартних та спеціальних балансуючих продуктів в межах Робочих груп по реалізації положень Закону України № 4834-IX Про Market coupling: диференціація їх характеристик, правил активації та відповідних розрахункових механізмів. У зв'язку з цим перегляд критеріїв моніторингу РПЧ доцільно здійснювати синхронно із запровадженням нової моделі балансуючих продуктів, забезпечивши узгодженість технічних характеристик продукту, сертифікаційних вимог, моніторингу, оплати та відповідальності постачальника, а також передбачивши належний перехідний період.
11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в ~~**ОРЧ**~~ **хвилинах**, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП. Таким ОРЧ автоматично присвоюється статус «ДП надана». Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови **підпунктів** 1**,** ~~**та**~~ 2 **та 3** цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: **…**	Залишити в чинній редакції.	Пропонується залишити в чинній редакції з огляду на наступне: • **Не надано оцінки можливого впливу запропонованих змін на ринок допоміжних послуг у цілому.** Матеріали до проєкту не містять даних щодо кількості розрахункових періодів, у яких застосування запропонованих критеріїв призвело б до визнання аРВЧ ненаданою, величини фактично недоступного резерву, очікуваних фінансових наслідків для ПДП та можливого впливу на обсяги пропозиції аРВЧ. Запровадження додаткових жорстких критеріїв моніторингу без відповідної оцінки може зменшити економічну привабливість участі в сегменті ринку допоміжних послуг для діючих постачальників та потенційних інвесторів. Це може частково нівелювати позитивний ефект спеціальних довгострокових аукціонів,

3) перевірки відповідності діапазону регулювання аРВЧ зобов'язанням відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутого в результаті передачі ДП. **ДП з аРВЧ вважається наданою, якщо виконується така умова:** $\left(\text{Р}_{\text{макс_аРВЧ}} - \text{Р}_{\text{мін_аРВЧ}}\right) + \boldsymbol{\delta_4} \cdot \left(\mathbf{R}_{\text{аРВЧзав}} + \mathbf{R}_{\text{аРВЧрозв}}\right) \geq \mathbf{R}_{\text{аРВЧзав}} + \mathbf{R}_{\text{аРВЧрозв}}$**, де** $\text{Р}_{\text{макс_аРВЧ}}$ **– середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень верхньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** $\text{Р}_{\text{мін_аРВЧ}}$ **– середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень нижньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** $\boldsymbol{\delta_4}$ **– допустима похибка відхилення фактичного діапазону регулювання аРВЧ від обсягу аРВЧ, що розподілений на одиницю надання ДП відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутий у результаті передачі ДП за допомогою графіка фізичного відпуску та відбору ППБ, що дорівнює 1 %.** **При цьому діапазон регулювання аРВЧ має бути налаштований відносно графіка фізичного відпуску/відбору ППБ так, щоб виконувались умови:** $\text{Р}_{\text{макс_аРВЧ}} \leq \text{Р}_{\text{план}} + \mathbf{R}_{\text{аРВЧзав}} + \mathbf{0,07} \cdot \left(\mathbf{R}_{\text{аРВЧзав}} + \mathbf{R}_{\text{аРВЧрозв}}\right)$ **та** $\text{Р}_{\text{мін_аРВЧ}} \geq \text{Р}_{\text{план}} - \mathbf{R}_{\text{аРВЧрозв}} - \mathbf{0,07} \cdot \left(\mathbf{R}_{\text{аРВЧзав}} + \mathbf{R}_{\text{аРВЧрозв}}\right)$**, де** $\text{Р}_{\text{план}}$ **– планове значення потужності відповідно до графіка фізичного відпуску та відбору ППБ з урахуванням обсягу всіх диспетчерських команд, які виконує ПДП, МВт.** **Ця перевірка не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП виконувала диспетчерську команду на зміну активної потужності, що вплинула на склад працюючого обладнання, спроможного надавати ДП з**		проведених НЕК «Укренерго» з метою збільшення обсягів пропозиції резервів. Крім того, паралельно опрацьовується комплексне запровадження стандартних та спеціальних балансуючих продуктів, оновлення характеристик відповідних продуктів, правил їх активації, моніторингу та розрахунків. Тому перегляд критеріїв моніторингу аРВЧ доцільно здійснювати синхронно з цією реформою, забезпечивши узгодженість характеристик продукту, сертифікаційних вимог, операційного моніторингу, оплати та відповідальності постачальника. • **Запропонований критерій не забезпечує пропорційності між масштабом невиконання та його фінансовими наслідками.** Запропонований підхід передбачає бінарний результат моніторингу: ДП визнається або наданою, або ненаданою. При цьому: • будь-яке перевищення встановленого допустимого відхилення може призвести до невизнання ДП незалежно від величини нестачі резерву; • відхилення на 1 МВт при зобов'язанні 50 МВт може мати такі самі наслідки, як і відхилення на 49 МВт, хоча фактичний обсяг ненаданої послуги та вплив на систему істотно відрізняються; • не враховується тривалість відхилення: короткочасне звуження діапазону може мати такий самий наслідок, як недоступність резерву протягом усього ОРЧ;

аРВЧ у випадку надання ПДП інформації, що підтверджує отримання такої команди, а також не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП була відключена від ЦР САРЧП за командою ОСП.		• не передбачається визнання послуги наданою в межах фактично доступного обсягу аРВЧ. Європейська практика підтверджує можливість диференційованого підходу. Зокрема, на німецькому ринку аРВЧ у разі неповного виконання зобов'язань можливе пропорційне зменшення оплати зарезервованої потужності та пропорційний за часом розрахунок наслідків недоступності. При цьому фактично надана балансуюча енергія визначається та розраховується окремо. Отже, доцільно передбачити пропорційне зменшення оплати залежно від фактично недоступного обсягу аРВЧ та тривалості його недоступності, а не повне невизнання ДП за весь розрахунковий період. • **Необхідно виключити з моніторингу наслідки всіх команд ОСП, що вплинули на робочу точку або фактично доступний діапазон аРВЧ.** Запропонований виняток охоплює лише окремі випадки, зокрема команду ОСП, що вплинула на склад працюючого обладнання. Водночас інші команди ОСП також можуть змінювати планове навантаження та доступний діапазон регулювання навіть без зміни складу обладнання. ПДП не повинен визнаватися таким, що не надав ДП, якщо невідповідність виникла внаслідок виконання команди ОСП, зокрема команди на зміну активної потужності, пуск, зупинку, зміну режиму роботи, повернення на

		графік або іншої команди, що фактично вплинула на доступний діапазон аРВЧ. • **Розміри допустимих відхилень потребують перегляду.** У проєкті не наведено технічного або статистичного обґрунтування достатності допуску 1 % під час перевірки ширини діапазону та 7 % під час перевірки його положення відносно графіка. В умовах застосування бінарного результату моніторингу такі допуски можуть призводити до повного невизнання послуги через порівняно незначне або короткочасне відхилення. Доцільно збільшити допустиме відхилення ширини діапазону до **5 %**, що відповідає вже використаному в Порядку моніторингу рівню допустимої похибки для оцінювання окремих параметрів аРВЧ, а допустиме відхилення положення діапазону відносно графіка підвищити із **7 % до 10 %**. Остаточні значення мають бути підтверджені ретроспективним моделюванням на фактичних даних ОСП.

УКРЕНЕРГО
Національна енергетична компанія
вул. С. Петлюри, 25, м. Київ, 01032,
тел.:+38 044 238-38-38, факс:+38 044 238-32-64,
e-mail: nec-kanc@ua.energy, web: ua.energy,
код ЄДРПОУ 00100227

_____ № _____

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

Про зміни до Правил ринку

НЕК «Укренерго» надає свої зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку», оприлюдненого на сайт Регулятора 18.09.2026 за посиланням — https://www.nerc.gov.ua/news/opryliudniuietsa-proekt-postanovy-shcho-maie-oznaky-rehuliatornoho-akta-zminy-do-pravyl-rynku .

При цьому наголошуємо, що НЕК «Укренерго» заперечує щодо змін, які запропоновані до п.4.14.7. Правил ринку, затверджених Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №307, та стосуються змін до процедури визначення пропозицій ППБ як «Особливих» в частині необхідності попереднього узгодження із черговим диспетчером відповідного оператора системи можливості виконання відповідної команди щодо активації заявки ППБ з огляду на наступне.

Пунктами 3 та 6 статті 2 Закону України «Про ринок електричної енергії» щодо правового функціонування ринку електричної енергії встановлено, що Правила ринку визначають, зокрема, порядок реєстрації учасників ринку, порядок та вимоги до забезпечення виконання зобов'язань за договорами про врегулювання небалансів електричної енергії, правила балансування, правила агрегації, правила функціонування ринку допоміжних послуг, порядок проведення розрахунків на балансуючому ринку та ринку допоміжних послуг, порядок надання послуг із зменшення навантаження виробником, якому встановлено «зелений» тариф, якщо об'єкт електроенергетики або черга його будівництва (пусковий комплекс) такого виробника включений до балансуючої групи гарантованого покупця, порядок виставлення рахунків, порядок внесення змін до правил ринку, порядок розкриття та оприлюднення інформації.

Кодекс системи передачі, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №309 та Кодекс систем розподілу, затверджений Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310, визначають, зокрема, порядок планування розвитку системи передачі та систем розподілу; умови та порядок доступу до системи передачі/системи розподілу, умови та порядок приєднання до системи передачі/системи розподілу, у тому числі порядок гнучкого приєднання та його особливості, характеристики **та порядок надання допоміжних послуг оператору системи передачі**, у тому числі для цілей міждержавного балансування, порядок оперативного планування; **порядок управління та експлуатації системи в нормальних та аварійних режимах**; стандарти операційної безпеки, критерії, які застосовує оператор системи передачі для диспетчеризації генеруючих потужностей та використання перетинів між торговими зонами, **порядок диспетчеризації розподіленої генерації** та умови надання пріоритетності об'єктам електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії.

ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП
Сертифікат 3FAA9288358EC00304000000888C37005C80E800
Підписувач Симоненко Олександр Олександрович
Дійсний з 18.09.2025 15:53:33 по 18.09.2027 15:53:33

НЕК "Укренерго"
Вих.№ 01/60749
від 30.09.2026

№41053/1-26 від 30.09.2026

Також, вимоги статті 17 ЗУ «Про ринок електричної енергії» прямо вказують на визначення стандартів операційної безпеки **у Кодексі системи передачі**, одним із положень яких є **обмін інформацією про функціонування електричних мереж**, у тому числі з операторами систем передачі суміжних держав.

Крім того згідно із п.4.18.17. Правил ринку диспетчерські команди видаються ОСП ППБ та ППВДЕ з використанням підсистеми адміністрування диспетчерських команд відповідно до цієї глави та положень Кодексу системи передачі. Диспетчерські команди видаються ОСП ППВДЕ з використанням СКО.

З аналізу вище вказаних положень випливає, що Законом України «Про ринок електричної енергії» не передбачено врегулювання питання порядку диспетчерського (оперативно-технологічного) управління Правилами ринку. Врегулювання цього питання має відбуватись в Кодексі системи передачі та Кодексі систем розподілу.

Відповідно до частини першої та третьої статті 44 ЗУ «Про ринок електричної енергії» в електроенергетиці України **діє єдина диспетчерська система оперативно-технологічного управління** виробництвом, передачею, розподілом, зберіганням та споживанням електричної енергії. **Функції диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав здійснює оператор системи передачі.** Диспетчеризація резервів потужності та використання міждержавних перетинів мають здійснюватися відповідно до Кодексу системи передачі, правил ринку та інших нормативно-правових актів, на основі економічних критеріїв та з урахуванням технічних обмежень системи. Оператор системи передачі та оператори систем розподілу співпрацюють один з одним для досягнення скоординованого доступу до резервів потужності, зокрема розподіленої генерації, установок зберігання енергії або реагування попиту, для задоволення потреб оператора системи передачі та операторів систем розподілу у процесі забезпечення операційної безпеки та безпеки постачання електричної енергії.

Відповідно до глави 2 розділу VII Кодексу системи передачі:

2.1Диспетчерське управління ОЕС України здійснюється за ієрархічною структурою з обов’язковим оперативним підпорядкуванням нижчих рівнів управління вищим.

2.2. Органом вищого рівня диспетчерського управління є ОСП, включаючи його підрозділи – регіональні диспетчерські центри.

Середнім рівнем диспетчерського управління є виробники електричної енергії з встановленою потужністю більше 20 МВт, ОУЗЕ, сумарна встановлена потужність УЗЕ яких більше 20 МВт, а також ОСР та постачальники послуг з балансування.

Нижчим рівнем диспетчерського управління є споживачі електричної енергії (крім постачальників послуг балансування), ОУЗЕ, сумарна встановлена потужність УЗЕ яких не перевищує 20 МВт, та виробники електричної енергії розподіленої генерації (крім постачальників послуг з балансування).

2.3. Організаційну структуру оперативно-диспетчерського управління в ОЕС України для вищого та середнього рівня розробляє ОСП. ОСП розробляє дану структуру з урахуванням вимог пункту 2.2 цієї глави та операційної безпеки.

Враховуючи вище викладене, пропонуємо залишити без змін чинну редакцію п.4.14.7. Правил ринку без змін. Натомість внести зміни до п.4.18.13. Правил ринку наступного змісту:

«4.18.13. Усі диспетчерські команди ОСП на зміну рівня відпуску або відбору видаються учасникам ринку через СУР з **урахуванням положень Кодексу системи передачі до організаційної структури оперативно-диспетчерського управління в ОЕС України**. У разі відсутності комунікації з учасником ринку команда видається через

резервний засіб зв'язку **(телефонні канали відповідно до затвердженої організаційної структури оперативно-диспетчерського управління в ОЕС України)** з обов'язковим занесенням відповідного запису до СУР.

У разі відсутності зворотного зв'язку з відповідним ППБ або ППВДЕ через телефонні канали його пропозиція вважається акцептованою, а в разі її невиконання йому нараховуються відповідні платежі/штрафи.»

Також повідомляємо, що запропоновані Регулятором зміни передбачають впровадження змін до відповідного програмного забезпечення, втому числі Системи управління ринком. У зв’язку з цим НЕК «Укренерго» потрібен додатковий час на визначення строків та оцінки впровадження таких змін до відповідного програмного забезпечення.

Додаток: Зауваження та пропозиції НЕК «Укренерго» до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» на 10 арк. в 1 прим.

В.о. директора з ринкових операцій

Симоненко О.О.

Бажан 238-37-00

Порівняльна таблиця змін до Правил ринку 4.14.7.**в частині активацій поза ранжиром та моніторингу ДП**

Чинна редакція	Проєкт змін НКРЕКП	Пропозиції та зауваження НЕК «Укренерго»	Обґрунтування
4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуючу електричну енергію			
4.14.7. Диспетчер оцінює можливість використання **пропозиції** ППБ та в разі неможливості її активації у відповідному розрахунковому періоді визначає такі **пропозиції** як "Особливі". **Пропозиції**, що отримали ознаку "Особливі", не будуть використані, а наступні активовані **пропозиції** інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку "Особливі" на таких підставах: невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання; системні обмеження**;** зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва; зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля.	4.14.7. Диспетчер оцінює можливість використання **заявки** ППБ, **за необхідності з попереднім узгодженням із черговим диспетчером відповідного оператора системи можливості виконання відповідної команди щодо активації заявки** ППБ, та в разі неможливості її активації у відповідному розрахунковому періоді визначає такі **заявки** як «Особливі». **Заявки**, що отримали ознаку «Особливі», не будуть використані, а наступні активовані **заявки** інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку «Особливі» на таких підставах: невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання; системні обмеження**, у тому числі в мережах ОСР/ОМСР**; зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва; зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля.	Диспетчер оцінює можливість використання ~~**пропозиції ППБ**~~ **заявки на балансуючу електричну енергію** та в разі неможливості її активації у відповідному розрахунковому періоді визначає такі ~~**пропозиції**~~ **заявки** як "Особливі". ~~**Пропозиції**~~ **Заявки на балансуючу електричну енергію**, що отримали ознаку "Особливі", не будуть використані, а наступні активовані пропозиції інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку "Особливі" на таких підставах: невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання; системні обмеження; зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва; зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля;	*1) Згідно закладених норм в законі України «Про ринок електричної енергії» щодо правового функціонування ринку електричної енергії пунктами 3 та 6 статті 2 розділу І визначено, що:* *Правила ринку визначають, зокрема, порядок реєстрації учасників ринку, порядок та вимоги до забезпечення виконання зобов'язань за договорами про врегулювання небалансів електричної енергії, правила балансування, правила агрегації, правила функціонування ринку допоміжних послуг, порядок проведення розрахунків на балансуючому ринку та ринку допоміжних послуг, порядок надання послуг із зменшення навантаження виробником, якому встановлено "зелений" тариф, якщо об'єкт електроенергетики або черга його будівництва (пусковий комплекс) такого виробника включений до балансуючої групи гарантованого покупця, порядок виставлення рахунків, порядок внесення змін до правил ринку, порядок розкриття та оприлюднення інформації.щ* *Кодекс системи передачі та кодекс систем розподілу визначають, зокрема, порядок планування розвитку системи передачі та систем розподілу; умови та порядок доступу до системи передачі / системи розподілу, умови та порядок приєднання до системи передачі / системи розподілу, у тому числі порядок гнучкого приєднання та його особливості, характеристики* ***та порядок надання допоміжних послуг оператору системи передачі****, у тому числі для цілей міждержавного балансування, порядок оперативного планування;* ***порядок управління та експлуатації системи в нормальних та аварійних режимах****; стандарти операційної безпеки, критерії, які застосовує оператор системи передачі для диспетчеризації генеруючих потужностей та використання перетинів між торговими зонами,* ***порядок диспетчеризації розподіленої генерації*** *та умови надання пріоритетності об'єктам електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії.*

			Також, вимоги статті 17 розділу II ЗУ «Про ринок електричної енергії» прямо вказують на визначення стандартів операційної безпеки ***у кодексі системи передачі****, одним із положень яких є* ***обмін інформацією про функціонування електричних мереж****, у тому числі з операторами систем передачі суміжних держав.* *Відповідно до п.4.18.17 розділу 4.18 глави IV Правил ринку:* *4.18.17.* ***Диспетчерські команди видаються*** *ОСП ППБ та ППВДЕ з використанням підсистеми адміністрування диспетчерських команд* ***відповідно до*** *цієї глави та* ***положень Кодексу системи передачі****.* *Диспетчерські команди видаються ОСП ППВДЕ з використанням СКО.* ***З аналізу вище вказаних положень слідує, що ЗУ «Про ринок електричної енергії» не передбачено врегулювання питання порядку диспетчерського (оперативно-технологічного) управління Правилами ринку. Врегулювання цього питання має відбуватись в Кодексах системи передачі та систем розподілу.*** *Відповідно до частини першої та третьої статті 44 розділу V ЗУ «Про ринок електричної енергії»:* *1. В електроенергетиці України діє* ***єдина*** *диспетчерська система оперативно-технологічного управління виробництвом, передачею, розподілом, зберіганням та споживанням електричної енергії.* ***Функції диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав здійснює оператор системи передачі.*** *3. Диспетчеризація резервів потужності та використання міждержавних перетинів мають здійснюватися відповідно до кодексу системи передачі, правил ринку та інших нормативно-правових актів, на основі економічних критеріїв та з урахуванням технічних обмежень системи.* ***Оператор системи передачі та оператори систем розподілу співпрацюють*** *один з одним для досягнення скоординованого доступу*

			до резервів потужності, зокрема розподіленої генерації, установок зберігання енергії або реагування попиту, ***для задоволення потреб*** *оператора системи передачі та операторів систем розподілу* ***у процесі забезпечення операційної безпеки та безпеки постачання електричної енергії.*** *Відповідно до глави 2 розділу VII Кодексу системи передачі:* *2.1. Диспетчерське управління ОЕС України здійснюється за ієрархічною структурою з обов'язковим оперативним підпорядкуванням нижчих рівнів управління вищим.* *2.2. Органом вищого рівня диспетчерського управління є ОСП, включаючи його підрозділи – регіональні диспетчерські центри.* *Середнім рівнем диспетчерського управління є виробники електричної енергії з встановленою потужністю більше 20 МВт, ОУЗЕ, сумарна встановлена потужність УЗЕ яких більше 20 МВт, а також ОСР* ***та постачальники послуг з балансування****.* *Нижчим рівнем диспетчерського управління є споживачі електричної енергії (крім постачальників послуг балансування), ОУЗЕ, сумарна встановлена потужність УЗЕ яких не перевищує 20 МВт, та виробники електричної енергії розподіленої генерації (крім постачальників послуг з балансування).* *2.3. Організаційну структуру оперативно-диспетчерського управління в ОЕС України для вищого* ***та середнього рівня розробляє ОСП****. ОСП розробляє дану структуру з урахуванням вимог пункту 2.2 цієї глави* ***та операційної безпеки****.* ***Враховуючи вище викладене, пропозиція Дирекції управління ОЕС України НЕК «Укренерго» залишити діючу редакцію пункту 4.14.7 глави 4.14 без змін.*** ***Натомість пропонуємо внести зміни до п.4.18.13 глави 4.18 розділу IV Правил ринку, які надаються нижче у цій порівняльній таблиці.*** 2*) Пропозиція додати додаткові критерії для заявок, які отримали ознаку «Особливі» зумовлена необхідністю забезпечити диспетчеру*

		обсяг неподільної заявки на балансуючу електричну енергію, поданої відповідно до п.4.11.3.-п.4.11.4. цих Правил, завеликий для врегулювання небалансу або системних обмежень; **обсяг заявки на балансуючу електричну енергію замалий для врегулювання небалансу або системного обмеження, а разом з наступною доступною неподільною пропозицією, поданої відповідно до п.4.11.3.-п.4.11.4. цих Правил, завеликий.**	*можливість уникати ситуацій, в яких можуть скластися обставини, які створюють ризик порушення сальдо перетоку і зумовлюють необхідність віддавати різнонаправлені команди для того, щоб уникнути такого порушення. А саме, наприклад, якщо найближча пропозиція на розвантаження замала для врегулювання небалансу, а та, що слідує за нею, завелика і неподільна (наприклад, пропозиція ГАЕС для роботи в режимі закачування з огляду на технологічні особливості станції), у разі послідовної активації таких заявок диспетчер змушений буде компенсувати надлишкове завантаження додатковими командами на розвантаження, що негативно вливає на обсяг розрахунків на балансуючому ринку*
4.17. Оплата акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію			
4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані **пропозиції** на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. **Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.**	4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані **заявки** на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. ~~Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.~~	Без зауважень	*Впровадження норми потребує впровадження змін в програмне забезпечення СУР, що наразі потребує додаткової оцінки потреби часу на такі зміни.*
4.18.13. Усі диспетчерські команди ОСП на зміну рівня відпуску або відбору видаються учасникам ринку через СУР. У разі відсутності комунікації з учасником ринку команда видається через резервний засіб зв'язку з обов'язковим занесенням відповідного запису до СУР. У разі відсутності зворотного зв'язку з відповідним ППБ або ППВДЕ через телефонні канали його пропозиція вважається акцептованою, а в разі її невиконання йому нараховуються відповідні платежі/штрафи.	—	4.18.13. Усі диспетчерські команди ОСП на зміну рівня відпуску або відбору видаються учасникам ринку через СУР **з врахуванням положень Кодексу системи передачі до організаційної структури оперативно-диспетчерського управління в ОЕС України.** У разі відсутності комунікації з учасником ринку команда видається через резервний засіб зв'язку **(телефонні канали відповідно до затвердженої організаційної структури оперативно-диспетчерського управління в ОЕС України)** з обов'язковим занесенням відповідного запису до СУР. У разі відсутності зворотного зв'язку з відповідним ППБ або ППВДЕ через телефонні канали його пропозиція вважається акцептованою, а в разі її	*Пропонуємо залишити без змін чинну редакцію п.4.14.7 глави 4.14 Правил ринку без змін. Натомість внести зміни до п.4.18.13 глави 4.18 розділу IV Правил ринку з огляду на обґрунтування до змін в п. 4.14.7.*

		невиконання йому нараховуються відповідні платежі/штрафи.	
5.12. Загальні принципи визначення розрахунків за балансуючу електричну енергію			
5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. **Відсутні**	5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. **Обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під ЦР САРЧП) не розраховується в розрахункових періодах t, протягом яких:** **одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП менше 45 хвилин;** **за результатами моніторингу ДП з аРВЧ така ДП була визнана ненаданою;** **ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору одиниці надання ДП відповідно до вимог глав 4.6, 4.7 та 4.8 цих Правил або поданий графік не був підтверджений ОСП.**	Без зауважень	*Впровадження норми потребує впровадження змін в програмне забезпечення СУР, що наразі потребує додаткової оцінки потреби часу на такі зміни.*
Додаток 6 до Правил ринку Порядок моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов'язань з надання допоміжних послуг			
10. Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється шляхом зіставлення поточного відхилення активної потужності $P_{факт,і}$ зі значенням очікуваної потужності $P_{п,і}$ при поточному відхиленні частоти, що розраховується за формулою $P_{план} + \min\limits_{[i-30;\,i]}\{P_{п,i}\} - \lvert\delta 1\rvert \cdot P_{ном}^{рпч} \le P_{факт,i} \le P_{план} + \max\limits_{[i-30;\,i]}\{P_{п,i}\} + \lvert\delta 1\rvert \cdot P_{ном}^{рпч}$ де $P_{план}$ — уставка активної потужності обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт; $\min\limits_{[i-30;\,i]}\{P_{п,i}\}$ — мінімальне значення очікуваного відхилення активної потужності протягом 30 секунд, що передує поточному значенню $P_{факт,i}$, МВт; *δ1* — похибка вимірювань активної потужності, що дорівнює ± 1 %; $P_{ном}^{рпч}$ — номінальна потужність обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт; $P_{факт,i}$ - миттєві значення фактичної потужності в момент часу і, МВт;	10. Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється шляхом зіставлення поточного відхилення активної потужності $P_{факт,і}$ зі значенням очікуваної потужності $P_{п,і}$ при поточному відхиленні частоти, що розраховується за формулою $P_{план} + \min\limits_{[i-30;\,i]}\{P_{п,i}\} - \lvert\delta 1\rvert \cdot P_{ном}^{рпч} \le P_{факт,i} \le P_{план} + \max\limits_{[i-30;\,i]}\{P_{п,i}\} + \lvert\delta 1\rvert \cdot P_{ном}^{рпч}$ де $P_{план}$ — уставка активної потужності обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт; $\min\limits_{[i-30;\,i]}\{P_{п,i}\}$ — мінімальне значення очікуваного відхилення активної потужності протягом 30 секунд, що передує поточному значенню $P_{факт,i}$, МВт; *δ1* — похибка вимірювань активної потужності, що дорівнює ± 1 %; $P_{ном}^{рпч}$ — номінальна потужність обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт; $P_{факт,i}$ - миттєві значення фактичної потужності в момент часу і, МВт;	Без зауважень	*Впровадження норми потребує впровадження змін у відповідне програмне, що наразі потребує додаткової оцінки потреби часу на такі зміни.*

$\max_{[i-30;\,i]}\{P_{п,i}\}$ — максимальне значення очікуваного відхилення активної потужності протягом 30 секунд, що передує поточному значенню, $P_{факт,i}$, МВт; $P_{п,i}$ - потужність, яка очікується від одиниці надання ДП при активації РПЧ при поточному відхиленні частоти, МВт, що розраховується за формулою $P_{п,i} = - \Delta f_i \cdot \frac{P_р}{0{,}2-\Delta f_0}$ де Δf_i — різниця між виміряною і номінальною частотою, що перевищує значення мертвої зони частотної характеристики, Гц; де Δf_0 — велична мертвої зони частотної характеристики за замовчуванням складає 0,01 Гц (10 мГц), якщо інше не встановлено за оперативним розпорядженням ОСП. Якщо абсолютне значення різниці між виміряною і номінальною частотою менше або дорівнює значенню мертвої зони частотної характеристики, то Δf_i приймає значення 0. $\Delta f_i = 0$, якщо $\lvert\Delta f_{вим,i}\rvert \le \Delta f_0$, де $\Delta f_{вим,i} = \Delta f_{вим,i} - \Delta f_{ном}$ — відхилення виміряного значення частоти від номінального; $f_{вим,i}$ — виміряне значення частоти, Гц; $f_{ном}$ — номінальне значення частоти, Гц. Якщо абсолютне значення різниці між виміряною і номінальною частотою більше 0,2 Гц, то Δf_i приймає значення $(0.2-\Delta f_0)$ з відповідним знаком, що розраховується за формулою $\Delta f_i = \begin{cases} (0.2-\Delta f_0), якщо\ \Delta f_{вим,i} > 0.2 \\ (-0.2+\Delta f_0), якщо\ \Delta f_{вим,i} < -0.2 \end{cases}$ Якщо $\lvert\Delta f_{вим,i}\rvert > \Delta f_0$ та $\lvert\Delta f_{вим,i}\rvert \le 0.2$, то Δf_i розраховується за формулою $\Delta f_i = \begin{cases} \Delta f_{вим,i} - \Delta f_0, якщо\ \Delta f_{вим,i} > 0 \\ \Delta f_{вим,i} + \Delta f_0, якщо\ \Delta f_{вим,i} < 0 \end{cases}$, де $P_р$ — величина РПЧ, що була розміщена на обладнанні, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт, що розраховується за формулою $P_р = (0{,}2 - \Delta f_0)\ P_{ном}^{рпч} \cdot 100)/(50 \cdot \sigma)$, де σ — значення статизму обладнання, що входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, %. **Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється для розрахункових періодів, у яких виконується умова**	$\max_{[i-30;\,i]}\{P_{п,i}\}$ — максимальне значення очікуваного відхилення активної потужності протягом 30 секунд, що передує поточному значенню, $P_{факт,i}$, МВт; $P_{п,i}$ - потужність, яка очікується від одиниці надання ДП при активації РПЧ при поточному відхиленні частоти, МВт, що розраховується за формулою $P_{п,i} = - \Delta f_i \cdot \frac{P_р}{0{,}2-\Delta f_0}$ де Δf_i — різниця між виміряною і номінальною частотою, що перевищує значення мертвої зони частотної характеристики, Гц; де Δf_0 — велична мертвої зони частотної характеристики за замовчуванням складає 0,01 Гц (10 мГц), якщо інше не встановлено за оперативним розпорядженням ОСП. Якщо абсолютне значення різниці між виміряною і номінальною частотою менше або дорівнює значенню мертвої зони частотної характеристики, то Δf_i приймає значення 0. $\Delta f_i = 0$, якщо $\lvert\Delta f_{вим,i}\rvert \le \Delta f_0$, де $\Delta f_{вим,i} = \Delta f_{вим,i} - \Delta f_{ном}$ — відхилення виміряного значення частоти від номінального; $f_{вим,i}$ — виміряне значення частоти, Гц; $f_{ном}$ — номінальне значення частоти, Гц. Якщо абсолютне значення різниці між виміряною і номінальною частотою більше 0,2 Гц, то Δf_i приймає значення $(0.2-\Delta f_0)$ з відповідним знаком, що розраховується за формулою $\Delta f_i = \begin{cases} (0.2-\Delta f_0), якщо\ \Delta f_{вим,i} > 0.2 \\ (-0.2+\Delta f_0), якщо\ \Delta f_{вим,i} < -0.2 \end{cases}$ Якщо $\lvert\Delta f_{вим,i}\rvert > \Delta f_0$ та $\lvert\Delta f_{вим,i}\rvert \le 0.2$, то Δf_i розраховується за формулою $\Delta f_i = \begin{cases} \Delta f_{вим,i} - \Delta f_0, якщо\ \Delta f_{вим,i} > 0 \\ \Delta f_{вим,i} + \Delta f_0, якщо\ \Delta f_{вим,i} < 0 \end{cases}$, де $P_р$ — величина РПЧ, що була розміщена на обладнанні, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт, що розраховується за формулою $P_р = (0{,}2 - \Delta f_0)\ P_{ном}^{рпч} \cdot 100)/(50 \cdot \sigma)$, де σ — значення статизму обладнання, що входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, %. ~~Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється для розрахункових періодів, у яких виконується умова~~		

max|$\Delta f_{вим,i}$|>0.05 Гц, де виміри в момент часу належать до цього розрахункового періоду. **Сумарний обсяг РПЧ, улаштований на одиниці надання ДП, не може бути меншим обсягу, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або в результаті здійсненої передачі ДП.** Рішення, що ДП надана, приймається, якщо фактична активна потужність обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, перебуває в допустимих межах щонайменше протягом 60% розрахункового періоду.	~~max|$\Delta f_{вим,i}$|>0.05 Гц, де виміри в момент часу належать до цього розрахункового періоду.~~ ~~Сумарний обсяг РПЧ, улаштований на одиниці надання ДП, не може бути меншим обсягу, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або в результаті здійсненої передачі ДП.~~ Рішення, що ДП надана, приймається, якщо фактична активна потужність обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, перебуває в допустимих межах щонайменше протягом **95**% розрахункового періоду **і при цьому сумарний обсяг РПЧ, розміщеного на обладнанні одиниці надання ДП (Рр), є не меншим за обсяг, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до зобов'язань ПДП з надання ДП цією одиницею надання ДП**.		
11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в **ОРЧ**, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП. Таким ОРЧ автоматично присвоюється статус "ДП надана". Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови **підпункту 1 та 2** цього пункту, в іншому випадку **в**важається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: 1) зіставлення модуля різниці фактичної потужності (у квазіусталеному режимі після відпрацювання заданої уставки) і уставки ЦР САРЧП та добутку номінальної потужності та похибки вимірювань активної потужності. Рішення, що ДП надана, приймається, якщо в розрахунковому періоді виконується така умова $\left\|P_{факт}^{сер} - P_{у}\right\| \leq \delta_2 \cdot P_{ном}$, де $P_{факт}^{сер}$ - середнє фактичне значення активної потужності одиниці надання ДП протягом 14 хвилин, розраховане починаючи з другої хвилини з моменту виходу на задану потужність після отримання	11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в **хвилинах**, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП. Таким ОРЧ автоматично присвоюється статус "ДП надана". Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови **підпунктів 1, 2 та 3** цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: 1) зіставлення модуля різниці фактичної потужності (у квазіусталеному режимі після відпрацювання заданої уставки) і уставки ЦР САРЧП та добутку номінальної потужності та похибки вимірювань активної потужності. Рішення, що ДП надана, приймається, якщо в розрахунковому періоді виконується така умова $\left\|P_{факт}^{сер} - P_{у}\right\| \leq \delta_2 \cdot P_{ном}$, де $P_{факт}^{сер}$ - середнє фактичне значення активної потужності одиниці надання ДП протягом 14 хвилин, розраховане починаючи з другої хвилини з моменту виходу на задану потужність після отримання	Без зауважень	*Впровадження норми потребує впровадження змін у відповідне програмне, що наразі потребує додаткової оцінки потреби часу на такі зміни.*

керуючої команди від ЦР САРЧП, при цьому вихід на задану потужність має відбутись до 15 хвилин від моменту отримання цієї команди, МВт; $P_у$ = const протягом 14 хв та більше, починаючи з другої хвилини з моменту виходу на задану потужність після отримання останньої команди від ЦР САРЧП, МВт; δ_2 - похибка вимірювань активної потужності, що дорівнює 5 %. Моментом виходу на задану потужність є виконання такої умови $\left\|P_{факт} - P_у\right\| \leq \delta_2 \cdot P_{ном}$, де $P_{факт}$ - миттєве значення активної потужності одиниці надання ДП, МВт; 2) порівняння усередненої фактичної швидкості зміни потужності у хвилини збільшення або зменшення потужності та мінімально необхідної швидкості для забезпечення резерву розраховується за формулами: для завантаження $V_{зав} = \frac{R_{аРВЧзав}}{15} \leq V_{факт\ зав,} \frac{МВт}{хв}$,, де $V_{зав}$ - мінімально допустима швидкість завантаження, МВт/хв; $R_{аРВЧзав}$ - обсяг аРВЧ на завантаження відповідної одиниці надання ДП, МВт; $V_{факт\ зав}$ - фактична швидкість завантаження МВт/хв; для розвантаження $V_{розв} = \frac{R_{аРВЧрозв}}{15} \leq \frac{V_{факт\ розв,} МВт}{хв}$, де $V_{розв}$ - мінімально допустима швидкість розвантаження, МВт/хв; $R_{аРВЧрозв}$ - обсяг аРВЧ на розвантаження відповідної одиниці надання ДП, МВт; $V_{факт\ розв}$ - фактична швидкість розвантаження, МВт/хв. Фактична швидкість розвантаження визначається шляхом поділу розрахункового періоду на хвилини, кожна з яких поділяється за ознаками: хвилина, в якій відбувався набір навантаження ("Завантаження"). Ознака "Завантаження" присвоюється, якщо протягом всієї розрахункової хвилини виконується така умова $P_{фі} \leq P_{уі}$ - 5 % $P_{ном}$, де $P_{фі}$ - миттєві значення активної потужності протягом хвилини, МВт;	керуючої команди від ЦР САРЧП, при цьому вихід на задану потужність має відбутись до 15 хвилин від моменту отримання цієї команди, МВт; $P_у$ = const протягом 14 хв та більше, починаючи з другої хвилини з моменту виходу на задану потужність після отримання останньої команди від ЦР САРЧП, МВт; δ_2 - похибка вимірювань активної потужності, що дорівнює 5 %. Моментом виходу на задану потужність є виконання такої умови $\left\|P_{факт} - P_у\right\| \leq \delta_2 \cdot P_{ном}$, де $P_{факт}$ - миттєве значення активної потужності одиниці надання ДП, МВт; 2) порівняння усередненої фактичної швидкості зміни потужності у хвилини збільшення або зменшення потужності та мінімально необхідної швидкості для забезпечення резерву розраховується за формулами: для завантаження $V_{зав} = \frac{R_{аРВЧзав}}{15} \leq V_{факт\ зав,} \frac{МВт}{хв}$,, де $V_{зав}$ - мінімально допустима швидкість завантаження, МВт/хв; $R_{аРВЧзав}$ - обсяг аРВЧ на завантаження відповідної одиниці надання ДП, МВт; $V_{факт\ зав}$ - фактична швидкість завантаження МВт/хв; для розвантаження $V_{розв} = \frac{R_{аРВЧрозв}}{15} \leq \frac{V_{факт\ розв,} МВт}{хв}$, де $V_{розв}$ - мінімально допустима швидкість розвантаження, МВт/хв; $R_{аРВЧрозв}$ - обсяг аРВЧ на розвантаження відповідної одиниці надання ДП, МВт; $V_{факт\ розв}$ - фактична швидкість розвантаження, МВт/хв. Фактична швидкість розвантаження визначається шляхом поділу розрахункового періоду на хвилини, кожна з яких поділяється за ознаками: хвилина, в якій відбувався набір навантаження ("Завантаження"). Ознака "Завантаження" присвоюється, якщо протягом всієї розрахункової хвилини виконується така умова $P_{фі} \leq P_{уі}$ - 5 % $P_{ном}$, де $P_{фі}$ - миттєві значення активної потужності протягом хвилини, МВт;		

$P_{уі}$ - миттєві значення уставки активної потужності від ЦР САРЧП протягом хвилини, МВт; хвилина, в якій відбувалось зниження навантаження ("Розвантаження"). Ознака "Розвантаження" присвоюється, якщо протягом усієї розрахункової хвилини виконується така умова $P_{фі} \geq P_{уі} + 5\ \% P_{ном}$; хвилина, яка не враховується при розрахунках ("Не враховується"). Ознака "Не враховується" присвоюється, коли не виконуються умови на "Завантаження" та ж"Розвантаження", або якщо протягом усієї розрахункової хвилини виконується така умова $P_{уі} - 5\%P_{ном} < P_{фі} < P_{уі} + 5\%P_{ном}$. Зміна навантаження у хвилинах з ознакою "Завантаження" та "Розвантаження" визначається за формулою $\Delta P_i = \lvert P_п - P_к \rvert$, де $P_п$ - перше значення активної потужності у хвилині, МВт; $P_к$ - кінцеве значення активної потужності у хвилині, МВт. Фактична швидкість зміни навантаження для хвилини з ознакою "Завантаження", МВт/хв, визначається за формулою $V_{факт\ зав} = \sum \Delta P_{i^+}/n^+$, де n^+ - кількість хвилин з ознакою "Завантаження". Фактична швидкість зміни навантаження для хвилини з ознакою "Розвантаження", МВт/хв, визначається за формулою $V_{факт\ розв} = \sum \Delta P_{i^-}/n^-$, де n^- - кількість хвилин з ознакою "Розвантаження". Значення розрахованої фактичної зміни навантаження та мінімально допустимої швидкості зміни навантаження округлюється до третього знака після коми. Рішення, що ДП надана протягом розрахункового періоду, приймається, якщо в розрахунковому періоді всі хвилини з ознакою "Не враховується" або виконується така умова	$P_{уі}$ - миттєві значення уставки активної потужності від ЦР САРЧП протягом хвилини, МВт; хвилина, в якій відбувалось зниження навантаження ("Розвантаження"). Ознака "Розвантаження" присвоюється, якщо протягом усієї розрахункової хвилини виконується така умова $P_{фі} \geq P_{уі} + 5\ \% P_{ном}$; хвилина, яка не враховується при розрахунках ("Не враховується"). Ознака "Не враховується" присвоюється, коли не виконуються умови на "Завантаження" та ж"Розвантаження", або якщо протягом усієї розрахункової хвилини виконується така умова $P_{уі} - 5\%P_{ном} < P_{фі} < P_{уі} + 5\%P_{ном}$. Зміна навантаження у хвилинах з ознакою "Завантаження" та "Розвантаження" визначається за формулою $\Delta P_i = \lvert P_п - P_к \rvert$, де $P_п$ - перше значення активної потужності у хвилині, МВт; $P_к$ - кінцеве значення активної потужності у хвилині, МВт. Фактична швидкість зміни навантаження для хвилини з ознакою "Завантаження", МВт/хв, визначається за формулою $V_{факт\ зав} = \sum \Delta P_{i^+}/n^+$, де n^+ - кількість хвилин з ознакою "Завантаження". Фактична швидкість зміни навантаження для хвилини з ознакою "Розвантаження", МВт/хв, визначається за формулою $V_{факт\ розв} = \sum \Delta P_{i^-}/n^-$, де n^- - кількість хвилин з ознакою "Розвантаження". Значення розрахованої фактичної зміни навантаження та мінімально допустимої швидкості зміни навантаження округлюється до третього знака після коми. Рішення, що ДП надана протягом розрахункового періоду, приймається, якщо в розрахунковому періоді всі хвилини з ознакою "Не враховується" або виконується така умова $\begin{cases} \frac{\sum \Delta P_i^+}{n^+} \geq v_{зав}, n^+ > 0 \\ \frac{\sum \Delta P_i^-}{n^-} \geq v_{розв}, n^- > 0 \end{cases}$. **3) перевірки відповідності діапазону регулювання аРВЧ зобов'язанням відповідно до результатів**		

$\begin{cases} \frac{\sum \Delta P_i^+}{n^+} \geq v_{зав}, n^+ > 0 \\ \frac{\sum \Delta P_i^-}{n^-} \geq v_{розв}, n^- > 0 \end{cases}$. ***Відсутній***	**аукціонів на ДП та/або набутого в результаті передачі ДП.** **ДП з аРВЧ вважається наданою, якщо виконується наступна умова:** $\left(P_{макс_аРВЧ} - P_{мін_аРВЧ}\right) + \delta_4 \cdot (R_{аРВЧзав} + R_{аРВЧроз}) \geq R_{аРВЧзав} + R_{аРВЧроз}$**, де** $P_{макс_аРВЧ}$ **– середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень верхньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** $P_{мін_аРВЧ}$ **– середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень нижньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** **δ4 – допустима похибка відхилення фактичного діапазону регулювання** **аРВЧ від обсягу аРВЧ, що розподілений на одиницю надання ДП відповідно до** **результатів аукціонів на ДП та/або набутий в результаті передачі ДП за** **допомогою графіка фізичного відпуску та відбору ППБ, що дорівнює 1%.** **При цьому діапазон регулювання аРВЧ має бути налаштований відносно** **графіку фізичного відпуску/відбору ППБ так, щоб виконувались умови:** $P_{макс_аРВЧ} \leq P_{план} + R_{аРВЧзав} + 0{,}07 \times (R_{аРВЧзав} + R_{аРВЧроз)\ та}$ $P_{мін_аРВЧ} \geq P_{план} - R_{аРВЧроз} - 0{,}07 \times (R_{аРВЧзав} + R_{аРВЧроз)},$ **де** $P_{план}$ **– планове значення потужності відповідно до графіка фізичного** **відпуску та відбору ППБ з урахуванням обсягу всіх диспетчерських команд, які** **виконує ПДП, МВт.** **Ця перевірка не здійснюється в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП** **виконувала диспетчерську команду на зміну активної потужності, що вплинула** **на склад працюючого обладнання, спроможного надавати ДП з аРВЧ у випадку** **надання ПДП інформації, що підтверджує отримання такої команди, а також не** **здійснюється в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП була відключена від ЦР САРЧП** **за командою ОСП.**		

ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
"УКРГІДРОЕНЕРГО"
м. Вишгород, Київська область, 07300, Україна

PRIVATE JOINT STOCK COMPANY
"UKRHYDROENERGO"
Vyshgorod, Kyiv region, 07300, Ukraine

тел./tel.: +380 (4596) 58 450; e-mail: office@uhe.gov.ua; https://uhe.gov.ua

Від _____ № _____
На № _____ від _____

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

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

Приватне акціонерне товариство «Укргідроенерго» (далі – Товариство) опрацювало проєкт постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП) «Про затвердження Змін до Правил ринку» (далі – проєкт постанови), який було оприлюднено на офіційному вебсайті НКРЕКП 18 вересня 2026 року, та надає пропозиції до зазначеного проєкту постанови, які оформлені у порівняльній таблиці, що додається.

Додаток: зазначене у тексті на 5 арк.

В. о. генерального директора Олександр РОХВАРГ

Аліна Каткова +380 (4596) 58 198

Документ СЕД ПрАТ "Укргідроенерго"
№ 6-1-2/5182 від 30.09.2026
Підписувач: Рохварг Олександр Давидович (2537804219)
Сертифікат: 3FAA9288358EC003040000006AF12F00B9EEE500
Дійсний з 02.07.2025 20:29:57 по 30.06.2027 20:29:57

Додаток

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

Чинна редакція норми	Редакція норми запропонована в проєкті рішення НКРЕКП	Редакція норми запропонована ПрАТ «Укргідроенерго»	Обґрунтування
Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307			
5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії.	5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. **Обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під ЦР САРЧП) не розраховується в розрахункових періодах t, протягом яких:** **одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП менше 45 хвилин;** **за результатами моніторингу ДП з аРВЧ така ДП була визнана ненаданою;** **ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору одиниці надання ДП відповідно до вимог глав 4.6, 4.7 та 4.8 цих Правил або поданий графік не був підтверджений ОСП.**	5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. ~~**Обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під ЦР САРЧП) не розраховується в розрахункових періодах t, протягом яких:**~~ ~~**одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП менше 45 хвилин;**~~ ~~**за результатами моніторингу ДП з аРВЧ така ДП була визнана ненаданою;**~~ ~~**ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору одиниці надання ДП відповідно до вимог глав 4.6, 4.7 та 4.8 цих Правил або поданий графік не був підтверджений ОСП.**~~	**Пропонуємо залишити у чинній редакції.** Проєкт рішення передбачає неврахування обсягів балансуючої електричної енергії навіть у разі фактичного виконання команд ЦР САРЧП. У результаті ці обсяги враховуватимуться як небаланс учасника – за цінами небалансів замість цін балансуючої електричної енергії. Зокрема, перебування одиниці під управлінням ЦР САРЧП менше 45 хвилин не спростовує факту активації балансуючої електричної енергії протягом цього часу. Однак за запропонованою редакцією навіть за 44 хвилини належного виконання команд активовані обсяги не враховуватимуться, незалежно від причин скорочення часу роботи: одиницю могли пізніше залучити до регулювання або достроково вивести з-під управління ЦР САРЧП за рішенням ОСП. У такому разі учасник зазнаватиме негативних фінансових наслідків, хоча виконав

			усі отримані команди, а тривалість роботи від нього не залежала. Так само визнання ДП ненаданою за результатами моніторингу не означає, що одиниця не виконувала команди ЦР САРЧП протягом усього розрахункового періоду. За невідповідність надання ДП уже передбачено відповідну плату. Неврахування при цьому фактично активованих обсягів балансуючої електричної енергії створює додаткові негативні фінансові наслідки за те саме порушення. Неподання або непідтвердження графіка також не свідчить про відсутність фактичної активації балансуючої електричної енергії. Як альтернативний варіант пропонуємо розглянути визначення обсягів балансуючої електричної енергії, на підставі даних телеметрії, зокрема як середньоарифметичну потужність уставки за розрахункову годину (РГ) з ознакою, що електроустановка знаходилась під управлінням ЦР САРЧП з урахуванням планової потужності та з урахуванням виконанням ручних команд активації на БР.
4.14.7. Диспетчер оцінює можливість використання пропозиції ППБ та в разі неможливості її активації у	4.14.7. Диспетчер оцінює можливість використання **заявки** ППБ, **за необхідності з попереднім узгодженням із черговим**	4.14.7. Диспетчер оцінює можливість використання заявки ППБ, за необхідності з попереднім узгодженням із черговим	Пропонуємо передбачити попереднє узгодження можливості виконання команди щодо активації заявки, у тому числі з черговим

відповідному розрахунковому періоді визначає такі пропозиції як «Особливі». Пропозиції, що отримали ознаку «Особливі», не будуть використані, а наступні активовані пропозиції інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку «Особливі» на таких підставах: невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання; системні обмеження; зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва; зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля.	**диспетчером відповідного оператора системи можливості виконання відповідної команди щодо активації заявки ППБ,** та в разі неможливості її активації у відповідному розрахунковому періоді визначає такі **заявки** як «Особливі». **Заявки**, що отримали ознаку «Особливі», не будуть використані, а наступні активовані **заявки** інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку «Особливі» на таких підставах: невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання; системні обмеження, **у тому числі в мережах ОСР/ОМСР**; зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва; зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля.	диспетчером відповідного оператора системи **та/або черговим диспетчером ППБ** можливості виконання відповідної команди щодо активації заявки ППБ, та в разі неможливості її активації у відповідному розрахунковому періоді визначає такі заявки як «Особливі». Заявки, що отримали ознаку «Особливі», не будуть використані, а наступні активовані заявки інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку «Особливі» на таких підставах: невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання; системні обмеження, у тому числі в мережах ОСР/ОМСР; зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва; зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля; **перевищення нормального підпірного рівня або зниження рівня води нижче мінімально допустимого у верхній чи нижній**	диспетчером ППБ. Можливість виконання команди залежить не лише від стану мереж, а й від поточного режиму роботи та обмежень обладнання ППБ. Узгодження з його черговим диспетчером дозволить врахувати ці обставини до надання команди. Також пропонуємо доповнити перелік підстав для встановлення ознаки «Особливі» обмеженнями, пов'язаними з водними режимами роботи ГЕС і ГАЕС. Для ГАЕС можливість завантаження або розвантаження залежить від рівнів води у верхній та нижній водоймах. Виконання заявки не повинно призводити до перевищення нормального підпірного рівня або зниження рівня води нижче мінімально допустимого, визначених установленими режимами експлуатації. Крім того, під час роботи ГЕС необхідно дотримуватися обмежень, установлених Міжвідомчою комісією та іншими уповноваженими органами: підтримувати визначені рівні води, допустимі коливання рівнів і витрати води, зокрема під час водопілля та паводків. Ці вимоги можуть обмежувати можливість

		водоймі ГАЕС відповідно до встановлених режимів експлуатації, у разі активації заявки ППБ; **порушення встановлених Міжвідомчою комісією та/або іншими уповноваженими органами обмежень щодо рівнів води у водосховищах ГЕС, допустимих коливань рівнів та витрат води, у тому числі режиму пропуску води під час водопілля або паводків, у разі активації заявки ППБ.**	виконання заявки навіть за технічної готовності обладнання. Запропоновані доповнення дозволять враховувати зазначені обмеження під час прийняття рішення про активацію заявки та уникати надання команд, виконання яких призведе до порушення встановлених режимів, а також відмов диспетчерів ППБ від виконання таких команд через ці обмеження.
4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.	4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані **заявки** на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. ~~**Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.**~~	4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані заявки на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. **Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.**	Пропонуємо залишити у чинній редакції. Команди для усунення системних обмежень надаються з урахуванням стану мережі, місця розташування одиниці надання послуг з балансування та часу, коли необхідно змінити навантаження цієї одиниці. Тому завантаження та подальше розвантаження в межах одного розрахункового періоду можуть бути окремими необхідними діями для забезпечення допустимого режиму роботи мережі. Виконання команди на розвантаження не скасовує раніше виконаної команди на завантаження та її значення для усунення системного обмеження. Відповідно, розрахунки мають враховувати

			обсяги кожного напряму за відповідними цінами, а не лише різницю між ними. Крім того, сальдування створює ризик фінансових втрат для ППБ, залучених до врегулювання системних обмежень, оскільки за різних цін на завантаження та розвантаження розрахунок лише за залишком може призвести до недоотримання оплати за фактично виконані команди.

ТОВ «Акумен» ЄДРПОУ 44710419, Україна, 04070, місто Київ, вул. Сагайдачного Петра, будинок 25, корпус Б, офіс 201.
loic.lerminiaux@gmail.com, тел. (093) 509-9077

№ 30/09-1 від 30.09.2026 року

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

Юрію ВЛАСЕНКУ

Щодо проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» в частині моніторингу надання допоміжних послуг

Шановний Юрію Миколайовичу!

ТОВ «АКУМЕН» (надалі також Товариство) є інвестором у сфері систем зберігання енергії в Україні. Компанія вже встановила та ввела в роботу установки зберігання енергії (УЗЕ) загальною потужністю понад 50 МВт і продовжує розвивати цей напрям, реалізуючи нові проєкти з будівництва УЗЕ. Саме тому стабільність, передбачуваність та технологічна обґрунтованість правил надання допоміжних послуг мають для нас визначальне значення.

Товариство уважно проаналізувало схвалений НКРЕКП 15 вересня 2026 року проєкт постанови «Про затвердження Змін до Правил ринку», спрямований на удосконалення моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг (ПДП) зобов'язань з надання допоміжних послуг (ДП). Вважаємо, що окремі його положення в запропонованій редакції здатні суттєво погіршити умови роботи УЗЕ, які надають послуги з аРВЧ, і при цьому не усувають причин, з яких виникають проблеми з якістю резервів.

Компанія поділяє мету Регулятора забезпечити високу якість ДП та наявність у НЕК «Укренерго» як оператора системи передачі (ОСП) достовірної інформації про фактичну готовність ресурсів. Водночас механізм моніторингу, на нашу думку, має враховувати фізичні особливості УЗЕ, реальний стан ринку електричної енергії та довгострокові зобов'язання, які інвестори вже взяли на себе.

1. Системні причини надмірного навантаження на аРВЧ

Проблеми з дотриманням діапазону аРВЧ, які проєкт пропонує вирішувати шляхом посилення моніторингу та відповідальності ПДП, значною мірою є наслідком системних недоліків функціонування самого ринку електричної енергії, а не неналежної роботи постачальників послуг. Дисбаланси в енергосистемі посилюються через обов'язок

ДП «Гарантований покупець» продавати на ринку весь наявний обсяг електричної енергії, дію граничних цін, відсутність від'ємних цін на РДН та затримки розрахунків на БР.

За таких умов УЗЕ, що надають аРВЧ, фактично змушені компенсувати не лише відхилення частоти, для чого цей резерв і призначений, а й структурні недоліки балансуючого ринку та цінові викривлення на РДН. Наслідком є тривалі односпрямовані активації, виснаження доступного енергетичного ресурсу УЗЕ та об'єктивне зниження їхньої здатності підтримувати необхідний діапазон регулювання.

Тому посилення контролю та відповідальності ПДП без одночасного усунення першопричин таких активацій не вирішує проблему, а лише переносить її фінансові та операційні наслідки на постачальників допоміжних послуг. Фактично ПДП пропонується нести відповідальність за результати функціонування ринку та режими роботи енергосистеми, які формуються поза межами їхнього контролю і для компенсації яких аРВЧ не призначений. Такий підхід не усуває причину проблеми та створює ризик погіршення економічної доцільності надання аРВЧ саме тими УЗЕ, які сьогодні забезпечують енергосистемі найбільш швидкий і гнучкий резерв.

На нашу думку, запропонований механізм потребує суттєвого доопрацювання та має формуватися з дотриманням балансу інтересів ОСП і постачальників допоміжних послуг. Посилення вимог та відповідальності ПДП має супроводжуватися усуненням системних причин тривалих односпрямованих активацій та враховувати обставини, які об'єктивно не залежать від дій ПДП. В іншому випадку нове регулювання не усуне існуючі проблеми, а лише перерозподілить відповідальність за них на учасників ринку, які не мають можливості впливати на причини їх виникнення.

2. Рівень заряду УЗЕ та відновлення аРВЧ

Проєкт запроваджує перевірку відповідності фактичного діапазону регулювання аРВЧ обсягу зобов'язань ПДП, набутих за результатами аукціонів на ДП та/або передачі ДП, з допустимим відхиленням лише 1% і додатковими обмеженнями щодо положення діапазону відносно графіка фізичного відпуску/відбору.

Для УЗЕ доступний діапазон регулювання визначається рівнем заряду (SoC). Коли ОСП тривалий час активує аРВЧ в одному напрямку, SoC закономірно наближається до верхньої або нижньої технологічної межі, а можливість подальшого заряду чи розряду тимчасово зменшується. Така зміна є прямим наслідком сумлінного виконання уставок, які ОСП передає через ЦР САРЧП, і не свідчить про неналежне виконання ПДП своїх зобов'язань. Резерв УЗЕ має дві фізичні складові, потужність та енергоємність, тому навіть повністю справна установка не може безстроково підтримувати максимальну односпрямовану активацію.

Архітектура резервів, закладена в Кодексі системи передачі (КСП) та Регламенті Комісії (ЄС) 2017/1485 (SOGL), виходить з того, що швидкий автоматичний резерв не повинен безстроково покривати сталий небаланс. Резерв заміщення (РЗ) функціонально призначений для вивільнення та відновлення активованих резервів відновлення частоти та підтримання готовності

системи до наступних небалансів. Для синхронної області Continental Europe час відновлення частоти становить 15 хвилин, а аРВЧ і рРВЧ є частинами єдиного процесу відновлення частоти.

Цей підхід відображено і в чинних Правилах ринку. Відповідно до пункту 4.15.5 Правил ринку диспетчер за результатами безперервного моніторингу використання аРВЧ застосовує пряму активацію **для найшвидшого відновлення аРВЧ**. Прямі активації пов'язані із забезпеченням рРВЧ, а заплановані активації із забезпеченням РЗ, для яких КСП встановлює час досягнення заданої потужності 15 та 30 хвилин відповідно. Аналогічно діють німецькі ОСП, які на порталі **Regelleistung.net** прямо визначають рРВЧ як засіб заміщення аРВЧ і повернення її доступності, та скандинавські ОСП, для яких документ **Nordic Balancing Philosophy** визначає рРВЧ основним балансуючим ресурсом, що заміщує залишкові активації РПЧ та аРВЧ.

Ми не стверджуємо, що законодавство встановлює жорсткий строк, після якого ОСП зобов'язаний замінити конкретну одиницю аРВЧ на рРВЧ. Вибір виду резерву належить ОСП і залежить від характеру небалансу. Проте 15-хвилинний час відновлення частоти є обґрунтованим системним орієнтиром, після якого сталий небаланс не повинен покриватися виключно за рахунок аРВЧ.

На практиці ж наявна система SCADA не дозволяє виконувати команди, які б реалізовували передбачену КСП вимогу щодо вивільнення резервів аРВЧ за рахунок рРВЧ та РЗ. Відтак за проєктом увесь ризик енергетичного виснаження УЗЕ покладається на ПДП, тоді як обсяг і тривалість використання аРВЧ, а також механізми її відновлення перебувають у сфері контролю ОСП.

Тому критерій моніторингу має розрізняти зменшення діапазону через неналежне управління SoC самим ПДП та зменшення діапазону внаслідок тривалої односпрямованої активації аРВЧ без її відновлення іншими балансуючими ресурсами. Передбачений проєктом виняток (зміна складу працюючого обладнання за диспетчерською командою або відключення одиниці від ЦР САРЧП за командою ОСП) цього випадку не охоплює, адже склад обладнання УЗЕ не змінюється, а зменшується лише її енергетичний запас. Пропонуємо доповнити виняток відповідним положенням, редакцію якого наведено в порівняльній таблиці, що додається. Такий підхід не звільняє ПДП від обов'язку належно управляти SoC, але виключає відповідальність ПДП за наслідки належного використання резерву самим ОСП.

3. Достатність ресурсу аРВЧ в ОЕС України

Ситуація з виконанням аРВЧ помітно покращилася після того, як у травні 2026 року НЕК «Укренерго» змінила підхід і почала активувати більші обсяги резервів. Коли навантаження з балансування розподіляється між ширшим колом потужностей, УЗЕ має більший запас енергоємності на кожен активований мегават і значно рідше досягає фізичних меж SoC.

Цей ефект суттєво посилиться після введення в експлуатацію УЗЕ, законтрактованих за результатами третього аукціону, що очікується на початку 2027 року. Нові потужності фактично подвоять потужність та енергоємність УЗЕ, які надають ДП, і саме тоді буде досягнуто цільового рівня резерву аРВЧс. Натомість сьогодні наявні потужності становлять лише половину обсягу,

визначеного НЕК «Укренерго» для аРВЧс, і чверть сукупного обсягу аРВЧс та аРВЧз. Вимагати за таких умов від нинішніх ПДП бездоганного виконання посилених критеріїв, на наш погляд, непропорційно. Тому пропонуємо відкласти запровадження нового критерію перевірки діапазону аРВЧ до введення в експлуатацію УЗЕ, законтрактованих за результатами третього аукціону. Відповідну редакцію наведено в порівняльній таблиці, що додається.

4. Невизнання активованої балансуючої електричної енергії та ціни небалансу

Проєкт доповнює пункт 5.12.2 Правил ринку положенням, за яким обсяг активованої балансуючої електричної енергії аРВЧ **не розраховується в розрахунковому періоді, якщо відповідну ДП за результатами моніторингу визнано ненаданою**. У результаті одне порушення критерію моніторингу тягне одночасно визнання ДП ненаданою, фінансову відповідальність ПДП та невизнання фактично поставленої енергії як балансуючої з її врегулюванням за цінами небалансу.

Якість надання ДП і факт постачання балансуючої енергії мають різну економічну природу і навіть регулюються різними договорами. Якщо енергію фактично відпущено або відібрано на виконання сигналу ОСП і використано енергосистемою, невідповідність окремому критерію моніторингу не повинна автоматично позбавляти ПДП оплати за весь цей обсяг.

Крім того, такий механізм створює **хибні стимули для операторів УЗЕ**, що зводить нанівець мету запропонованої зміни та призводить до протилежного ефекту.

Розглянемо типову ситуацію. SoC установки вже низький, ОСП подає команду на розряд, минуло 30 хвилин годинного розрахункового періоду, і за поточної інтенсивності розряду заряд вичерпається протягом наступних 15 хвилин. Якщо УЗЕ продовжить виконувати команду, ПДП ризикує отримати визнання ДП ненаданою та застосування цін небалансу за всю годину. Економічно раціональною поведінкою за таких умов буде негайно відійти від команди та перейти на заряд, щоб вийти на нульове сальдо за годину, адже нульовий обсяг небалансу за будь-якої ціни не створює витрат.

Отже, запропонований механізм змушуватиме УЗЕ відновлювати заряд всупереч командам ОСП, раніше та в значно більших обсягах, ніж це потрібно, хоча за інших умов установка могла б залишатися під командою. Саме тому застосування цін небалансу замість маржинальних цін на балансуючу електричну енергію є контрпродуктивним для самої енергосистеми.

5. Сальдування балансуючої електричної енергії при вирішенні системних обмежень

Проєкт виключає з пункту 4.17.3 Правил ринку чинну заборону сальдування акцептованих заявок на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до КСП.

Для УЗЕ заряд і розряд є окремими фізичними операціями, які можуть виконуватися в різний час за окремими командами ОСП і мати самостійну цінність для енергосистеми. Наприклад, у межах одного розрахункового періоду УЗЕ може спершу заряджатися для зняття локального надлишку електричної енергії, а згодом розряджатися для усунення іншого системного обмеження. Нульовий або незначний нетто-обсяг у такому разі не означає відсутності

роботи. УЗЕ виконала дві команди ОСП, здійснила фактичні заряд і розряд, надала двонапрямну гнучкість, понесла втрати циклу заряд-розряд та використала ресурс обладнання. Арифметичне сальдування таких активацій не відображає реального обсягу балансуючих дій.

Якщо ОСП вбачає ризик зловживань структурними системними обмеженнями, його доцільно усувати окремими прозорими критеріями виявлення та врегулювання таких випадків, а не автоматичним сальдуванням усіх протилежно спрямованих активацій. Якщо ж питання сальдування буде переглянуто, розрахунок має здійснюватися в межах 15-хвилинних періодів відповідно до законодавства щодо об'єднання ринків електричної енергії (market coupling), що суттєво зменшить викривлення для двонапрямних ресурсів.

6. 15-хвилинні періоди та інтеграція ринків

Україна рухається до об'єднання ринку електричної енергії з ринком ЄС (market coupling), а Регламент Комісії (ЄС) 2017/2195 (EB GL) встановлює 15-хвилинний період врегулювання небалансів як стандарт для європейських ринків. Вважаємо, що НКРЕКП має вже зараз, де це можливо, застосовувати норми законодавства щодо об'єднання ринків та використовувати 15-хвилинні періоди як для моніторингу виконання ДП, так і для розрахунку сальдування. Тим більше, що Правила ринку вже зараз передбачають визначення балансуючої електричної енергії та маржинальних цін на неї по кожній ОРЧ (пункти 4.17.1, 4.17.2, 5.12.1 та 5.14.1 Правил ринку), а окремі положення Додатка 6 до Правил ринку щодо моніторингу надання ДП також застосовують ОРЧ. За таких умов повернення до годинних інтервалів є недоцільним і суперечить цілям законодавства щодо об'єднання ринків та курсу на інтеграцію ринків.

Якщо зміни щодо критеріїв моніторингу (розділ 2 цього листа), невизнання активованої балансуючої електричної енергії (розділ 4) та сальдування балансуючої електричної енергії при вирішенні системних обмежень (розділ 5) все ж будуть запроваджені, здійснення розрахунків виключно на основі ОРЧ (15-хвилинних інтервалів) суттєво пом'якшить наслідки більшості описаних вище проблем. По-перше, наслідки застосування жорстких критеріїв моніторингу не поширюватимуться на всю годину, що суперечило б законодавству щодо об'єднання ринків, а обмежуватимуться відповідною ОРЧ. По-друге, наслідки фізичного вичерпання SoC обмежуватимуться відповідною ОРЧ, у ПДП зникне стимул відходити від команди ОСП заради нульового годинного сальдо, а протилежні активації УЗЕ значно рідше потраплятимуть в один розрахунковий період. По-третє, сальдування балансуючої електричної енергії при вирішенні системних обмежень буде обмежене межами ОРЧ.

7. Застосування нових критеріїв до чинних довгострокових зобов'язань

Новий критерій доступності діапазону аРВЧ пропонується застосовувати безпосередньо до обсягів, розподілених за результатами аукціонів на допоміжні послуги, вже з дня, наступного за днем оприлюднення постанови. Такий підхід є особливо неприйнятним щодо ПДП, які вже набули довгострокових зобов'язань за результатами спеціальних аукціонів та здійснили або продовжують здійснювати значні інвестиції для виконання цих зобов'язань.

Інвестори приймали рішення про будівництво та фінансування УЗЕ, визначали їх потужність, енергоємність, технічну конфігурацію та економічну модель виходячи з нормативних вимог і критеріїв моніторингу, які діяли на момент проведення відповідного аукціону. Саме на підставі цих умов формувалися інвестиційні моделі, залучалося фінансування та визначалась економічна доцільність участі у спеціальних аукціонах. При цьому ціна послуги, обсяг та строк зобов'язань ПДП залишаються зафіксованими.

Запровадження після проведення аукціонів істотно жорсткіших критеріїв моніторингу без відповідного перегляду ціни, строку та інших умов довгострокових зобов'язань фактично означає односторонню зміну регуляторних умов, на яких інвестор прийняв рішення про участь в аукціоні та реалізацію інвестиційного проєкту. У результаті додаткові технічні та фінансові ризики покладаються виключно на ПДП, хоча на момент прийняття інвестиційного рішення такі ризики нормативним регулюванням не передбачалися. Тим більше такий підхід не є виправданим, коли: а) причини проблеми зумовлені іншими недоліками функціонування ринку, б) практика вже довела, що збільшення обсягу резервів суттєво покращує ситуацію, а заплановані резерви ще не введені в експлуатацію, проте будуть введені приблизно через пів року, в) зміни стимулюють ПДП погіршувати якість надання послуги, г) правила відходять від обов'язків, покладених законодавством щодо об'єднання ринків (market coupling).

Такий підхід підриває передбачуваність механізму спеціальних аукціонів та довіру інвесторів до довгострокових регуляторних зобов'язань держави. Якщо умови виконання вже законтрактованої послуги можуть бути істотно змінені після проведення аукціону без будь-якого механізму компенсації або перехідного періоду, сама економічна цінність довгострокового аукціону як інструменту залучення інвестицій ставиться під сумнів. Для компаній, які вже інвестували та продовжують інвестувати у створення нових потужностей УЗЕ, стабільність і передбачуваність таких правил мають принципове значення.

На нашу думку, запропонований механізм у цій частині потребує суттєвого доопрацювання. Нові вимоги не повинні ретроспективно змінювати економічні та технічні умови вже прийнятих довгострокових зобов'язань та покладати на ПДП ризики, пов'язані з режимами використання резервів, які визначаються ОСП. Регулювання має забезпечувати реальний баланс інтересів ОСП та ПДП, а не переносити на постачальників допоміжних послуг наслідки системних і диспетчерських рішень, на які вони не можуть впливати.

Враховуючи викладене, ТОВ «АКУМЕН» наполягає на необхідності доопрацювання проєкту Змін до Правил ринку та пропонує:

1. Відкласти запровадження нового критерію перевірки діапазону аРВЧ до введення в експлуатацію потужностей УЗЕ, законтрактованих за результатами третього спеціального аукціону.

2. Передбачити виняток для УЗЕ при моніторингу діапазону аРВЧ у випадках, коли звуження або зміщення фактичного діапазону є прямим наслідком зміни SoC через належне виконання УЗЕ сигналів ОСП, а використаний аРВЧ своєчасно та в необхідному обсязі не відновлений ОСП за рахунок інших балансуючих ресурсів. ПДП не повинен нести

відповідальність за зменшення доступного діапазону, спричинене належним виконанням команд самого ОСП.

3. Встановити критерії доступності аРВЧ з урахуванням функціонального призначення рРВЧ та РЗ, а також обов'язку диспетчера своєчасно використовувати відповідні резерви для відновлення аРВЧ. ОСП має забезпечити реальний технічний механізм, у тому числі засобами SCADA, для вивільнення аРВЧ за рахунок активації рРВЧ та РЗ. Неможливість або несвоєчасність такого відновлення з боку ОСП не повинна трансформуватися у порушення з боку ПДП.

4. Виключити можливість автоматичного невизнання фактично поставленої балансуючої електричної енергії виключно внаслідок визнання ДП з аРВЧ ненаданою. Фактично активована за командою ОСП та фізично поставлена електрична енергія має оплачуватися відповідно до правил балансуючого ринку. Застосування до неї ціни небалансу замість маржинальної ціни створює необґрунтований додатковий фінансовий тягар для ПДП. У разі збереження підходу проєкту невизнання балансуючої електричної енергії має обмежуватися лише тими ОРЧ, у яких виникли відповідні обставини, а не всім розрахунковим періодом.

5. Зберегти в чинній редакції абзац другий пункту 4.17.3 Правил ринку щодо заборони сальдування акцептованих заявок, маркованих для вирішення системних обмежень. Витрати, пов'язані з усуненням системних обмежень, не повинні штучно переноситися на учасників балансуючого ринку через механізм сальдування.

6. Запровадити розрахунки виключно на основі ОРЧ (замість годинних розрахункових періодів) для моніторингу виконання ДП та розрахунку сальдування відповідно до законодавства щодо об'єднання ринків електричної енергії та майбутньої моделі функціонування українського ринку.

7. Встановити достатній перехідний період для запровадження нових вимог. Учасники ринку повинні мати реальний строк для технічної та операційної адаптації до них.

8. Не поширювати новий критерій перевірки діапазону аРВЧ на довгострокові зобов'язання, набуті за результатами спеціальних аукціонів, проведених до набрання чинності відповідними змінами. Умови виконання таких зобов'язань мають оцінюватися за критеріями, які були відомі учасникам при прийнятті інвестиційних рішень та участі у відповідних аукціонах.

9. До остаточного затвердження змін провести окрему робочу нараду за участі НКРЕКП, НЕК «Укренерго», ПДП та операторів УЗЕ, на якій опрацювати механізм відновлення аРВЧ у випадках тривалих односпрямованих активацій та розмежувати відповідальність ОСП і ПДП за підтримання необхідного діапазону резерву.

Удосконалення моніторингу ДП не може зводитися виключно до посилення відповідальності ПДП. Воно має одночасно забезпечувати якість резервів, надійність роботи ОЕС України та справедливий розподіл технічних і фінансових ризиків між ОСП та постачальниками допоміжних послуг.

ПДП повинен відповідати за технічну готовність свого ресурсу, достовірність заявлених характеристик та належне виконання команд ОСП. Водночас ПДП не повинен нести відповідальність за виснаження доступного резерву, спричинене тривалими командами ОСП, невикористанням інших видів резервів, режимами роботи енергосистеми або іншими обставинами, управління якими належить до компетенції ОСП.

На нашу думку, прийняття проєкту в запропонованій редакції без вирішення зазначених питань створить додаткові регуляторні та інвестиційні ризики для ринку допоміжних послуг та може негативно вплинути на готовність інвесторів фінансувати нові потужності УЗЕ для надання резервів. Тому ТОВ «АКУМЕН» просить НКРЕКП не затверджувати відповідні положення у запропонованій редакції та доопрацювати їх із забезпеченням належного балансу прав, обов'язків і відповідальності ОСП та ПДП.

ТОВ «АКУМЕН» готове надати додаткові технічні та економічні обґрунтування, а також взяти участь у робочому обговоренні проєкту.

Просимо врахувати наведені зауваження та пропозиції під час доопрацювання проєкту постанови.

Додаток**:** порівняльна таблиця до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку».

З повагою,

Директор ТОВ «Акумен» **Лоік ЛЕРМІНЬО**

Додаток до листа ТОВ «АКУМЕН» № ___ від 30.09.2026

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

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307		
5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії.	5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. **Обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під ЦР САРЧП) не розраховується в розрахункових періодах t, протягом яких:** **одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП менше 45 хвилин;** **за результатами моніторингу ДП з аРВЧ така ДП була визнана ненаданою;** **ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору одиниці надання ДП відповідно до вимог глав 4.6, 4.7 та 4.8 цих Правил або поданий графік не був підтверджений ОСП.**	**<u>Пропозиція 1:</u>** 5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. **Обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під ЦР САРЧП) не розраховується в розрахункових періодах t, протягом яких ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору одиниці надання ДП відповідно до вимог глав 4.6, 4.7 та 4.8 цих Правил або поданий графік не був підтверджений ОСП.** ***Обґрунтування Пропозиція 1:*** *Належність надання ДП і фізичне постачання балансуючої електричної енергії є різними за технічною та економічною природою обставинами. Якщо одиниця надання ДП відпустила або відібрала електричну енергію на виконання сигналу ОСП, енергосистема цю енергію фактично використала, і подальший*

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
		висновок про невідповідність окремому критерію моніторингу цього факту не змінює. *Визнання ДП ненаданою вже тягне фінансові наслідки, передбачені Правилами ринку (штраф у подвійному розмірі). Додаткове невизнання фактично активованої енергії означає багаторазову відповідальність за одну і ту саму невідповідність.* *Для УЗЕ це особливо непропорційно, коли установка значну частину розрахункового періоду сумлінно виконувала сигнали ОСП, а невідповідність виникла пізніше через зміну SoC, спричинену попередніми активаціями ОСП.* *Крім того, врегулювання такої енергії за цінами небалансу створює хибний стимул. Якщо за низького SoC і команди на розряд минуло 30 хвилин годинного розрахункового періоду, а заряд вичерпається протягом наступних 15 хвилин, оператору УЗЕ економічно вигідніше одразу відійти від команди та зарядитися до нульового сальдо, ніж ризикувати застосуванням цін небалансу до всієї години. У результаті УЗЕ відновлюватиме заряд всупереч командам ОСП раніше та в більших обсягах, ніж потрібно енергосистемі, хоча за інших умов могла б залишатися під командою. Застосування цін небалансу замість маржинальних цін є контрпродуктивним, а перехід до 15-хвилинних розрахункових періодів суттєво зменшив би цю проблему.*

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
		<u>Пропозиція 2:</u> 5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. **Обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під ЦР САРЧП) не розраховується в окремих ОРЧ розрахункового періоду t, протягом яких:** **одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП менше 10 хвилин;** **за результатами моніторингу ДП з аРВЧ така ДП була визнана ненаданою;** **ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору одиниці надання ДП відповідно до вимог глав 4.6, 4.7 та 4.8 цих Правил або поданий графік не був підтверджений ОСП.** ***Обґрунтування Пропозиція 2*** *пропонується на випадок, якщо НКРЕКП вважатиме за необхідне зберегти запропонований підхід. У такому разі невизнання балансуючої електричної енергії має застосовуватися лише до тих ОРЧ, у яких виникла відповідна обставина, а не до всього розрахункового періоду. Відповідно до пунктів 4.17.1, 4.17.2, 5.12.1 та 5.14.1 Правил ринку балансуюча електрична енергія та маржинальні ціни на неї*

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
		визначаються по кожній ОРЧ, тому невизнання енергії за весь розрахунковий період суперечило б цим положенням. Мінімальну тривалість перебування під управлінням ЦР САРЧП відповідно скориговано з урахуванням тривалості ОРЧ. **<u>Пропозиція 3</u>**: 5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. **Обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під ЦР САРЧП) не розраховується в розрахункових періодах t, протягом яких:** **одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП менше 45 хвилин;** **за результатами моніторингу ДП з аРВЧ така ДП була визнана ненаданою;** **ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору одиниці надання ДП відповідно до вимог глав 4.6, 4.7 та 4.8 цих Правил або поданий графік не був підтверджений ОСП.** **Положення цього пункту щодо невизнання обсягу активованої балансуючої електричної енергії в**

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
		розрахункових періодах t, протягом яких за результатами моніторингу ДП з аРВЧ така ДП була визнана ненаданою, не застосовуються до одиниць надання ДП, до складу яких входять установки зберігання енергії, до проведення третього аукціону на набуття довгострокових зобов'язань з надання ДП. ***Обґрунтування Пропозиції 3:*** *пропонується на випадок, якщо НКРЕКП не погодиться з Пропозицією 1 та не застосує підхід Пропозиції 2. Наразі наявні потужності УЗЕ становлять лише частину цільового обсягу аРВЧ, тому навантаження з балансування зосереджується на обмеженій кількості установок, які через це частіше досягають фізичних меж SoC. Відтермінування застосування норми для операторів УЗЕ до проведення третього аукціону дозволить запровадити її після розширення ресурсу аРВЧ і не покладати на чинних ПДП наслідки його нинішнього дефіциту.*
4.14.7. Диспетчер оцінює можливість використання пропозиції ППБ та в разі неможливості її активації у відповідному розрахунковому періоді визначає такі пропозиції як «Особливі». Пропозиції, що отримали ознаку «Особливі», не будуть використані, а наступні активовані пропозиції інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку «Особливі» на таких підставах:	4.14.7. Диспетчер оцінює можливість використання **заявки** ППБ, **за необхідності з попереднім узгодженням із черговим диспетчером відповідного оператора системи можливості виконання відповідної команди щодо активації заявки ППБ,** та в разі неможливості її активації у відповідному розрахунковому періоді визначає такі **заявки** як «Особливі». **Заявки**, що отримали ознаку «Особливі», не будуть використані, а	4.14.7. Диспетчер оцінює можливість використання заявки ППБ, за необхідності з попереднім узгодженням із черговим диспетчером відповідного оператора системи можливості виконання відповідної команди щодо активації заявки ППБ, та в разі неможливості її активації у відповідному розрахунковому періоді визначає такі заявки як «Особливі». Заявки, що отримали ознаку «Особливі», не будуть використані, а

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання; системні обмеження; зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва; зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля.	наступні активовані **заявки** інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку «Особливі» на таких підставах: невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання; системні обмеження, **у тому числі в мережах ОСР/ОМСР**; зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва; зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля. **відсутній**	наступні активовані заявки інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку «Особливі» на таких підставах: невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання; системні обмеження, у тому числі в мережах ОСР/ОМСР; зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва; зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля. **У разі визначення заявки ППБ як “Особливої” у зв’язку із системними обмеженнями, у тому числі в мережах ОСР/ОМСР, ОСП зазначає конкретну підставу прийняття такого рішення, оператора системи, в мережах якого виникло відповідне системне обмеження, та період дії такого обмеження. Інформація про підставу визначення заявки як “Особливої” надається відповідному ППБ через систему управління ринком.** ***Обґрунтування:*** *Урахування системних обмежень у мережах ОСР/ОМСР є об’єктивно необхідним для безпечної роботи енергосистеми. Однак без додаткової деталізації запропонована норма дозволяє не використовувати заявку*

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
		ППБ без обов'язку пояснити учаснику конкретну причину такого рішення. *Присвоєння заявці ознаки «Особлива» без прозорої ідентифікації обмеження прямо впливає на можливість ППБ бути активованим на балансуючому ринку та на його доходи.* *Зазначення підстави, оператора системи та періоду дії обмеження забезпечить прозорість і перевірюваність рішень ОСП, а ППБ зможе враховувати такі обмеження під час планування роботи.*
4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.	4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані **заявки** на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. ~~**Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.**~~	4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. **Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.** ***Обґрунтування:*** *Активації на завантаження та розвантаження для вирішення системних обмежень є окремими фізичними діями ППБ, які виконуються в різний час і відповідають різним оперативним потребам енергосистеми.*

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
		Для УЗЕ як двонапрямного ресурсу це особливо важливо. Установка може спершу заряджатися для зняття локального надлишку електричної енергії, а згодом розряджатися для вирішення іншої потреби системи. Незначний або нульовий нетто-обсяг за розрахунковий період не означає, що роботу не було виконано. *Кожна активація супроводжується фактичним зарядом або розрядом, втратами циклу заряд-розряд і використанням ресурсу обладнання. Сальдування протилежних активацій не відображає обсягу гнучкості, фактично наданої системі на виконання команд ОСП.* *Якщо метою зміни є запобігання отриманню необґрунтованої вигоди від структурних системних обмежень, це слід вирішувати прозорими критеріями виявлення та врегулювання відповідної поведінки ППБ. Якщо ж сальдування все ж буде запроваджено, воно має здійснюватися в межах 15-хвилинних інтервалів відповідно до підходів законодавства щодо об'єднання ринків, а не в межах години.*
Додаток 6 до Правил ринку *Порядок моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов'язань з надання допоміжних послуг*		
8. … Якщо в середині будь-якого розрахункового періоду за будь-яким підходом виявлена невідповідність встановленим критеріям щодо обсягів чи якості надання ДП, то приймається рішення, що ДП не надана протягом усього	Положення не змінюється.	8. … Якщо в середині будь-якої **ОРЧ** за будь-яким підходом виявлена невідповідність встановленим критеріям щодо обсягів чи якості надання ДП, то приймається рішення, що ДП не надана протягом усієї **ОРЧ**. У випадку відсутності будь-яких

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
розрахункового періоду. У випадку відсутності будь-яких невідповідностей вимогам, передбаченим цим Порядком, приймається рішення, що ДП надана протягом усього розрахункового періоду.		невідповідностей вимогам, передбаченим цим Порядком, приймається рішення, що ДП надана протягом усієї **ОРЧ**. **У пунктах 10, 11 та 12 цього Порядку слова «розрахунковий період» у відповідних відмінках замінити словом «ОРЧ» у відповідному відмінку.** ***Обґрунтування:*** *Відповідно до пунктів 4.17.1, 4.17.2, 5.12.1 та 5.14.1 Правил ринку балансуюча електрична енергія та маржинальні ціни на неї визначаються по кожній ОРЧ, а пункт 11 Порядку вже застосовує ОРЧ для окремих випадків моніторингу аРВЧ. Прийняття рішення про ненадання ДП за весь розрахунковий період через невідповідність, виявлену в окремій його частині, не узгоджується з цим підходом і непропорційно збільшує наслідки короткочасних відхилень.* *Регламент (ЄС) 2017/2195 (EB GL) встановлює 15-хвилинний період врегулювання небалансів як стандарт для європейських ринків, а тривалість ОРЧ відповідає 15-хвилинному строку виходу одиниці надання ДП з аРВЧ на задану потужність, встановленому підпунктом 1 пункту 11 цього Порядку. Здійснення моніторингу в розрізі ОРЧ обмежує наслідки невідповідності відповідною ОРЧ, усуває стимул відходити від команди ОСП заради нульового годинного сальдо та відповідає курсу на об'єднання ринків.*
11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в ОРЧ, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання	11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в ~~**ОРЧ**~~ **хвилинах**, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП. Таким	11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в **ОРЧ**, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
ДП до ЦР САРЧП. Таким ОРЧ автоматично присвоюється статус «ДП надана». Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови підпункту 1 та 2 цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: **…** **Положення відсутнє.**	ОРЧ автоматично присвоюється статус «ДП надана».	ДП до ЦР САРЧП. Таким ОРЧ автоматично присвоюється статус «ДП надана». ***Обґрунтування:*** *аРВЧ призначений для вивільнення РПЧ, який забезпечує регулювання протягом перших 15 хвилин, тому завдання аРВЧ полягає в готовності заміщувати РПЧ. Підключення або відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП є не миттєвою подією, а переходом між режимами оперативного управління. Під час такого переходу змінюється статус управління одиницею, починається або припиняється передача керуючих сигналів ЦР САРЧП, фактична потужність синхронізується з уставкою, стабілізується робота автоматичного регулювання та змінюється набір даних для оцінки виконання аРВЧ.* *Перехідний процес не обов'язково завершується в ту саму хвилину, коли зафіксовано зміну статусу. Якщо виключати з моніторингу лише цю хвилину, результат за решту ОРЧ визначатиметься на підставі неповного та нерепрезентативного періоду, що частково охоплює перехідний режим. Крім того, тривалість ОРЧ (15 хвилин) відповідає строку виходу одиниці надання ДП на задану потужність після отримання керуючої команди ЦР САРЧП, встановленому підпунктом 1 пункту 11 цього Порядку, тому саме ОРЧ є мінімальним репрезентативним інтервалом для оцінки виконання аРВЧ.*

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
	Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови **підпунктів** 1**, ~~та~~** 2 **та 3** цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: **…** **3) перевірки відповідності діапазону регулювання аРВЧ зобов'язанням відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутого в результаті передачі ДП.** **ДП з аРВЧ вважається наданою, якщо виконується така умова:** $(P_{макс_аРВЧ} - P_{мін_аРВЧ}) + \boldsymbol{\delta_4} \cdot (\mathbf{R}_{аРВЧзав} + \mathbf{R}_{аРВЧрозв}) \geq \mathbf{R}_{аРВЧзав} + \mathbf{R}_{аРВЧрозв}$**, де** $P_{макс_аРВЧ}$ **– середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень верхньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** $P_{мін_аРВЧ}$ **– середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень нижньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** $\boldsymbol{\delta_4}$ **– допустима похибка відхилення фактичного діапазону регулювання аРВЧ від обсягу аРВЧ, що розподілений**	Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови **підпунктів 1, 2 та 3** цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: **…** 3) перевірки відповідності діапазону регулювання аРВЧ зобов'язанням відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутого в результаті передачі ДП. ДП з аРВЧ вважається наданою, якщо виконується така умова: $(P_{макс_аРВЧ} - P_{мін_аРВЧ}) + \boldsymbol{\delta_4} \cdot (\mathbf{R}_{аРВЧзав} + \mathbf{R}_{аРВЧрозв}) \geq \mathbf{R}_{аРВЧзав} + \mathbf{R}_{аРВЧрозв}$, де $P_{макс_аРВЧ}$ – середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень верхньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт; $P_{мін_аРВЧ}$ – середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень нижньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт; $\boldsymbol{\delta_4}$ – допустима похибка відхилення фактичного діапазону регулювання аРВЧ від обсягу аРВЧ, що розподілений на одиницю надання ДП відповідно до

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
	на одиницю надання ДП відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутий у результаті передачі ДП за допомогою графіка фізичного відпуску та відбору ППБ, що дорівнює 1 %. **При цьому діапазон регулювання аРВЧ має бути налаштований відносно графіка фізичного відпуску/відбору ППБ так, щоб виконувались умови:** $P_{план}$ **– планове значення потужності відповідно до графіка фізичного відпуску та відбору ППБ з урахуванням обсягу всіх диспетчерських команд, які виконує ПДП, МВт.** **Ця перевірка не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП виконувала диспетчерську команду на зміну активної потужності, що вплинула на склад працюючого обладнання, спроможного надавати ДП з аРВЧ у випадку надання ПДП інформації, що підтверджує отримання такої команди, а також не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП була відключена від ЦР САРЧП за командою ОСП.** **відсутній**	результатів аукціонів на ДП та/або набутий у результаті передачі ДП за допомогою графіка фізичного відпуску та відбору ППБ, що дорівнює 1 %. При цьому діапазон регулювання аРВЧ має бути налаштований відносно графіка фізичного відпуску/відбору ППБ так, щоб виконувались умови: $P_{план}$ – планове значення потужності відповідно до графіка фізичного відпуску та відбору ППБ з урахуванням обсягу всіх диспетчерських команд, які виконує ПДП, МВт. Ця перевірка не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП виконувала диспетчерську команду на зміну активної потужності, що вплинула на склад працюючого обладнання, спроможного надавати ДП з аРВЧ у випадку надання ПДП інформації, що підтверджує отримання такої команди, а також не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП була відключена від ЦР САРЧП за командою ОСП. **Ця перевірка також не здійснюється в ОРЧ, у яких звуження або зміщення фактичного діапазону регулювання аРВЧ одиниці надання ДП, до складу якої входить установка зберігання енергії, зумовлене зміною рівня заряду такої установки внаслідок виконання уставок ЦР САРЧП в одному напрямку, якщо протягом такої односпрямованої активації тривалістю понад 15 хвилин**

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
		ОСП не здійснив активацію рРВЧ та/або РЗ в обсязі, необхідному для відновлення використаного аРВЧ. **Для цілей цього підпункту середньоарифметичні значення верхньої та нижньої меж діапазону регулювання аРВЧ визначаються за кожну ОРЧ, а перевірка здійснюється окремо для кожної ОРЧ. У разі невиконання умови цього підпункту ДП з аРВЧ вважається ненаданою в частині, пропорційній кількості ОРЧ, у яких умову не виконано.** ***Обґрунтування:*** *для УЗЕ доступний діапазон регулювання аРВЧ залежить від рівня заряду (SoC). Тривала односпрямована активація аРВЧ за сигналами ОСП закономірно наближає SoC до технологічної межі, і таке звуження діапазону є наслідком належного виконання уставок ЦР САРЧП, а не порушенням з боку ПДП.* *Пункт 4.15.5 Правил ринку зобов'язує диспетчера застосовувати пряму активацію для найшвидшого відновлення аРВЧ, а КСП та Регламент (ЄС) 2017/1485 (SOGL) передбачають відновлення використаного аРВЧ за рахунок рРВЧ та РЗ. 15-хвилинний час відновлення частоти для синхронної області Continental Europe є обґрунтованим орієнтиром, після якого сталий небаланс не повинен покриватися лише аРВЧ. Водночас наявна система SCADA не дозволяє виконувати команди, які реалізовували б вивільнення аРВЧ за рахунок рРВЧ та РЗ.*

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
		Передбачений проєктом виняток стосується лише зміни складу працюючого обладнання або відключення від ЦР САРЧП і не охоплює зміну SoC, за якої склад обладнання не змінюється. Запропоноване доповнення не звільняє ПДП від обов'язку належно управляти SoC, але виключає його відповідальність за наслідки використання резерву самим ОСП. *Перевірка окремо за кожну ОРЧ (15-хвилинний інтервал) відповідає підходам законодавства щодо об'єднання ринків (Регламент (ЄС) 2017/2195) та обмежує наслідки фізичного вичерпання SoC відповідною ОРЧ замість усієї години. Це усуває стимул відходити від команди ОСП заради нульового годинного сальдо.*
Постанова НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку»		
Положення відсутнє.	Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП.	Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП**, крім підпункту 3 пункту 11 Додатка 6 до Правил ринку в редакції цієї постанови, який набирає чинності з дати, визначеної окремим рішенням НКРЕКП після введення в експлуатацію потужностей УЗЕ, законтрактованих за результатами третього аукціону.** **Вимоги підпункту 3 пункту 11 Додатка 6 до Правил ринку в редакції цієї постанови не застосовуються до обсягів аРВЧ, зобов'язання з надання яких набуті ПДП за результатами спеціальних аукціонів, проведених до дня набрання чинності цією постановою.**

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція ТОВ «АКУМЕН»
		Обґрунтування: *Наявні потужності УЗЕ становлять лише половину обсягу, визначеного НЕК «Укренерго» для аРВЧс, і чверть сукупного обсягу аРВЧс та аРВЧз. Цільового рівня резерву буде досягнуто лише після введення в експлуатацію УЗЕ, законтрактованих за результатами третього аукціону, що очікується на початку 2027 року і фактично подвоїть потужність та енергоємність УЗЕ. Розподіл навантаження між більшою кількістю ресурсів зменшить частоту досягнення меж SoC, що вже підтвердила практика після збільшення НЕК «Укренерго» обсягів активації резервів у травні 2026 року.* *Інвестори, які набули довгострокові зобов'язання за результатами спеціальних аукціонів, визначали потужність, енергоємність і конфігурацію УЗЕ виходячи з критеріїв моніторингу, чинних на момент аукціону, тоді як ціна та обсяг зобов'язань зафіксовані на тривалий строк. Посилення критеріїв після аукціону змінює розподіл ризиків без зміни ціни, строку чи обсягу зобов'язань і підриває довіру до механізму довгострокових аукціонів.*

D.TRADING

ТОВ «Д.ТРЕЙДІНГ»
04112, місто Київ, вулиця Дорогожицька,
будинок 3, корпус 15

01/10-597 від 30.09.2026

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

Товариство з обмеженою відповідальністю «Д.ТРЕЙДІНГ» висловлює свою глибоку повагу та надає зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку», який був оприлюднений на офіційному веб-сайті НКРЕКП 30 серпня 2026 року.

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

Додаток: на 6 арк. в 1 прим.

Представник за довіреністю Олег БОВА

№41196/1-26 від 01.10.2026

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

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції	Обґрунтування
Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307			
5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії.	5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. **Обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під ЦР САРЧП) не розраховується в розрахункових періодах t, протягом яких:** **одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП менше 45 хвилин;** **за результатами моніторингу ДП з аРВЧ така ДП була визнана ненаданою;** **ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору одиниці надання ДП відповідно до вимог глав 4.6, 4.7 та 4.8 цих Правил або поданий**	5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії.	Пропонуємо залишити пункт 5.12.2 в чинній редакції, оскільки запропоновані зміни не враховують особливості формування балансуючої електричної енергії під час виконання активацій від ЦР САРЧП. Зокрема, обсяги балансуючої електричної енергії формуються протягом фактичного періоду дії активацій, що має враховуватись при здійсненні розрахунків та визначенні відповідних зобов'язань учасників ринку. Крім того, на сьогодні існує технічна проблема щодо формування графіків відпуску/відбору одиниць надання допоміжних послуг, оскільки такі графіки не враховують обсяги допоміжних послуг, переданих між постачальниками допоміжних послуг. За відсутності належного врахування зазначених обсягів застосування запропонованих змін призведе до викривлення розрахунку активованої балансуючої електроенергії.

	графік не був підтверджений ОСП.		
4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.	4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані **заявки** на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. ~~**Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.**~~	4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані **заявки** на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. **Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.**	Залишити абзац другий пункту 4.17.3 оскільки не зрозуміла природа видалення зазначеної норми.
Додаток 6 до Правил ринку *Порядок моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов'язань з надання допоміжних послуг*			
11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в ОРЧ, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП. Таким ОРЧ	11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в ~~**ОРЧ**~~ **хвилинах**, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП. Таким	Залишити в діючій редакції	Пропонуємо залишити пункт 11 в чинній редакції до моменту комплексного доопрацювання запропонованого механізму моніторингу відповідності діапазону регулювання аРВЧ.

автоматично присвоюється статус «ДП надана». Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови підпункту 1 та 2 цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: **…** **Положення відсутнє.**	ОРЧ автоматично присвоюється статус «ДП надана». Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови **підпунктів** 1**, ~~та~~** 2 **та 3** цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: **…** **3) перевірки відповідності діапазону регулювання аРВЧ зобов'язанням відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутого в результаті передачі ДП.** **ДП з аРВЧ вважається наданою, якщо виконується така умова:**		На нашу думку, запропоновані зміни не забезпечують пропорційного співвідношення між фактичним рівнем виконання ПДП своїх зобов'язань та наслідками, які настають у випадку часткової технічної недоступності обладнання. Особливе занепокоєння викликає те, що в поєднанні з підходом, за яким у періоди визнання ДП ненаданою не здійснюється розрахунок балансуючої електричної енергії, запропонований механізм може створити для ПДП економічні та операційні стимули не виконувати активації ЦР САРЧП в окремих одиницях реального часу (ОРЧ), якщо вже виникли підстави для визнання ДП ненаданою в межах відповідного розрахункового періоду. Такий підхід фактично нівелює мотивацію до максимально можливого виконання команд диспетчерського управління та може призвести до зниження фактичного обсягу резерву аРВЧ, доступного ОСП. Зазначений ризик є особливо критичним для агрегаторів, які виступають у ролі ПДП. За запропонованою моделлю технічна

	$(P_{макс_аРВЧ} - P_{мін_аРВЧ}) + \boldsymbol{\delta_4} \cdot (\mathbf{R}_{аРВЧзав} + \mathbf{R}_{аРВЧрозв}) \geq \mathbf{R}_{аРВЧзав} + \mathbf{R}_{аРВЧрозв}$**, де** $P_{макс_аРВЧ}$ – **середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень верхньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** $P_{мін_аРВЧ}$ – **середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень нижньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** $\boldsymbol{\delta_4}$ **– допустима похибка відхилення фактичного діапазону регулювання аРВЧ від обсягу аРВЧ, що розподілений на одиницю надання ДП відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутий у результаті передачі ДП за допомогою графіка фізичного відпуску та відбору ППБ, що дорівнює 1 %.** **При цьому діапазон регулювання аРВЧ має бути налаштований відносно графіка фізичного відпуску/відбору ППБ так, щоб виконувались умови:** $P_{макс_аРВЧ} \leq P_{план} + \mathbf{R}_{аРВЧзав} + \mathbf{0,07} \cdot (\mathbf{R}_{аРВЧзав} + \mathbf{R}_{аРВЧрозв})$ **та** $P_{мін_аРВЧ} \geq P_{план} - \mathbf{R}_{аРВЧрозв} - \mathbf{0,07} \cdot (\mathbf{R}_{аРВЧзав} + \mathbf{R}_{аРВЧрозв})$**, де**		недоступність навіть однієї агрегованої електроустановки незначної потужності може призвести до визнання ненаданою допоміжної послуги всією агрегованою одиницею, незважаючи на фактичне продовження надання послуги рештою електроустановок. Наприклад, вихід з роботи агрегованої електроустановки потужністю 1 МВт призведе до невизнання послуги всієї агрегованої одиниці потужністю 20 МВт, навіть якщо інші 19 МВт продовжують виконувати активації ЦР САРЧП. У результаті запропонований підхід створює комерційні та регуляторні бар’єри для розвитку агрегації та залучення розподіленої генерації до ринку допоміжних послуг. Більше того, задля мінімізації ризиків агрегатори будуть змушені штучно дробити ресурсну базу на більшу кількість агрегованих одиниць меншої потужності, що суперечить економічній логіці та самій концепції агрегації як інструменту ефективного об’єднання ресурсів. З метою забезпечення збалансованого підходу пропонуємо доопрацювати запропонований

	$P_{план}$ **– планове значення потужності відповідно до графіка фізичного відпуску та відбору ППБ з урахуванням обсягу всіх диспетчерських команд, які виконує ПДП, МВт.** **Ця перевірка не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП виконувала диспетчерську команду на зміну активної потужності, що вплинула на склад працюючого обладнання, спроможного надавати ДП з аРВЧ у випадку надання ПДП інформації, що підтверджує отримання такої команди, а також не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП була відключена від ЦР САРЧП за командою ОСП.**		механізм моніторингу шляхом впровадження оцінки відносного рівня забезпечення діапазону регулювання аРВЧ. Зокрема, доцільно визначати у кожному ОРЧ фактичний відсоток забезпечення ПДП замовленого діапазону регулювання аРВЧ та враховувати такий показник під час оцінки якості надання послуги і застосування відповідних наслідків. Запровадження такого підходу дозволить забезпечити пропорційність відповідальності фактичному рівню виконання зобов'язань ПДП, гармонізувати результати моніторингу з реальним внеском учасників у підтримання резервів системи, а також зберегти стимули для виконання активацій ЦР САРЧП навіть у випадках часткової технічної недоступності окремих об'єктів. Водночас це сприятиме підтриманню максимально можливого обсягу резерву аРВЧ під управлінням ОСП протягом кожного ОРЧ та підвищенню надійності функціонування енергосистеми в цілому. У зв'язку з викладеним пропонуємо залишити відповідні положення у чинній редакції до

			моменту належного доопрацювання механізму моніторингу, зокрема в частині врахування часткового забезпечення діапазону регулювання аРВЧ та забезпечення пропорційності відповідальності ПДП фактичному рівню надання допоміжної послуги.

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
"ЗАХІД СТОРЕДЖ ЕНЕРГО"
ЄДРПОУ 45224973, 04215, МІСТО КИЇВ, ВУЛ. СВІТЛИЦЬКОГО, БУДИНОК 35, ОФІС 77/7-4

Вих. №30/09-01
від 30.09.2026

НКРЕКП
chekhovska@nerc.gov.ua
box@nerc.gov.ua

Щодо надання пропозицій до проєкту постанови НКРЕКП

18.09.2026 року о 15:23 на сайті НКРЕКП було оприлюднено проєкт, що має ознаки регуляторного акта, - постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку».

ТОВ «ЗАХІД СТОРЕДЖ ЕНЕРГО» опрацювало запропоновані зміни та надає свої пропозиції до оприлюдненого проєкту постанови (додається)

Додаток: на 4 арк. в 1 прим.

Директор **Руслан ДЮЛЬГЄРОВ**

№41068/1-26 від 30.09.2026

Додаток до листа
ТОВ «ЗАХІД СТОРЕДЖ ЕНЕРГО»
№30/09-01 від 30.09.2026

Пропозиції ТОВ «ЗАХІД СТОРЕДЖ ЕНЕРГО» до проєкту постанови НКРЕКП

Редакція проєкту рішення НКРЕКП		
Додаток 6 до Правил ринку		
10. Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється шляхом зіставлення поточного відхилення активної потужності $P_{факт,і}$ зі значенням очікуваної потужності $P_{п,і}$ при поточному відхиленні частоти, що розраховується за формулою …. ~~**Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється для розрахункових періодів, у яких виконується умова $max\|\Delta f_{вим,і}\| > 0.05$ Гц, де виміри в момент часу належать до цього розрахункового періоду.**~~ ~~**Сумарний обсяг РПЧ, улаштований на одиниці надання ДП, не може бути меншим обсягу, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або в результаті здійсненої передачі ДП.**~~ Рішення, що ДП надана, приймається, якщо фактична активна потужність обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, перебуває в допустимих межах щонайменше протягом **95** % розрахункового періоду **і при**	Рішення, що ДП надана, приймається, якщо фактична активна потужність обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, перебуває в допустимих межах щонайменше протягом **60% розрахункового періоду і при цьому сумарний обсяг РПЧ, розміщеного на**	**ТОВ «ЗАХІД СТОРЕДЖ ЕНЕРГО»** Зміна допустимого часу знаходження фактичної потужності одиниці надання в допустимих межах з 60% до 95% є дуже суттєвою. Пропонується залишити цей критерій без змін. Крім того, проєктом постанови запропоновано проводити моніторинг надання РПЧ в усіх розрахункових періодах, незалежно від рівня відхилення частоти в енергосистемі, що вже збільшує кількість часу, протягом якого буде відслідковуватись належне надання РПЧ

цьому сумарний обсяг РПЧ, розміщеного на обладнанні одиниці надання ДП (P_p), є не меншим за обсяг, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до зобов'язань ПДП з надання ДП цією одиницею надання ДП.	**обладнанні одиниці надання ДП (P_p), є не меншим за обсяг, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до зобов'язань ПДП з надання ДП цією одиницею надання ДП.**	
11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в **~~ОРЧ~~ хвилинах**, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП. Таким ОРЧ автоматично присвоюється статус «ДП надана». Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови **підпунктів** 1**, ~~та~~** 2 **та 3** цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: **…** **3) перевірки відповідності діапазону регулювання аРВЧ зобов'язанням відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутого в результаті передачі ДП.**	11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в **~~ОРЧ~~ хвилинах**, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП. Таким ОРЧ автоматично присвоюється статус "ДП надана". Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови підпункт~~ів~~ 1 **~~та,~~** 2 **та 3** цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: …… **3) Перевірка відповідності діапазону регулювання аРВЧ зобов'язанням**	***ТОВ «ЗАХІД СТОРЕДЖ ЕНЕРГО»*** *Відповідно до проєкту постанови в пп.3 п. 12 Додатку 6 до Правил ринку вводиться перевірка заведеного під управління ЦР САРЧП діапазону регулювання, що в свою чергу забезпечує постійний контроль достатності обсягів аРВЧ як на завантаження, так і на розвантаження відповідно до результатів аукціонів. Крім того, в Додатку 6 до Правил ринку всі допустимі відхилення розраховуються відносно номінальної потужності устаткування, яке входить до складу одиниці надання ДП і яким забезпечується надання резервів регулювання частоти і активної потужності. З огляду на це, пропонується зберегти аналогічну прив'язку і в проєкті постанови*

ДП з аРВЧ вважається наданою, якщо виконується така умова: $(P_{макс_аРВЧ} - P_{мін_аРВЧ}) + \delta_4 \cdot (R_{аРВЧзав} + R_{аРВЧрозв}) \geq R_{аРВЧзав} + R_{аРВЧрозв}$**, де** $P_{макс_аРВЧ}$ **– середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень верхньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** $P_{мін_аРВЧ}$ **– середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень нижньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** ~~δ_4 – допустима похибка відхилення фактичного діапазону регулювання аРВЧ від обсягу аРВЧ, що розподілений на одиницю надання ДП відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутий у результаті передачі ДП за допомогою графіка фізичного відпуску та відбору ППБ, що дорівнює 1 %.~~ ~~При цьому діапазон регулювання аРВЧ має бути налаштований відносно графіка фізичного відпуску/відбору ППБ так, щоб виконувались умови:~~ ~~$P_{макс_аРВЧ} \leq P_{план} + R_{аРВЧзав} + 0,07 \cdot (R_{аРВЧзав} + R_{аРВЧрозв})$ та~~ ~~$P_{мін_аРВЧ} \geq P_{план} - R_{аРВЧрозв} - 0,07 \cdot (R_{аРВЧзав} + R_{аРВЧрозв})$, де~~ ~~$P_{план}$ – планове значення потужності відповідно до графіка фізичного відпуску та відбору ППБ з урахуванням обсягу всіх диспетчерських команд, які виконує ПДП, МВт.~~	**відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутого в результаті передачі ДП.** **ДП з аРВЧ вважається наданою, якщо виконується наступна умова:** $(P_{макс_аРВЧ} - P_{мін_аРВЧ}) + \delta_2 \geq R_{аРВЧзав} + R_{аРВЧрозв}$**, де** $P_{макс_аРВЧ}$ **- миттєві значення верхньої межі діапазону регулювання аРВЧ, усереднені за ОРЧ, МВт;** $P_{мін_аРВЧ}$ **- миттєві значення нижньої межі діапазону регулювання аРВЧ, усереднені за ОРЧ, МВт;**	

Ця перевірка не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП виконувала диспетчерську команду на зміну активної потужності, що вплинула на склад працюючого обладнання, спроможного надавати ДП з аРВЧ у випадку надання ПДП інформації, що підтверджує отримання такої команди, а також не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП була відключена від ЦР САРЧП за командою ОСП.	**Ця перевірка не здійснюється в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП виконувала диспетчерську команду на зміну активної потужності, що вплинула на склад працюючого обладнання, спроможного надавати ДП з аРВЧ у випадку надання ПДП інформації, що підтверджує отримання такої команди, а також не здійснюється в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП була відключена від ЦР САРЧП за командою ОСП.**	

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

Власенку Ю. М.

Вих. №_21-09/2026
від 30 вересня 2026 року

Щодо проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження
Змін до Правил ринку» в частині моніторингу допоміжних послуг

Шановний Юрію Миколайовичу!

Від імені Української вітроенергетичної асоціації (УВЕА), Європейсько-українського енергетичного агентства (ЄУЕА) і Асоціації сонячної енергетики України (АСЕУ), надалі разом – Асоціації, висловлюємо Вам свою повагу та звертаємось із наступним.

Експерти Асоціацій опрацювали схвалений НКРЕКП 15 вересня 2026 року проєкт постанови «Про затвердження Змін до Правил ринку» щодо удосконалення моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов'язань з надання допоміжних послуг, і звертають Вашу увагу на потенційний суттєвий негативний вплив окремих запропонованих положень на установки зберігання енергії (УЗЕ), які надають допоміжні послуги, зокрема аРВЧ та РПЧ.

Асоціації розуміють необхідність забезпечення належної якості допоміжних послуг та наявності в ОСП достовірної інформації щодо фактичної спроможності постачальників надавати такі послуги. Водночас запропонований механізм, на нашу думку, потребує доопрацювання з урахуванням технологічних особливостей УЗЕ та умов, за яких інвестори вже взяли на себе довгострокові зобов'язання з надання допоміжних послуг.

1. Особливості роботи УЗЕ при наданні аРВЧ

Проєктом пропонується запровадити нову перевірку відповідності фактичного діапазону регулювання аРВЧ зобов'язанням ПДП, отриманим за результатами аукціонів на допоміжні послуги та/або передачі ДП.

Зокрема, фактичний діапазон регулювання має відповідати законтрактованому обсягу аРВЧ із допустимим відхиленням лише 1%, а положення такого діапазону відносно графіка фізичного відпуску/відбору обмежується додатковими параметрами, встановленими проєктом.

Для УЗЕ доступний регулювальний діапазон безпосередньо залежить від стану заряду батареї (SoC). Тривала односпрямована активація аРВЧ за сигналами ОСП об'єктивно призводить до поступового наближення УЗЕ до верхньої або нижньої межі допустимого SoC та, відповідно, до тимчасового скорочення можливості подальшого завантаження або розвантаження.

При цьому така зміна доступного діапазону є безпосереднім наслідком належного виконання УЗЕ уставок наданих ОСП через ЦР САРЧП, а не неналежного виконання зобов'язань ПДП.

На нашу думку, при встановленні нового критерію необхідно враховувати як технічні характеристики окремої одиниці надання ДП, так і функціональну архітектуру резервів, визначену Кодексом системи передачі та європейськими правилами експлуатації енергосистем.

№41011/1-26 від 30.09.2026

аРВЧ та рРВЧ є складовими резерву відновлення частоти та призначені для відновлення частоти і балансу потужності системи. При цьому резерв заміщення за своїм функціональним призначенням використовується для відновлення або підтримання необхідного рівня РВЧ та забезпечення готовності системи до наступних небалансів.

Аналогічний принцип встановлений Регламентом Комісії (ЄС) 2017/1485 (SOGL), відповідно до якого метою процесу заміщення резервів є, зокрема, поступове відновлення активованих РВЧ та підтримка їх активації.

Для синхронної області Continental Europe час відновлення частоти становить 15 хвилин. При цьому автоматичний та ручний РВЧ є складовими єдиного процесу відновлення частоти, а їх параметри мають забезпечувати виконання відповідної вимоги.

Таким чином, європейська модель не виходить із припущення, що аРВЧ має невизначено довго залишатися основним ресурсом для покриття сталого односпрямованого небалансу. Навпаки, у разі тривалого використання швидкого автоматичного резерву система балансування повинна забезпечувати його відновлення та вивільнення для реагування на наступні зміни небалансу.

Цей принцип прямо відображений і в чинних Правилах ринку в України.

Відповідно до пункту 4.15.5 Правил ринку за результатами безперервного моніторингу даних щодо використання аРВЧ диспетчер застосовує пряму активацію **для найшвидшого відновлення аРВЧ**.

При цьому структура Правил ринку пов’язує прямі активації із забезпеченням рРВЧ, а заплановані активації — із забезпеченням РЗ. Кодекс системи передачі передбачає, що при випробуванні відповідна одиниця має досягати заданого рівня потужності протягом 15 хвилин для рРВЧ та протягом 30 хвилин для РЗ.

Отже, чинна модель ринку вже передбачає механізм, за якого тривале використання аРВЧ має супроводжуватися діями ОСП, спрямованими на відновлення доступності цього резерву.

Показовою є практика німецьких ОСП. На спільному порталі німецьких операторів системи передачі **Regelleistung.net** прямо зазначено, що рРВЧ використовується для балансування більших системних небалансів та застосовується, зокрема, **для заміщення використання аРВЧ і забезпечення її повторної доступності для наступної потреби**. Таким чином, у німецькій моделі рРВЧ виконує не лише функцію додаткового балансування, але й функцію розвантаження та відновлення доступності аРВЧ.

Аналогічний підхід закладений у скандинавській моделі балансування. У документі **Nordic Balancing Philosophy**, аРВЧ характеризується як автоматичне доповнення до рРВЧ, призначене для короткострокових коливань небалансу, які недоцільно врегульовувати активаціями рРВЧ. Водночас рРВЧ визначається як **основний балансуючий ресурс**, який при активації заміщує залишкові активації РПЧ та аРВЧ і відновлює частоту до цільового значення. Документ також передбачає 15-хвилинний час активації рРВЧ.

Водночас ані Кодекс системи передачі, ані SOGL не встановлюють механічного правила, відповідно до якого конкретна одиниця аРВЧ повинна бути автоматично замінена рРВЧ рівно після визначеної кількості хвилин. Рішення про використання відповідного виду резерву належить до функцій ОСП та залежить від характеру і прогнозованої тривалості системного небалансу.

Разом з тим **15-хвилинний час відновлення частоти є обґрунтованим системним часовим орієнтиром**, після якого стійкий односпрямований небаланс уже не повинен розглядатися виключно як завдання для швидкого автоматичного резерву. У випадку тривалого небалансу ОСП повинен мати можливість використовувати рРВЧ та інші балансуючі активації таким чином, щоб відновити доступність аРВЧ.

Для РЗ відповідний часовий горизонт є довшим: Кодекс системи передачі передбачає досягнення заданої потужності РЗ протягом 30 хвилин після команди. При цьому зазначені 30 хвилин є часом активації РЗ, а не автоматичним строком, після спливу якого ОСП зобов’язаний активувати РЗ.

На нашу думку, запропонований НКРЕКП критерій моніторингу не повною мірою враховує цю системну логіку.

Фактично він створює ризик ситуації, за якої УЗЕ повинна зберігати практично повний законтрактований діапазон аРВЧ незалежно від тривалості та накопиченого енергетичного ефекту попередніх активацій ОСП.

Наприклад, УЗЕ може мати повний законтрактований діапазон аРВЧ та протягом тривалого часу належним чином виконувати односпрямований сигнал ЦР САРЧП на розряд. У міру такого виконання рівень заряду (SoC) установки закономірно зменшується. Якщо ОСП не здійснює достатньої активації інших балансуючих ресурсів для відновлення аРВЧ, УЗЕ зрештою досягає нижньої технологічної межі SoC та фізично втрачає можливість продовжувати розряд у повному обсязі.

У такому випадку звуження доступного діапазону є не результатом відмови ПДП підтримувати необхідний резерв, а безпосереднім наслідком тривалого належного виконання сигналів самого ОСП.

Визнання допоміжної послуги ненаданою за таких умов створює асиметричний розподіл відповідальності: ОСП визначає обсяг та тривалість використання аРВЧ і має передбачені Правилами ринку механізми його відновлення, тоді як весь ризик енергетичного виснаження ресурсу покладається на ПДП.

Це особливо важливо для УЗЕ, оскільки надання резерву має дві фізичні складові: потужність та енергоємність. Навіть повністю технічно справна УЗЕ не може необмежено довго підтримувати максимальну односпрямовану активацію без зміни SoC.

У зв’язку з цим критерій моніторингу повинен дозволяти відрізнити:

- зменшення доступного діапазону внаслідок неналежного планування чи управління SoC самим ПДП; та
- зменшення доступного діапазону, яке стало прямим наслідком тривалої односпрямованої активації аРВЧ ОСП та відсутності достатнього відновлення використаного аРВЧ іншими балансуючими ресурсами.

Проєкт уже передбачає виняток для випадків, коли диспетчерська команда на зміну активної потужності вплинула на склад працюючого обладнання, спроможного надавати аРВЧ, а також коли одиниця була відключена від ЦР САРЧП за командою ОСП.

Однак цей виняток не охоплює типовий для УЗЕ випадок зміни SoC, коли склад працюючого обладнання не змінюється, але енергетичний запас, необхідний для продовження регулювання у відповідному напрямку, зменшується внаслідок виконання сигналів ЦР САРЧП.

У зв’язку з цим пропонуємо доповнити передбачений проєктом виняток та встановити, що перевірці відповідності діапазону регулювання має передувати належне виконання ОСП вимог Правил ринку, КСП та загального підходу країн ЄС із забезпечення відновлення аРВЧ.

Такий підхід не звільнятиме ПДП від обов’язку належного управління SoC, але дозволить уникнути ситуації, коли ПДП несе відповідальність за зменшення доступності резерву, яке виникло саме внаслідок його належного використання ОСП.

2. Невизнання фактично активованої балансуючої електричної енергії

Окреме занепокоєння викликає запропоноване доповнення пункту 5.12.2 Правил ринку, відповідно до якого обсяг активованої балансуючої електричної енергії аРВЧ **не розраховується в розрахунковому періоді, якщо за результатами моніторингу відповідну ДП було визнано ненаданою**.

Таким чином, одна невідповідність критеріям моніторингу може одночасно мати декілька фінансових наслідків для ПДП: визнання допоміжної послуги ненаданою, застосування відповідних механізмів фінансової відповідальності та додатково - невизнання фактично активованої електричної енергії як балансуючої.

На нашу думку, якість надання допоміжної послуги та факт постачання балансуючої електричної енергії є різними за своєю економічною природою питаннями. Якщо електрична енергія фактично була поставлена або відібрана одиницею на виконання сигналу ОСП і була використана енергосистемою, сам факт невідповідності окремому критерію моніторингу ДП не повинен автоматично призводити до невизнання всього відповідного обсягу фактично активованої балансуючої електричної енергії.

3. Сальдування балансуючої електричної енергії при вирішенні системних обмежень

Проєктом також пропонується виключити з пункту 4.17.3 Правил ринку чинне положення, відповідно до якого не допускається сальдування акцептованих заявок на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.

Фактичним наслідком цієї зміни є застосування загального механізму сальдування до протилежно спрямованих активацій на завантаження та розвантаження, які були здійснені ОСП для вирішення системних обмежень. Скасування заборони сальдування для всіх таких активацій створює окрему проблему для двонапрямних ресурсів, насамперед УЗЕ.

Для УЗЕ завантаження та розвантаження є двома самостійними фізичними операціями, що можуть здійснюватися у різні моменти часу на виконання окремих команд ОСП та мати самостійну системну цінність.

Наприклад, у межах одного розрахункового періоду УЗЕ може спочатку бути активована на завантаження для зменшення локального надлишку електричної енергії, а пізніше — на розвантаження для усунення іншого системного обмеження.

У такому випадку невеликий або навіть нульовий результуючий нетто-обсяг не означає відсутності фактичної роботи ресурсу. УЗЕ: виконала дві окремі команди ОСП; здійснила фактичний заряд та розряд; забезпечила необхідну ОСП двонапрямну гнучкість; понесла технологічні втрати, пов’язані з ефективністю циклу заряд-розряд; використала ресурс обладнання.

Відповідно, арифметичне сальдування протилежних активацій не буде відображати фактичного обсягу балансуючих дій, здійснених УЗЕ для потреб енергосистеми.

На думку асоціацій, проблему можливого використання структурних системних обмежень для отримання необґрунтованої економічної вигоди доцільно вирішувати шляхом встановлення окремих прозорих критеріїв виявлення та врегулювання таких випадків, а не шляхом автоматичного сальдування всіх протилежно спрямованих активацій.

У зв’язку з цим пропонуємо не виключати абзац другий пункту 4.17.3 Правил ринку та залишити його у чинній редакції. У разі якщо ОСП вбачає ризик зловживань, пов’язаних зі структурними системними обмеженнями, пропонуємо окремо визначити прозорі критерії та механізми їх виявлення і врегулювання.

4. Зміни щодо РПЧ

Проєкт також передбачає збільшення мінімальної тривалості перебування фактичної активної потужності обладнання в допустимих межах при моніторингу РПЧ із **60% до 95%**, одночасно із розширенням кількості періодів, у яких здійснюватиметься перевірка. Саме збільшення кількості контрольованих періодів та підвищення відповідної вимоги прямо зазначено НКРЕКП як зміст запропонованого удосконалення моніторингу.

Асоціації вважають за доцільне, щоб запровадженню настільки істотного підвищення критерію передувало оприлюднення ОСП відповідного технічного обґрунтування та розрахунків, статистики результатів чинного моніторингу та моделювання впливу запропонованого рівня 95% на різні типи технологій.

Це дозволить визначити, чи є запропонований рівень пропорційним реальним потребам енергосистеми та чи не створює він надмірних ризиків для ресурсів, які фактично забезпечують якісне регулювання.

5. Зміна критеріїв для вже існуючих довгострокових зобов’язань

Проєктом передбачено застосування нового критерію доступності діапазону аРВЧ безпосередньо до обсягів, розподілених за результатами **аукціонів на допоміжні послуги**, а постанова має набрати чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення.

Асоціації звертають особливу увагу Регулятора на постачальників допоміжних послуг, які отримали довгострокові зобов’язання за результатами спеціальних аукціонів.

Такі інвестори приймали рішення щодо будівництва та фінансування УЗЕ, визначали її технічну конфігурацію, ємність, потужність та економічні параметри проєктів виходячи з нормативних вимог і критеріїв моніторингу, які діяли на момент участі в аукціоні. При цьому ціна послуги та зобов’язання ПДП за результатами відповідних аукціонів фіксуються на тривалий строк.

Запровадження суттєво жорсткіших критеріїв виконання вже після проведення аукціону фактично змінює розподіл технічних та фінансових ризиків для такого інвестора без відповідної зміни ціни, строку чи обсягу його довгострокових зобов'язань.

На нашу думку, це питання має бути окремо враховане Регулятором для забезпечення передбачуваності регуляторного середовища та довіри інвесторів до механізму довгострокових аукціонів допоміжних послуг.

Враховуючи викладене, просимо НКРЕКП доопрацювати проєкт Змін до Правил ринку та:

1. **Передбачити спеціальний виняток для УЗЕ при моніторингу діапазону аРВЧ** у випадках, коли звуження або зміщення фактичного діапазону є наслідком зміни SoC, спричиненої належним виконанням сигналів ОСП, з урахуванням передбачених Правилами ринку механізмів відновлення використаного аРВЧ.

2. **При визначенні критеріїв доступності аРВЧ врахувати функціональне призначення рРВЧ та РЗ щодо підтримки та відновлення активованих резервів**, а також передбачений Правилами ринку обов'язок диспетчера застосовувати пряму активацію для найшвидшого відновлення аРВЧ.

3. **Виключити автоматичне невизнання фактично активованої балансуючої електричної енергії** виключно на підставі того, що допоміжна послуга з аРВЧ за відповідний розрахунковий період була визнана ненаданою.

4. **Не виключати чинну заборону сальдування акцептованих заявок на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих для вирішення системних обмежень.**

5. **Не застосовувати новий критерій перевірки діапазону аРВЧ до довгострокових зобов'язань, набутих за результатами спеціальних аукціонів, проведених до набрання чинності відповідними змінами.**

6. **Не підвищувати критерій моніторингу РПЧ з 60% до 95% та не скасовувати чинну умову щодо періодів проведення моніторингу без належного технічного, статистичного та економічного обґрунтування.**

7. До остаточного затвердження змін провести окрему робочу нараду за участі НКРЕКП, НЕК «Укренерго», постачальників допоміжних послуг та операторів УЗЕ для детального опрацювання механізму відновлення аРВЧ при тривалих односпрямованих активаціях УЗЕ.

Асоціації переконані, що удосконалення моніторингу допоміжних послуг має забезпечувати як високу якість резервів і надійність роботи ОЕС України, так і правильний розподіл відповідальності між ОСП та ПДП.

ПДП має відповідати за фактичну готовність ресурсу та належне управління його технічними можливостями. Водночас зменшення доступності УЗЕ, що є прямим наслідком тривалого належного виконання сигналів ОСП без відповідного відновлення використаного аРВЧ іншими балансуючими ресурсами, не повинно автоматично кваліфікуватися як неналежне надання послуги ПДП.

Просимо врахувати зазначені зауваження та пропозиції при доопрацюванні проєкту постанови.

Додаток №1: порівняльна таблиця до пропозицій НКРЕКП – 10 сторінок

З повагою ,

Конеченков А.Є.
Голова Правління УВЕА

Верещинська А.В.
Директорка ЄУЕА

Соколовський В.В.
Голова Правління АСЕУ

Контактні дані Асоціацій:

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

Асоціація «Європейсько-Українське енергетичне агентство» (ЄУЕА):
Адреса: вул. Володимирська 61-Б, пов.6,м. Київ, Україна, 01033
тел.: +38 095 331 00 10,
e-mail: office@euea-energyagency.org
www.euea-energyagency.org

Громадська спілка «Асоціація сонячної енергетики України» (АСЕУ):
Адреса: 03110, м. Київ, вул. Григорія Кочура, 19/4.
тел. +38 098 680 0780
e-mail: office@aseu.org.ua
www.aseu.org.ua

Додаток №1 до Листа Асоціацій сектору ВДЕ
Вих. №_21-09/2026
від 30 вересня 2026 року

ПОРІВНЯЛЬНА ТАБЛИЦЯ

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

Чинна редакція	Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиція Асоціацій
Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307		
5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії.	5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. **Обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під ЦР САРЧП) не розраховується в розрахункових періодах t, протягом яких:** **одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП менше 45 хвилин;** **за результатами моніторингу ДП з аРВЧ така ДП була визнана ненаданою;** **ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору одиниці надання ДП відповідно до вимог глав 4.6, 4.7 та 4.8 цих Правил або поданий графік не був підтверджений ОСП.**	5.12.2. Для цілей розрахунків відхилення одиниць постачання ДП, що забезпечують надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП), вважаються балансуючою електричною енергією, незважаючи на те, що вони не є результатом диспетчерських команд щодо балансуючої енергії. **Обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження та розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під ЦР САРЧП) не розраховується в розрахункових періодах t, протягом яких ППБ/ПДП не подав графік відпуску/відбору одиниці надання ДП відповідно до вимог глав 4.6, 4.7 та 4.8 цих Правил або поданий графік не був підтверджений ОСП.** ***Аргументація:*** *Факт належного надання ДП та факт фізичної активації балансуючої електричної енергії є різними за своєю технічною та економічною природою.* *У випадку, коли одиниця надання ДП фактично відпустила або відібрала електричну енергію на виконання сигналу ОСП, відповідна балансуюча енергія була фактично використана енергосистемою. Подальше встановлення*

		невідповідності окремому критерію моніторингу не змінює факту її постачання та використання ОСП. *Визнання ДП ненаданою вже тягне передбачені Правилами ринку фінансові наслідки (штраф у подвійному розмірі). Додаткове невизнання фактично активованої балансуючої електричної енергії призводить до множинного фінансового наслідку за одну і ту ж саму невідповідність.* *Для УЗЕ такий підхід є особливо непропорційним у ситуації, коли ресурс протягом значної частини розрахункового періоду належним чином виконував сигнали ОСП і фактично постачав балансуючу електричну енергію, а невідповідність виникла пізніше, у тому числі внаслідок зміни SoC через попередні активації ОСП.*
4.14.7. Диспетчер оцінює можливість використання пропозиції ППБ та в разі неможливості її активації у відповідному розрахунковому періоді визначає такі пропозиції як «Особливі». Пропозиції, що отримали ознаку «Особливі», не будуть використані, а наступні активовані пропозиції інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку «Особливі» на таких підставах: невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання; системні обмеження; зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва;	4.14.7. Диспетчер оцінює можливість використання **заявки** ППБ, **за необхідності з попереднім узгодженням із черговим диспетчером відповідного оператора системи можливості виконання відповідної команди щодо активації заявки ППБ,** та в разі неможливості її активації у відповідному розрахунковому періоді визначає такі **заявки** як «Особливі». **Заявки**, що отримали ознаку «Особливі», не будуть використані, а наступні активовані **заявки** інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку «Особливі» на таких підставах: невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання;	4.14.7. Диспетчер оцінює можливість використання заявки ППБ, за необхідності з попереднім узгодженням із черговим диспетчером відповідного оператора системи можливості виконання відповідної команди щодо активації заявки ППБ, та в разі неможливості її активації у відповідному розрахунковому періоді визначає такі заявки як «Особливі». Заявки, що отримали ознаку «Особливі», не будуть використані, а наступні активовані заявки інших ППБ не вважаються акцептом з приміткою. Диспетчер має право встановлювати ознаку «Особливі» на таких підставах: невідповідність фактичного навантаження одиниць генерації графікам фізичного відпуску з урахуванням команд диспетчера; ГЕС, ГАЕС для забезпечення балансування в періоди мінімуму та максимуму споживання;

зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля.	системні обмеження, **у тому числі в мережах ОСР/ОМСР**; зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва; зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля.	системні обмеження, у тому числі в мережах ОСР/ОМСР; зміна виробництва з нуля до технічного мінімуму виробництва; зміна виробництва від технічного мінімуму виробництва до нуля. **У разі визначення заявки ППБ як "Особливої" у зв'язку із системними обмеженнями, у тому числі в мережах ОСР/ОМСР, ОСП зазначає конкретну підставу прийняття такого рішення, оператора системи, в мережах якого виникло відповідне системне обмеження, та період дії такого обмеження. Інформація про підставу визначення заявки як "Особливої" надається відповідному ППБ через систему управління ринком.** ***Аргументація:*** *Врахування системних обмежень у мережах ОСР/ОМСР є об'єктивно необхідним для безпечної роботи енергосистеми. Водночас запропонований механізм без додаткової деталізації надає широкі можливості для невикористання заявки ППБ без обов'язку повідомити учаснику конкретну причину такого рішення.* *Визначення заявки як «Особливої» без прозорої ідентифікації системного обмеження безпосередньо впливає на можливість ППБ бути активованим на балансуючому ринку та на його доходи.* *Фіксація конкретної причини, відповідного оператора системи та періоду дії обмеження дозволить забезпечити прозорість і*

		перевірюваність рішень ОСП та дасть ППБ можливість враховувати відповідні обмеження при плануванні роботи.
4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.	4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані **заявки** на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. ~~**Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.**~~	4.17.3. Для кожної ОРЧ усі акцептовані пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження та на розвантаження, марковані системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі, отримують ціну, що визначається як маржинальна ціна, згідно з главою 5.13 розділу V цих Правил. **Не допускається сальдування акцептованих пропозицій на балансуючу електричну енергію на завантаження та/або на розвантаження, маркованих системою управління ринком для вирішення системних обмежень відповідно до Кодексу системи передачі.** ***Аргументація:*** *Активації на завантаження та розвантаження, здійснені ОСП для вирішення системних обмежень, є окремими фізичними діями ППБ, які можуть виконуватися в різні моменти часу та вирішувати різні оперативні потреби енергосистеми.* *Особливо це стосується УЗЕ як двонапрямного ресурсу. УЗЕ може бути активована спочатку на заряд для зменшення локального надлишку електричної енергії, а згодом на розряд для вирішення іншої потреби системи. Невеликий або навіть нульовий сумарний нетто-обсяг за розрахунковий період не означає відсутності фактично виконаної роботи.*

		При кожній активації УЗЕ здійснює фактичний заряд або розряд, несе технологічні втрати, пов'язані з ефективністю циклу заряд-розряд, та використовує ресурс обладнання. Сальдування протилежно спрямованих активацій не відображає фактичного обсягу гнучкості, наданої системі на виконання команд ОСП. *Якщо метою запропонованої зміни є недопущення отримання необґрунтованої економічної вигоди внаслідок наявності структурних системних обмежень, така проблема має вирішуватися шляхом встановлення прозорих критеріїв виявлення та врегулювання відповідної поведінки ППБ, а не шляхом сальдування всіх фактично виконаних протилежно спрямованих активацій.*
Додаток 6 до Правил ринку *Порядок моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов'язань з надання допоміжних послуг*		
10. Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється шляхом зіставлення поточного відхилення активної потужності $P_{факт,i}$ зі значенням очікуваної потужності $P_{п,i}$ при поточному відхиленні частоти, що розраховується за формулою …. Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється для розрахункових періодів, у яких виконується умова $\max\left\|\Delta f_{вим,i}\right\| > 0.05$ Гц, де виміри в момент часу належать до цього розрахункового періоду. Сумарний обсяг РПЧ, улаштований на одиниці надання ДП, не може бути меншим обсягу, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати	10. Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється шляхом зіставлення поточного відхилення активної потужності $P_{факт,i}$ зі значенням очікуваної потужності $P_{п,i}$ при поточному відхиленні частоти, що розраховується за формулою …. ~~**Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється для розрахункових періодів, у яких виконується умова $\max\left\|\Delta f_{вим,i}\right\| > 0.05$ Гц, де виміри в момент часу належать до цього розрахункового періоду.**~~ ~~**Сумарний обсяг РПЧ, улаштований на одиниці надання ДП, не може бути меншим обсягу, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до результатів**~~	10. Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється шляхом зіставлення поточного відхилення активної потужності $P_{факт,i}$ зі значенням очікуваної потужності $P_{п,i}$ при поточному відхиленні частоти, що розраховується за формулою …. **Моніторинг надання ДП з РПЧ здійснюється для розрахункових періодів, у яких виконується умова $\max\left\|\Delta f_{вим,i}\right\| > 0.05$ Гц, де виміри в момент часу належать до цього розрахункового періоду**. ~~**Сумарний обсяг РПЧ, улаштований на одиниці надання ДП, не може бути меншим обсягу, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до результатів**~~

відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або в результаті здійсненої передачі ДП. Рішення, що ДП надана, приймається, якщо фактична активна потужність обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, перебуває в допустимих межах щонайменше протягом 60 % розрахункового періоду.	~~**аукціонів на ДП та/або в результаті здійсненої передачі ДП.**~~ Рішення, що ДП надана, приймається, якщо фактична активна потужність обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, перебуває в допустимих межах щонайменше протягом **95** % розрахункового періоду **і при цьому сумарний обсяг РПЧ, розміщеного на обладнанні одиниці надання ДП ($P_р$), є не меншим за обсяг, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до зобов'язань ПДП з надання ДП цією одиницею надання ДП.**	~~**аукціонів на ДП та/або в результаті здійсненої передачі ДП.**~~ Рішення, що ДП надана, приймається, якщо фактична активна потужність обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, перебуває в допустимих межах щонайменше протягом **60 % розрахункового періоду** і при цьому сумарний обсяг РПЧ, розміщеного на обладнанні одиниці надання ДП ($P_р$), є не меншим за обсяг, який одиниця надання ДП повинна забезпечувати відповідно до зобов'язань ПДП з надання ДП цією одиницею надання ДП. ***Аргументація:*** *Проєкт одночасно передбачає дві суттєві зміни механізму моніторингу РПЧ:* 1. *скасування умови, яка обмежує кількість розрахункових періодів, що підлягають моніторингу;* 2. *підвищення критерію успішного проходження моніторингу з 60 % до 95 % розрахункового періоду.* *Таким чином, одночасно збільшується кількість періодів, у яких ПДП перевірятиметься, та істотно посилюється критерій успішності такої перевірки.* *Для годинного розрахункового періоду рівень 95 % означає, що перебування фактичної потужності поза допустимими межами протягом приблизно*

		трьох хвилин вже може мати визначальний вплив на результат моніторингу. *При цьому в матеріалах до проєкту відсутні статистичні дані щодо результатів застосування чинного критерію 60 %, аналіз причин виявлених невідповідностей та технічне обґрунтування необхідності встановлення саме рівня 95 %.* *До запровадження настільки суттєво жорсткішого стандарту доцільно провести аналіз фактичних даних моніторингу, оцінити його вплив на різні технології та можливу зміну вартості резервів.* *Перенесення вимоги щодо відповідності розміщеного обсягу РПЧ з окремого абзацу безпосередньо до критерію визнання ДП наданою саме по собі не заперечується.*
11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в ОРЧ, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП. Таким ОРЧ автоматично присвоюється статус «ДП надана». Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови підпункту 1 та 2 цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана.	11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в ~~**ОРЧ**~~ **хвилинах**, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП. Таким ОРЧ автоматично присвоюється статус «ДП надана».	11. Моніторинг надання ДП з аРВЧ не здійснюється в **ОРЧ**, в яких відбувалось підключення/відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП. Таким ОРЧ автоматично присвоюється статус «ДП надана». *Обґрунтування: Підключення або відключення одиниці надання ДП до ЦР САРЧП є не окремою миттєвою подією, а переходом між різними режимами оперативного управління одиницею надання ДП.* *У момент такого переходу відбувається:* • *зміна статусу управління одиницею надання ДП;* • *передача або припинення передачі керуючих сигналів ЦР САРЧП;*

Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: **…** **Положення відсутнє.**	Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови **підпунктів** 1**,** ~~**та**~~ 2 **та 3** цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: **…**	• *синхронізація фактичної активної потужності одиниці з уставкою ЦР САРЧП;* • *стабілізація роботи автоматичного регулювання після підключення або відключення;* • *зміна набору даних, які використовуються для оцінки виконання аРВЧ.* *Тому перехідний процес не обов'язково завершується в ту саму хвилину, в якій технічно зафіксовано зміну статусу підключення/відключення.* *Виключення з моніторингу лише конкретної хвилини може призвести до того, що результат моніторингу решти ОРЧ буде визначатися на підставі неповного та нерепрезентативного періоду, який частково охоплює перехідний режим роботи одиниці.* Послуга вважається активованою в ОРЧ, в яких одиниця надання ДП перебувала під управлінням ЦР САРЧП, та у випадках, коли за результатом виконання диспетчерських команд активна потужність станції дорівнює 0 МВт, або при виконанні команд поза балансуючим ринком. ДП вважається наданою, якщо виконуються умови **підпунктів 1, 2 та 3** цього пункту, в іншому випадку вважається, що ДП не надана. Якщо активація зарезервованої потужності відбувалася, моніторинг надання ДП з аРВЧ здійснюється шляхом: **…**

	3) перевірки відповідності діапазону регулювання аРВЧ зобов'язанням відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутого в результаті передачі ДП. **ДП з аРВЧ вважається наданою, якщо виконується така умова:** $\left(P_{макс_аРВЧ} - P_{мін_аРВЧ}\right) + \boldsymbol{\delta_4} \cdot \left(\mathbf{R}_{аРВЧзав} + \mathbf{R}_{аРВЧрозв}\right) \geq \mathbf{R}_{аРВЧзав} + \mathbf{R}_{аРВЧрозв}$**, де** $P_{макс_аРВЧ}$ **– середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень верхньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** $P_{мін_аРВЧ}$ **– середньоарифметичне за ОРЧ з миттєвих значень нижньої межі діапазону регулювання аРВЧ, МВт;** $\boldsymbol{\delta_4}$ **– допустима похибка відхилення фактичного діапазону регулювання аРВЧ від обсягу аРВЧ, що розподілений на одиницю надання ДП відповідно до результатів аукціонів на ДП та/або набутий у результаті передачі ДП за допомогою графіка фізичного відпуску та відбору ППБ, що дорівнює 1 %.** **При цьому діапазон регулювання аРВЧ має бути налаштований відносно графіка фізичного відпуску/відбору ППБ так, щоб виконувались умови:** $P_{план}$ **– планове значення потужності відповідно до графіка фізичного відпуску та відбору ППБ з урахуванням обсягу всіх диспетчерських команд, які виконує ПДП, МВт.** **Ця перевірка не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП виконувала диспетчерську команду на зміну активної потужності, що вплинула на склад працюючого обладнання, спроможного надавати ДП з аРВЧ у**	**Пропонується доопрацювати пункт із врахуванням детального обґрунтування наданого в листі.**

	випадку надання ПДП інформації, що підтверджує отримання такої команди, а також не здійснюється в ОРЧ, у яких одиниця надання ДП була відключена від ЦР САРЧП за командою ОСП.	