

Цей текст слугує суто засобом документування і не має юридичної сили.

Установи Союзу не несуть жодної відповідальності за його зміст.

Автентичними версіями відповідних актів, включно з їхніми преамбулами, є такі, що опубліковані в Офіційному віснику Європейського Союзу і доступні на EUR-Lex.

Такі офіційні тексти доступні безпосередньо за посиланнями, вбудованими в цьому документі

► **В** РЕГЛАМЕНТ (ЄС) 2019/943 ЄВРОПЕЙСЬКОГО ПАРЛАМЕНТУ І РАДИ

від 05 червня 2019 року

про внутрішній ринок електроенергії

(нова редакція)

(Текст з актуальністю для ЄЕП)

(Офіційний вісник, L 158, 14.06.2019, с. 54)

Зі змінами, внесеними:

Офіційний вісник			
► <u>M1</u>	Регламентом (ЄС) 2022/869 Європейського Парламенту і Ради від 30 травня 2022 року	№	сторінк а
		дата	
		L 152	45
			03.06.2022



РЕГЛАМЕНТ (ЄС) 2019/943 ЄВРОПЕЙСЬКОГО ПАРЛАМЕНТУ І РАДИ

від 05 червня 2019 року

про внутрішній ринок електроенергії

(нова редакція)

(Текст з актуальністю для ЄЄП)

ГЛАВА I

ПРЕДМЕТ, СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ І ТЕРМІНИ ТА ОЗНАЧЕННЯ

Стаття 1

Предмет і сфера застосування

Цей Регламент має на меті:

- (a) встановити основу для ефективного досягнення цілей Енергетичного Союзу та, зокрема, рамки щодо клімату та енергії до 2030 року, шляхом уможливлення ринкових сигналів, що подаватимуться задля підвищеної ефективності, збільшеної частки відновлюваних джерел енергії, безпеки постачання, гнучкості, сталості, декарбонізації та інновацій;
- (b) встановити фундаментальні принципи для добре функціонуючих, інтегрованих ринків електроенергії, які дозволяють усім постачальникам ресурсів та споживачам електроенергії недискримінаційний доступ до ринку, розширюють права і можливості споживачів, забезпечують конкурентоспроможність на світовому ринку, а також реакцію попиту, зберігання енергії та енергоефективність, та полегшують агрегацію розподіленого попиту та пропозиції, а також уможливити ринкову та секторну інтеграцію та ринкову винагороду за електроенергію, що генерується з відновлюваних джерел;
- (c) встановити справедливі правила для транскордонних обмінів електроенергією, таким чином покращуючи конкуренцію в межах внутрішнього ринку електроенергії, з врахуванням особливих характеристик національних та регіональних ринків, включаючи створення механізму компенсації для транскордонних потоків електроенергії, встановлення гармонізованих принципів щодо плати за транскордонну передачу та розподіл обсягів доступної пропускної здатності взаємоз'єднань між національними системами передачі;
- (d) полегшити виникнення добре функціонуючого та прозорого оптового ринку, роблячи внесок у високий рівень безпеки постачання електроенергії, та передбачити механізми гармонізації правил для транскордонних обмінів електроенергією.

*Стаття 2***Терміни та означення**

Застосовуються такі терміни та означення:

- (1) «взаємоз'єднання» означає лінію передачі, яка перетинає або простягається повз кордон між державами-членами та яка з'єднує національні системи передачі держав-членів;
- (2) «регуляторний орган» означає регуляторний орган, призначений кожною державою-членом відповідно до частини 1 статті 57 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (3) «транскордонний потік» означає фізичний потік електроенергії по мережі передачі держави-члена, який є результатом впливу діяльності виробників, споживачів, або і тих, і інших, поза межами цієї держави-члена, на її мережу передачі;
- (4) «перевантаження» означає ситуацію, за якої всі запити від учасників ринку на торгівлю між областями мережі не можуть бути розміщені, тому що вони значно вплинули б на фізичні потоки по елементах мережі, які не можуть вмістити такі потоки;
- (5) «нове взаємоз'єднання» означає нове взаємоз'єднання, що не було завершене до 04 серпня 2003 року;
- (6) «структурне перевантаження» означає перевантаження в системі передачі, яке є здатним до того, аби бути недвозначно визначеним, є прогнозованим, є географічно стабільним з часом, та часто трапляється повторно за нормальних умов електричної системи;
- (7) «оператор ринку» означає суб'єкта, що надає послугу, за допомогою якої пропозиції продавця (offer) з продажу електроенергії матчатся (підбираються й спаровуються) з пропозиціями покупця (bid) з купівлі електроенергії;
- (8) «номінований оператор ринку електроенергії» або «НОРЕ» («NEMO») означає оператора ринку, призначеного компетентним органом для виконання завдань, пов'язаних зі сполученням воєдино ринків «на добу наперед» або «всередині доби»;
- (9) «цінність втраченого навантаження» означає виражену в євро за МВт-год оцінку максимальної ціни електроенергії, яку споживачі готові платити, аби запобігти перерві в енергопостачанні;
- (10) «балансування» означає всі дії та процеси, в усіх часових шкалах, через які оператори систем передачі забезпечують, постійним чином, підтримання частоти системи в межах попередньо визначеного діапазону стабільності та відповідність кількості резервів, необхідних стосовно потрібної якості;
- (11) «енергія балансування» означає енергію, що використовується операторами систем передачі для виконання балансування;
- (12) «постачальник послуг з балансування» означає учасника ринку, що надає енергію балансування або потужність балансування, або і те, і інше, операторам систем передачі;

-
- (13) «потужність балансування» означає обсяг потужності, який постачальник послуг з балансування погодився утримувати, та щодо якого постачальник послуг з балансування погодився подавати оператору системи передачі заявки на відповідний обсяг енергії балансування протягом строку дії договору;
- (14) «сторона, відповідальна за баланс» означає учасника ринку або його обраного представника, що відповідає за його небаланси на ринку електроенергії;
- (15) «період врегулювання небалансу» означає одиницю часу, за яку розраховується небаланс сторін, відповідальних за баланс;
- (16) «ціна небалансу» означає ціну, чи то додатну, чи то нульову, чи то від'ємну, у кожному періоді врегулювання небалансу за небаланс в кожному напрямку;
- (17) «область ціни небалансу» означає область, у якій розраховується ціна небалансу;
- (18) «процес попередньої кваліфікації» означає процес перевірки відповідності постачальника потужності балансування вимогам, встановленим операторами систем передачі;
- (19) «резервна потужність» означає обсяг резервів втримування частоти, резервів відновлення частоти або резервів заміщення, який повинен бути доступним оператору системи передачі;
- (20) «пріоритетна диспетчеризація» означає, стосовно моделі самодиспетчеризації, диспетчеризацію електростанцій на основі критеріїв, які є відмінними від економічного порядку заявок, та, стосовно моделі централізованої диспетчеризації, диспетчеризацію електростанцій на основі критеріїв, які є відмінними від економічного порядку заявок і мережевих обмежень, з наданням пріоритету диспетчеризації окремих технологій генерації;
- (21) «регіон розрахунку пропускної здатності» означає географічну область, у якій застосовується координований розрахунок пропускної здатності;
- (22) «механізм потужності» означає тимчасовий захід для забезпечення досягнення необхідного рівня адекватності (відповідності) ресурсів через винагородження ресурсів за їхню доступність, за винятком заходів, пов'язаних з допоміжними послугами або управлінням перевантаженням;
- (23) «високоєфективна когенерація» означає когенерацію, яка відповідає критеріям, встановленим у Додатку II до Директиви 2012/27/ЄС Європейського Парламенту і Ради⁽¹⁾;
- (24) «демонстраційний проєкт» означає проєкт, який демонструє технологію як першу у своєму роді в Союзі та являє собою значну інновацію, що виходить далеко за межі сучасного рівня розвитку;

⁽¹⁾ Директива 2012/27/ЄС Європейського Парламенту і Ради від 25 жовтня 2012 року про енергоефективність, що вносить зміни до Директив 2009/125/ЄС і 2010/30/ЄС та скасовує Директиви 2004/8/ЄС і 2006/32/ЄС (Офіційний вісник, L 315, 14.11.2012, с. 1).

-
- (25) «учасник ринку» означає фізичну або юридичну особу, яка купує, продає або генерує електроенергію, яка займається агрегацією або яка є оператором послуг з реакції попиту або зберігання енергії, у тому числі через розміщення заявок на торгівлю, на одному або більше ринках електроенергії, у тому числі на ринках енергії балансування;
- (26) «передиспетчеризація» означає захід, у тому числі скорочення, що активується одним або більше операторами систем передачі або операторами систем розподілу шляхом переміни генерації, шаблону навантаження, або і того, й іншого, з метою зміни фізичних потоків в електричній системі та зняття фізичного перевантаження або забезпечення іншим чином безпеки системи;
- (27) «зустрічна торгівля» означає міжзональний обмін, ініційований операторами систем між двома зонами торгів з метою зняття фізичного перевантаження;
- (28) «енергогенеруюча установка» означає установку, що перетворює первинну енергію на електричну енергію та складається з одного або більше енергогенеруючих модулів, приєднаних до мережі;
- (29) «модель централізованої диспетчеризації» означає модель складання графіків та диспетчеризації, за якої графіки генерації та графіки споживання, а також диспетчеризація енергогенеруючих установок та установок попиту, по відношенню до установок, що підлягають диспетчеризації, визначаються оператором системи передачі у рамках інтегрованого процесу складання графіків;
- (30) «модель самодиспетчеризації» означає модель складання графіків та диспетчеризації, за якої графіки генерації та графіки споживання, а також диспетчеризація енергогенеруючих установок та установок попиту визначаються агентами зі складання графіків таких установок;
- (31) «стандартний продукт балансування» означає гармонізований продукт балансування, визначений усіма операторами систем передачі для обміну послугами балансування;
- (32) «специфічний продукт балансування» означає продукт балансування, відмінний від стандартного продукту балансування;
- (33) «делегований оператор» означає суб'єкта, якому специфічні завдання або обов'язки, що покладаються на оператора системи передачі або номінованого оператора ринку електроенергії відповідно до цього Регламенту або інших законодавчих актів Союзу, делеговані таким оператором системи передачі або НОРЕ або призначені державою-членом або регуляторним органом;
- (34) «споживач» означає споживача, як його визначено в пункті 1 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (35) «кінцевий споживач» означає кінцевого споживача, як його визначено в пункті 3 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (36) «оптовий споживач» означає оптового споживача, як його визначено в пункті 2 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;

-
- (37) «побутовий споживач» означає побутового споживача, як його визначено в пункті 4 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (38) «мале підприємство» означає мале підприємство, як його визначено в пункті 7 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (39) «активний споживач» означає активного споживача, як його визначено в пункті 8 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (40) «ринки електроенергії» означає ринки електроенергії, як їх визначено в пункті 9 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (41) «постачання» означає постачання, як його визначено в пункті 12 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (42) «договір постачання електроенергії» означає договір постачання електроенергії, як його визначено в пункті 13 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (43) «агрегація» означає агрегацію, як її визначено в пункті 18 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (44) «реакція попиту» означає реакцію попиту, як її визначено в пункті 20 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (45) «система розумного обліку» означає систему розумного обліку, як її визначено в пункті 23 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (46) «операційна сумісність» означає операційну сумісність, як її визначено в пункті 24 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (47) «розподіл» означає розподіл, як його визначено в пункті 28 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (48) «оператор системи розподілу» означає оператора системи розподілу, як його визначено в пункті 29 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (49) «енергоефективність» означає енергоефективність, як її визначено в пункті 30 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (50) «енергія з відновлюваних джерел» або «відновлювана енергія» означає енергію з відновлюваних джерел, як її визначено в пункті 31 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (51) «розподілена генерація» означає розподілену генерацію, як її визначено в пункті 32 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (52) «передача» означає передачу, як її визначено в пункті 34 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (53) «оператор системи передачі» означає оператора системи передачі, як його визначено в пункті 35 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (54) «користувач системи» означає користувача системи, як його визначено в пункті 36 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;

-
- (55) «генерація» означає генерацію, як її визначено в пункті 37 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (56) «виробник» означає виробника, як його визначено в пункті 38 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (57) «взаємоз'єднана система» означає взаємоз'єднану систему, як її визначено в пункті 40 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (58) «мала ізольована система» означає малу ізольовану систему, як її визначено в пункті 42 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (59) «мала приєднана система» означає малу приєднану систему, як її визначено в пункті 43 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (60) «допоміжна послуга» означає допоміжну послугу, як її визначено в пункті 48 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (61) «нечастотна допоміжна послуга» означає нечастотну допоміжну послугу, як її визначено в пункті 49 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (62) «зберігання енергії» означає зберігання енергії, як його визначено в пункті 59 статті 2 Директиви (ЄС) 2019/944;
- (63) «регіональний координаційний центр» означає регіональний координаційний центр, створений відповідно до статті 35 цього Регламенту;
- (64) «оптовий енергетичний ринок» означає оптовий енергетичний ринок, як його визначено в пункті 6 статті 2 Регламенту (ЄС) № 1227/2011 Європейського Парламенту і Ради⁽²⁾;
- (65) «зона торгів» означає найбільшу географічну область, в межах якої учасники ринку мають змогу здійснювати обмін енергією без розподілу пропускної здатності;
- (66) «розподіл пропускної здатності» означає приписування міжзональної пропускної здатності;
- (67) «область регулювання» означає цілісну частину взаємоз'єднаної системи, якою управляє один оператор системи та яка має включати приєднані фізичні одиниці споживання та/або генерації, якщо такі є;
- (68) «координована чиста (нетто) пропускна здатність передачі» означає метод розрахунку пропускної здатності на основі принципу попередньої (ex ante) оцінки та визначення максимального обсягу обміну енергією між суміжними зонами торгів;
- (69) «критичний елемент мережі» означає елемент мережі чи то в межах зони торгів, чи між зонами торгів, який враховується в процесі розрахунку пропускної здатності, обмежуючи обсяг енергії, обмін якою може здійснюватися;

⁽²⁾ Регламент (ЄС) № 1227/2011 Європейського Парламенту і Ради від 25 жовтня 2011 року про доброчесність та прозорість оптових енергетичних ринків (Офіційний вісник, L 326, 08.12.2011, с. 1).

- (70) «міжзональна пропускна здатність» означає здатність взаємоз'єднаної системи вміщувати передачу енергії між зонами торгів;
- (71) «одиниця генерації» означає окремий генератор електроенергії, що входить до складу одиниці виробництва.

ГЛАВА II

ЗАГАЛЬНІ ПРАВИЛА ДЛЯ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Стаття 3

Принципи стосовно роботи ринків електроенергії

Держави-члени, регуляторні органи, оператори систем передачі, оператори систем розподілу, оператори ринку та делеговані оператори мають забезпечувати роботу ринків електроенергії відповідно до таких принципів:

- (a) ціни мають формуватися на основі попиту та пропозиції;
- (b) правила ринку мають заохочувати вільне формування цін та мають запобігати діям, які перешкоджають формуванню цін на основі попиту та пропозиції;
- (c) правила ринку мають полегшувати розвиток більш гнучкої генерації, сталої низьковуглецевої генерації та більш гнучкого попиту;
- (d) споживачам має надаватися можливість користуватися вигодою від ринкових можливостей та посиленої конкуренції на роздрібних ринках, та вони мають наділятися повноваженнями діяти як учасники ринку на енергетичному ринку та в процесі енергетичного переходу;
- (e) участь у ринку кінцевих споживачів та малих підприємств має уможливлюватися шляхом агрегації генерації з множинних енергогенеруючих установок або навантаження з множинних установок реакції попиту для того, аби надавати спільні пропозиції продавця (offer) на ринку електроенергії та спільно управлятися в електричній системі, відповідно до законодавства Союзу про конкуренцію;
- (f) правила ринку мають уможливлювати декарбонізацію електричної системи, а отже, і економіки, в тому числі через уможливлення інтеграції виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії та стимулів для енергоефективності;
- (g) правила ринку мають надавати належні інвестиційні стимули для генерації, зокрема, для довгострокових інвестицій у декарбонізовану та стійку електричну систему, зберігання енергії, енергоефективність та реакцію попиту, що відповідали б потребам ринку, та мають полегшувати справедливую конкуренцію, забезпечуючи тим самим безпеку постачання;

- (h) бар'єри для транскордонних потоків електроенергії між зонами торгів або державами-членами та транскордонних операцій (транзакцій) на ринках електроенергії та пов'язаних з ними ринках послуг мають бути поступово усунені;
- (i) правила ринку мають забезпечувати регіональну взаємодію у тих випадках, де це є ефективним;
- (j) безпечна та стала генерація, зберігання енергії та реакція попиту мають брати участь у ринку на рівних засадах, відповідно до вимог, передбачених законодавством Союзу;
- (k) всі виробники мають бути прямо або опосередковано відповідальними за продаж електроенергії, яку вони генерують;
- (l) правила ринку мають дозволяти розробку демонстраційних проєктів для сталих, безпечних та низьковуглецевих джерел енергії, технологій або систем, які мають реалізовуватися та використовуватися на користь суспільства;
- (m) правила ринку мають уможлилювати ефективну диспетчеризацію активів генерації, зберігання енергії та реакції попиту;
- (n) правила ринку мають дозволяти вхід на ринок та вихід з нього підприємствам з генерації електроенергії, зберігання енергії та постачання електроенергії на основі оцінки цими підприємствами економічної та фінансової життєздатності їхньої діяльності;
- (o) для того, щоб дозволити учасникам ринку бути захищеними від ризиків волатильності цін на ринкових засадах та зменшити невизначеність щодо майбутньої окупності інвестицій, довгострокові продукти хеджування мають бути здатними торгуватися на біржах у прозорий спосіб, а довгострокові договори постачання електроенергії мають бути здатними укладатися у позабіржовому порядку (over the counter), за умови дотримання законодавства Союзу про конкуренцію;
- (p) правила ринку мають полегшувати торгівлю продуктами скрізь по Союзу, а регуляторні зміни мають враховувати ефекти стосовно як короткострокових, так і довгострокових форвардних і ф'ючерсних ринків та продуктів;
- (q) учасники ринку мають мати право на отримання доступу до мереж передачі та мереж розподілу на об'єктивних, прозорих та недискримінаційних умовах.

Стаття 4

Справедливий перехід

Комісія має підтримувати держави-члени, які запроваджують національну стратегію поступового скорочення існуючої потужності генерації на основі вугілля та інших видів твердого викопного палива та їх видобування всіма доступними засобами, аби уможливити справедливий перехід в регіонах, що зазнали впливу від структурної зміни. Комісія має допомагати державам-членам у подоланні соціальних та економічних наслідків переходу до чистої енергії.

Комісія має працювати у тісному партнерстві із зацікавленими сторонами у вугільних та вуглецевих регіонах, має полегшувати доступ до наявних коштів і програм та їхньому

використанню, та має заохочувати обмін належними практиками, включаючи обговорення щодо дорожніх карт для промисловості та потреб у перекваліфікації персоналу.

Стаття 5

Відповідальність за баланс

1. Всі учасники ринку мають нести відповідальність за небаланси, які вони спричиняють в системі («відповідальність за баланс»). З цією метою, учасники ринку мають або бути сторонами, відповідальними за баланс, або мають на договірній основі делегувати свою відповідальність обраній ними стороні, відповідальній за баланс. Кожна сторона, відповідальна за баланс, має бути фінансово відповідальною за свої небаланси та має прагнути бути збалансованою або має допомагати електричній системі бути збалансованою.
2. Держави-члени можуть передбачати відступи від відповідальності за баланс лише для:
 - (a) демонстраційних проєктів для інноваційних технологій, що підлягає схваленню регуляторним органом, за умови, що такі відступи обмежені часом та ступенем, необхідним для досягнення демонстраційних цілей;
 - (b) енергогенеруючих установок, що використовують відновлювані джерела енергії, зі встановленою електричною потужністю менше ніж 400 кВт;
 - (c) установок, що користуються вигодою від підтримки, схваленої Комісією відповідно до правил Союзу щодо Державної допомоги згідно зі статтями 107, 108 та 109 ДФЄС, та введені в експлуатацію до 04 липня 2019 року.

Держави-члени можуть, без шкоди чи обмеження для положень статей 107 та 108 ДФЄС, надавати стимули учасникам ринку, які повністю або частково звільнені від відповідальності за балансування, аби вони брали на себе повну відповідальність за балансування.

3. У тих випадках, коли держава-член надає відступ відповідно до частини 2, вона має забезпечити, щоб фінансову відповідальність за небаланси виконував інший учасник ринку.
4. Стосовно енергогенеруючих установок, введених в експлуатацію після 01 січня 2026 року, пункт (b) частини 2 має застосовуватись лише до генеруючих установок, що використовують відновлювані джерела енергії, зі встановленою електричною потужністю менше ніж 200 кВт.

Стаття 6

Ринок балансування

1. Ринки балансування, включно з процесами попередньої кваліфікації, мають бути організовані таким чином, щоб:
 - (a) забезпечувати ефективну недискримінацію між учасниками ринку, беручи до уваги різні технічні потреби електричної системи та різні технічні можливості джерел генерації, зберігання енергії та реакції попиту;
 - (b) забезпечувати, аби послуги визначалися у прозорий та технологічно нейтральний спосіб та закуповувалися у прозорий спосіб та на ринкових засадах;

- (с) забезпечувати недискримінаційний доступ для всіх учасників ринку, індивідуально або через агрегацію, у тому числі для електроенергії, що генерується з мінливих відновлюваних джерел енергії, реакції попиту та зберігання енергії;
- (d) поважати необхідність пристосування до зростаючої частки мінливої генерації, підвищеної чутливості реакції попиту та приходу нових технологій.

2. Ціна енергії балансування не повинна бути заздалегідь визначеною в договорах на потужність балансування. Процеси закупівель мають бути прозорими відповідно до частини 4 статті 40 Директиви (ЄС) 2019/944, забезпечуючи при цьому конфіденційність комерційно чутливої інформації.

3. Ринки балансування мають забезпечувати операційну безпеку, дозволяючи при цьому максимальне використання та ефективний розподіл міжзональної пропускної здатності крізь часові рамки відповідно до статті 17.

4. Розрахунки за енергію балансування для стандартних продуктів балансування та специфічних продуктів балансування мають ґрунтуватися на граничному ціноутворенні (оплата за ціною ринкової рівноваги), якщо тільки всі регуляторні органи не схвалюють альтернативний метод ціноутворення на основі спільної пропозиції всіх операторів систем передачі після проведення аналізу, який демонструє, що такий альтернативний метод ціноутворення є більш ефективним.

Учасникам ринку має бути дозволено подавати заявки якомога ближче до реального часу, а часи закриття воріт ринку енергії балансування не повинні передувати часу закриття воріт ринку «всередині доби» міжзональної пропускної здатності.

Оператори систем передачі, які застосовують модель централізованої диспетчеризації, можуть встановлювати додаткові правила відповідно до настанови щодо балансування електроенергії, прийнятої на основі частини 11 статті 6 Регламенту (ЄС) № 714/2009.

5. Розрахунки за небаланси мають здійснюватись за ціною, що відображає вартість енергії в реальному часі.

6. Кожна область ціни небалансу має дорівнювати зоні торгів, окрім випадку моделі централізованої диспетчеризації, де область ціни небалансу може становити частину зони торгів.

7. Визначення обсягу резервної потужності має виконуватись операторами систем передачі, та має підтримуватись на регіональному рівні.

8. Закупівля потужності балансування має виконуватись оператором системи передачі та може підтримуватись на регіональному рівні. Резервування транскордонної потужності з цією метою може бути обмеженим. Закупівля потужності балансування має бути на ринкових засадах та організована таким чином, щоб не допускати дискримінації між учасниками ринку в процесі попередньої кваліфікації відповідно до частини 4 статті 40 Директиви (ЄС) 2019/944, незалежно від того, чи беруть участь учасники ринку індивідуально, чи через агрегацію.

Закупівля потужності балансування має ґрунтуватися на первинному ринку, якщо тільки регуляторний орган не передбачив, та тією мірою, якою це зроблено, відступ для того, аби дозволити використання інших форм ринкових закупівель на підставі відсутності конкуренції на ринку послуг з балансування. Відступи від обов'язку здійснювати закупівлю

потужності балансування на основі використання первинних ринків мають переглядатися кожні три роки.

9. Закупівля потужності балансування на завантаження та потужності балансування на розвантаження має виконуватись окремо, якщо тільки регуляторний орган не схвалив відступ від цього принципу на основі того, що це призвело б до вищої економічної ефективності, як це продемонстровано оцінкою, проведеною оператором системи передачі. Договори на потужність балансування не повинні укладатися більш ніж за один день до надання потужності балансування, а договірний період не повинен бути довшим за один день, хіба що, та тією мірою, якою регуляторний орган схвалив раніше укладання договорів або довші договірні періоди задля забезпечення безпеки постачання або підвищення економічної ефективності.

У тих випадках, де надається відступ, для щонайменше 40% стандартних продуктів балансування та як мінімум 30% всіх продуктів, що використовуються для потужності балансування, договори на потужність балансування мають укладатися не більше ніж за один день до надання потужності балансування, а договірний період не повинен бути довшим за один день. Укладання договорів щодо решти потужності балансування має виконуватися максимум за один місяць до надання потужності балансування та має передбачати максимальний договірний період договору в один місяць.

10. На запит оператора системи передачі, регуляторний орган може прийняти рішення про те, щоб продовжити договірний період щодо решти потужності балансування, зазначеної в частині 9, до максимального періоду у дванадцять місяців за умови, що таке рішення є обмеженим у часі, а позитивний ефект з точки зору зниження витрат для кінцевих споживачів перевищує негативний вплив на ринок. Такий запит має включати:

- (a) конкретний період, протягом якого застосовувалося б звільнення;
- (b) конкретний обсяг потужності балансування, до якого застосовувалося б звільнення;
- (c) аналіз впливу такого звільнення на участь ресурсів балансування; та
- (d) виправдання для звільнення, яке демонструє, що таке звільнення призвело б до зниження витрат для кінцевих споживачів.

11. Незважаючи на частину 10, з 01 січня 2026 року договірні періоди не повинні бути довшими за шість місяців.

12. До 01 січня 2028 року регуляторні органи мають відзвітувати Комісії та ACER про частку сумарної потужності, що охоплюється договорами з тривалістю або періодом закупівель довшим за один день.

13. Оператори систем передачі або делеговані ними оператори мають оприлюднювати, якомога ближче до реального часу, але із затримкою після доставлення не більше ніж на 30 хвилин, поточний баланс системи в їхніх областях складання графіків, розрахункові ціни небалансів та розрахункові ціни на енергію балансування.

14. Оператори систем передачі можуть, у тих випадках, де стандартні продукти балансування не є достатніми для забезпечення операційної безпеки або де деякі ресурси балансування не можуть брати участь у ринку балансування через стандартні продукти балансування, пропонувати, а регуляторні органи можуть схвалювати, відступи від частин 2

та 4 для специфічних продуктів балансування, які активуються на місцевому рівні без здійснення обміну ними з іншими операторами систем передачі.

Пропозиції щодо відступів мають включати опис заходів, пропонованих для мінімізації використання специфічних продуктів за умови економічної ефективності, демонстрацію того, що специфічні продукти не створюють значних неефективностей та спотворень на ринку балансування в межах області складання графіків або поза ним, а також, де це є застосовним, правила та інформацію для процесу перетворення пропозицій покупця (bid) на енергію балансування з-поміж специфічних продуктів балансування у пропозиції покупця (bid) на енергію балансування з-поміж стандартних продуктів балансування.

Стаття 7

Ринки «на добу наперед» і «всередині доби»

1. Оператори систем передачі та НОРЕ мають спільно організовувати управління інтегрованими ринками «на добу наперед» та «всередині доби» відповідно до Регламенту (ЄС) 2015/1222. Оператори систем передачі та НОРЕ мають взаємодіяти на рівні Союзу або, у тих випадках, де це більш доцільно, на регіональному рівні з метою збільшення до максимуму продуктивності та ефективності торгівлі Союзу електроенергією на ринку «на добу наперед» та «всередині доби». Обов'язок взаємодіяти має бути без шкоди чи обмеження для застосування законодавства Союзу про конкуренцію. У своїх функціях, пов'язаних з торгівлею електроенергією, оператори систем передачі та НОРЕ мають підлягати регуляторному нагляду з боку регуляторних органів відповідно до статті 59 Директиви (ЄС) 2019/944 та ACER відповідно до статей 4 та 8 Регламенту (ЄС) 2019/942.

2. Ринки «на добу наперед» і «всередині доби» мають:

- (a) бути організованими таким чином, щоб бути недискримінаційними;
- (b) збільшувати до максимуму здатність всіх учасників ринку управляти небалансами;
- (c) збільшувати до максимуму можливості для всіх учасників ринку брати участь у міжзональній торгівлі якомога ближче до реального часу крізь всі зони торгів;
- (d) забезпечувати ціни, які відображають фундаментальні принципи ринку, включно з вартістю енергії в реальному часі, на які учасники ринку мають змогу покладатися під час узгодження довгострокових продуктів хеджування;
- (e) забезпечувати операційну безпеку, дозволяючи при цьому максимальне використання пропускної здатності передачі;
- (f) бути прозорими, до того ж захищаючи при цьому конфіденційність комерційно чутливої інформації та забезпечуючи, щоб торгівля відбувалась в анонімний спосіб;
- (g) не робити різниці між торгівлею, здійснюваною в межах зони торгів та крізь зони торгів; та
- (h) бути організованими таким чином, аби забезпечувати, щоб всі учасники ринку мали змогу мати доступ до ринку індивідуально або через агрегацію.

*Стаття 8***Торгівля на ринках «на добу наперед» і «всередині доби»**

1. НОРЕ мають дозволяти учасникам ринку торгувати енергією якомога ближче до реального часу, та щонайменше до часу закриття воріт на ринку «всередині доби» міжзональної пропускної здатності.
 2. НОРЕ мають надавати учасникам ринку можливість торгувати енергією в інтервалах часу, які є принаймні такими саме короткими, як і період врегулювання небалансу на ринках і «на добу наперед», і «всередині доби».
 3. НОРЕ мають надавати продукти для торгівлі на ринках «на добу наперед» та «всередині доби», які є достатньо малими за розміром, з мінімальними розмірами заявок у 500 кВт або менше, задля того, аби дозволити ефективну участь реакції з боку попиту, зберігання енергії та маломасштабних відновлюваних джерел енергії, включно з прямою участю споживачів.
 4. До 01 січня 2021 року, період врегулювання небалансу має становити 15 хвилин у всіх областях складання графіків, якщо тільки регуляторні органи не надали відступ або звільнення. Відступи можуть надаватися лише до 31 грудня 2024 року.
- З 01 січня 2025 року, період врегулювання небалансу не повинен перевищувати 30 хвилин у тих випадках, де звільнення надано всіма регуляторними органами в межах синхронної області.

*Стаття 9***Форвардні ринки**

1. Відповідно до Регламенту (ЄС) 2016/1719, оператори систем передачі мають здійснювати випуск довгострокових прав на передачу або мати у наявності еквівалентні заходи для того, аби дозволити учасникам ринку, включно з власниками енергогенеруючих установок, що використовують відновлювані джерела енергії, хеджувати цінові ризики крізь межі зони торгів, якщо тільки оцінка форвардного ринку в межах зони торгів, проведена компетентними регуляторними органами, не вказує на те, що у зонах торгів, яких це стосується, існують достатні можливості хеджування.
2. Довгострокові права на передачу мають розподілятися у прозорий, ринковий та недискримінаційний спосіб через єдину платформу розподілу.
3. За умови дотримання законодавства Союзу про конкуренцію, оператори ринку мають бути вільними у праві розробляти форвардні продукти хеджування, включаючи довгострокові форвардні продукти хеджування для того, аби надавати учасникам ринку, включаючи власників енергогенеруючих установок, що використовують відновлювані джерела енергії, належні можливості для хеджування фінансових ризиків внаслідок коливань ціни. Держави-члени не повинні вимагати, щоб така діяльність з хеджування обмежувалася торговельними операціями в межах держави-члена або зони торгів.

*Стаття 10***Технічні обмеження торгів**

1. Не повинно бути обмеження оптової ціни електроенергії ані за максимальною, ані за мінімальною величиною. Це положення має застосовуватись, серед іншого, до торгів на основі пропозицій ціни та до клірингу (визначення ціни ринкової рівноваги) в усіх часових рамках і має включати ціни енергії балансування та небалансів, без шкоди чи обмеження для технічних цінових обмежень, які можуть застосовуватися в часовій рамці балансування та в часових рамках «на добу наперед» і «всередині доби» відповідно до частини 2.
2. НОРЕ можуть застосовувати гармонізовані обмеження щодо максимальних та мінімальних цін ринкової рівноваги (клірингу) для часових рамок «на добу наперед» та «всередині доби». Такі обмеження мають бути на достатньо високому рівні для того, аби не обмежувати торгівлю без необхідності, мають бути гармонізованими для внутрішнього ринку та мають враховувати максимальну цінність втраченого навантаження. НОРЕ мають впровадити прозорий механізм для автоматичного коригування технічних обмежень торгів у належний час на випадок, якщо очікується, що встановлені обмеження будуть досягнуті. Скориговані вищі обмеження мають залишатися застосовними доти, поки не виникне потреба у подальшому підвищенні обмежень відповідно до такого механізму.
3. Оператори систем передачі не повинні вживати жодних заходів з метою зміни оптових цін.
4. Регуляторні органи або, у тих випадках, де держава-член призначила для цієї мети інший компетентний орган, такі визначені компетентні органи, мають визначати політику та заходи, що застосовуються в межах своєї території, які можуть сприяти опосередкованому обмеженню формування оптових цін, в тому числі обмеження пропозицій ціни, пов'язаних з активуванням енергії балансування, механізми потужності, заходи з боку операторів систем передачі, заходи, спрямовані на оскарження ринкових результатів або запобігання зловживанню домінуючим становищем або неефективно визначеними зонами торгів.
5. У тих випадках, де регуляторний орган або призначений компетентний орган визначив політику або захід, який може слугувати обмеженню формування оптових цін, він має вжити всіх належних дій для усунення або, якщо це неможливо, пом'якшення впливу такої політики або заходу на поведінку на торгах. Держави-члени мають надати Комісії до 05 січня 2020 року звіт з докладним описом заходів та дій, яких вони вжили або мають намір вжити.

*Стаття 11***Цінність втраченого навантаження**

1. До 05 липня 2020 року, де це необхідно для цілей встановлення стандарту надійності відповідно до статті 25, регуляторні органи або, у тих випадках, де держава-член призначила інший компетентний орган для цієї цілі, такі призначені компетентні органи мають визначити єдину оцінку цінності втраченого навантаження для своєї території. Така оцінка має бути зроблена загальнодоступною. Регуляторні органи або інші призначені компетентні органи можуть визначати різні оцінки для кожної зони торгів, якщо вони мають більше однієї зони торгів на своїй території. У тих випадках, де зона торгів складається з територій більш ніж однієї держави-члена, регуляторні органи або інші призначені компетентні органи, яких це стосується, мають визначити єдину оцінку цінності втраченого навантаження для такої зони торгів. Під час визначення єдиної оцінки цінності втраченого навантаження регуляторні

органи або інші призначені компетентні органи мають застосовувати методику, зазначену в частині 6 статті 23.

2. Регуляторні органи та призначені компетентні органи мають оновлювати свою оцінку цінності втраченого навантаження щонайменше кожні п'ять років, або раніше у тих випадках, де вони спостерігають значні зміни.

Стаття 12

Диспетчеризація генерації та реакції попиту

1. Диспетчеризація енергогенеруючих установок та реакції попиту має бути недискримінаційною, прозорою та, якщо тільки інше не передбачено відповідно до частин 2–6, ринковою.

2. Без шкоди чи обмеження для статей 107, 108 та 109 ДФЄС, держави-члени мають забезпечити, щоб під час диспетчеризації електричних генеруючих установок оператори систем надавали пріоритет генеруючим установкам, що використовують відновлювані джерела енергії, тією мірою, якою це дозволяється безпечною експлуатацією національної електричної системи, на основі прозорих та недискримінаційних критеріїв та у тих випадках, де такі енергогенеруючі установки є одним з такого:

- (a) енергогенеруючими установками, що використовують відновлювані джерела енергії та мають встановлену електричну потужність менше ніж 400 кВт; або
- (b) демонстраційними проектами для інноваційних технологій, що підлягає схваленню регуляторним органом, за умови, що такий пріоритет є обмеженим часом та ступенем, необхідними для досягнення демонстраційних цілей;

3. Держава-член може прийняти рішення про те, щоб не застосовувати положення про пріоритетну диспетчеризацію до енергогенеруючих установок, зазначених в пункті (а) частини 2, з початком експлуатації щонайменше за шість місяців після прийняття такого рішення, або щоб застосовувати нижчу мінімальну потужність, ніж та, що викладена у пункті (а) частини 2, за умови, що:

- (a) вона має добре функціонуючі ринки «всередині доби» та інші оптові ринки та ринки балансування, та такі ринки є повністю доступними для всіх учасників ринку відповідно до цього Регламенту;
- (b) правила передиспетчеризації та управління перевантаженнями є прозорими для всіх учасників ринку;
- (c) національний внесок держави-члена у досягнення обов'язкового цільового показника Союзу щодо частки енергії з відновлюваних джерел відповідно до частини 2 статті 3 Директиви (ЄС) 2018/2001 Європейського Парламенту і Ради⁽³⁾ та пункту (а)(2) статті 4 Регламенту (ЄС) 2018/1999 Європейського Парламенту і Ради⁽⁴⁾ щонайменше дорівнює відповідному показнику, розрахованому згідно з

⁽³⁾ Директива (ЄС) 2018/2001 Європейського Парламенту і Ради від 11 грудня 2018 року про просування використання енергії з відновлюваних джерел (Офіційний вісник, L 328, 21.12.2018, с. 82).

⁽⁴⁾ Регламент (ЄС) 2018/1999 Європейського Парламенту і Ради від 11 грудня 2018 року про управління Енергетичним Союзом і дій щодо клімату, що вносить зміни до Регламентів (ЄС) 663/2009 і (ЄС) № 715/2009 Європейського Парламенту і Ради, Директив 94/22/ЄС, 98/70/ЄС, 2009/31/ЄС,

формулою, викладеною в Додатку II до Регламенту (ЄС) 2018/1999, а частка енергії з відновлюваних джерел держави-члена не є нижчою за її опорні точки відповідно до пункту (а)(2) статті 4 Регламенту (ЄС) 2018/1999, або, як альтернатива, частка енергії з відновлюваних джерел держави-члена у валовому кінцевому споживанні електроенергії становить щонайменше 50 %;

- (d) держава-член повідомила про запланований відступ Комісію, виклавши у подробицях, яким чином виконуються умови, викладені в пунктах (а), (b) та (c); та
- (e) держава-член оприлюднила інформацію про запланований відступ, включно з докладною аргументацією для надання такого відступу, належним чином враховуючи захист комерційно чутливої інформації, де це необхідно.

Будь-який відступ має уникати внесення заднім числом змін, які впливають на генеруючі установки, що вже користуються вигодами від пріоритетної диспетчеризації, незважаючи на будь-яку угоду між державою-членом та оператором генеруючої установки на добровільній основі.

Без шкоди чи обмеження для статей 107, 108 та 109 ДФЄС, держави-члени можуть надавати стимули установкам, що мають право на пріоритетну диспетчеризацію, добровільно відмовитися від пріоритетної диспетчеризації.

4. Без шкоди чи обмеження для статей 107, 108 та 109 ДФЄС, держави-члени можуть передбачати пріоритетну диспетчеризацію для електроенергії, виробленої на енергогенеруючих установках, що використовують високоефективну когенерацію, зі встановленою електричною потужністю менше ніж 400 кВт.

5. Для енергогенеруючих установок, введених в експлуатацію станом на 01 січня 2026 року, пункт (а) частини 2 має застосовуватись лише до тих енергогенеруючих установок, що використовують відновлювані джерела енергії та мають встановлену електричну потужність менше ніж 200 кВт.

6. Без шкоди чи обмеження для положень договорів, укладених до 04 липня 2019 року, енергогенеруючі установки, що використовують відновлювані джерела енергії або високоефективну когенерацію та були введені в експлуатацію до 04 липня 2019 року і, на момент введення в експлуатацію, мали підлягати пріоритетній диспетчеризації відповідно до частини 5 статті 15 Директиви 2012/27/ЄС або частини 2 статті 16 Директиви 2009/28/ЄС Європейського Парламенту і Ради⁽⁵⁾, мають продовжувати користуватися вигодами від пріоритетної диспетчеризації. Пріоритетна диспетчеризація не повинна надалі застосовуватися до таких енергогенеруючих установок з дати, на яку енергогенеруюча установка почне підлягати значним модифікаціям, що має вважатися таким випадком принаймні там, де необхідний новий договір про приєднання або де збільшено генеруючу потужність енергогенеруючої установки.

2009/73/ЄС, 2010/31/ЄС, 2012/27/ЄС і 2013/30/ЄС Європейського Парламенту і Ради, Директив Ради 2009/119/ЄС і (ЄС) 2015/652 та скасовує Регламент (ЄС) № 525/2013 Європейського Парламенту і Ради (Офіційний вісник, L 328, 21.12.2018, с. 1).

⁽⁵⁾ Директива 2009/28/ЄС Європейського Парламенту і Ради від 23 квітня 2009 року про просування використання енергії з відновлюваних джерел та така, що вносить зміни до Директив 2001/77/ЄС та 2003/30/ЄС та надалі скасовує їх (Офіційний вісник, L 140, 05.06.2009, с. 16).

7. Пріоритетна диспетчеризація не повинна ставити під загрозу безпечну експлуатацію електричної системи, не повинна використовуватися як виправдання для скорочення обсягів міжзональної пропускної здатності понад те, що передбачено статтею 16, та має ґрунтуватися на прозорих та недискримінаційних критеріях.

Стаття 13

Передиспетчеризація

1. Передиспетчеризація генерації та передиспетчеризація реакції попиту має ґрунтуватися на об'єктивних, прозорих і недискримінаційних критеріях. Вона має бути відкритою для всіх технологій генерації, всього зберігання енергії та всієї реакції попиту, включно з такими, що розташовані в інших державах-членах, якщо тільки це не є технічно недоцільним.

2. Ресурси, щодо яких здійснюється передиспетчеризація, мають обиратися з-поміж генеруючих установок, установок зберігання енергії або реакції попиту з використанням ринкових механізмів та мають фінансово компенсуватися. Пропозиції ціни на енергію балансування, що використовується для передиспетчеризації, не повинні встановлювати ціну енергії балансування.

3. Неринкова передиспетчеризація генерації, зберігання енергії та реакції попиту може використовуватися лише у випадках, де:

- (a) немає доступної ринкової альтернативи;
- (b) всі доступні ринкові ресурси були використані;
- (c) кількість доступних енергогенеруючих установок, установок зберігання енергії або реакції попиту є занадто малою для того, аби забезпечити ефективну конкуренцію в області, де розташовані прийнятні установки для надання послуги; або
- (d) поточна ситуація в мережі призводить до перевантаження настільки регулярно і передбачувано, що ринкова передиспетчеризація призвела б до регулярних стратегічних торгів, які збільшили б рівень внутрішнього перевантаження, і держава-член, якої це стосується, або прийняла план дій для врегулювання цього перевантаження, або забезпечує, щоб мінімальна доступна пропускна здатність для міжзональної торгівлі була у відповідності до частини 8 статті 16.

4. Оператори систем передачі та оператори систем розподілу мають звітувати принаймні щорічно компетентному регуляторному органу про:

- (a) рівень розвитку та ефективність механізмів ринкової передиспетчеризації для енергогенеруючих установок, установок зберігання енергії та реакції попиту;
- (b) причини, обсяги передиспетчеризації в МВт-год та тип джерела генерації, що підлягає передиспетчеризації;
- (c) заходи, вжиті для зменшення потреби у передиспетчеризації на розвантаження генеруючих установок, що використовують відновлювані джерела енергії або високоефективну когенерацію, у майбутньому, в тому числі інвестиції у цифровізацію інфраструктури мережі та у послуги, що підвищують гнучкість.

Регуляторний орган має подавати звіт до ACER та має оприлюднювати узагальнення даних, зазначених у пунктах (а), (b) і (c) першого абзацу, разом з рекомендаціями щодо вдосконалення, за необхідності.

5. За умови дотримання вимог, пов'язаних із забезпеченням надійності та безпеки мережі, на основі прозорих і недискримінаційних критеріїв, встановлених регуляторними органами, оператори систем передачі та оператори систем розподілу мають:

- (a) гарантувати здатність мереж передачі та мереж розподілу передавати електроенергію, вироблену з відновлюваних джерел енергії або високоефективної когенерації, з мінімально можливою передиспетчеризацією, яка не повинна перешкоджати врахуванню обмеженої передиспетчеризації під час планування мережі у тих випадках, де оператор системи передачі або оператор системи розподілу має змогу продемонструвати у прозорий спосіб, що робити так є більш економічно ефективним та не перевищує 5 % річної згенерованої електроенергії на установках, які використовують відновлювані джерела енергії та які є безпосередньо приєднаними до їхньої відповідної мережі, якщо тільки інше не передбачено державою-членом, в якій електроенергія від енергогенеруючих установок, що використовують відновлювані джерела енергії або високоефективну когенерацію, представляє більше ніж 50 % річного валового кінцевого споживання електроенергії;
- (b) вживати належних пов'язаних з мережею та пов'язаних з ринком операційних заходів з метою мінімізації передиспетчеризації на розвантаження щодо електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії або з високоефективної когенерації;
- (c) забезпечувати, щоб їхні мережі були достатньо гнучкими для того, аби вони мали змогу управляти ними.

6. У тих випадках, де використовується неринкова передиспетчеризація на розвантаження, мають застосовуватись такі принципи:

- (a) енергогенеруючі установки, що використовують відновлювані джерела енергії, мають підлягати передиспетчеризації на розвантаження лише у разі, якщо не існує будь-якої іншої альтернативи або якщо інші рішення призвели б до суттєво непропорційних витрат або серйозних ризиків для безпеки мережі;
- (b) електроенергія, згенерована у процесі високоефективної когенерації, має підлягати передиспетчеризації на розвантаження лише у разі, якщо, окрім застосування передиспетчеризації на розвантаження щодо енергогенеруючих установок, що використовують відновлювані джерела енергії, не існує іншої альтернативи або якщо інші рішення призвели б до непропорційних витрат або серйозних ризиків для безпеки мережі;
- (c) електроенергія власного виробництва з генеруючих установок, що використовують відновлювані джерела енергії або високоефективну когенерацію, яка не подається в мережу передачі або розподілу, не повинна підлягати передиспетчеризації на розвантаження, хіба що жодне інше рішення не вирішило б проблеми безпеки мережі;
- (d) передиспетчеризація на розвантаження відповідно до пунктів (a), (b) і (c) має бути належним і прозорим чином виправдана. Виправдання має бути включене до звіту відповідно до частини 3.

7. У тих випадках, де використовується неринкова передиспетчеризація, вона має підлягати фінансовій компенсації з боку оператора системи, який вимагає передиспетчеризації, оператору передиспетчеризованої генеруючої установки, установки зберігання енергії або реакції попиту, за винятком випадку виробників, які прийняли договір про приєднання, за яким немає гарантії «твердого» доставлення енергії. Така фінансова компенсація має принаймні дорівнювати більшому з наведених нижче елементів або комбінації їх обох, якщо застосування лише більшого з них призвело б до невинновданого малої або невинновданого великої компенсації:

- (a) додаткові операційні витрати, спричинені передиспетчеризацією, як-от додаткові витрати на паливо у випадку передиспетчеризації на завантаження, або резервне теплозабезпечення у випадку передиспетчеризації на розвантаження енергогенеруючих установок, що використовують високоефективну когенерацію;
- (b) чисті доходи від продажу електроенергії на ринку «на добу наперед», який енергогенеруюча установка, установка зберігання енергії або реакції попиту згенерувала б без запиту на передиспетчеризацію; у тих випадках, де фінансова підтримка надається енергогенеруючим установкам, установкам зберігання енергії або реакції попиту на основі обсягу електроенергії, що була згенерована або спожита, фінансова підтримка, яка була б отримана без запиту на передиспетчеризацію, має вважатися такою, що є частиною чистих доходів.

ГЛАВА III

ДОСТУП ДО МЕРЕЖІ ТА УПРАВЛІННЯ ПЕРЕВАНТАЖЕННЯМ

РОЗДІЛ I

Розподіл пропускної здатності

Стаття 14

Перегляд зон торгів

1. Держави-члени мають вживати всіх належних заходів для вирішення проблеми перевантажень. Межі зон торгів мають ґрунтуватися на довгострокових структурних перевантаженнях в мережі передачі. Зони торгів не повинні містити таких структурних перевантажень, хіба що у тих випадках, коли вони не мають жодного впливу на сусідні зони торгів, або, як тимчасовий виняток, коли їхній вплив на сусідні зони торгів зменшується через застосування відновлювальних дій та такі структурні перевантаження не призводять до скорочень пропускної здатності міжзональної торгівлі відповідно до вимог статті 16. Конфігурація зон торгів в Союзі має бути побудована таким чином, щоб максимізувати економічну ефективність та максимізувати можливості міжзональної торгівлі відповідно до статті 16, забезпечуючи при цьому безпеку постачання.

2. Кожні три роки, ENTSO для Електроенергії має звітувати про структурні перевантаження та інші значні фізичні перевантаження між зонами торгів та в їхніх межах, включно з розташуванням та періодичністю таких перевантажень, відповідно до настанови щодо розподілу пропускної здатності та управління перевантаженнями, прийнятої на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009. Такий звіт має містити оцінку того, чи

досягла пропускна здатність міжзональної торгівлі лінійної траєкторії відповідно до статті 15 або мінімальної пропускної здатності відповідно до статті 16 цього Регламенту.

3. З метою забезпечення оптимальної конфігурації зон торгів, має здійснюватися перегляд зон торгів. Такий перегляд має установлювати (розпізнавати) всі структурні перевантаження та має включати аналіз різних конфігурацій зон торгів у координований спосіб із залученням зацікавлених сторін, що зазнали впливу, з усіх відповідних держав-членів, відповідно до настанови щодо розподілу пропускної здатності та управління перевантаженнями, прийнятої на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009. Поточні зони торгів мають оцінюватися на основі їхньої здатності створювати надійне ринкове середовище, в тому числі для гнучкої генерації та потужності навантаження, що має вирішальне значення для уникнення «вузьких місць» мережі, попиту та пропозиції на електроенергію балансування, забезпечення довгострокової безпеки інвестицій в інфраструктуру мережі.

4. Для цілей цієї статті та статті 15 цього Регламенту, відповідними державами-членами, операторами систем передачі або регуляторними органами є такі держави-члени, оператори систем передачі або регуляторні органи, що беруть участь у перегляді конфігурації зон торгів, а також такі, що знаходяться в тому ж регіоні розрахунку пропускної здатності відповідно до настанови щодо розподілу пропускної здатності та управління перевантаженнями, прийнятої на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009.

5. До 05 жовтня 2019 року всі відповідні оператори систем передачі мають подати пропозицію щодо методики та припущень, які використовуватимуться в процесі перегляду зон торгів, а також щодо альтернативних конфігурацій зон торгів, що розглядатимуться, до відповідних регуляторних органів для схвалення. Відповідні регуляторні органи мають прийняти одностайне рішення щодо пропозиції протягом 3 місяців з моменту подання пропозиції. У тих випадках, де регуляторні органи не в змозі прийняти одностайне рішення щодо пропозиції протягом такої часової рамки, ACER має, протягом додаткових трьох місяців, прийняти рішення щодо методики та припущень і альтернативних конфігурацій зон торгів, що розглядатимуться. Методика має ґрунтуватися на структурних перевантаженнях, які не очікується подолати протягом наступних трьох років, з належним урахуванням відчутного прогресу в проєктах розвитку інфраструктури, які очікується реалізувати протягом наступних трьох років.

6. На основі методики та припущень, схвалених відповідно до частини 5, оператори систем передачі, що беруть участь в перегляді зони торгів, мають подати спільну пропозицію відповідним державам-членам або їхнім призначеним компетентним органам про те, щоб змінити або утримувати конфігурацію зони торгів, не пізніше, ніж за 12 місяців після схвалення методики та припущень відповідно до частини 5. Інші держави-члени, Договірні Сторони Енергетичного Співтовариства або інші треті країни, що спільно використовують ту саму синхронну область з будь-якою відповідною державою-членом, можуть подавати коментарі.

7. У тих випадках, де структурне перевантаження було установлено (розпізнано) у звіті відповідно до частини 2 цієї статті або внаслідок перегляду зони торгів відповідно до цієї статті, або одним чи більше операторами систем передачі у своїх областях контролю у звіті, схваленому компетентним регуляторним органом, держава-член з установленим (розпізнаним) структурним перевантаженням має, у взаємодії зі своїми операторами систем передачі, прийняти рішення, протягом шести місяців після отримання звіту, про те, щоб або встановити національні чи багатонаціональні плани дій відповідно до статті 15, або

переглянути та змінити конфігурацію своєї зони торгів. Ці рішення мають бути негайно повідомлені Комісії та ACER.

8. Для тих держав-членів, які обрали варіант змінити конфігурацію зони торгів відповідно до частини 7, відповідні держави-члени мають досягти одностайного рішення протягом шести місяців після повідомлення, зазначеного в частині 7. Інші держави-члени можуть подавати коментарі відповідним державам-членам, які мали б враховувати такі коментарі під час досягнення свого рішення. Рішення має бути обґрунтованим і має бути повідомлене Комісії та ACER. У випадку, якщо відповідним державам-членам не вдається досягти одностайного рішення протягом таких шести місяців, вони мають негайно повідомити про це Комісію. Як крайній захід, Комісія після консультацій з ACER має прийняти рішення про те, чи слід змінити, чи утримати конфігурацію зони торгів в таких державах-членах та між ними, у період до шести місяців після отримання такого повідомлення.

9. Держави-члени та Комісія мають проконсультуватися з відповідними зацікавленими сторонами перед прийняттям рішення відповідно до цієї статті.

10. Будь-яке рішення, прийняте відповідно до цієї статті, має точно визначати дату впровадження будь-яких змін. Така дата впровадження має збалансувати потребу в оперативності з практичними міркуваннями, включно з урахуванням форвардної торгівлі електроенергією. Рішення може встановлювати належні перехідні домовленості.

11. У тих випадках, де подальші перегляди зон торгів запускаються відповідно до настанови щодо розподілу пропускної здатності та управління перевантаженнями, прийнятої на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009, має застосовуватися ця стаття.

Стаття 15

Плани дій

1. Після прийняття рішення відповідно до частини 7 статті 14, держава-член з установленим (розпізнаним) = структурним перевантаженням має розробити план дій у взаємодії зі своїм регуляторним органом. Такий план дій має містити конкретний часовий графік добору заходів для зменшення установлених (розпізнаних) структурних перевантажень протягом чотирьох років після прийняття рішення згідно з частиною 7 статті 14.

2. Незалежно від конкретного прогресу плану дій, держави-члени мають забезпечити, щоб без шкоди чи обмеження для відступів, наданих відповідно до частини 9 статті 16, або відхилень відповідно до частини 3 статті 16, пропускна здатність міжзональної торгівлі збільшувалася на щорічній основі доти, доки не буде досягнуто мінімальної пропускної здатності, передбаченої частиною 8 статті 16. Такої мінімальної пропускної здатності має бути досягнуто до 31 грудня 2025 року.

Такі щорічні збільшення мають досягатися шляхом лінійної траєкторії. Початковою точкою такої траєкторії має бути або пропускна здатність, розподілена на межі або на критичному елементі мережі у році перед прийняттям плану дій, або середня величина протягом трьох років перед прийняттям плану дій, залежно від того, яка з них є вищою. Держави-члени мають забезпечити, щоб під час впровадження їхніх планів дій пропускна здатність, що зроблена доступною для міжзональної торгівлі, аби вона була відповідною до частини 8 статті 16, принаймні дорівнювала б значенням лінійної траєкторії, в тому числі шляхом застосування відновлювальних дій в регіоні розрахунку пропускної здатності.

3. Вартість відновлювальних дій, необхідних для досягнення лінійної траєкторії, зазначеної в частині 2, або для зроблення доступною міжзональної пропускної здатності на межах або на критичних елементах мережі, яких стосується план дій, має покладатися на державу-член або держави-члени, що впроваджують план дій.

4. На щорічній основі, під час впровадження плану дій та протягом шести місяців після закінчення його дії, відповідні оператори систем передачі мають здійснювати оцінку за попередні 12 місяців того, чи досягла доступна транскордонна пропускна здатність лінійної траєкторії або, починаючи з 01 січня 2026 року, чи було досягнуто мінімальних величин пропускної здатності, передбачених частиною 8 статті 16. Вони мають подавати свої оцінки до ACER та до відповідних регуляторних органів. Перед складанням звіту, кожен оператор системи передачі має подати свій внесок у звіт, в тому числі всі відповідні дані, до свого регуляторного органу на схвалення.

5. Для тих держав-членів, для яких зазначені в частині 4 оцінки демонструють, що оператор системи передачі не дотримався лінійної траєкторії, відповідні держави-члени мають, протягом шести місяців після отримання звіту про оцінку, зазначеного в частині 4, прийняти одностайне рішення про те, чи слід змінити, чи утримати конфігурацію зони торгів в межах цих держав-членів і між ними. У своєму рішенні, відповідні держави-члени мали б враховувати будь-які коментарі, подані іншими державами-членами. Рішення відповідних держав-членів має бути обґрунтованим і має бути повідомлене Комісії та ACER.

Відповідні держави-члени мають негайно повідомити Комісію, якщо їм не вдається досягти одностайного рішення протягом встановленої часової рамки. Протягом шести місяців після отримання такого повідомлення, Комісія, як крайній захід та після консультацій з ACER та відповідними зацікавленими сторонами, має прийняти рішення про те, чи слід змінити, чи утримати конфігурацію зони торгів в цих державах-членах та між ними.

6. За шість місяців до закінчення дії плану дій, держава-член з установленим (розпізнаним) структурним перевантаженням має прийняти рішення про те, чи вирішувати проблему залишкового перевантаження шляхом здійснення зміни своєї зони торгів, чи вирішувати проблему залишкового внутрішнього перевантаження за допомогою відновлювальних дій, за якими вона має покривати витрати.

7. У тих випадках, де жодного плану дій не було розроблено протягом шести місяців з моменту установлення (розпізнання) структурного перевантаження відповідно до частини 7 статті 14, відповідні оператори систем передачі мають, протягом 12 місяців з моменту установлення (розпізнання) такого структурного перевантаження, зробити оцінку того, чи досягла доступна транскордонна пропускна здатність мінімальних величин пропускної здатності, передбачених частиною 8 статті 16, протягом попередніх 12 місяців, та мають подати звіт про оцінку до відповідних регуляторних органів та до ACER.

Перед складанням звіту, кожен оператор системи передачі має надіслати свій внесок у звіт, в тому числі всі відповідні дані, до свого національного регуляторного органу на схвалення. У тих випадках, де оцінка демонструє, що оператор системи передачі не дотримався мінімальної пропускної здатності, має застосовуватися процес прийняття рішень, викладений в частині 5 цієї статті.

*Стаття 16***Загальні принципи розподілу пропускної здатності та управління перевантаженнями**

1. Проблеми перевантаження мережі мають вирішуватися шляхом використання недискримінаційних ринкових рішень, які надсилають ефективні економічні сигнали залученим учасникам ринку та операторам систем передачі. Проблеми перевантаження мережі мають розв'язуватися за допомогою нетранзакційних методів, а саме методів, які не передбачають вибору з-поміж договорів окремих учасників ринку. Під час вжиття операційних заходів для забезпечення того, щоб його система передачі залишалася у нормальному стані, оператор системи передачі має враховувати ефект від цих заходів стосовно до сусідніх областей регулювання та координувати такі заходи з іншими операторами систем передачі, що зазнали впливу, як це передбачено в Регламенті (ЄС) 2015/1222.
2. Процедури скорочення операцій (транзакцій) мають застосовуватися тільки в надзвичайних ситуаціях, а саме у тих випадках, де оператор системи передачі повинен діяти в оперативний спосіб, а передиспетчеризація або зустрічна торгівля не є можливою. Будь-яка така процедура має застосовуватися в недискримінаційний спосіб. За винятком випадків форс-мажору, учасники ринку, яким була розподілена пропускна здатність, мають отримати компенсацію за будь-яке таке скорочення.
3. Регіональні координаційні центри мають виконувати координований розрахунок пропускної здатності відповідно до частин 4 та 8 цієї статті, як передбачено в пункті (а) частини 1 статті 37 та частині 1 статті 42.

Регіональні координаційні центри мають розраховувати обсяги міжзональної пропускної здатності з дотриманням обмежень операційної безпеки, використовуючи дані операторів систем передачі, включно з даними про технічну доступність відновлювальних дій, не включаючи скидання навантаження. У тих випадках, де регіональні координаційні центри доходять висновку, що таких доступних відновлювальних дій в регіоні розрахунку пропускної здатності або між регіонами розрахунку пропускної здатності недостатньо для досягнення лінійної траєкторії відповідно до частини 2 статті 15 або мінімальних величин пропускної здатності, передбачених в частині 8 цієї статті, до того ж з дотриманням обмежень операційної безпеки, вони можуть, як крайній захід, викласти координовані дії, що зменшують обсяги міжзональної пропускної здатності відповідним чином. Оператори систем передачі можуть відступати від координованих дій стосовно координованого розрахунку пропускної здатності та координованого аналізу безпеки тільки відповідно до частини 2 статті 42.

У період до 3 місяців після початку роботи регіональних координаційних центрів відповідно до частини 2 статті 35 цього Регламенту та кожні три місяці після цього, регіональні координаційні центри мають подавати звіт до відповідних регуляторних органів та до ACER про будь-яке зниження пропускної здатності або відхилення від координованих дій відповідно до другого абзацу та мають здійснювати оцінку інцидентів і надавати рекомендації, у разі необхідності, щодо того, як уникнути таких відхилень в майбутньому. Якщо ACER дійде висновку, що передумови для відхилення відповідно до цієї частини не були виконані або мають структурний характер, ACER має подати висновок до відповідних регуляторних органів та до Комісії. Компетентні регуляторні органи мають вжити належних дій проти операторів систем передачі або регіональних координаційних центрів відповідно до статті 59 або 62 Директиви (ЄС) 2019/944, якщо передумови для відхилення відповідно до цієї частини не були виконані.

Відхилення структурного характеру мають вирішуватися в плані дій, зазначеному в частині 7 статті 14, або в оновленні плану дій, що існує.

4. Максимальний рівень пропускної здатності взаємоз'єднань та мереж передачі, що зазнають впливу від транскордонної пропускної здатності, має бути зроблений доступним для учасників ринку з дотриманням стандартів безпеки для безпечної експлуатації мережі. Зустрічна торгівля та передиспетчеризація, включно з транскордонною передиспетчеризацією, мають використовуватися для максимізації обсягів доступної пропускної здатності з метою досягнення мінімальної пропускної здатності, передбаченої в частині 8. Координований та недискримінаційний процес для транскордонних відновлювальних дій має застосовуватися для уможливлення такої максимізації, після впровадження методики спільного покриття витрат на передиспетчеризацію та зустрічну торгівлю.

5. Пропускна здатність має розподілятися за допомогою явних аукціонів на пропускну здатність або неявних аукціонів, що включають і пропускну здатність, і енергію. Обидва методи можуть співіснувати за одним взаємоз'єднанням. Для торгівлі «всередині доби», має використовуватися безперервна торгівля, яка може доповнюватися аукціонами.

6. У випадку перевантаження, чинні найвищі за ціною пропозиції покупця (bid) на пропускну здатність мережі, чи то в неявному, чи то в явному порядку, що пропонують найвищу ціну на дефіцитну пропускну здатність передачі у певній часовій рамці, мають визнаватися успішними. Крім випадку нових взаємоз'єднань, які користуються вигодою від звільнення відповідно до статті 7 Регламенту (ЄС) № 1228/2003, статті 17 Регламенту (ЄС) № 714/2009 або статті 63 цього Регламенту, встановлення резервних (мінімально прийнятних) цін для методів розподілу пропускної здатності має заборонятися.

7. Пропускна здатність має бути такою, що може вільно продаватися на вторинній основі, за умови, що оператора системи передачі поінформовано достатньо завчасно. У тих випадках, де оператор системи передачі відмовляється від будь-якої вторинної торгівлі (операції (транзакції)), це має бути чітко й прозоро сповіщено та роз'яснено всім учасникам ринку таким оператором системи передачі та повідомлено регуляторному органу.

8. Оператори систем передачі не повинні обмежувати обсяг пропускної здатності взаємоз'єднання, що має бути зроблений доступним учасникам ринку як засіб розв'язання проблеми перевантаження у межах їхньої власної зони торгів або як засіб управління потоками, що виникають в результаті операцій (транзакцій), які є внутрішніми для зон торгів. Без шкоди чи обмеження для застосування відступів відповідно до частин 3 та 9 цієї статті та для застосування частини 2 статті 15, ця частина має вважатися такою, що її дотримано, у тих випадках, де досягаються наведені нижче мінімальні рівні доступної пропускної здатності для міжзональної торгівлі:

(a) для меж, де використовується підхід на основі координованої чистої (нетто) пропускної здатності, мінімальна пропускна здатність має становити 70 % пропускної здатності передачі з дотриманням обмежень операційної безпеки після врахування непередбачених обставин, як визначено відповідно до настанови щодо розподілу пропускної здатності та управління перевантаженнями, прийнятої на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009;

(b) для меж, де використовується підхід на основі потоків, мінімальна пропускна здатність має бути запасом, встановленим в процесі розрахунку пропускної здатності як такий, що є доступним для потоків, викликаних міжзональним обміном. Запас має становити

70 % пропускної здатності з дотриманням обмежень операційної безпеки для внутрішніх і міжзональних критичних елементів мережі, враховуючи непередбачені обставини, як визначено відповідно до настанови щодо розподілу пропускної здатності та управління перевантаженнями, прийнятої на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009.

Сумарний обсяг у 30 % може бути використаний для запасів надійності, петльових потоків та внутрішніх потоків по кожному критичному елементі мережі.

9. На запит операторів систем передачі в регіоні розрахунку пропускної здатності, відповідні регуляторні органи можуть надати відступ від частини 8 на передбачуваних підставах у тих випадках, де це необхідно для підтримання операційної безпеки. Такі відступи, які не повинні стосуватися скорочення обсягів пропускної здатності, що вже розподілені відповідно до частини 2, мають надаватися не більше ніж на один рік за один раз або, за умови, що ступінь відступу значно скоротиться після першого року, максимум на два роки. Ступінь таких відступів має бути суворо обмежений тим, що є необхідним для підтримання операційної безпеки, та вони мають уникати дискримінації між внутрішніми та міжзональними обмінами.

Перед тим, як надати відступ, відповідний регуляторний орган має проконсультуватися з регуляторними органами інших держав-членів, що формують частину регіонів розрахунку пропускної здатності, які зазнають впливу. У тих випадках, де регуляторний орган не погоджується із запропонованим відступом, ACER має прийняти рішення про те, чи мав би він надаватися відповідно до пункту (а) частини 10 статті 6 Регламенту (ЄС) 2019/942. Виправдання та причини для відступу мають бути оприлюднені.

У тих випадках, де надається відступ, відповідні оператори систем передачі мають розробити та оприлюднити методику та проекти, які забезпечуватимуть довгострокове рішення для проблеми, вирішити яку прагне відступ. Дія відступу має закінчитися тоді, коли досягнуто обмеження у часі для відступу, або коли застосовано рішення, залежно від того, що з цього відбудеться раніше.

10. Учасники ринку мають інформувати операторів систем передачі, яких це стосується, протягом резонного періоду перед початком відповідного операційного періоду про те, чи мають вони намір використовувати розподілену пропускну здатність. Будь-яка розподілена пропускну здатність, яка не буде використана, має бути зробленою знов доступною для ринку у відкритий, прозорий та недискримінаційний спосіб.

11. Тією мірою, якою це технічно можливо, оператори систем передачі мають здійснювати взаємозалік вимог до пропускної здатності для будь-яких потоків електроенергії в протилежних напрямках через перевантажену лінію взаємоз'єднання з тим, щоб використовувати цю лінію з її максимальною пропускну здатністю. З повним урахуванням безпеки мережі, операції (транзакції), які зменшують перевантаження, не повинні бути відхилені.

12. Фінансові наслідки невдачі у додержанні обов'язків, пов'язані з розподілом пропускної здатності, мають приписуватися операторам систем передачі або НОРЕ, які є відповідальними за таку невдачу. У тих випадках, де учасникам ринку не вдається використати пропускну здатність, яку вони зобов'язалися використати, або, у випадку пропускної здатності, проданої на явному аукціоні, не вдається продати пропускну здатність на вторинній основі або повернути пропускну здатність у належний час, такі учасники ринку мають втратити права на таку пропускну здатність та мають сплатити плату, що відображає витрати. Будь-яка плата, що відображає витрати, за невдачу у використанні пропускної

здатності має бути виправданою та пропорційною. Якщо оператор системи передачі не виконує свій обов'язок з надання «твердої» пропускної здатності передачі, він має бути юридично відповідальним за компенсацію учаснику ринку втрату прав на пропускну здатність. Непрямі збитки не повинні враховуватись для такої мети. Ключові концепції та методи для визначення юридичної відповідальності, яка нараховується внаслідок невдачі у додержанні обов'язків, мають бути викладені заздалегідь щодо фінансових наслідків та мають підлягати перегляду відповідним регуляторним органом.

13. Під час розподілу витрат на відновлювальні дії між операторами систем передачі, регуляторні органи мають проаналізувати, якою мірою потоки, що виникають в результаті операцій (транзакцій), які є внутрішніми для зон торгів, роблять внесок у перевантаження між двома зонами торгів, що розглядаються, та розподілити витрати на основі внеску в перевантаження на користь операторів систем передачі зон торгів, що створюють такі потоки, за винятком витрат, викликаних потоками, що виникають в результаті операцій (транзакцій), які є внутрішніми для зон торгів, що є нижчими за рівень, який можна було б очікувати за відсутності структурного перевантаження в зоні торгів.

Такий рівень має бути спільно проаналізований та визначений всіма операторами систем передачі в регіоні розрахунку пропускної здатності для кожної окремої межі зони торгів та має підлягати схваленню всіма регуляторними органами в регіоні розрахунку пропускної здатності.

Стаття 17

Розподіл міжзональної пропускної здатності крізь часові рамки

1. Оператори систем передачі мають здійснювати перерахування доступної міжзональної пропускної здатності щонайменше після часу закриття воріт на ринку «на добу наперед» та після часу закриття воріт на ринку міжзональної пропускної здатності «всередині доби». Оператори систем передачі мають розподіляти доступну міжзональну пропускну здатність плюс будь-який залишок міжзональної пропускної здатності, що не був попередньо розподілений, та будь-яку міжзональну пропускну здатність, вивільнену власниками фізичних прав на передачу від попередніх розподілів, в наступному процесі розподілу міжзональної пропускної здатності.

2. Оператори систем передачі мають запропонувати належну структуру для розподілу міжзональної пропускної здатності крізь часові рамки, в тому числі «на добу наперед», «всередині доби» та балансування. Така структура розподілу має підлягати перегляду відповідними регуляторними органами. Під час підготовки своєї пропозиції, оператори систем передачі мають враховувати:

- (a) характеристики ринків;
- (b) операційні умови електричної системи, такі як наслідки взаємозаліку твердо декларованих графіків;
- (c) рівень гармонізації часток у відсотках, розподілених за різними часовими рамками, та часові рамки, прийняті для різних механізмів розподілу міжзональної пропускної здатності, які вже існують і застосовуються.

3. У тих випадках, де міжзональна пропускну здатність є доступною після часу закриття воріт для міжзональної пропускної здатності «всередині доби», оператори систем

передачі мають використовувати міжзональну пропускну здатність для обміну енергією балансування або для функціонування процесу взаємозаліку небалансів.

4. У тих випадках, де міжзональна пропускну здатність розподіляється для обміну потужністю балансування або спільного використання резервів відповідно до частини 8 статті 6 цього Регламенту, оператори систем передачі мають використовувати методики, розроблені в настанові щодо балансування електроенергії, прийнятій на основі частини 11 статті 6 Регламенту (ЄС) № 714/2009.

5. Оператори систем передачі не повинні збільшувати запас надійності, розрахований відповідно до Регламенту (ЄС) № 2015/1222, через обмін потужністю балансування або спільне використання резервів.

РОЗДІЛ 2

Мережеві збори та прибуток від перевантажень

Стаття 18

Збори за доступ до мереж, користування мережами та підкріплення

1. Збори, що застосовуються операторами мереж за доступ до мереж, включаючи збори за приєднання до мереж, збори за користування мережами та, де це є застосовним, збори за відповідні підкріплення мереж, мають бути такими, що відображають витрати, прозорими, враховувати потребу у безпеці та гнучкості мереж і відображати фактично понесені витрати тією мірою, якою вони відповідають таким витратам ефективного та співставного за структурою оператора мережі та застосовуються у недискримінаційний спосіб. Такі збори не повинні включати непов'язані витрати, що підтримують непов'язані цілі політики.

Без шкоди чи обмеження для частин 1 та 6 статті 15 Директиви 2012/27/ЄС та критеріїв у Додатку XI до зазначеної Директиви, метод, що використовується для визначення мережевих зборів, має нейтральним чином підтримувати загальну ефективність системи в довгостроковій перспективі через цінові сигнали споживачам та виробникам та, зокрема, застосовуватися у спосіб, який не чинитиме дискримінацію позитивно чи негативно між виробництвом, приєднаним на рівні розподілу, та виробництвом, приєднаним на рівні передачі. Мережеві збори не повинні чинити дискримінацію, чи то позитивно, чи то негативно, проти зберігання енергії або агрегації та не повинні знеохочувати до власної генерації, власного споживання або до участі у реакції попиту. Без шкоди чи обмеження для частини 3 цієї статті, такі збори не повинні залежати від відстані.

2. Тарифні методики мають відображати постійні витрати операторів систем передачі та операторів систем розподілу та мають забезпечувати належні стимули для операторів систем передачі та операторів систем розподілу як у короткостроковій, так і в довгостроковій перспективі, з метою підвищення ефективності, включно з енергоефективністю, плекання ринкової інтеграції та безпеки постачання, підтримки ефективного інвестування, підтримки пов'язаної дослідницької діяльності та полегшування інновацій в інтересах споживачів у таких областях, як цифровізація, послуги з гнучкості та взаємоз'єднання.

3. У належних випадках, рівень тарифів, що застосовуються до виробників або кінцевих споживачів, або до тих і інших, має надавати локаційні сигнали на рівні Союзу та

враховувати обсяг спричинених втрат у мережі та перевантажень, а також інвестиційні витрати на інфраструктуру.

4. Під час встановлення зборів за доступ до мережі, має враховуватися таке:
 - (a) платежі та надходження, що виникають в результаті компенсаційного механізму між операторами систем передачі;
 - (b) фактичні платежі, що були здійснені та отримані, а також платежі, що очікуються для майбутніх періодів, за оцінкою на основі попередніх періодів.
5. Встановлення зборів за доступ до мережі згідно з цією статтею має бути без шкоди чи обмеження для зборів, що виникають в результаті управління перевантаженнями, зазначених в статті 16.
6. Не повинно бути жодного спеціального мережевого збору на окремі операції (транзакції) для міжзональної торгівлі електроенергією.
7. Тарифи на розподіл мають бути такими, що відображають витрати, з урахуванням використання мережі розподілу користувачами системи, включно з активними споживачами. Тарифи на розподіл можуть включати елементи приєднання потужності до мережі та можуть бути диференційовані на основі профілів споживання або генерації користувачів системи. У тих випадках, де держави-члени впровадили розгортання систем розумного обліку, регуляторні органи мають розглядати диференційовані за часом мережеві тарифи під час закріплення або схвалення тарифів на передачу та розподіл або їхніх методик відповідно до статті 59 Регламенту (ЄС) 2019/944 та, у належних випадках, диференційовані за часом мережеві тарифи можуть бути запроваджені для відображення використання мережі у прозорий, ефективний за витратами та передбачуваний для кінцевого споживача спосіб.
8. Методики тарифів на розподіл мають надавати стимули операторам систем розподілу до найбільш ефективної за витратами експлуатації та розвитку їхніх мереж, у тому числі через закупівлю послуг. З цією метою регуляторні органи мають визнавати відповідні витрати прийнятними, мають включати такі витрати до тарифів на розподіл та можуть запроваджувати цільові показники продуктивності для того, щоб надавати стимули операторам систем розподілу до підвищення ефективності в їхніх мережах, у тому числі через енергоефективність, гнучкість та розвиток розумних мереж та систем інтелектуального обліку.
9. До 05 жовтня 2019 року для того, щоб зменшити ризик фрагментації ринку ACER має надати звіт про найкращі практики щодо методик тарифів на передачу та розподіл, з урахуванням при цьому національних специфічностей. Такий звіт про найкращі практики має розглядати щонайменше такі питання:
 - (a) співвідношення тарифів, що застосовуються до виробників, та тарифів, що застосовуються до кінцевих споживачів;
 - (b) витрати, які мають відшкодовуватися з тарифів;
 - (c) диференційовані за часом мережеві тарифи;
 - (d) локаційні сигнали;
 - (e) взаємозв'язок між тарифами на передачу та тарифами на розподіл;

- (f) методи забезпечення прозорості під час встановлення тарифів та їхньої структури;
- (g) групи користувачів мереж, які підпадають під тарифи, в тому числі, де це є застосовним, характеристики таких груп, форми споживання та будь-які тарифні звільнення;
- (h) втрати в мережах високої, середньої та низької напруги.

ACER має оновлювати звіт про найкращі практики щонайменше один раз на кожні два роки.

10. Регуляторні органи мають належним чином враховувати звіт про найкращі практики під час закріплення або схвалення тарифів на передачу та розподіл або їхніх методик відповідно до статті 59 Директиви (ЄС) 2019/944.

Стаття 19

Прибуток від перевантажень

1. Процедури управління перевантаженнями, пов'язані з наперед визначеною часовою рамкою, можуть приносити дохід лише у випадку перевантаження, що виникає для такої часової рамки, за винятком випадку нових взаємоз'єднань, які користуються вигодою від звільнення відповідно до статті 63 цього Регламенту, статті 17 Регламенту (ЄС) № 714/2009 або статті 7 Регламенту (ЄС) № 1228/2003. Процедура розподілу таких доходів має підлягати перегляду регуляторними органами та не повинна ані спотворювати процес розподілу на користь будь-якої сторони, яка подала заявку на пропускну здатність або енергію, ані надавати знеохочення до зменшення перевантажень.

2. Зазначені нижче цілі мають мати пріоритет стосовно розподілу будь-яких доходів, що виникають в результаті розподілу міжзональної пропускну здатності:

- (a) гарантування фактичної доступності розподіленої пропускну здатності, включно з компенсацією за твердість; або
- (b) підтримання або збільшення обсягів міжзональної пропускну здатності шляхом оптимізації використання існуючих взаємоз'єднань за допомогою координуваних відновлювальних дій, де це є застосовним, або покриття витрат, понесених в результаті інвестицій в мережу, які стосуються зменшення перевантажень взаємоз'єднань.

3. У тих випадках, де пріоритетні цілі, викладені в частині 2, були належним чином виконані, доходи можуть бути використані як прибуток, що має враховуватися регуляторними органами під час схвалення методики розрахунку мережних тарифів або закріплення мережних тарифів, або і того, й іншого. Залишкові доходи мають бути розміщені на окремому рядку внутрішнього облікового рахунку до того часу, поки це не зможе бути витрачено на цілі, викладені в частині 2.

4. Використання доходів відповідно до пункту (a) або (b) частини 2 має підпадати під методику, запропоновану операторами систем передачі після консультацій з регуляторними органами та відповідними зацікавленими сторонами та після схвалення ACER. Оператори систем передачі мають подати запропоновану методику до ACER до 05 липня 2020 року, а ACER має прийняти рішення щодо запропонованої методики протягом шести місяців з її отримання.

ACER може попросити операторів систем передачі внести зміни або оновити методику, зазначену в першому абзаці. ACER має прийняти рішення щодо зміненої або оновленої методики не пізніше, ніж за шість місяців після її подання.

Методика має викладати щонайменше умови, за яких доходи можуть бути використані на цілі, зазначені у частині 2, умови, за яких ці доходи можуть бути розміщені на окремому рядку внутрішнього облікового рахунку для подальшого використання на такі цілі, і як довго такі доходи можуть бути розміщені на такому рядку облікового рахунку.

5. Оператори систем передачі мають чітко встановити, заздалегідь, як буде використовуватися будь-який прибуток від перевантаження, та мають звітувати регуляторним органам про фактичне використання такого прибутку. До 01 березня кожного року, регуляторні органи мають інформувати ACER та мають оприлюднювати звіт, що викладатиме:

- (a) суму доходу, зібраного за 12-місячний період, що закінчився 31 грудня попереднього року;
- (b) як такий дохід був використаний відповідно до частини 2, включаючи конкретні проєкти, на які був використаний прибуток, та суму, розміщену на окремому рядку облікового рахунку;
- (c) суму, яка була використана під час розрахунку мережевих тарифів; та
- (d) підтвердження того, що сума, зазначена в пункті (c), відповідає цьому Регламенту та методиці, розробленій відповідно до частин 3 і 4.

У тих випадках, де частина доходів внаслідок перевантажень використовується під час розрахунку мережевих тарифів, у звіті має бути викладено, як оператори систем передачі виконали пріоритетні цілі, викладені в частині 2, де це є застосовним.

ГЛАВА IV

АДЕКВАТНІСТЬ (ВІДПОВІДНІСТЬ) РЕСУРСІВ

Стаття 20

Адекватність (відповідність) ресурсів на внутрішньому ринку електроенергії

1. Держави-члени мають здійснювати моніторинг адекватності (відповідності) ресурсів в межах своєї території на основі Європейської оцінки адекватності (відповідності) ресурсів, зазначеної у статті 23. З метою доповнення Європейської оцінки адекватності (відповідності) ресурсів, держави-члени можуть також виконувати національні оцінки адекватності (відповідності) ресурсів відповідно до статті 24.

2. У тих випадках, де Європейська оцінка адекватності (відповідності) ресурсів, зазначена в статті 23, або національна оцінка адекватності (відповідності) ресурсів, зазначена в статті 24, установить (розпізнає) занепокоєння щодо адекватності (відповідності) ресурсів, держава-член, якої це стосується, має установити (розпізнати) будь-які регуляторні

спотворення або провали ринку, які спричинили або зробили внесок у виникнення такого занепокоєння.

3. Держави-члени з установленними (розпізнаними) занепокоєннями щодо адекватності (відповідності) ресурсів, мають розробити та оприлюднити план імплементації з часовим графіком для прийняття заходів з метою усунення будь-яких установлених (розпізнаних) регуляторних спотворень або провалів ринку як частини процесу Державної допомоги. Під час вирішення проблеми адекватності (відповідності) ресурсів, держави-члени мають, зокрема, брати до уваги принципи, викладені в статті 3, та мають розглянути можливість:

- (a) зняття регуляторних спотворень;
- (b) зняття цінових обмежень відповідно до статті 10;
- (c) запровадження функції ціноутворення в умовах дефіциту для енергії балансування, як зазначено у частині 3 статті 44 Регламенту (ЄС) 2017/2195;
- (d) збільшення пропускної здатності взаємоз'єднань та внутрішньої мережі задля досягнення щонайменше їхніх цілей щодо взаємоз'єднання, як зазначено у пункті (d)(1) статті 4 Регламенту (ЄС) 2018/1999;
- (e) уможливлення власної генерації, зберігання енергії, заходів на стороні попиту та енергоефективності шляхом прийняття заходів з метою усунення будь-яких установлених (розпізнаних) регуляторних спотворень;
- (f) забезпечення економічно ефективної та ринкової закупівлі послуг з балансування та допоміжних послуг;
- (g) зняття регульованих цін, де цього вимагає стаття 5 Директиви (ЄС) 2019/944.

4. Держави-члени, яких це стосується, мають подати свої плани імплементації на перегляд Комісії.

5. Протягом чотирьох місяців після отримання плану імплементації, Комісія має видати висновок про те, чи є заходи достатніми для усунення регуляторних спотворень або провалів ринку, які були установлені (розпізнані) відповідно до частини 2, та може запросити держави-члени внести відповідні зміни до їхніх планів імплементації.

6. Держави-члени, яких це стосується, мають здійснювати моніторинг застосування їхніх планів імплементації та мають оприлюднювати результати моніторингу у річному звіті та мають подавати цей звіт до Комісії.

7. Комісія має видати висновок про те, чи були плани імплементації достатньою мірою імплементовані та чи були розв'язані занепокоєння щодо адекватності (відповідності) ресурсів.

8. Держави-члени мають продовжувати дотримуватися плану імплементації після того, як установлені (розпізнані) занепокоєння щодо адекватності (відповідності) ресурсів будуть розв'язані.

*Стаття 21***Загальні принципи для механізмів потужності**

1. Для усунення залишкових занепокоєнь щодо адекватності (відповідності) ресурсів, держави-члени можуть, як крайній захід під час імплементації заходів, зазначених у частині 3 статті 20 цього Регламенту, відповідно до статей 107, 108 та 109 ДФЕС, запроваджувати механізми потужності.
2. Перед запровадженням механізмів потужності, держави-члени, яких це стосується, мають провести всебічне дослідження можливих ефектів від таких механізмів стосовно до сусідніх держав-членів шляхом проведення консультацій щонайменше з сусідніми державами-членами, з якими вони мають пряме з'єднання мереж, а також із зацікавленими сторонами таких держав-членів.
3. Держави-члени мають оцінити, чи є механізм потужності у формі стратегічного резерву здатним вирішувати занепокоєння щодо адекватності (відповідності) ресурсів. У тих випадках, де це не так, держави-члени можуть імплементувати інший тип механізму потужності.
4. Держави-члени не повинні запроваджувати механізми потужності у тих випадках, де разом і Європейською оцінкою адекватності (відповідності) ресурсів, і національною оцінкою адекватності (відповідності) ресурсів, або, за відсутності національної оцінки адекватності (відповідності) ресурсів, Європейською оцінкою адекватності (відповідності) ресурсів не було встановлено (розпізнано) занепокоєння щодо адекватності (відповідності) ресурсів.
5. Держави-члени не повинні запроваджувати механізми потужності до того, як план імплементації, зазначений у частині 3 статті 20, отримає висновок Комісії, зазначений у частині 5 статті 20.
6. У тих випадках, де держава-член застосовує механізм потужності, вона має переглянути такий механізм потужності та має забезпечити, щоб жодні нові договори не уклалися в рамках цього механізму у тому випадку, де разом і Європейською оцінкою адекватності (відповідності) ресурсів, і національною оцінкою адекватності (відповідності) ресурсів, або, за відсутності національної оцінки адекватності (відповідності) ресурсів, Європейською оцінкою адекватності (відповідності) ресурсів не було встановлено (розпізнано) занепокоєння щодо адекватності (відповідності) ресурсів або якщо план імплементації, зазначений у частині 3 статті 20, не отримав висновку Комісії, зазначеного у частині 5 статті 20.
7. Під час побудови механізмів потужності держави-члени мають включити положення, що дозволяє ефективне адміністративне поетапне припинення механізму потужності у тих випадках, де жодних нових договорів не буде укладено відповідно до частини 6 протягом трьох років поспіль.
8. Механізми потужності мають бути тимчасовими. Вони мають бути схвалені Комісією на строк не більше 10 років. Вони мають бути поетапно припинені або обсяг заявлених потужностей має бути зменшений на основі планів імплементації, зазначених у статті 20. Держави-члени мають продовжувати застосовувати план імплементації після запровадження механізму потужності.

*Стаття 22***Принципи побудови для механізмів потужності**

1. Будь-який механізм потужності має:
 - (a) бути тимчасовим;
 - (b) не створювати невиправданих спотворень ринку та не обмежувати міжзональну торгівлю;
 - (c) не виходити за межі необхідного для вирішення занепокоєнь щодо адекватності (відповідності), зазначених у статті 20;
 - (d) обирати постачальників потужності за допомогою прозорого, недискримінаційного та конкурентного процесу;
 - (e) надавати стимули постачальникам потужності бути доступними в періоди очікуваного системного стресу;
 - (f) забезпечувати, щоб винагорода визначалася шляхом конкурентного процесу;
 - (g) викладати технічні умови для участі постачальників потужності до початку процесу відбору;
 - (h) бути відкритим для участі всіх ресурсів, які здатні забезпечити необхідну технічну продуктивність, включаючи зберігання енергії та управління стороною попиту;
 - (i) застосовувати належні стягнення до постачальників потужності, які не є доступними під час системного стресу.
2. Побудова стратегічних резервів має відповідати таким вимогам:
 - (a) у тих випадках, де механізм потужності був побудований як стратегічний резерв, його ресурси мають бути диспетчеризовані тільки якщо оператори систем передачі ймовірно вичерпають свої ресурси балансування для встановлення рівноваги між попитом і пропозицією;
 - (b) протягом періодів врегулювання небалансу, в яких диспетчеризуються ресурси у стратегічному резерві, небаланси на ринку мають бути врегульовані щонайменше за цінністю втраченого навантаження або за ціною вищою ніж технічне цінове обмеження «всередині доби», зазначене у частині 1 статті 10, залежно від того, що з цього є вищим;
 - (c) відпуск стратегічного резерву після диспетчеризації має приписуватися сторонам, відповідальним за баланс, через механізм врегулювання небалансів;
 - (d) ресурси, що беруть участь у стратегічному резерві, не повинні отримувати винагороду від оптових ринків електроенергії або від ринків балансування;
 - (e) ресурси у стратегічному резерві мають утримуватися поза ринком принаймні протягом договірної періоду.

Вимога, зазначена в пункті (а) першого абзацу, має бути без шкоди чи обмеження для активування ресурсів до фактичної диспетчеризації з метою дотримання обмежень щодо нарошування та операційних вимог до ресурсів. Відпуск стратегічного резерву під час активування не повинен приписуватися балансовим групам через оптові ринки та не повинен змінювати їхні небаланси.

3. Додатково до вимог, викладених у частині 1, механізми потужності, крім стратегічних резервів, мають:

- (а) бути побудованими таким чином, щоб забезпечувати, аби ціна, сплачувана за доступність, автоматично прямувала до нуля тоді, коли очікується, що рівень пропозиції потужності буде адекватним (відповідним) для того, аби відповідати рівню попиту на потужність;
- (b) винагороджувати ресурси, що беруть участь, лише за їх доступність та забезпечувати, щоб винагорода не впливала на рішення постачальника потужності про те, генерувати чи ні;
- (c) забезпечувати, щоб обов'язки щодо потужності були здатними передаватися між прийнятними постачальниками потужності.

4. Механізми потужності мають включати такі вимоги щодо обмежень на викиди CO₂:

- (а) щонайпізніше з 04 липня 2019 року, генеруюча потужність, яка розпочала комерційне виробництво на таку дату або після неї та яка викидає більше ніж 550 г CO₂ походженням з викопного палива на кВт-год електроенергії, не повинна нести зобов'язання або отримувати платежі чи зобов'язання щодо майбутніх платежів в рамках механізму потужності;
- (b) щонайпізніше з 01 липня 2025 року, генеруюча потужність, яка розпочала комерційне виробництво до 04 липня 2019 року та яка викидає більше ніж 550 г CO₂ походженням з викопного палива на кВт-год електроенергії та більше ніж 350 кг CO₂ походженням з викопного палива в середньому на рік на встановлений кВт електроенергії, не повинна нести зобов'язання або отримувати платежі чи зобов'язання щодо майбутніх платежів в рамках механізму потужності.

Ліміт викидів у 550 г CO₂ походженням з викопного палива на кВт-год електроенергії та ліміт у 350 кг CO₂ походженням з викопного палива в середньому на рік на встановлений кВт електроенергії, зазначений у пунктах (а) та (b) першого абзацу, має розраховуватися на основі проєктної ефективності одиниці генерації, що означає чисту (нетто) ефективність за номінальної потужності згідно з відповідними стандартами, передбаченими Міжнародною організацією зі стандартизації.

До 05 січня 2020 року, ACER має оприлюднити висновок, що надаватиме технічні настанови щодо розрахунку значень, зазначених у першому абзаці.

5. Держави-члени, які застосовують механізми потужності станом на 04 липня 2019 року, мають адаптувати свої механізми, щоб вони відповідали Главі 4 без шкоди чи обмеження для зобов'язань або договорів, укладених до 31 грудня 2019 року.

*Стаття 23***Європейська оцінка адекватності (відповідності) ресурсів**

1. Європейська оцінка адекватності (відповідності) ресурсів має установлювати (розпізнавати) занепокоєння щодо адекватності (відповідності) ресурсів шляхом оцінки загальної адекватності (відповідності) електричної системи для забезпечення пропозицією поточного та прогнозованого попиту на електроенергію на рівні Союзу, на рівні держав-членів та на рівні окремих зон торгів, у відповідних випадках. Європейська оцінка адекватності (відповідності) ресурсів має охоплювати кожний рік в межах періоду у 10 років з дати такої оцінки.

2. Європейська оцінка адекватності (відповідності) ресурсів має проводитись ENTSO для Електроенергії.

3. До 05 січня 2020 року, ENTSO для Електроенергії має подати до Координаційної групи з питань електроенергії, створеної відповідно до статті 1 Рішення Комісії від 15 листопада 2012 року ⁽⁶⁾, та до ACER проєкт методики для Європейської оцінки адекватності (відповідності) ресурсів, що ґрунтуватиметься на принципах, передбачених у частині 5 цієї статті.

4. Оператори систем передачі мають надавати ENTSO для Електроенергії дані, необхідні їй для проведення Європейської оцінки адекватності (відповідності) ресурсів.

ENTSO для Електроенергії має виконувати Європейську оцінку адекватності (відповідності) ресурсів на щорічній основі. Виробники та інші учасники ринку мають надавати операторам систем передачі дані щодо очікуваного використання ресурсів генерації, враховуючи доступність первинних ресурсів та належні сценарії прогнозованого попиту та пропозиції.

5. Європейська оцінка адекватності (відповідності) ресурсів має ґрунтуватися на прозорій методиці, яка має забезпечувати, щоб оцінка:

- (a) виконувалася на кожному рівні зони торгів, що охоплює принаймні всі держави-члени;
- (b) ґрунтувалася на належних центральних референтних (типових) сценаріях прогнозованого попиту та пропозиції, включно з економічною оцінкою ймовірності вибуття, консервації, нового будівництва активів генерації та заходів, спрямованих на досягнення цілей енергоефективності та електричних взаємоз'єднань, а також на належних показниках чутливості до екстремальних погодних явищ, гідрологічних умов, оптових цін та динаміки цін на вуглецеві викиди;
- (c) містила окремі сценарії, що відображають різну ймовірність виникнення занепокоєнь щодо адекватності (відповідності) ресурсів, для вирішення яких призначені різні типи механізмів потужності;

⁽⁶⁾ Рішення Комісії від 15 листопада 2012 року про створення Координаційної групи з питань електроенергії (Офіційний вісник, С 353, 17.11.2012, с. 2).

- (d) належним чином враховувала внесок усіх ресурсів, включаючи існуючі та майбутні можливості для генерації, зберігання енергії, секторну інтеграцію, реакцію попиту, а також імпорт і експорт та їхній внесок у гнучку роботу системи;
 - (e) передбачала ймовірний вплив заходів, зазначених у частині 3 статті 20;
 - (f) включала варіанти без існуючих або запланованих механізмів потужності та, де це є застосовним, варіанти з такими механізмами;
 - (g) ґрунтувалася на ринковій моделі з використанням підходу на основі потоків, де це є застосовним;
 - (h) застосовувала ймовірнісні розрахунки;
 - (i) застосовувала єдиний інструмент моделювання;
 - (j) включала щонайменше такі показники, зазначені у статті 25:
 - «очікувана неподана енергія», та
 - «очікування щодо втрати навантаження»;
 - (k) установлювала (розпізнавала) джерела можливих занепокоєнь щодо адекватності (відповідності) ресурсів, зокрема, чи це є мережевим обмеженням, ресурсним обмеженням, чи та тим, і іншим;
 - (l) враховувала реальний розвиток мережі;
 - (m) забезпечувала, щоб національні характеристики генерації, гнучкості попиту та зберігання енергії, наявності первинних ресурсів та рівня взаємоз'єднання належним чином враховувалися.
6. До 05 січня 2020 року, ENTSO для Електроенергії має подати ACER проєкт методики для розрахунку:
- (a) цінності втраченого навантаження;
 - (b) вартості нового входження для генерації або реакції попиту; та
 - (c) стандарту надійності, зазначеного у статті 25.

Методика має ґрунтуватися на прозорих, об'єктивних та таких, що піддаються перевірці, критеріях.

7. Пропозиції відповідно до частин 3 та 6 стосовно проєкту методики, сценаріїв, показників чутливості та припущень, на яких вони ґрунтуються, а також результати Європейської оцінки адекватності (відповідності) ресурсів відповідно до частини 4 мають підлягати попереднім консультаціям з державами-членами, Координаційною групою з питань електроенергії та відповідними зацікавленими сторонами та схваленню ACER відповідно до процедури, викладеної в статті 27.

*Стаття 24***Національні оцінки адекватності (відповідності) ресурсів**

1. Національні оцінки адекватності (відповідності) ресурсів мають мати регіональний масштаб і мають ґрунтуватися на методиці, зазначеній у частині 3 статті 23, зокрема в пунктах (b)–(m) частини 5 статті 23.

Національні оцінки адекватності (відповідності) ресурсів мають містити референтні (типові) центральні сценарії, зазначені в пункті (b) частини 5 статті 23.

Національні оцінки адекватності (відповідності) ресурсів можуть враховувати додаткові показники чутливості до явищ, що зазначені в пункті (b) частини 5 статті 23. У таких випадках національні оцінки адекватності (відповідності) ресурсів можуть:

- (a) робити припущення з урахуванням особливостей національного попиту і пропозиції на електроенергію;
- (b) використовувати інструменти та сумісні свіжі дані, які доповнюють ті, що використовуються ENTSO для Електроенергії для Європейської оцінки адекватності (відповідності) ресурсів.

Крім того, національні оцінки адекватності (відповідності) ресурсів, оцінюючи внесок постачальників потужності, розташованих в іншій державі-члені, в безпеку постачання зон торгів, які вони охоплюють, мають використовувати методику, передбачену в пункті (a) частини 11 статті 26.

2. Національні оцінки адекватності (відповідності) ресурсів і, у випадках, де це є застосовним, Європейська оцінка адекватності (відповідності) ресурсів та висновок ACER відповідно до частини 3 мають робитися загальнодоступними.

3. У тих випадках, де національна оцінка адекватності (відповідності) ресурсів установлює (розпізнає) занепокоєння щодо адекватності (відповідності) стосовно зони торгів, яке не було встановлено (розпізнано) в Європейській оцінці адекватності (відповідності) ресурсів, національна оцінка адекватності (відповідності) ресурсів має включати пояснення розбіжностей між двома оцінками адекватності (відповідності) ресурсів, включаючи подробиці про використані показники чутливості та основоположні припущення. Держави-члени мають оприлюднити таку оцінку та подати її до ACER.

Протягом двох місяців з дати отримання звіту, ACER має надати висновок про те, чи є розбіжності між національною оцінкою адекватності (відповідності) ресурсів та Європейською оцінкою адекватності (відповідності) ресурсів виправданими.

Орган, який є відповідальним за національну оцінку адекватності (відповідності) ресурсів, має належним чином врахувати висновок ACER і, у випадках, де це є необхідним, має внести зміни до своєї оцінки. У тих випадках, де він приймає рішення не брати до уваги повною мірою висновок ACER, орган, який є відповідальним за національну оцінку адекватності (відповідності) ресурсів, має оприлюднити звіт із докладним обґрунтуванням.

*Стаття 25***Стандарт надійності**

1. Під час застосування механізмів потужності держави-члени мають мати в наявності стандарт надійності. Стандарт надійності має вказувати на необхідний рівень безпеки постачання держави-члена у прозорий спосіб. У випадку транскордонних зон торгів, такі стандарти надійності мають встановлюватися спільно відповідними органами.
2. Стандарт надійності має встановлюватися державою-членом або компетентним органом, призначеним державою-членом, за пропозицією регуляторного органу. Стандарт надійності має ґрунтуватися на методиці, викладеній у частині 6 статті 23.
3. Стандарт надійності має розраховуватися з використанням принаймні цінності втраченого навантаження та вартості нового входження протягом певної часової рамки та має виражатися як «очікувана неподана енергія» та «очікування щодо втрати навантаження».
4. Під час застосування механізмів потужності параметри, що визначають обсяг потужності, що закуповується в рамках механізму потужності, має схвалюватися державою-членом або компетентним органом, призначеним державою-членом, на підставі пропозиції регуляторного органу.

*Стаття 26***Транскордонна участь у механізмах потужності**

1. Механізми потужності, крім стратегічних резервів, та у випадках, де це технічно доцільно, стратегічні резерви мають бути відкритими для прямої транскордонної участі постачальників потужності, розташованих в іншій державі-члені, за дотримання умов, викладених у цій статті.
 2. Держави-члени мають забезпечити, щоб іноземна потужність, що є здатною забезпечити технічну продуктивність еквівалентну вітчизняним потужностям, мала можливість брати участь у тому самому конкурентному процесі, що і вітчизняна потужність. У випадку механізмів потужності в дії станом на 04 липня 2019 року, держави-члени можуть дозволити взаємоз'єднанням брати участь безпосередньо у тому самому конкурентному процесі, що й іноземна потужність, протягом максимум чотирьох років з 04 липня 2019 року або двох років після дати схвалення методик, зазначених у частині 11, залежно від того, що з цього настане раніше.
- Держави-члени можуть вимагати, щоб іноземна потужність була розташована в державі-члені, яка має пряме з'єднання мережі з державою-членом, що застосовує цей механізм.
3. Держави-члени не повинні перешкоджати участі потужності, яка розташована на їхній території, в механізмах потужності інших держав-членів.
 4. Транскордонна участь у механізмах потужності не повинна змінювати, модифікувати або іншим чином впливати на міжзональні графіки або фізичні потоки між державами-членами. Такі графіки та потоки мають визначатися виключно за результатом розподілу пропускної здатності відповідно до статті 16.
 5. Постачальники потужності мають мати змогу брати участь у більш ніж одному механізмі потужності.

У тих випадках, де постачальники потужності беруть участь у більш ніж одному механізмі потужності для того самого періоду доставлення, вони мають брати участь аж до очікуваної доступності взаємоз'єднання та ймовірного збігу системного стресу між системою, де застосовується механізм, та системою, в якій розташована іноземна потужність, відповідно до методики, зазначеної в пункті (а) частини 11.

6. Від постачальників потужності має вимагатися здійснення платежів за недоступність у тих випадках, де їхня потужність є недоступною.

У тих випадках, де постачальники потужності беруть участь у більш ніж одному механізмі потужності для того самого періоду доставлення, від них має вимагатися здійснення множинних платежів за недоступність у тих випадках, де вони не в змозі виконати множинні зобов'язання.

7. З метою надання рекомендації операторам систем передачі, регіональні координаційні центри, створені відповідно до статті 35, мають розраховувати на щорічній основі максимальну пропускну здатність на вхід, доступну для участі іноземної потужності. Такий розрахунок має враховувати очікувану доступність взаємоз'єднання та ймовірний збіг системного стресу в системі, де застосовується механізм, та системі, в якій розташована іноземна потужність. Такий розрахунок має вимагатися для кожної межі зони торгів.

Оператори систем передачі мають встановлювати максимальну пропускну здатність на вхід, доступну для участі іноземної потужності, на основі рекомендації регіонального координаційного центру на щорічній основі.

8. Держави-члени мають забезпечити, щоб пропускну здатність на вхід, зазначена в частині 7, розподілялася між прийнятними постачальниками потужності у прозорий, недискримінаційний та ринковий спосіб.

9. У тих випадках, де механізми потужності дозволяють транскордонну участь у двох сусідніх державах-членах, будь-які доходи, що виникають через розподіл, зазначений в частині 8, мають нараховуватися операторам систем передачі, яких це стосується, та мають поділятися поміж ними відповідно до методики, зазначеної в пункті (b) частини 11 цієї статті, або відповідно до спільної методики, схваленої обома відповідними регуляторними органами. Якщо сусідня держава-член не застосовує механізм потужності або застосовує механізм потужності, який не є відкритим для транскордонної участі, частка доходів має бути схвалена компетентним національним органом держави-члена, в якій впроваджений механізм потужності, після запиту висновку регуляторних органів сусідніх держав-членів. Оператори систем передачі мають використовувати такі доходи на цілі, викладені у частині 2 статті 19.

10. Оператор системи передачі, де розташована іноземна потужність, має:

- (a) встановити, чи можуть зацікавлені постачальники потужності забезпечити технічну продуктивність, що вимагається механізмом потужності, в якому постачальник потужності має намір брати участь, та зареєструвати цього постачальника потужності як прийнятного постачальника потужності в реєстрі, створеному з цієї метою;
- (b) виконувати перевірки доступності;

- (с) повідомляти оператора системи передачі в державі-члені, що застосовує механізм потужності, про інформацію, отриману ним відповідно до пунктів (а) і (b) цього абзацу та другого абзацу.

Відповідний постачальник потужності має повідомити оператора системи передачі про свою участь в іноземному механізмі потужності без затримки.

11. До 05 липня 2020 року ENTSO для Електроенергії має подати до ACER:

- (а) методику розрахунку максимальної пропускної здатності на вхід для транскордонної участі, зазначеної в частині 7;
- (b) методику розподілу доходів, зазначену в частині 9;
- (с) спільні правила для виконання перевірок доступності, зазначених у пункті (b) частини 10;
- (d) загальні правила визначення строків, коли платіж за недоступність належить до сплати;
- (е) умови роботи реєстру, зазначеного в пункті (а) частини 10;
- (f) загальні правила для встановлення (визначення) потужності, прийнятої для участі у механізмі потужності, зазначеної в пункті (а) частини 10.

Пропозиція має підлягати попередній консультації з ACER та схваленню ним відповідно до статті 27.

12. Регуляторні органи, яких це стосується, мають перевіряти, чи були потужності розраховані відповідно до методики, зазначеної в пункті (а) частини 11.

13. Регуляторні органи мають забезпечити, щоб транскордонна участь у механізмах потужності була організована в ефективний та недискримінаційний спосіб. Вони мають, зокрема, передбачити адекватні адміністративні механізми для примусового стягнення платежів за недоступність крізь кордони.

14. Обсяги пропускної здатності, розподілені відповідно до частини 8, мають бути здатними передаватися поміж прийнятними постачальниками потужності. Прийнятні постачальники потужності мають повідомляти реєстр, зазначений у пункті (а) частини 10, про будь-яку таку передачу.

15. До 05 липня 2021 року ENTSO для Електроенергії має створити та привести в дію реєстр, зазначений в пункті (а) частини 10. Реєстр має бути відкритим для всіх прийнятних постачальників потужності, систем, що впроваджують механізми потужності, та їхніх операторів систем передачі.

Стаття 27

Процедура схвалення

1. У тих випадках, де зроблено посилання на цю статтю, процедура, викладена в частинах 2, 3 та 4, має застосовуватися до схвалення пропозицій, поданих від ENTSO для Електроенергії.

2. Перед поданням пропозиції, ENTSO для Електроенергії має провести консультацію з залученням всіх відповідних зацікавлених сторін, включно з регуляторними органами та іншими національними органами. Вона має належним чином врахувати результати такої консультації у своїй пропозиції.
3. Протягом трьох місяців з дати отримання пропозиції, зазначеної в частині 1, ACER має або схвалити її, або внести до неї зміни. В останньому випадку, ACER має проконсультуватися з ENTSO для Електроенергії перед схваленням пропозиції зі змінами. ACER має оприлюднити схвалену пропозицію на своєму вебсайті протягом трьох місяців з дати отримання запропонованих документів.
4. ACER може вимагати змін до схваленої пропозиції в будь-який час. Протягом шести місяців з дати отримання такої вимоги, ENTSO для Електроенергії має подати проєкт запропонованих змін до ACER. Протягом трьох місяців з дати отримання проєкту, ACER має внести зміни або схвалити зміни та оприлюднити такі зміни на своєму вебсайті.

ГЛАВА V

ЕКСПЛУАТАЦІЯ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧІ

Стаття 28

Європейська мережа операторів систем передачі для електроенергії

1. Оператори систем передачі мають взаємодіяти на рівні Союзу через Європейську мережу операторів систем передачі (ENTSO) для Електроенергії для того, щоб сприяти завершенню формування та функціонуванню внутрішнього ринку електроенергії та міжзональної торгівлі, та щоб забезпечувати оптимальне управління, координовану експлуатацію та сталу технічну еволюцію Європейської мережі передачі електроенергії
2. Під час виконання своїх функцій відповідно до законодавства Союзу, ENTSO для Електроенергії має діяти з метою створення добре функціонуючого та інтегрованого внутрішнього ринку електроенергії та має робити внесок в ефективне та стале досягнення цілей, викладених у рамці політики щодо клімату та енергії, що охоплює період з 2020 по 2030 роки, зокрема, шляхом сприяння ефективній інтеграції електроенергії, що генерується з відновлюваних джерел енергії, та підвищенню енергоефективності, підтримуючи при цьому безпеку системи. ENTSO для Електроенергії має бути оснащена адекватними людськими та фінансовими ресурсами для виконання своїх обов'язків.

Стаття 29

ENTSO для Електроенергії

1. Оператори систем передачі електроенергії мають подавати до Комісії та до ACER будь-які проєкти змін до статуту, переліку учасників або регламенту ENTSO для Електроенергії.
2. Протягом двох місяців після отримання проєкту змін до статуту, переліку учасників або регламенту, ACER, після консультацій з організаціями, що представляють всі зацікавлені

сторони, зокрема, користувачів систем, включно зі споживачами, має надати Комісії висновок щодо цих проєктів змін до статуту, переліку учасників або регламенту.

3. Комісія має випустити висновок щодо проєкту змін до статуту, переліку учасників або регламенту з урахуванням висновку ACER, передбаченого в частині 2, та протягом трьох місяців після отримання висновку ACER.

4. Протягом трьох місяців після отримання позитивного висновку Комісії, оператори систем передачі мають прийняти та оприлюднити статут або регламент зі змінами.

5. Документи, зазначені в частині 1, мають бути подані до Комісії та до ACER у тих випадках, де до них вносяться зміни або на обґрунтований запит Комісії та ACER. Комісія та ACER мають випустити висновок відповідно до частин 2, 3 та 4.

Стаття 30

Завдання ENTSO для Електроенергії

1. ENTSO для Електроенергії має:
 - (a) розробляти мережеві кодекси в областях, викладених у частинах 1 та 2 статті 59, з метою досягнення цілей, викладених у статті 28;
 - (b) приймати та оприлюднювати незобов'язуючий десятирічний план розвитку мереж у масштабах Союзу («План розвитку мереж у масштабах Союзу»), раз на два роки;
 - (c) готувати та приймати пропозиції, пов'язані з Європейською оцінкою адекватності (відповідності) ресурсів відповідно до статті 23, а також пропозиції щодо технічних специфікацій для транскордонної участі в механізмах потужності відповідно до частини 11 статті 26;
 - (d) приймати рекомендації стосовно координації технічної взаємодії між операторами систем передачі Союзу та третіх країн;
 - (e) приймати рамку для взаємодії та координації між регіональними координаційними центрами;
 - (f) приймати пропозицію, що визначає регіон експлуатації системи відповідно до статті 36;
 - (g) взаємодіяти з операторами систем розподілу та організацією EU DSO;
 - (h) сприяти цифровізації мереж передачі, включно з розгортанням розумних мереж, ефективним збором даних в реальному часі та системами інтелектуального обліку;
 - (i) приймати спільні інструменти експлуатації мереж для забезпечення координації експлуатації мереж в нормальних умовах та умовах надзвичайної ситуації, включно зі спільною шкалою класифікації інцидентів, та плани досліджень, включно з розгортанням таких планів через ефективну програму досліджень. Такі інструменти мають вказувати, серед іншого:
 - (i) інформацію, в тому числі належну інформацію «на добу наперед», «всередині доби» та в реальному часі, що є корисною для покращення

операційної координації, а також оптимальну частоту збору та спільне використання такої інформації;

- (ii) технологічну платформу для обміну інформацією в реальному часі та, у належних випадках, технологічні платформи для збору, опрацювання та передачі іншої інформації, зазначеної в пункті (i), а також для імплементації процедур, здатних покращити операційну координацію між операторами систем передачі, з метою того, з тим, щоб така координація стала загальною в масштабах Союзу;
 - (iii) яким чином оператори систем передачі робитимуть доступною операційну інформацію для інших операторів систем передачі або будь-якого суб'єкта, належним чином уповноваженого надавати їм підтримку для досягнення операційної координації, а також для ACER; та
 - (iv) щоб оператори систем передачі призначили контактну особу, відповідальну за надання відповідей на запити від інших операторів систем передачі або від будь-якого суб'єкта, належним чином уповноваженого, як зазначено в пункті (iii), або від ACER стосовно такої інформації;
- (j) приймати річну програму роботи;
 - (k) робити внесок у встановлення вимог щодо операційної сумісності та недискримінаційних і прозорих процедур для отримання доступу до даних, як це передбачено статтею 24 Директиви (ЄС) 2019/944;
 - (l) приймати річний звіт;
 - (m) виконувати та приймати сезонні оцінки адекватності (відповідності) відповідно до частини 2 статті 9 Регламенту (ЄС) 2019/941;
 - (n) сприяти кібербезпеці та захисту даних у взаємодії з відповідними органами та регульованими суб'єктами;
 - (o) враховувати розвиток реакції попиту під час виконання своїх завдань.

2. ENTSO для Електроенергії має звітувати перед ACER про недоліки, що були встановлені (розпізнані) стосовно створення та діяльності регіональних координаційних центрів.

3. ENTSO для Електроенергії має оприлюднювати протоколи своїх засідань асамблеї, засідань правління і засідань комітетів та надавати громадськості регулярну інформацію про свої ухвалення рішень та діяльність.

4. Річна програма роботи, зазначена в пункті (j) частини 1, має містити перелік та опис мережних кодексів, що мають бути підготовлені, план щодо координації експлуатації мережі та діяльність з досліджень та розробок, які мають бути реалізовані в цьому році, а також орієнтовний календар.

5. ENTSO для Електроенергії має надавати ACER інформацію, яка потрібна ACER для виконання своїх завдань відповідно до частини 1 статті 32. Для того, щоб уможливити виконання ENTSO для Електроенергії такої вимоги, оператори систем передачі мають надавати ENTSO для Електроенергії потрібну інформацію.

6. На запит Комісії, ENTSO для Електроенергії має надавати Комісії свої думки щодо прийняття настанов, як встановлено у статті 61.

Стаття 31

Консультації

1. Під час підготовки пропозицій відповідно до завдань, зазначених у частині 1 статті 30, ENTSO для Електроенергії має проводити широкий процес консультацій. Процес консультацій має бути структурований таким чином, щоб уможливити врахування коментарів зацікавлених сторін до остаточного прийняття пропозиції, та у відкритий і прозорий спосіб, із залученням всіх відповідних зацікавлених сторін, і, зокрема, організацій, що представляють такі зацікавлені сторони, відповідно до регламенту, зазначеного у статті 29. Така консультація також має залучати регуляторні органи та інші національні органи, підприємства з постачання та генерації, користувачів систем, включно зі споживачами, операторів систем розподілу, включно з відповідними галузевими асоціаціями, технічні органи та платформи зацікавлених сторін. Вона має бути спрямована на встановлення (з'ясування) думок та пропозицій усіх відповідних сторін протягом процесу прийняття рішень.

2. Усі документи та протоколи зустрічей, пов'язані з консультаціями, зазначеними в частині 1, мають бути оприлюднені.

3. Перед прийняттям пропозицій, зазначених у частині 1 статті 30, ENTSO для Електроенергії має вказати, яким чином зауваження, отримані протягом консультації, були взяті до уваги. Вона має навести причини у тих випадках, де зауваження не були враховані.

Стаття 32

Моніторинг з боку ACER

1. ACER має здійснювати моніторинг виконання завдань ENTSO для Електроенергії, зазначених у частинах 1, 2 та 3 статті 30, та звітувати про свої висновки перед Комісією.

ACER має здійснювати моніторинг імплементації ENTSO для Електроенергії мережових кодексів, розроблених відповідно до статті 59. У тих випадках, де ENTSO для Електроенергії не вдалося імплементувати такі мережові кодекси, ACER має вимагати від ENTSO для Електроенергії надати належним чином обґрунтоване пояснення щодо того, чому їй не вдалося цього зробити. ACER має поінформувати Комісію про таке пояснення та надати свій висновок щодо нього.

ACER має здійснювати моніторинг та аналіз імплементації мережових кодексів та настанов, прийнятих Комісією, як встановлено в частині 1 статті 58, та їхнього ефекту стосовно до гармонізації застосованих правил, спрямованих на сприяння ринковій інтеграції, а також стосовно до недискримінації, ефективної конкуренції та ефективного функціонування ринку, та звітувати перед Комісією.

2. ENTSO для Електроенергії має подавати проєкт Плану розвитку мереж у масштабах Союзу, проєкт річної програми роботи, включно з інформацією про процес консультацій, та інші документи, зазначені у частині 1 статті 30, на розгляд ACER для отримання його висновку.

У тих випадках, де воно вважає, що проєкт річної програми роботи або проєкт Плану розвитку мереж у масштабах Союзу, поданий від ENTSO для Електроенергії, не сприяє недискримінації, ефективній конкуренції, ефективному функціонуванню ринку або достатньому рівню транскордонного взаємоз'єднання, відкритого до доступу для третіх сторін, ACER має надати належним чином обґрунтований висновок, а також рекомендації ENTSO для Електроенергії та Комісії впродовж двох місяців з дати подання.

Стаття 33

Витрати

Витрати, пов'язані з напрямками діяльності ENTSO для Електроенергії, зазначеними у статтях 28-32 та 58-61 цього Регламенту, а також у статті 11 Регламенту (ЄС) № 347/2013 Європейського Парламенту і Ради⁽⁷⁾, мають нести оператори систем передачі та вони мають враховуватися під час розрахунку тарифів. Регуляторні органи мають схвалювати такі витрати, тільки якщо вони є резонними та належними.

Стаття 34

Регіональна взаємодія операторів систем передачі

1. Оператори систем передачі мають встановити регіональну взаємодію в межах ENTSO для Електроенергії, яка робитиме внески у напрямки діяльності, зазначені у частинах 1, 2 та 3 статті 30. Зокрема, вони мають оприлюднювати регіональний інвестиційний план кожні два роки та можуть приймати інвестиційні рішення на основі такого регіонального інвестиційного плану. ENTSO для Електроенергії має сприяти взаємодії між операторами систем передачі на регіональному рівні, забезпечуючи операційну сумісність, комунікацію та моніторинг регіональної продуктивності у тих областях, які ще не були гармонізовані на рівні Союзу.
2. Оператори систем передачі мають сприяти операційним домовленостям задля забезпечення оптимального управління мережею, а також мають сприяти розвитку обмінів енергією, координованому розподілу транскордонної пропускної здатності через недискримінаційні ринкові рішення, приділяючи належну увагу особливим заслугам неявних аукціонів для короткострокових розподілів, а також інтеграції механізмів енергії балансування та резерву.
3. З метою досягнення цілей, визначених у частинах 1 та 2, географічна область, що охоплюється кожною структурою регіональної взаємодії, може бути встановлена Комісією з урахуванням існуючих структур регіональної взаємодії. Кожна держава-член може сприяти взаємодії в більш ніж одній географічній області.

Комісія наділена повноваженнями приймати делеговані акти відповідно до статті 68, що доповнюють цей Регламент, встановлюючи географічну область, яка охоплюється кожною

⁽⁷⁾ Регламент (ЄС) № 347/2013 Європейського Парламенту і Ради від 17 квітня 2013 року про настанови щодо транс'європейської енергетичної інфраструктури та такий, що скасовує Рішення № 1364/2006/ЄС та вносить зміни до Регламентів (ЄС) № 713/2009, (ЄС) № 714/2009 і (ЄС) № 715/2009 (Офіційний вісник, L 115, 25.04.2013, с. 39).

структурою регіональної взаємодії. З цією метою, Комісія має проконсультуватися з регуляторними органами, ACER та ENTSO для Електроенергії.

Делеговані акти, зазначені в цій частині, мають бути без шкоди чи обмеження для положень статті 36.

Стаття 35

Створення та місія регіональних координаційних центрів

1. До 05 липня 2020 року, всі оператори систем передачі регіону експлуатації системи мають подати пропозицію про створення регіональних координаційних центрів до регуляторних органів, яких це стосується, відповідно до критеріїв, викладених у цій Главі.

Регуляторні органи регіону експлуатації системи мають переглянути та схвалити пропозицію.

Пропозиція має принаймні включати такі елементи:

- (a) державу-члена передбачуваного місцезнаходження регіональних координаційних центрів та операторів систем передачі, що беруть участь;
- (b) організаційні, фінансові та операційні механізми, необхідні для забезпечення ефективної, безпечної та надійної роботи взаємоз'єднаної системи передачі;
- (c) план імплементації для введення в дію регіональних координаційних центрів;
- (d) статuti та регламенти регіональних координаційних центрів;
- (e) опис процесів взаємодії відповідно до статті 38;
- (f) опис механізмів стосовно юридичної відповідальності регіональних координаційних центрів відповідно до статті 47;
- (g) у тих випадках, де два регіональні координаційні центри підтримуються на ротаційній основі відповідно до частини 2 статті 36, опис механізмів із надання чіткого кола відповідальності таким регіональним координаційним центрам та процедур щодо виконання їхніх завдань.

2. Після схвалення регуляторними органами пропозиції, зазначеної в частині 1, регіональні координаційні центри мають замінити регіональних координаторів безпеки, створених відповідно до настанови щодо експлуатації системи, прийнятої на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009, та мають почати діяти до 01 липня 2022 року.

3. Регіональні координаційні центри мають мати правову форму, зазначену в Додатку II до Директиви (ЄС) 2017/1132 Європейського Парламенту і Ради⁽⁸⁾.

⁽⁸⁾ Директива 2017/1132 Європейського Парламенту і Ради (ЄС) від 14 червня 2017 року щодо деяких аспектів корпоративного права (Офіційний вісник, L 169, 30.6.2017, с. 46).

4. Під час виконання своїх завдань відповідно до законодавства Союзу, регіональні координаційні центри мають діяти незалежно від окремих національних інтересів та незалежно від інтересів операторів систем передачі.

5. Регіональні координаційні центри мають доповнювати роль операторів систем передачі, виконуючи завдання регіонального значення, покладені на них відповідно до статті 37. Оператори систем передачі мають бути відповідальними за управління потоками електроенергії та забезпечення безпечної, надійної та ефективної електричної системи відповідно до пункту (d) частини 1 статті 40 Директиви (ЄС) 2019/944.

Стаття 36

Сфера географічного охоплення регіональних координаційних центрів

1. До 05 січня 2020 року ENTSO для Електроенергії має подати ACER пропозицію із зазначенням того, які оператори систем передачі, зони торгів, межі зон торгів, регіони розрахунку пропускної здатності та регіони координації перерв у енергопостачанні охоплюватимуться кожним з регіонів експлуатації системи. Пропозиція має враховувати топологію мережі, в тому числі ступінь взаємоз'єднання та взаємозалежності електричної системи з точки зору потоків, а також розмір регіону, який має охоплювати принаймні один регіон розрахунку пропускної здатності.

2. Оператори систем передачі в регіоні експлуатації системи мають брати участь у роботі регіонального координаційного центру, створеного в такому регіоні. У виняткових обставинах, де область регулювання оператора системи передачі є частиною різних синхронних областей, оператор системи передачі може брати участь у двох регіональних координаційних центрах. Для меж зони торгів, суміжних з регіонами експлуатації системи, пропозиція, зазначена в частині 1, має визначати, яким чином має відбуватися координація між регіональними координаційними центрами для таких меж. Для синхронної області Континентальної Європи, де діяльність двох регіональних координаційних центрів може перетинатися в регіоні експлуатації системи, оператори систем передачі такого регіону експлуатації системи мають прийняти рішення про те, щоб або призначити єдиний регіональний координаційний центр в цьому регіоні, або щоб два регіональних координаційних центри виконували деякі або всі завдання регіонального значення в усьому регіоні експлуатації системи на ротаційній основі, в той час, як інші завдання виконувалися єдиним призначеним регіональним координаційним центром.

3. Протягом трьох місяців від отримання пропозиції, зазначеної в частині 1, ACER має або схвалити пропозицію, що визначає регіони експлуатації системи, або запропонувати зміни. В останньому випадку, ACER має проконсультуватися з ENTSO для Електроенергії перед прийняттям змін. Прийнята пропозиція має бути оприлюднена на вебсайті ACER.

4. Відповідні оператори систем передачі можуть подати пропозицію до ACER щодо зміни регіонів експлуатації системи, визначених відповідно до частини 1. Має застосовуватись процес, викладений в частині 3.

Стаття 37

Завдання регіональних координаційних центрів

1. Кожен регіональний координаційний центр має виконувати принаймні всі наведені нижче завдання регіонального значення в усьому регіоні експлуатації системи, де він створений:

-
- (a) виконання координованого розрахунку пропускної здатності відповідно до методик, розроблених згідно з настановою щодо розподілу пропускної здатності та управління перевантаженнями, прийнятою на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009;
 - (b) виконання координованого аналізу безпеки відповідно до методик, розроблених згідно з настановою щодо експлуатації системи, прийнятою на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009;
 - (c) створення спільних моделей мережі відповідно до методики та процедур, розроблених згідно з настановою щодо експлуатації системи, ухваленою на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009;
 - (d) підтримка оцінки узгодженості планів захисту та планів відновлення операторів систем передачі відповідно до процедури, викладеної в мережевому кодексі щодо надзвичайних ситуацій та відновлення, прийнятому на основі частини 11 статті 6 Регламенту (ЄС) № 714/2009;
 - (e) виконання регіональних прогнозів адекватності (відповідності) системи від «на тиждень наперед» до принаймні «на добу наперед» та підготовка дій зі зниження ризиків відповідно до методики, викладеної в статті 8 Регламенту (ЄС) 2019/941, та процедур, викладених у настанові щодо експлуатації системи, прийнятій на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009;
 - (f) виконання регіональної координації планування перерв у енергопостачанні відповідно до процедур та методик, викладених у настанові щодо експлуатації системи, прийнятій на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009;
 - (g) навчання та сертифікація персоналу, що працює на регіональні координаційні центри;
 - (h) підтримка координації та оптимізації регіонального відновлення на запит операторів систем передачі;
 - (i) виконання аналізу та звітування за фактом експлуатації та за фактами порушень у роботі;
 - (j) регіональне визначення обсягів потужності резерву;
 - (k) сприяння регіональним закупівлям потужності балансування;
 - (l) підтримка операторів систем передачі, на їхній запит, в оптимізації розрахунків між операторами систем передачі;
 - (m) виконання завдань, пов'язаних з встановленням (розпізнаванням) сценаріїв регіональних криз у секторі електроенергії, якщо та тією мірою, якою вони делеговані регіональним координаційним центрам відповідно до частини 1 статті 6 Регламенту (ЄС) 2019/941;
 - (n) виконання завдань, пов'язаних з сезонними оцінками адекватності (відповідності), якщо та тією мірою, якою вони делеговані регіональним координаційним центрам відповідно до частини 2 статті 9 Регламенту (ЄС) 2019/941;

- (о) розрахунок значення максимальної пропускної здатності на вхід, доступної для участі іноземної потужності в механізмах потужності, з метою видання рекомендації відповідно до частини 7 статті 26;
- (р) виконання завдань, пов'язаних з підтримкою операторів систем передачі у визначенні потреб у новій пропускній здатності, у модернізації існуючої пропускної здатності передачі або їхніх альтернатив, які мають подаватися до регіональних груп, створених відповідно до Регламенту (ЄС) № 347/2013, і включатися в десятирічний план розвитку мережі, зазначений у статті 51 Директиви (ЄС) 2019/944.

Завдання, зазначені в першому абзаці, викладені у більших подробицях в Додатку I.

2. На підставі пропозиції Комісії або держави-члена, Комітет, створений відповідно до статті 68 Директиви (ЄС) 2019/944, має видати висновок щодо призначення регіональним координаційним центрам нових консультативних завдань. У тих випадках, де такий Комітет видає позитивний висновок щодо призначення нових консультативних завдань, регіональні координаційні центри мають виконувати такі завдання на основі пропозиції, розробленої ENTSO для Електроенергії та схваленої ACER відповідно до процедури, викладеної в статті 27.
3. Оператори систем передачі мають надавати своїм регіональним координаційним центрам інформацію, необхідну для виконання їхніх завдань.
4. Регіональні координаційні центри мають надавати операторам систем передачі регіону експлуатації системи всю інформацію, необхідну для імплементації координованих дій та рекомендацій, виданих регіональними координаційними центрами.
5. Для завдань, викладених у цій статті, на які ще не поширюються відповідні мережеві кодекси або настанови, ENTSO для Електроенергії має розробити пропозицію відповідно до процедури, викладеної в статті 27. Регіональні координаційні центри мають виконувати такі завдання на основі пропозиції після її схвалення ACER.

Стаття 38

Взаємодія в межах регіональних координаційних центрів та між ними

Повсякденна координація в межах регіональних координаційних центрів та між ними має управлятися через процеси взаємодії між операторами систем передачі регіону, включно з механізмами координації між регіональними координаційними центрами, у відповідних випадках. Процес взаємодії має ґрунтуватися на:

- (а) робочих механізмах для вирішення аспектів планування та експлуатації, пов'язаних з завданнями, зазначеними у статті 37;
- (b) процедурі спільного використання аналізу та консультування щодо пропозицій регіональних координаційних центрів з операторами систем передачі в регіоні експлуатації системи та відповідними зацікавленими сторонами та з іншими регіональними координаційними центрами, в ефективний та інклюзивний спосіб, під час реалізації операційних обов'язків та завдань відповідно до статті 40;
- (с) процедурі прийняття координованих дій та рекомендацій відповідно до статті 42.

*Стаття 39***Робочі механізми**

1. Регіональні координаційні центри мають розробити робочі механізми, які є ефективними, інклюзивними, прозорими та полегшують консенсус, з метою вирішення аспектів планування та експлуатації, пов'язаних із завданнями, що мають виконуватися, враховуючи, зокрема, специфічності та вимоги цих завдань, як зазначено в Додатку I. Регіональні координаційні центри мають також розробити процес для перегляду таких робочих механізмів.
2. Регіональні координаційні центри мають забезпечити, щоб робочі механізми, зазначені в частині 1, містили правила для повідомлення сторін, яких це стосується.

*Стаття 40***Процедура консультацій**

1. Регіональні координаційні центри мають розробити процедуру для організації, під час реалізації своїх щоденних операційних обов'язків та завдань, належних і регулярних консультацій з операторами систем передачі в регіоні експлуатації системи, іншими регіональними координаційними центрами та з відповідними зацікавленими сторонами. З метою забезпечення того, щоб могли вирішуватися регуляторні питання, за потреби мають залучатися регуляторні органи.
2. Регіональні координаційні центри мають консультуватися з державами-членами в регіоні експлуатації системи та, у тих випадках, де існує регіональний форум, з їхніми регіональними форумами з питань, що мають політичне значення, за винятком повсякденної діяльності регіональних координаційних центрів та імплементації їхніх завдань. Регіональні координаційні центри мають належним чином враховувати рекомендації держав-членів та, де це є застосовним, їхніх регіональних форумів.

*Стаття 41***Прозорість**

1. Регіональні координаційні центри мають розробити процес для залучення зацікавлених сторін та мають організовувати регулярні зустрічі із зацікавленими сторонами для того, щоб обговорити питання, пов'язані з ефективною, безпечною та надійною експлуатацією взаємоз'єднаної системи, та щоб встановити (з'ясувати) недоліки та запропонувати покращення.
2. ENTSO для Електроенергії та регіональні координаційні центри мають працювати за умов повної прозорості щодо зацікавлених сторін та широкої громадськості. Вони мають публікувати всю відповідну документацію на своїх відповідних вебсайтах.

*Стаття 42***Прийняття та перегляд координованих дій та рекомендацій**

1. Оператори систем передачі в регіоні експлуатації системи мають розробити процедуру для прийняття та перегляду координованих дій та рекомендацій, що

видаватимуться регіональними координаційними центрами, відповідно до критеріїв, викладених у частинах 2, 3 та 4.

2. Регіональні координаційні центри мають видавати координовані дії операторам систем передачі у зв'язку з завданнями, зазначеними у пунктах (а) та (б) частини 1 статті 37. Оператори систем передачі мають імплементувати координовані дії, за винятком випадків, де імплементация координованих дій призвела б до порушення обмежень операційної безпеки, визначених кожним оператором системи передачі відповідно до настанови щодо експлуатації системи, прийнятої на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009.

У тих випадках, де оператор системи передачі приймає рішення не імплементувати координовані дії з причин, викладених у цій частині, він має в прозорий спосіб прозвітувати про докладні причини регіональному координаційному центру та операторам систем передачі регіону експлуатації системи без невинновданої затримки. У таких випадках, регіональний координаційний центр має оцінити вплив такого рішення на інших операторів систем передачі регіону експлуатації системи та може запропонувати інший набір координованих дій з дотриманням процедури, викладеної в частині 1.

3. Регіональні координаційні центри мають видавати рекомендації операторам систем передачі у зв'язку з завданнями, переліченими у пунктах (с)–(р) частини 1 статті 37 або призначеними відповідно до частини 2 статті 37.

У тих випадках, де оператор системи передачі приймає рішення відступити від рекомендації, зазначеної в частині 1, він має подати виправдання для свого рішення до регіональних координаційних центрів та до інших операторів систем передачі регіону експлуатації системи без невинновданої затримки.

4. Перегляд координованих дій або рекомендації має викликатися на запит одного або більше операторів систем передачі регіону експлуатації системи. Після перегляду координованих дій або рекомендації, регіональні координаційні центри мають підтвердити або змінити захід.

5. У тих випадках, де координована дія підлягає перегляду відповідно до частини 4 цієї статті, запит на перегляд не повинен призупиняти координовану дію, за винятком випадків, де імплементация координованої дії призвела б до порушення обмежень операційної безпеки, визначених кожним окремим оператором системи передачі відповідно до настанови щодо експлуатації системи, прийнятої на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009.

6. За пропозицією держави-члена або Комісії та після консультації з Комітетом, створеним відповідно до статті 68 Директиви (ЄС) 2019/944, держави-члени в регіоні експлуатації системи можуть спільно прийняти рішення про надання компетенції з видання координованих дій своєму регіональному координаційному центру для одного або більше з завдань, передбачених у пунктах з (с) по (р) частини 1 статті 37 цього Регламенту.

Стаття 43

Керівна рада регіональних координаційних центрів

1. Для того, щоб приймати заходи, пов'язані з їхнім управлінням, та здійснювати моніторинг ефективності їхньої діяльності, регіональні координаційні центри мають утворити керівну раду.

2. Керівна рада має складатися з членів, що представляють всіх операторів систем передачі, які беруть участь у відповідному регіональному координаційному центрі.
3. Керівна рада має бути відповідальною за:
 - (a) розробку проєктів та затвердження статутів та регламентів регіональних координаційних центрів;
 - (b) прийняття та імплементацію рішень щодо організаційної структури;
 - (c) підготовку та схвалення річного бюджету;
 - (d) розробку та схвалення процесів взаємодії відповідно до статті 38.
4. Компетенції керівної ради має виключати такі, що пов'язані з повсякденною діяльністю регіональних координаційних центрів та ефективністю виконання своїх завдань.

Стаття 44

Організаційна структура

1. Оператори систем передачі регіону експлуатації системи мають утворити організаційну структуру регіональних координаційних центрів, яка підтримуватиме безпеку їхніх завдань.

Їхня організаційна структура має визначати:

- (a) повноваження, обов'язки та коло відповідальності персоналу;
- (b) відносини та лінії звітування між різними частинами та процесами організації.

2. Регіональні координаційні центри можуть утворювати регіональні відділення для вирішення субрегіональних специфічностей або утворювати резервні регіональні координаційні центри для ефективної та надійної реалізації своїх завдань у тих випадках, де це виявилося суворо необхідним.

Стаття 45

Обладнання та персонал

Регіональні координаційні центри мають бути обладнані всіма людськими, технічними, матеріальними та фінансовими ресурсами, необхідними для виконання своїх обов'язків відповідно до цього Регламенту та виконання своїх завдань незалежно та неупереджено.

Стаття 46

Моніторинг та звітування

1. Регіональні координаційні центри мають запровадити процес для безперервного моніторингу принаймні:
 - (a) ефективності їхньої операційної діяльності;

- (b) виданих координованих дій та рекомендацій, тією мірою, якою координовані дії та рекомендації були імплементовані операторами систем передачі, та досягнутого результату;
 - (c) ефективності та результативності виконання кожного із завдань, за які вони є відповідальними, та у випадках, де це є застосовним, ротації цих завдань.
2. Регіональні координаційні центри мають вести облік своїх витрат у прозорий спосіб та звітувати про них перед ACER та перед регуляторними органами в регіоні експлуатації системи.
 3. Регіональні координаційні центри мають подавати річний звіт про результати моніторингу, передбаченого в частині 1, та інформацію про ефективність своєї діяльності до ENTSO для Електроенергії, ACER, регуляторних органів в регіоні експлуатації системи та Координаційної групи з питань електроенергії.
 4. Регіональні координаційні центри мають звітувати про будь-які недоліки, виявлені ними в процесі моніторингу відповідно до частини 1, перед ENTSO для Електроенергії, регуляторними органами в регіоні експлуатації системи, ACER та іншими компетентними органами держав-членів, відповідальними за запобігання та управління кризовими ситуаціями. На основі цього звіту, відповідні регуляторні органи регіону експлуатації системи можуть запропонувати заходи для усунення недоліків регіональним координаційним центрам.
 5. Без шкоди чи обмеження для необхідності захисту безпеки та конфіденційності комерційно чутливої інформації, регіональні координаційні центри мають оприлюднювати звіти, зазначені в частинах 3 та 4.

Стаття 47

Юридична відповідальність

У пропозиціях про створення регіональних координаційних центрів відповідно до статті 35, оператори систем передачі в регіоні експлуатації системи мають включати необхідні заходи для покриття юридичної відповідальності, пов'язаної з виконанням завдань регіональних координаційних центрів. Метод, що застосовуватиметься для надання покриття, має враховувати правовий статус регіональних координаційних центрів та рівень комерційного страхового покриття, що є доступним.

Стаття 48

Десятирічний план розвитку мережі

▼ M1

1. План розвитку мереж у масштабах Союзу, зазначений у пункті (b) частини 1 статті 30, має включати моделювання інтегрованої мережі, в тому числі розробку сценаріїв та оцінку стійкості системи. Відповідні вхідні параметри для моделювання, такі як припущення щодо цін на паливо та вуглецеві викиди або встановлення відновлюваних джерел енергії, мають повністю узгоджуватися з Європейською оцінкою адекватності (відповідності) ресурсів, розробленою відповідно до статті 23.

▼ B

План розвитку мереж у масштабах Союзу має, зокрема:

- (a) ґрунтуватися на національних інвестиційних планах, враховуючи регіональні інвестиційні плани, зазначені у частині 1 статті 34 цього Регламенту, та, якщо це доречно, аспекти Союзу щодо планування мережі, викладені у Регламенті (ЄС) № 347/2013; він має підлягати аналізу витрат та вигід з використанням методики, встановленої як це викладено у статті 11 зазначеного Регламенту;
- (b) щодо транскордонних взаємоз'єднань, також ґрунтуватися на резонних потребах різних користувачів систем та інтегрувати довгострокові зобов'язання з боку інвесторів, зазначені у статтях 44 та 51 Директиви (ЄС) 2019/944; та
- (c) встановлювати (розпізнавати) інвестиційні прогалини, зокрема, щодо обсягів транскордонної пропускної здатності.

Стосовно пункту (c) першого абзацу, огляд бар'єрів для збільшення транскордонної пропускної здатності мережі, що виникають через різні процедури чи практики схвалення, може додаватися до Плану розвитку мереж у масштабах Союзу.

2. ACER має надати висновок щодо національних десятирічних планів розвитку мережі для оцінки їхньої узгодженості з Планом розвитку мереж у масштабах Союзу. Якщо ACER встановить (розпізнає) неузгодженості між національним десятирічним планом розвитку мережі та Планом розвитку мереж у масштабах Союзу, воно має рекомендувати внесення змін до національного десятирічного плану розвитку мережі або до Плану розвитку мереж у масштабах Союзу у міру доречності. Якщо такий національний десятирічний план розвитку мережі розробляється відповідно до статті 51 Директиви (ЄС) 2019/944, ACER має рекомендувати, щоб регуляторний орган вніс зміни до національного десятирічного плану розвитку мережі відповідно до частини 7 статті 51 зазначеної Директиви та поінформував про це Комісію.

Стаття 49

Компенсаційний механізм між операторами систем передачі

1. Оператори систем передачі мають отримувати компенсацію за витрати, понесені в результаті розміщення (хостингу) транскордонних потоків електроенергії у своїх мережах.
2. Компенсація, зазначена в частині 1, має виплачуватись операторами національних систем передачі, звідки транскордонні потоки беруть початок, та систем, де такі потоки закінчуються.
3. Компенсаційні виплати мають здійснюватися на регулярній основі стосовно певного періоду у минулому. Коригування виплаченої компенсації за фактом (ex-post) здійснюються, у необхідних випадках, для відображення фактично понесених витрат.

Перший період, за який мають бути здійснені компенсаційні виплати, має визначатися в настановах, зазначених у статті 61.

4. Комісія має приймати делеговані акти відповідно до статті 68, що доповнюють цей Регламент, встановлюючи розміри компенсаційних виплат, що підлягають сплаті.

5. Магнітуда (міра сили) транскордонних потоків, що розміщуються (хостяться), та магнітуда (міра сили) транскордонних потоків, що призначені брати початок або закінчуватися в національних системах передачі, мають визначатися на основі фізичних потоків електроенергії, фактично виміряних протягом певного періоду.

6. Витрати, понесені в результаті розміщення (хостингу) транскордонних потоків, мають встановлюватися на основі перспективних довгострокових усереднених додаткових витрат, враховуючи втрати, інвестиції в нову інфраструктуру та належну пропорцію вартості існуючої інфраструктури тією мірою, якою така інфраструктура використовується для передачі транскордонних потоків, зокрема, враховуючи потребу у гарантуванні безпеки постачання. Під час визначення понесених витрат, мають використовуватися визнані методики стандартизованого розрахунку витрат. Вигоди, які мережа отримує в результаті розміщення (хостингу) транскордонних потоків, мають враховуватися для зменшення отриманої компенсації.

7. Тільки для цілей компенсаційного механізму між операторами систем передачі, у тих випадках, де мережі передачі двох або більше держав-членів формують частину, цілком чи частково, єдиного блоку регулювання, блок регулювання в цілому має вважатися формуючою частиною мережі передачі однієї з держав-членів, якої це стосується, з метою уникнення того, щоб потоки в межах блоків регулювання розглядалися як транскордонні потоки згідно з пунктом (b) частини 2 статті 2 та давали підстави для компенсаційних виплат відповідно до частини 1 цієї статті. Регуляторні органи держав-членів, яких це стосується, можуть приймати рішення щодо того, яка з держав-членів, яких це стосується, має бути такою, формуючою частиною якої вважатиметься блок регулювання в цілому.

Стаття 50

Надання інформації

1. Оператори систем передачі мають запровадити механізми координації та обміну інформацією для гарантування безпеки мереж в контексті управління перевантаженнями.

2. Стандарти безпеки, експлуатації та планування, що використовуються операторами систем передачі, мають бути оприлюднені. Оприлюднена інформація має включати загальну схему для розрахунку сумарної пропускної здатності передачі та запасу надійності передачі на основі електричних та фізичних характеристик мережі. Такі схеми мають підлягати схваленню регуляторними органами.

3. Оператори систем передачі мають оприлюднювати оцінки доступної пропускної здатності передачі для кожної доби, із зазначенням будь-якої доступної пропускної здатності передачі, що вже зарезервована. Такі публікації мають здійснюватися через визначені проміжки часу до дня транспортування та мають включати, в будь-якому випадку, оцінки на тиждень наперед і на місяць наперед, а також кількісні показники очікуваної надійності доступної пропускної здатності.

4. Оператори систем передачі мають оприлюднювати відповідні дані про сукупний прогностичний та фактичний попит, про доступність та фактичне використання активів генерації та споживання, про доступність та використання мереж і взаємоз'єднань, про потужність енергії балансування та резервів, а також про доступність гнучкості. Щодо доступності та фактичного використання малих активів генерації та споживання, можуть використовуватися агреговані оціночні дані.

5. Учасники ринку, яких це стосується, мають надавати операторам систем передачі відповідні дані.

6. Підприємства з генерації, які володіють або експлуатують активи генерації, де щонайменше один актив генерації має встановлену потужність щонайменше 250 МВт, або які мають портфель, що складається з щонайменше 400 МВт активів генерації, мають зберігати у розпорядженні регуляторного органу, національного органу з питань конкуренції та Комісії, протягом п'яти років, усі погодинні дані по кожній станції, які необхідні для перевірки всіх операційних диспетчерських рішень та поведінки під час торгів на енергетичних біржах, аукціонах щодо взаємоз'єднань, ринках резервів та позабіржових ринках. Інформація по кожній станції та погодинно, що підлягає зберіганню, має включати, але не повинна обмежуватися такими, дані про доступну потужність генерації та заявлені резерви, включно з розподілом цих заявлених резервів на рівні кожної станції, на той час, коли проводяться торги та коли відбувається виробництво.

7. Оператори систем передачі мають регулярно обмінюватися набором достатньо точних даних про мережу та потоки навантаження з метою уможливлення розрахунку потоків навантаження для кожного оператора системи передачі у його відповідній області. Такий самий набір даних має робитися доступним регуляторним органам, а також Комісії та державам-членам на їхнє прохання. Регуляторні органи, держави-члени та Комісія мають поводитися з таким набором даних конфіденційним чином та мають забезпечувати, щоб конфіденційне поводження також надавалося з боку будь-якого консультанта, що виконує аналітичну роботу на їхнє прохання, на основі таких даних.

Стаття 51

Сертифікація операторів систем передачі

1. Комісія має перевірити будь-яке повідомлення про рішення про сертифікацію оператора системи передачі, як встановлено у частині 6 статті 52 Директиви (ЄС) 2019/944, щойно його буде отримано. Протягом двох місяців після отримання такого повідомлення, Комісія має випустити свій висновок відповідному регуляторному органу стосовно його сумісності зі статтею 43 та або частиною 2 статті 52, або статтею 53 Директиви (ЄС) 2019/944.

Під час підготовки висновку, зазначеного в першому абзаці, Комісія може попросити ACER надати свій висновок щодо рішення регуляторного органу. У такому випадку двомісячний період, зазначений у першому абзаці, має бути продовжений на два додаткові місяці.

У разі відсутності висновку Комісії протягом періодів, зазначених у першому та другому абзацах, має вважатися, що Комісія не висунула заперечень проти рішення регуляторного органу.

2. Протягом двох місяців після отримання висновку Комісії, регуляторний орган має прийняти остаточне рішення стосовно сертифікації оператора системи передачі, якнайбільшою мірою враховуючи цей висновок. Рішення регуляторного органу та висновок Комісії мають бути оприлюднені разом.

3. В будь-який час протягом процедури, регуляторні органи або Комісія можуть запитувати в оператора системи передачі або підприємства, що виконує будь-яку з функцій генерації або постачання, будь-яку інформацію, що стосується виконання їхніх завдань відповідно до цієї статті.

4. Регуляторні органи та Комісія мають захищати конфіденційність комерційно чутливої інформації.

5. У тих випадках, де Комісія отримала повідомлення про сертифікацію оператора системи передачі відповідно до частини 9 статті 43 Директиви (ЄС) 2019/944, Комісія має прийняти рішення, що стосується сертифікації. Регуляторний орган має дотримуватись рішення Комісії.

ГЛАВА VI

ЕКСПЛУАТАЦІЯ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ

Стаття 52

Європейська організація операторів систем розподілу

1. Оператори систем розподілу мають взаємодіяти на рівні Союзу через організацію EU DSO, з метою сприяння завершенню та функціонуванню внутрішнього ринку електроенергії, а також сприяння оптимальному управлінню та координованій експлуатації систем розподілу та передачі. Оператори систем розподілу, які бажають взяти участь в організації EU DSO, мають мати право стати зареєстрованими членами організації.

Зареєстровані члени можуть брати участь в організації EU DSO безпосередньо або бути представленими національною асоціацією, призначеною державою-членом, або асоціацією на рівні Союзу.

2. Оператори систем розподілу мають право утворювати асоціацію між собою через створення організації EU DSO. Організація EU DSO має виконувати свої завдання та процедури відповідно до статті 55. Як експертна організація, що працює в спільних інтересах Союзу, організація EU DSO не повинна ані представляти окремі інтереси, ані намагатися впливати на процес прийняття рішень для просування специфічних інтересів.

3. Члени організації EU DSO мають підлягати реєстрації та сплаті справедливого та пропорційного членського внеску, який відображає кількість споживачів, приєднаних до оператора системи розподілу, якого це стосується.

Стаття 53

Створення організації EU DSO

1. Організація EU DSO має складатися з принаймні генеральної асамблеї, ради директорів, групи стратегічних радників, експертних груп та генерального секретаря.

2. До 05 липня 2020 року, оператори систем розподілу мають подати до Комісії та до ACER проект статуту, відповідно до статті 54, включно з кодексом поведінки, перелік зареєстрованих учасників, проект регламенту, включно з регламентом консультацій з ENTSO для Електроенергії та іншими зацікавленими сторонами та правилами фінансування, організації EU DSO, що має бути створена.

Проект регламенту організації EU DSO має забезпечувати збалансоване представництво всіх операторів систем розподілу, що беруть участь.

3. Протягом двох місяців після отримання проекту статуту, переліку учасників та проекту регламенту, ACER має надати Комісії свій висновок, після консультацій з організаціями, що представляють всі зацікавлені сторони, зокрема, користувачів систем розподілу.
4. Протягом трьох місяців після отримання висновку ACER, Комісія має випустити висновок щодо проекту статуту, переліку учасників та проекту регламенту, з урахуванням висновку ACER, передбаченого в частині 3.
5. Протягом трьох місяців після отримання позитивного висновку Комісії, оператори систем розподілу мають створити організацію EU DSO та мають прийняти й оприлюднити її статут та регламент.
6. Документи, зазначені в частині 2, мають подаватися до Комісії та до ACER у тих випадках, де до них вносяться зміни або на обґрунтовану вимогу одного з них. Комісія та ACER мають випустити висновок відповідно до процесу, викладеного в частинах 2, 3 та 4.
7. Витрати, пов'язані з діяльністю організації EU DSO, мають нести оператори систем розподілу, які є зареєстрованими членами, та вони мають враховуватись під час розрахунку тарифів. Регуляторні органи мають схвалювати лише ті витрати, які є резонними та пропорційними.

Стаття 54

Основні правила та процедури організації EU DSO

1. Статут організації EU DSO, прийнятий відповідно до статті 53, має захищати такі принципи:
 - (a) участь в роботі організації EU DSO обмежується зареєстрованими членами з можливістю делегування повноважень в рамках членства;
 - (b) стратегічні рішення стосовно діяльності організації EU DSO, а також настанови політики для ради директорів приймаються генеральною асамблеєю;
 - (c) рішення генеральної асамблеї приймаються відповідно до таких правил:
 - (i) кожен член розпоряджається кількістю голосів, пропорційною до кількості споживачів цього члена;
 - (ii) віддано 65 % голосів, приписуваних членам; та
 - (iii) рішення прийнято більшістю у 55 % членів;
 - (d) рішення генеральної асамблеї відхиляються відповідно до таких правил:
 - (i) кожен член розпоряджається кількістю голосів, пропорційною до кількості споживачів цього члена;
 - (ii) віддано 35 % голосів, приписуваних членам; та

-
- (iii) рішення відхилено щонайменше 25 % членів;
 - (e) рада директорів обирається генеральною асамблеєю з повноваженнями строком щонайбільше у чотири роки;
 - (f) рада директорів висуває кандидатуру Президента та трьох Віцепрезидентів з-поміж членів ради;
 - (g) взаємодія між операторами систем передачі та операторами систем розподілу відповідно до статей 56 та 57 здійснюється під керівництвом ради директорів;
 - (h) рішення ради директорів приймаються абсолютною більшістю голосів;
 - (i) на підставі пропозиції ради директорів, генеральний секретар призначається генеральною асамблеєю з-поміж її членів з повноваженнями строком на чотири роки, з можливим продовженням одинраз;
 - (j) на підставі пропозиції ради директорів, Експертні групи призначаються генеральною асамблеєю та не повинні включати більше ніж 30 членів, з можливістю того, щоб одна третина членів походила з-поза членства в EU DSO: крім того, має бути створена одна експертна група «за країнами», яка складається з одного представника операторів систем розподілу від кожної держави-члена.
2. Процедури, прийняті організацією EU DSO, мають захищати справедливе та пропорційне ставлення до її членів та мають відображати розмаїту географічну та економічну структуру її членства. Зокрема, процедури мають передбачати, щоб:
- (a) рада директорів складалася з Президента Ради та 27 представників членів, з яких:
 - (i) дев'ять є представниками членів з понад 1 мільйоном користувачів мережі;
 - (ii) дев'ять є представниками членів з понад 100 000 та менше ніж 1 мільйоном користувачів мережі; та
 - (iii) дев'ять є представниками членів з менше ніж 100 000 користувачів мережі;
 - (b) представникам існуючих асоціацій ОСР (операторів систем розподілу) було дозволено брати участь в якості спостерігачів у засіданнях ради директорів;
 - (c) не допускалося, щоб рада директорів складалася з понад трьох представників членів, які базуються в тій самій державі-члені або в тій самій промисловій групі;
 - (d) кожен Віцепрезидент Ради висувався з-поміж представників членів у кожній категорії, описаній у пункті (a);
 - (e) представники членів, які базуються в одній державі-члені або тій самій промисловій групі, не становили більшості учасників в Експертній групі;
 - (f) рада директорів утворила Групу стратегічних радників, яка надавала б свої висновки раді директорів та Експертним групам і складалася б з представників європейських асоціацій ОСР та представників таких держав-членів, які не представлені в раді директорів.

*Стаття 55***Завдання організації EU DSO**

1. Завданнями організації EU DSO мають бути такі:
 - (a) сприяння експлуатації та плануванню мереж розподілу в координації з експлуатацією та плануванням мереж передачі;
 - (b) полегшування інтеграції відновлюваних ресурсів енергії, розподіленої генерації та інших ресурсів, вбудованих в мережу розподілу, як-от зберігання енергії;
 - (c) полегшування гнучкості на стороні попиту та реакції попиту, а також доступу користувачів мереж розподілу до ринків;
 - (d) забезпечення внеску у цифровізацію систем розподілу, включаючи розгортання розумних мереж та систем інтелектуального обліку;
 - (e) підтримка розвитку управління даними, кібербезпеки та захисту даних у взаємодії з відповідними органами та регульованими суб'єктами;
 - (f) участь у розробці мережевих кодексів, які стосуються експлуатації та планування мереж розподілу і координованої експлуатації мереж передачі та мереж розподілу відповідно до статті 59.
2. Крім того, організація EU DSO має:
 - (a) взаємодіяти з ENTSO для Електроенергії щодо моніторингу імплементації мережевих кодексів та настанов, прийнятих відповідно до цього Регламенту, які стосуються експлуатації та планування мереж розподілу і координованої експлуатації мереж передачі та мереж розподілу;
 - (b) взаємодіяти з ENTSO для Електроенергії та приймати найкращі практики щодо координованої експлуатації та планування систем передачі та розподілу, включно з такими питаннями, як обмін даними між операторами та координація розподілених ресурсів енергії;
 - (c) працювати над встановленням найкращих практик в областях, встановлених у частині 1, та для впровадження покращень енергоефективності в мережі розподілу;
 - (d) приймати річну програму роботи та річний звіт;
 - (e) діяти в рамках законодавства про конкуренцію та забезпечувати нейтралітет.

*Стаття 56***Консультації у процесі розробки мережевих кодексів**

1. Беручи участь у розробці нових мережевих кодексів відповідно до статті 59, організація EU DSO має проводити широкий процес консультацій, на ранньому етапі та у відкритий та прозорий спосіб, із залученням усіх відповідних зацікавлених сторін і, зокрема, організацій, що представляють такі зацікавлені сторони, відповідно до регламенту консультацій, зазначеного у статті 53. Така консультація також має залучати регуляторні органи та інші національні органи, підприємства з постачання та генерації, користувачів

систем, в тому числі споживачів, технічні органи та платформи зацікавлених сторін. Вона має бути спрямована на встановлення (з'ясування) думок та пропозицій усіх відповідних сторін протягом процесу прийняття рішень.

2. Усі документи та протоколи зустрічей, пов'язані з консультаціями, зазначеними в частині 1, мають бути оприлюднені.

3. Організація EU DSO має брати до уваги думки, висловлені протягом консультацій. Перед прийняттям пропозицій щодо мережевих кодексів, зазначених у статті 59, організація EU DSO має вказати, яким чином вона брала до уваги зауваження, отримані протягом консультації. Вона має навести причини у тих випадках, де зауваження не були нею враховані.

Стаття 57

Взаємодія між операторами систем розподілу та операторами систем передачі

1. Оператори систем розподілу та оператори систем передачі мають взаємодіяти один з одним стосовно планування та експлуатації своїх мереж. Зокрема, оператори систем розподілу та оператори систем передачі мають обмінюватися всією необхідною інформацією та даними стосовно продуктивності активів генерації та реакції на стороні попиту, щоденної експлуатації своїх мереж та довгострокового планування інвестицій в мережу з метою забезпечення економічно ефективного, безпечного та надійного розвитку та експлуатації своїх мереж.

2. Оператори систем розподілу та оператори систем передачі мають взаємодіяти один з одним з метою досягнення координованого доступу до ресурсів, як-от розподілена генерація, зберігання енергії або реакція попиту, які можуть підтримувати особливі потреби як операторів систем розподілу, так і операторів систем передачі.

ГЛАВА VII

МЕРЕЖЕВІ КОДЕКСИ ТА НАСТАНОВИ

Стаття 58

Прийняття мережевих кодексів та настанов

1. Комісія може, залежно від наділених повноважень за статтями 59, 60 та 61, приймати імплементаційні або делеговані акти. Такі акти можуть або прийматись як мережеві кодекси на основі текстових пропозицій, розроблених ENTSO для Електроенергії або, де це передбачено в переліку пріоритетів відповідно до частини 3 статті 59, організацією EU DSO, у відповідних випадках у взаємодії з ENTSO для Електроенергії, та ACER відповідно до процедури за статтею 59, або як настанови відповідно до процедури за статтею 61.

2. Мережеві кодекси та настанови мають:

(a) забезпечувати, щоб вони надавали мінімальний ступінь гармонізації, необхідний для досягнення цілей цього Регламенту;

- (b) враховувати регіональні специфічності, у належних випадках;
- (c) не виходити за межі необхідного для цілей пункту (a); та
- (d) бути без шкоди чи обмеження для права держав-членів створювати національні мережеві кодекси, які не впливають на міжзональну торгівлю.

Стаття 59

Створення мережевих кодексів

1. Комісія наділена повноваженнями приймати імплементаційні акти з метою забезпечення уніфікованих умов для імплементації цього Регламенту шляхом створення мережевих кодексів у таких областях:

- (a) правила безпеки та надійності мереж, включно з правилами щодо пропускної здатності технічного резерву передачі для операційної безпеки мереж, а також правилами операційної сумісності, що імплементують статті 34–47 та статтю 57 цього Регламенту та статтю 40 Директиви (ЄС) 2019/944, включно з правилами щодо станів системи, відновлювальних дій та обмежень операційної безпеки, регулювання напруги та управління реактивною енергією, контролю струмів короткого замикання, управління потоками енергії, аналізу непередбачених обставин та поведінки з ними, обладнання та схем захисту, обміну даними, відповідності (комплаєнсу), навчання, операційного планування та аналізу безпеки, регіональної координації операційної безпеки, координації перерв у енергопостачанні, планів доступності відповідних активів, аналізу адекватності (відповідності), допоміжних послуг, складання графіків та середовищ даних операційного планування;
- (b) правила розподілу пропускної здатності та управління перевантаженнями, що імплементують статтю 6 Директиви (ЄС) 2019/944 та статті 7–10, статті 13–17 та статті 35–37 цього Регламенту, включно з правилами щодо методик та процесів розрахунку пропускної здатності «на добу наперед», «всередині доби» та форвардної пропускної здатності, моделей мережі, конфігурації зон торгів, передиспетчеризації та зустрічної торгівлі, алгоритмів торгівлі, єдиного сполучення ринків «на добу наперед» і «всередині доби», «твердості» розподіленої міжзональної пропускної здатності, розподілу прибутку від перевантажень, хеджування ризиків міжзональної передачі, процедур номінації, а також відшкодування витрат на розподіл пропускної здатності та управління перевантаженнями;
- (c) правила, що імплементують статті 5, 6 та 17 стосовно торгівлі, пов'язаної з технічним та операційним наданням послуг доступу до мережі та балансуванню системи, в тому числі правила щодо пов'язаної з мережею резервної енергії, включно з функціями та обов'язками, щодо платформ для обміну енергією балансування, часу закриття воріт, вимог до стандартних та специфічних продуктів балансування, закупівлі послуг з балансування, розподілу міжзональної пропускної здатності для обміну послугами балансування або спільного використання резервів, розрахунків за енергію балансування, розрахунків за обміни енергією між операторами системи, врегулювання небалансів та розрахунків за потужність балансування, регулювання частоти навантаження, визначення та цільових параметрів якості частоти, резервів втримування частоти, резервів відновлення частоти, резервів заміщення, обміну та спільного використання резервів, процесів транскордонного активування резервів, процесів контролю часу та прозорості інформації;

- (d) правила, що імплементують статті 36, 40 та 54 Директиви (ЄС) 2019/944 стосовно недискримінаційного, прозорого надання нечастотних допоміжних послуг, в тому числі правила щодо регулювання напруги в сталому режимі, інерції, швидкої інжекції реактивного струму, інерції для стабільності мережі, струму короткого замикання, здатності до автономного запуску «з нуля» після знеструмлення (black-start) та здатності до роботи в режимі «острову»;
- (e) правила, що імплементують статтю 57 цього Регламенту та статті 17, 31, 32, 36, 40 та 54 Директиви (ЄС) 2019/944 щодо реакції попиту, в тому числі правила щодо агрегації, зберігання енергії та правила скорочення попиту.

Такі імплементативні акти мають прийматися відповідно до процедури експертизи, зазначеної у частині 2 статті 67.

2. Комісія наділена повноваженнями приймати делеговані акти відповідно до статті 68, що доповнюють цей Регламент, стосовно створення мережових кодексів у таких областях:

- (a) правила приєднання до мережі, в тому числі правила щодо приєднання приєднаних до системи передачі установок попиту, приєднаних до системи передачі установок розподілу систем розподілу, приєднання одиниць попиту, що використовуються для забезпечення реакції попиту, вимоги щодо приєднання до мережі генераторів, вимоги щодо приєднання до мережі об'єктів постійного струму високої напруги, вимоги щодо приєднаних на постійному струмі модулів енергопарків та віддалених станцій перетворювачів постійного струму високої напруги, а також процедури оперативного повідомлення про приєднання до мережі;
- (b) правила обміну даними, здійснення розрахунків та забезпечення прозорості, в тому числі, зокрема, правила щодо обсягів пропускної спроможності передачі для відповідних часових горизонтів, оцінки та фактичні значення щодо розподілу та використання обсягів пропускної спроможності передачі, прогнозного та фактичного попиту установок та їхньої агрегації включно з недоступністю установок, прогнозованої та фактичної генерації від одиниць генерації та їхньої агрегації включно з недоступністю одиниць, доступності та використання мереж, заходів з управління перевантаженнями та даних ринку балансування. Правила мали б включати способи, якими інформація оприлюднюється, строки оприлюднення, суб'єктів, відповідальних за обробку;
- (c) правила доступу для третіх сторін;
- (d) операційна надзвичайна ситуація та відновлювальні процедури у надзвичайній ситуації, включно з планами захисту системи, планами відновлення, заходами взаємодії з ринком, обміном інформацією та комунікацією, та інструментами та засобами;
- (e) специфічні для сектору правила щодо аспектів кібербезпеки транскордонних потоків електроенергії, в тому числі правила щодо загальних мінімальних вимог, планування, моніторингу, звітування та управління кризами.

3. Комісія має, після консультацій з ACER, ENTSO для Електроенергії, організацією EU DSO та іншими відповідними зацікавленими сторонами, створювати перелік пріоритетів кожні три роки, встановлюючи області, викладені у частинах 1 та 2, що мають бути включені до розробки мережових кодексів.

Якщо предмет мережевого кодексу прямо пов'язаний з експлуатацією системи розподілу та не стосується передусім системи передачі, Комісія може попросити організацію EU DSO, у взаємодії з ENTSO для Електроенергії, скликати редакційний комітет та подати пропозицію щодо мережевого кодексу до ACER.

4. Комісія має попросити ACER подати до неї протягом резонного періоду, що не перевищуватиме шести місяців після отримання прохання Комісії, незобов'язуючі рамкові настанови, що встановлюватимуть чіткі та об'єктивні принципи для розробки мережевих кодексів, які стосуються областей, встановлених у переліку пріоритетів (рамкову настанову). Прохання Комісії може містити умови, вирішення яких має передбачати рамкова настанова. Кожна рамкова настанова має робити внесок у ринкову інтеграцію, недискримінацію, ефективну конкуренцію та ефективне функціонування ринку. На обґрунтоване прохання від ACER, Комісія може продовжити період для подання настанов.

5. ACER має консультиватися з ENTSO для Електроенергії, організацією EU DSO та іншими відповідними зацікавленими сторонами стосовно рамкової настанови, протягом періоду не менше ніж два місяці, у відкритий та прозорий спосіб.

6. ACER має подати незобов'язуючу рамкову настанову до Комісії у тих випадках, де до неї було прохання це зробити відповідно до частини 4.

7. Якщо Комісія вважає, що рамкова настанова не робить внесок у ринкову інтеграцію, недискримінацію, ефективну конкуренцію та ефективне функціонування ринку, вона може попросити ACER переглянути рамкову настанову протягом резонного періоду та повторно подати її до Комісії.

8. Якщо ACER не вдається подати або повторно подати рамкову настанову протягом періоду, встановленого Комісією відповідно до частин 4 або 7, Комісія має розробити рамкову настанову, про яку йдеться.

9. Комісія має попросити ENTSO для Електроенергії, або у тих випадках, де це передбачено в переліку пріоритетів, зазначеному в частині 3, організацію EU DSO, у взаємодії з ENTSO для Електроенергії, подати пропозицію щодо мережевого кодексу згідно з відповідною рамковою настановою, до ACER протягом резонного періоду, що не перевищуватиме 12 місяців, після отримання прохання Комісії.

10. ENTSO для Електроенергії, або у тих випадках, де це передбачено в переліку пріоритетів, зазначеному в частині 3, організація EU DSO, у взаємодії з ENTSO для Електроенергії, має скликати редакційний комітет для підтримки її у процесі розробки мережевого кодексу. Редакційний комітет має складатися з представників ACER, ENTSO для Електроенергії, у належних випадках організації EU DSO та HOPE, та обмеженої кількості основних зацікавлених сторін, які зазнають впливу. ENTSO для Електроенергії, або у тих випадках, де це передбачено в переліку пріоритетів відповідно до частини 3, організація EU DSO, у взаємодії з ENTSO для Електроенергії, має розробити пропозиції щодо мережевих кодексів у областях, зазначених в частинах 1 та 2, у тих випадках, де про таке було прохання Комісії відповідно до частини 9.

11. ACER має переглянути запропонований мережевий кодекс, аби забезпечити, щоб мережевий кодекс, що має бути прийнятий, відповідав відповідним рамковим настановам та робив внесок у ринкову інтеграцію, недискримінацію, ефективну конкуренцію та ефективне функціонування ринку, та подати переглянутий мережевий кодекс до Комісії протягом шести місяців від отримання пропозиції. У пропозиції, що подається до Комісії, ACER має врахувати думки, надані всіма залученими сторонами протягом розробки проекту пропозиції

під керівництвом ENTSO для Електроенергії або організації EU DSO, та має проконсультуватися з відповідними зацікавленими сторонами щодо версії, яка подаватиметься до Комісії.

12. У тих випадках, де ENTSO для Електроенергії або організації EU DSO не вдалося розробити мережевий кодекс протягом періоду, встановленого Комісією відповідно до частини 9, Комісія може попросити ACER підготувати проєкт мережевого кодексу на основі відповідної рамкової настанови. ACER може розпочати подальші консультації в ході підготовки проєкту мережевого кодексу відповідно до цієї частини. ACER має подати проєкт мережевого кодексу, підготовлений відповідно до цієї частини, до Комісії та може рекомендувати прийняти його.

13. Комісія може прийняти, за власною ініціативою, у тих випадках, де ENTSO для Електроенергії або організації EU DSO не вдалося розробити мережевий кодекс або ACER не вдалося розробити проєкт мережевого кодексу, як зазначено в частині 12, або на підставі пропозиції ACER відповідно до частини 11, один або більше мережевих кодексів у областях, перелічених у частинах 1 та 2.

14. У тих випадках, де Комісія пропонує прийняти мережевий кодекс за власною ініціативою, Комісія має консультуватися з ACER, ENTSO для Електроенергії та всіма відповідними зацікавленими сторонами стосовно проєкту мережевого кодексу протягом періоду не менше ніж два місяці.

15. Ця стаття має бути без шкоди чи обмеження для права Комісії приймати та вносити зміни до настанов, як встановлено в статті 61. Вона має бути без шкоди чи обмеження для можливості для ENTSO для Електроенергії розробляти незобов'язуючу настанову в областях, викладених у частинах 1 та 2, у тих випадках, де така настанова не стосується областей, що охоплюються запитом, направленим Комісією до ENTSO для Електроенергії. ENTSO для Електроенергії має подавати будь-яку таку настанову до ACER для отримання висновку та має належним чином враховувати такий висновок.

Стаття 60

Зміни до мережевих кодексів

1. Комісія наділена повноваженнями вносити зміни до мережевих кодексів в межах областей, перелічених у частинах 1 та 2 статті 59, згідно з відповідною процедурою, викладеною в зазначеній статті. ACER може також пропонувати зміни до мережевих кодексів відповідно до частин 2 та 3 цієї статті.

2. Особи, які, ймовірно, зацікавлені в будь-якому мережевому кодексі, прийнятому відповідно до статті 59, в тому числі ENTSO для Електроенергії, організація EU DSO, регуляторні органи, оператори систем передачі, оператори систем розподілу, користувачі систем та споживачі, можуть пропонувати ACER проєкти змін до такого мережевого кодексу. ACER може також пропонувати зміни за власною ініціативою.

3. ACER може вносити обґрунтовані пропозиції до Комісії про внесення змін, пояснюючи, як такі пропозиції узгоджуються з цілями мережевих кодексів, викладеними в частині 3 статті 59 цього Регламенту. У тих випадках, де воно вважає пропозицію про внесення змін прийнятною та де воно пропонує зміни за власною ініціативою, ACER має проконсультуватися з усіма зацікавленими сторонами відповідно до статті 14 Регламенту (ЄС) 2019/942.

*Стаття 61***Настанови**

1. Комісія наділена повноваженнями приймати зобов'язуючі настанови в областях, перелічених у цій статті.
2. Комісія наділена повноваженнями приймати настанови в областях, де такі акти могли б також бути розроблені за процедурою мережевого кодексу відповідно до частин 1 та 2 статті 59. Такі настанови мають прийматися у формі делегованих або імплементаційних актів, залежно від відповідного наділення повноваженнями, передбаченого у цьому Регламенті.
3. Комісія наділена повноваженнями приймати делеговані акти відповідно до статті 68, що доповнюють цей Регламент, викладаючи настанови стосовно компенсаційного механізму між операторами систем передачі. Такі настанови мають вказувати, відповідно до принципів, викладених у статтях 18 та 49:
 - (a) подробиці процедури для визначення того, які оператори систем передачі є юридично відповідальними за сплату компенсації за транскордонні потоки, в тому числі стосовно поділу між операторами національних систем передачі, звідки транскордонні потоки беруть початок, та систем, де ці потоки закінчуються, відповідно до частини 2 статті 49;
 - (b) подробиці процедури платежів, якої слід дотримуватися, включно з визначенням першого періоду, за який має сплачуватися компенсація, відповідно до другого абзацу частини 3 статті 49;
 - (c) подробиці методик для визначення транскордонних потоків, що розміщуються (хостяться), за які має сплачуватися компенсація відповідно до статті 49, з точки зору як кількості, так і типу потоків, а також встановлення (призначення) магнітуд (мір сили) таких потоків як таких, що беруть початок або закінчуються в системах передачі окремих держав-членів, відповідно до частини 5 статті 49;
 - (d) подробиці методики для визначення витрат та вигід, викликаних внаслідок розміщення (хостингу) транскордонних потоків відповідно до частини 6 статті 49;
 - (e) подробиці щодо поводження з потоками електроенергії, що беруть початок або закінчуються в країнах за межами Європейського економічного простору, в контексті компенсаційного механізму між операторами систем передачі; та
 - (f) механізми для участі національних систем, які з'єднані між собою через лінії постійного струму, відповідно до статті 49.
4. У належних випадках, Комісія може приймати імплементаційні акти, викладаючи настанови, які забезпечують мінімальний ступінь гармонізації, необхідний для досягнення мети цього Регламенту. Такі настанови можуть вказувати:
 - (a) подробиці правил для торгівлі електроенергією, що імплементують статтю 6 Директиви (ЄС) 2019/944 та статі 5–10, 13–17, 35, 36 та 37 цього Регламенту;
 - (b) подробиці правил інвестиційного стимулювання для пропускну здатності взаємоз'єднань, включно з локаційними сигналами задля імплементації статті 19.

Такі імплементаційні акти мають прийматися відповідно до процедури експертизи, зазначеної у частині 2 статті 67.

5. Комісія може приймати імплементаційні акти, викладаючи настанови щодо операційної координації між операторами систем передачі на рівні Союзу. Такі настанови мають узгоджуватися з мережевими кодексами, зазначеними у статті 59, та ґрунтуватися на них, а також мають ґрунтуватися на прийнятих специфікаціях, зазначених у пункті (i) частини 1 статті 30. Під час прийняття цих настанов, Комісія має враховувати відмінності в регіональних та національних операційних вимогах.

Такі імплементаційні акти мають прийматися відповідно до процедури експертизи, зазначеної у частині 2 статті 67.

6. Під час прийняття або внесення змін до настанов, Комісія має проконсультуватися з ACER, ENTSO для Електроенергії, організацією EU DSO та, у відповідних випадках, з іншими зацікавленими сторонами.

Стаття 62

Право держав-членів передбачати більш докладні заходи

Цей Регламент має бути без шкоди чи обмеження для прав держав-членів підтримувати або запроваджувати заходи, які містять більш докладні положення, ніж ті, що викладені в цьому Регламенті, у настановах, зазначених у статті 61, або в мережових кодексах, зазначених у статті 59, за умови, що ці заходи узгоджуються із законодавством Союзу.

ГЛАВА VIII

ПРИКІНЦЕВІ ПОЛОЖЕННЯ

Стаття 63

Нові взаємоз'єднання

1. Нові взаємоз'єднання постійного струму можуть, за запитом, бути звільнені, на обмежений період, від вимог частин 2 та 3 статті 19 цього Регламенту та від вимог статей 6 та 43, частини 7 статті 59 та частини 1 статті 60 Директиви (ЄС) 2019/944 за умови, що виконуються такі умови:

- (a) інвестиція покращує конкуренцію у постачанні електроенергії;
- (b) рівень ризику, пов'язаного з інвестицією є таким, що інвестиція не відбулася б, якби звільнення не було надано;
- (c) взаємоз'єднання належить на праві власності фізичній або юридичній особі, яка є окремою, принаймні з точки зору своєї правової форми, від операторів систем, в системах яких це взаємоз'єднання має бути побудоване;
- (d) плата стягується з користувачів такого взаємоз'єднання;

- (e) з часів часткового відкриття ринку, зазначеного в статті 19 Директиви 96/92/ЄС Європейського Парламенту і Ради⁽⁹⁾, жодна частина капітальних або операційних витрат взаємоз'єднання не відшкодовувалася коштом будь-якої складової плати, що вносилася за користування системами передачі або розподілу, зв'язаними взаємоз'єднанням; та
- (f) звільнення не завдало б шкоди конкуренції або ефективному функціонуванню внутрішнього ринку електроенергії, або ефективному функціонуванню регульованої системи, з якою зв'язано взаємоз'єднання.

2. Частина 1 має також застосовуватись, у виняткових випадках, до взаємоз'єднань змінного струму за умови, що витрати та ризики, пов'язані з інвестицією, про яку йдеться, є особливо високими порівняно з витратами та ризиками, які зазвичай виникають під час з'єднання двох сусідніх національних систем передачі за допомогою взаємоз'єднання змінного струму.

3. Частина 1 має також застосовуватися для значних збільшень пропускної здатності існуючих взаємоз'єднань.

4. Рішення про надання звільнення, як зазначено у частинах 1, 2 та 3, має прийматися індивідуально для кожного конкретного випадку регуляторними органами держав-членів, яких це стосується. Звільнення може поширюватися на всю або частину пропускної здатності нового взаємоз'єднання або існуючого взаємоз'єднання зі значно збільшеною пропускною здатністю.

Протягом двох місяців від отримання запиту про звільнення останнім із регуляторних органів, яких це стосується, ACER може надати таким регуляторним органам висновок. Регуляторні органи можуть ґрунтувати своє рішення на такому висновку.

Приймаючи рішення про надання звільнення, регуляторні органи мають брати до уваги, індивідуально для кожного конкретного випадку, потребу у накладенні умов щодо тривалості звільнення та недискримінаційного доступу до взаємоз'єднання. Під час прийняття рішення щодо таких умов, регуляторні органи мають, зокрема, враховувати додаткову пропускну здатність, яка буде побудована, або модифікацію існуючої пропускної здатності, часові рамки проєкту та національні обставини.

Перед тим, як надати звільнення, регуляторні органи держав-членів, яких це стосується, мають прийняти рішення стосовно правил та механізмів управління та розподілу пропускної здатності. Такі правила управління перевантаженнями мають включати обов'язок пропонувати невикористану пропускну здатність на ринку, а користувачі установок мають мати право торгувати своїми обсягами законтракованої пропускної здатності на вторинному ринку. Під час оцінки критеріїв, зазначених у пунктах (a), (b) та (f) частини 1, мають враховуватися результати процедури розподілу пропускної здатності.

У тих випадках, де всі регуляторні органи, яких це стосується, дійшли згоди щодо рішення про звільнення протягом шести місяців від отримання запиту, вони мають поінформувати ACER про це рішення.

⁽⁹⁾ Директива № 96/92/ЄС Європейського Парламенту і Ради від 19 грудня 1996 року стосовно спільних правил для внутрішнього ринку електроенергії (Офіційний вісник, L 27, 30.1.1997, с. 20).

Рішення про звільнення, включно з будь-якими умовами, зазначеними в третьому абзаці цієї частини, має бути належним чином обґрунтоване та оприлюднене.

5. Рішення, зазначене в частині 4, має прийматися ACER:

- (a) у тих випадках, де регуляторні органи, яких це стосується, не в змозі дійти згоди протягом періоду у шість місяців з дати, на яку останній з таких регуляторних органів отримав запит про звільнення; або
- (b) на спільний запит від регуляторних органів, яких це стосується.

Перед прийняттям такого рішення ACER, має проконсультуватися з регуляторними органами, яких це стосується, та заявниками.

6. Незважаючи на частини 4 та 5, держави-члени можуть передбачити, щоб регуляторний орган або ACER, залежно від обставин справи, подавав, для офіційного рішення, до відповідного органу в державі-члені, свій висновок щодо запиту про звільнення. Такий висновок має бути оприлюднений разом з рішенням.

7. Копія кожного запиту про звільнення має передаватися для інформації без затримки регуляторними органами до Комісії та ACER по отриманні. Рішення має бути повідомлено, без затримки, регуляторними органами, яких це стосується, або ACER (органами, що повідомляють) Комісії разом з усією відповідною інформацією, що стосується цього рішення. Така інформація може подаватися Комісії в узагальненій формі, що дасть змогу Комісії досягти належно обґрунтованого рішення. Зокрема, інформація має містити:

- (a) докладні причини, на підставі яких звільнення було надано або в ньому було відмовлено, включно з фінансовою інформацією, що виправдовує потребу у звільненні;
- (b) аналіз, проведений стосовно ефекту для конкуренції та ефективного функціонування внутрішнього ринку електроенергії внаслідок надання звільнення;
- (c) обґрунтування періоду часу та частки сумарної пропускної здатності взаємоз'єднання, про яке йдеться, для яких надається звільнення;
- (d) результати консультацій з регуляторними органами, яких це стосується.

8. Протягом 50 робочих днів від дня, наступного за датою отримання повідомлення відповідно до частини 7, Комісія може прийняти рішення з проханням до органів, що повідомляють, внести зміни до рішення про надання звільнення або відкликати його. Такий період може бути продовжений на додаткові 50 робочих днів у тих випадках, де Комісія запитує додаткову інформацію. Додатковий період має починатися з дня, наступного за отриманням повної інформації. Початковий період також може бути продовжений за згодою як Комісії, так і органів, що повідомляють.

У тих випадках, де запитувана інформація не надається протягом періоду, викладеного в запиті Комісії, повідомлення має вважатися таким, що відкликано, якщо тільки, до закінчення такого періоду, чи то період не було продовжено за згодою як Комісії, так і органів, що повідомляють, чи то органи, що повідомляють, в належним чином обґрунтованій заяві, не поінформували Комісію про те, що вони вважають повідомлення таким, що є повним.

Органи, що повідомляють, мають дотримати рішення Комісії про внесення змін до рішення про звільнення або про його відкликання протягом одного місяця від отримання та відповідно поінформувати Комісію.

Комісія має захищати конфіденційність комерційно чутливої інформації.

Схвалення Комісією рішення про звільнення має закінчити діяти за два роки після дати його прийняття у тому випадку, якщо будівництво взаємоз'єднання не розпочалося до такої дати, та за п'ять років після дати його прийняття у тому випадку, якщо взаємоз'єднання не було введено в експлуатацію до такої дати, якщо тільки Комісія не прийме рішення, на підставі обґрунтованого запиту органів, що повідомляють, про те, що будь-яка затримка зумовлена серйозними перешкодами поза межами контролю особи, якій надано звільнення.

9. У тих випадках, де регуляторні органи держав-членів, яких це стосується, вирішують змінити рішення про звільнення, вони мають повідомити своє рішення Комісії без затримки, разом з усією відповідною інформацією, що стосується рішення. Частина 1–8 мають застосовуватися до рішення про внесення змін до рішення про звільнення, з урахуванням особливостей існуючого звільнення.

10. Комісія може, на запит або за власною ініціативою, відновити провадження, пов'язане з запитом про звільнення у тих випадках, де:

- (a) враховуючи законні очікування сторін та економічний баланс, досягнутий у початковому рішенні про звільнення, відбулася суттєва зміна у будь-якому з фактів, на яких ґрунтувалося рішення;
- (b) підприємства, яких це стосується, діють всупереч своїм зобов'язанням; або
- (c) рішення ґрунтувалося на неповній, неточній або оманливій інформації, яка була надана сторонами.

11. Комісія наділена повноваженнями приймати делеговані акти відповідно до статті 68, що доповнюють цей Регламент, визначаючи настанови щодо застосування умов, викладених у частині 1 цієї статті, та викладаючи процедуру, якої слід дотримуватися для застосування частин 4 та 7–10 цієї статті.

Стаття 64

Відступи

1. Держави-члени можуть подати заявку про отримання відступу від відповідних положень статей 3 та 6, частини 1 статті 7, частин 1 та 4 статті 8, статей 9, 10 та 11, статей 14–17, статей 19–27, статей 35–47 та статті 51 за умови, що:

- (a) держава-член може продемонструвати існування суттєвих проблем для роботи малих ізольованих систем та малих приєднаних систем;
- (b) найвіддаленіші регіони в розумінні статті 349 ДФЕС не можуть бути взаємоз'єднані з енергетичним ринком Союзу з очевидних фізичних причин.

У ситуації, зазначеній у пункті (a) першого абзацу, відступ має бути обмеженим у часі та має відповідати умовам, спрямованим на підвищення конкуренції та інтеграцію з внутрішнім ринком електроенергії.

У ситуації, зазначеній у пункті (b) першого абзацу, відступ не повинен бути обмеженим у часі.

Комісія має поінформувати держави-члени про такі заявки до прийняття рішення, зберігаючи конфіденційність комерційно чутливої інформації.

Відступ, наданий відповідно до цієї статті, має бути спрямований на забезпечення того, щоб він не перешкоджав переходу до відновлюваної енергії, підвищеної гнучкості, зберіганню енергії, електромобільності та реакції попиту.

У своєму рішенні про надання відступу Комісія має викласти, якою мірою відступ має враховувати застосування мережевих кодексів та настанов.

2. Статті 3, 5 та 6, частина 1 статті 7, пункти (c) та (g) частини 2 статті 7, статті 8-17, частини 5 та 6 статті 18, статті 19 та 20, частини 1, 2 та 4-8 статті 21, пункт (c) частини 1 статті 22, пункти (b) та (c) частини 2 статті 22, останній абзац частини 2 статті 22, статті 23–27, частини 1, 2 та 3 статті 34, статті 35–47, частини 2 статті 48 та статті 49 та 51 не мають застосовуватися до Кіпру доти, поки його система передачі не буде з'єднана з системами передачі інших держав-членів за допомогою взаємоз'єднань.

Якщо система передачі Кіпру не буде з'єднана з системами передачі інших держав-членів за допомогою взаємоз'єднань до 01 січня 2026 року, Кіпр має оцінити потребу відступу від таких положень та може подати до Комісії запит про продовження такого відступу. Комісія має оцінити, чи ризикує застосування таких положень спричинити суттєві проблеми в роботі електричної системи Кіпру, або чи очікується, що їхнє застосування на Кіпрі принесе користь для функціонування ринку. На основі цієї оцінки Комісія має видати обґрунтоване рішення про продовження відступу від положень повністю або частково. Рішення має бути опубліковане в *Офіційному віснику Європейського Союзу*.

3. Цей Регламент не повинен впливати на застосування відступів, наданих відповідно до статті 66 Директиви (ЄС) 2019/944.

4. Стосовно реалізації мети щодо досягнення цілей для взаємоз'єднань до 2030 року, передбачених Регламентом (ЄС) 2018/1999, має бути належним чином враховане електричне з'єднання між Мальтою та Італією.

Стаття 65

Надання інформації та забезпечення конфіденційності

1. Держави-члени та регуляторні органи мають, на запит, надавати Комісії всю інформацію, необхідну для цілей забезпечення примусового виконання цього Регламенту.

Комісія має встановити резонне обмеження у часі, в межах якого інформацію має бути надано, з урахуванням складності та терміновості потрібної інформації.

2. Якщо відповідна держава-член або регуляторний орган не надає інформацію, зазначену в частині 1, протягом обмеження у часі, зазначеного в частині 1, Комісія може запросити всю інформацію, необхідну для цілей забезпечення примусового виконання цього Регламенту, безпосередньо від підприємств, яких це стосується.

Надсилаючи запит про надання інформацію підприємству, Комісія має водночас надіслати копію запиту до регуляторних органів держави-члена, на території якої перебуває місцезнаходження підприємства.

3. У своєму запиті про надання інформації відповідно до частини 1 Комісія має зазначити правову підставу запиту, обмеження у часі, протягом якого інформацію має бути надано, мету запиту, а також стягнення, передбачені частиною 2 статті 66, за поставлення неточної, неповної або оманливої інформації.

4. Власники підприємств або їхні представники та, у випадку юридичних осіб, фізичні особи, уповноважені представляти підприємство відповідно до законодавства або їхніх установчих документів, мають поставляти запитувану інформацію. У тих випадках, де юристи уповноважені надавати інформацію від імені свого клієнта, клієнт має залишатися повністю відповідальним у випадку, якщо поставлена інформація є неповною, невірною або оманливою.

5. У тих випадках, де підприємство не надає запитувану інформацію протягом обмеження у часі, встановленого Комісією, або поставляє неповну інформацію, Комісія може своїм рішенням вимагати, щоб інформацію було надано. У такому рішенні має бути вказано, яка саме інформація вимагається, та встановлено належне обмеження у часі, протягом якого її має бути надано. У рішенні мають також бути вказані стягнення, передбачені частиною 2 статті 66. У ньому також має бути зазначене право на перегляд рішення Судом Справедливості Європейського Союзу.

Комісія має водночас надіслати копію свого рішення регуляторним органам держави-члена, на території якої особа є резидентом або перебуває місцезнаходження підприємства.

6. Інформація, зазначена в частинах 1 та 2, має використовуватися виключно для цілей забезпечення примусового виконання цього Регламенту.

Комісія не повинна розголошувати інформацію, здобуту відповідно до цього Регламенту, у тих випадках, де на таку інформацію поширюється обов'язок щодо професійної таємниці.

Стаття 66

Стягнення

1. Без обмеження положень частини 2 цієї статті, держави-члени мають викласти правила стосовно стягнень, що застосовуються у разі порушень цього Регламенту, мережних кодексів, прийнятих відповідно до статті 59, та настанов, прийнятих відповідно до статті 61, та мають вживати всіх заходів, необхідних для забезпечення того, щоб вони були імplementовані. Передбачені стягнення мають бути ефективними, пропорційними та переконливими. Держави-члени мають без затримки повідомити Комісію про такі правила та такі заходи, а також без затримки повідомляти її про будь-які подальші зміни, що впливають на них.

2. Комісія може, за рішенням, накладати на підприємства штрафи, що не перевищують 1 % від сумарного обороту за попередній фінансовий рік, у тих випадках, де, свідомо чи з необережності, такі підприємства поставляють невірну, неповну або оманливу інформацію на запит, зроблений відповідно до частини 3 статті 65, або їм не вдається надати інформацію протягом обмеження у часі, встановленого в рішенні, прийнятому відповідно до першого абзацу частини 5 статті 65. Під час встановлення розміру штрафу, Комісія має

враховувати серйозність наслідків невдачі у дотриманні вимог, зазначених у частині 1 цієї статті.

3. Стягнення, передбачені відповідно до частини 1, та будь-які рішення, прийняті відповідно до частини 2, не повинні мати кримінально-правового характеру.

Стаття 67

Процедура комітету

1. Комісії має допомагати комітет, створений відповідно до статті 68 Директиви (ЄС) 2019/944. Такий комітет має бути комітетом у межах значення згідно з Регламентом (ЄС) № 182/2011.

2. У випадках, де зроблено посилання на цю частину, має застосовуватися стаття 5 Регламенту (ЄС) № 182/2011.

Стаття 68

Реалізація делегування

1. Повноваження приймати делеговані акти надаються Комісії відповідно до умов, викладених у цій статті.

2. Повноваження приймати делеговані акти, зазначені в частині 3 статті 34, частині 4 статті 49, частині 2 статті 59, частині 2 статті 61 та частині 11 статті 63, мають бути надані Комісії до 31 грудня 2028 року. Комісія має скласти звіт стосовно делегування повноважень не пізніше ніж за дев'ять місяців до закінчення такого періоду та, якщо це є застосовним, до закінчення наступних періодів. Делегування повноважень має автоматично продовжуватися на періоди у вісім років, якщо тільки Європейський Парламент або Рада не виступить проти такого продовження не пізніше ніж за три місяці до закінчення кожного періоду.

3. Делегування повноважень, зазначених у частині 3 статті 34, частині 4 статті 49, частині 2 статті 59, частині 2 статті 61 та частині 11 статті 63, може бути відкликано в будь-який час Європейським Парламентом або Радою. Рішення про відкликання має припинити делегування повноважень, зазначених у такому рішенні. Воно має набути чинності наступного дня після публікації рішення в *Офіційному віснику Європейського Союзу* або на пізнішу дату, зазначену в ньому. Воно не повинно впливати на чинність будь-якого делегованого акта, що вже є в силі.

4. Перед прийняттям делегованого акта, Комісія має проконсультуватися з експертами, призначеними кожною державою-членом відповідно до принципів, викладених у Міжінституційній угоді від 13 квітня 2016 року про краще законотворення.

5. Одразу після того, як вона прийме делегований акт, Комісія має повідомити його одночасно Європейському Парламенту і Раді.

6. Делегований акт, прийнятий відповідно до частини 3 статті 34, частини 4 статті 49, частини 2 статті 59, частини 2 статті 61 та частини 11 статті 63, має вступити в силу лише за умови, якщо жодних заперечень не було висловлено або Європейським Парламентом або Радою протягом періоду у два місяці від повідомлення про такий акт Європейському Парламенту і Раді, або якщо, до закінчення цього періоду, Європейський Парламент і Рада

обидва поінформували Комісію про те, що вони не заперечуватимуть. Такий період має бути продовжений на два місяці за ініціативою Європейського Парламенту або Ради.

Стаття 69

Перегляди та звіти з боку Комісії

1. До 01 липня 2025 року, Комісія має переглянути існуючі мережеві кодекси та настанови, щоб оцінити, які з їхніх положень могли б бути належним чином включені до законодавчих актів Союзу стосовно внутрішнього ринку електроенергії, і як могли б бути переглянуті наділені повноваження щодо мережевих кодексів та настанов, викладені у статтях 59 та 61.

Комісія має подати докладний звіт про свою оцінку до Європейського Парламенту та Ради до тієї ж самої дати.

До 31 грудня 2026 року, Комісія має, у випадках, де це доцільно, подати законодавчі пропозиції на основі своєї оцінки.

2. До 31 грудня 2030 року Комісія має переглянути цей Регламент та подати звіт до Європейського Парламенту та Ради на основі такого перегляду, у супроводі законодавчих пропозицій, у випадках, де це доцільно.

Стаття 70

Скасування

Регламент (ЄС) № 714/2009 скасовується. Посилання на скасований Регламент мають тлумачитися як посилання на цей Регламент та мають читатись відповідно до кореляційної таблиці, викладеної в Додатку III.

Стаття 71

Вступ у силу

1. Цей Регламент має вступити в силу на двадцятий день після його опублікування в *Офіційному віснику Європейського Союзу*.

2. Він має застосовуватись з 01 січня 2020 року.

Незважаючи на першій абзац, статті 14, 15, частина 4 статті 22, частини 3 та 6 статті 23, статті 35, 36 та 62 мають застосовуватися з дати вступу в силу цього Регламенту. З метою імплементації частини 7 статті 14 та частини 2 статті 15 стаття 16 має застосовуватися з такої дати.

Цей Регламент має бути зобов'язуючим у повному обсязі та прямо застосовним в усіх державах-членах.

*ДОДАТОК I***ЗАВДАННЯ РЕГІОНАЛЬНИХ КООРДИНАЦІЙНИХ ЦЕНТРІВ**

1. Координований розрахунок пропускної здатності
 - 1.1 Регіональні координаційні центри мають здійснювати координований розрахунок обсягів міжзональної пропускної здатності.
 - 1.2 Координований розрахунок пропускної здатності має виконуватися для часових рамок «на добу наперед» та «всередині доби».
 - 1.3 Координований розрахунок пропускної здатності має виконуватися на основі методик, розроблених згідно з настановою щодо розподілу пропускної здатності та управління перевантаженнями, прийнятих на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009.
 - 1.4 Координований розрахунок пропускної здатності має виконуватися на основі спільної моделі мережі відповідно до пункту 3.
 - 1.5 Координований розрахунок пропускної здатності має забезпечувати ефективне управління перевантаженням відповідно до принципів управління перевантаженням, визначених у цьому Регламенті.
2. Координований аналіз безпеки
 - 2.1 Регіональні координаційні центри мають здійснювати координований аналіз безпеки з метою гарантування безпечної експлуатації системи.
 - 2.2 Аналіз безпеки має виконуватися для всіх часових рамок операційного планування, між часовими рамками від «на рік наперед» і до «всередині доби», з використанням спільних моделей мережі.
 - 2.3 Координований аналіз безпеки має виконуватися на основі методик, розроблених згідно з настановою щодо експлуатації системи, прийнятою на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009.
 - 2.4 Регіональні координаційні центри мають ділитися результатами координованого аналізу безпеки щонайменше з операторами систем передачі в регіоні експлуатації системи.
 - 2.5 Якщо в результаті координованого аналізу безпеки регіональний координаційний центр виявляє можливе обмеження, він має спроектувати відновлювальні дії, що забезпечують максимальну результативність та економічну ефективність.
3. Створення спільних моделей мережі
 - 3.1 Регіональні координаційні центри мають впровадити ефективні процеси для створення спільної моделі мережі для кожної часової рамки операційного планування поміж часових рамок від «на рік наперед» і до «всередині доби».

-
- 3.2 Оператори систем передачі мають призначити один регіональний координаційний центр для будівництва спільних моделей мережі в межах Союзу.
- 3.3 Створення спільних моделей мережі має виконуватися відповідно до методик, розроблених згідно з настановою щодо експлуатації системи та настановою щодо розподілу пропускної здатності та управління перевантаженням, прийнятими на основі частини 5 статті 18 Регламенту (ЄС) № 714/2009.
- 3.4 Спільні моделі мережі мають включати відповідні дані для ефективного операційного планування та розрахунку пропускної здатності для всіх часових рамок операційного планування поміж часових рамок від «на рік наперед» і до «всередині доби».
- 3.5 Моделі спільної мережі мають бути доступними для всіх регіональних координаційних центрів, операторів систем передачі, ENTSO для Електроенергії та ACER (за його запитом).
4. Підтримка планів захисту та відновлення операторів систем передачі в частині оцінки узгодженості
- 4.1 Регіональні координаційні центри мають надавати операторам систем передачі в регіоні експлуатації системи підтримку під час проведення оцінки узгодженості планів захисту та планів відновлення операторів систем передачі відповідно до процедур, викладених в мережевому кодексі щодо надзвичайної ситуації та відновлення в секторі електроенергії, прийнятому на основі частини 11 статті 6 Регламенту (ЄС) № 714/2009.
- 4.2 Всі оператори систем передачі мають узгодити пороговий показник, вище якого вплив дій одного або кількох операторів систем передачі у станах надзвичайної ситуації, знеструмлення (блекауту), або відновлення вважається значним для інших операторів систем передачі, взаємоз'єднаних синхронно або несинхронно.
- 4.3 Надаючи підтримку операторам систем передачі, регіональний координаційний центр має:
- (a) виявляти потенційні несумісності;
 - (b) пропонувати пом'якшувальні дії.
- 4.4 Оператори систем передачі мають оцінювати та враховувати запропоновані пом'якшувальні дії.
5. Підтримка координації та оптимізації регіонального відновлення
- 5.1 Кожен відповідний регіональний координаційний центр має надавати підтримку операторам систем передачі, призначеним відповідальними за частоту та відповідальними за повторну синхронізацію відповідно до мережевого кодексу щодо надзвичайної ситуації та відновлення, прийнятому на основі частини 11 статті 6 Регламенту (ЄС) № 714/2009, з метою підвищення ефективності та результативності відновлення системи. Оператори систем передачі в регіоні експлуатації системи мають встановити роль регіонального координаційного центру стосовно підтримки координації та оптимізації регіонального відновлення.

-
- 5.2 Оператори систем передачі можуть звертатися за допомогою до регіональних координаційних центрів, якщо їхня система перебуває у стані знеструмлення (блекауту) або відновлення.
- 5.3 Регіональні координаційні центри мають бути обладнані наближеними до роботи у реальному часі системами наглядового контролю та збору даних зі здатністю до спостереження, визначеною застосуванням порогового показника, зазначеного в пункті 4.2.
6. Аналіз та звітування за фактом експлуатації та за фактами порушень у роботі
- 6.1 Регіональні координаційні центри мають розслідувати та готувати звіт про будь-який інцидент, що перевищує пороговий показник, зазначений у пункті 4.2. Регуляторні органи в регіоні експлуатації системи та ACER можуть долучитися до розслідування за їхнім запитом. Звіт має містити рекомендації, спрямовані на запобігання подібним інцидентам у майбутньому.
- 6.2 Регіональні координаційні центри мають опублікувати звіт. ACER може видавати рекомендації, спрямовані на запобігання подібним інцидентам у майбутньому.
7. Регіональне калібрування резервної потужності
- 7.1 Регіональні координаційні центри мають розраховувати вимоги до резервної потужності для регіону експлуатації системи. Визначення вимог до резервної потужності має:
- (a) мати за загальну мету підтримання операційної безпеки у найбільш економічно ефективний спосіб;
 - (b) виконуватися в часовій рамці «на добу наперед» або «всередині доби», або в обох;
 - (c) розраховувати загальний обсяг необхідної резервної потужності для регіону експлуатації системи;
 - (d) визначати мінімальні вимоги до резервної потужності для кожного типу резервної потужності;
 - (e) враховувати можливі варіанти заміни між різними типами резервної потужності задля мінімізації витрат на закупівлю;
 - (f) викладати необхідні вимоги до географічного розподілу необхідної резервної потужності, якщо такі є.
8. Сприяння регіональній закупівлі потужності балансування
- 8.1 Регіональні координаційні центри мають надавати операторам систем передачі в регіоні експлуатації системи підтримку у визначенні обсягу потужності балансування, яку потрібно закупити. Визначення обсягу потужності балансування має:
- (a) виконуватися в часовій рамці «на добу наперед» або «всередині доби», або в обох;

-
- (b) враховувати можливі варіанти заміщення між різними типами резервної потужності задля мінімізації витрат на закупівлю;
 - (c) враховувати обсяги необхідної резервної потужності, які, як очікується, будуть забезпечені за рахунок пропозицій покупця (bid) на енергію балансування, які не подаються на основі договору на потужність балансування.
- 8.2 Регіональні координаційні центри мають надавати підтримку операторам систем передачі регіону експлуатації системи у закупівлі необхідного обсягу потужності балансування, визначеного відповідно до пункту 8.1. Закупівля потужності балансування має:
- (a) виконуватися в часовій рамці «на добу наперед» або «всередині доби», або в обох;
 - (b) враховувати можливі варіанти заміщення між різними типами резервної потужності задля мінімізації витрат на закупівлю.
9. Регіональні оцінки адекватності (відповідності) системи на рівні від «на тиждень наперед» до щонайменше «на добу наперед» та підготовка дій зі зниження ризиків
- 9.1 Регіональні координаційні центри мають здійснювати регіональні оцінки адекватності (відповідності) на рівні від «на тиждень наперед» до щонайменше «на добу наперед» відповідно до процедур, викладених в Регламенті (ЄС) 2017/1485, і на основі методики, розробленої відповідно до статті 8 Регламенту (ЄС) 2019/941.
- 9.2 Регіональні координаційні центри мають ґрунтувати короткострокові регіональні оцінки адекватності (відповідності) на інформації, наданій операторами систем передачі регіону експлуатації системи, з метою виявлення ситуацій, де очікується нестача адекватності (відповідності) в будь-якій з областей регулювання або на регіональному рівні. Регіональні координаційні центри мають враховувати можливі міжзональні обміни та обмеження операційної безпеки у всіх відповідних часових рамках операційного планування.
- 9.3 Під час проведення регіональної оцінки адекватності (відповідності) системи кожен регіональний координаційний центр має координувати свої дії з іншими регіональними координаційними центрами задля:
- (a) перевірки основних припущень та прогнозів;
 - (b) виявлення можливих ситуацій міжрегіональної недостатності.
- 9.4 Кожен регіональний координаційний центр має надавати результати регіональної оцінки адекватності (відповідності) системи разом із діями, які він пропонує для зменшення ризиків нестачі адекватності (відповідності) операторам систем передачі в регіоні експлуатації системи та іншим регіональним координаційним центрам.
10. Регіональна координація планування перерв у енергопостачанні
- 10.1 Кожен регіональний координаційний центр має здійснювати регіональну координацію перерв у енергопостачанні відповідно до процедур, викладених в настанові щодо експлуатації системи, прийнятої на основі частини 5 статті 18

Регламенту (ЄС) № 714/2009, з метою моніторингу стану доступності відповідних активів та координації їх планів доступності для забезпечення операційної безпеки системи передачі, забезпечуючи водночас максимальну пропускну здатність взаємоз'єднань та систем передачі, що впливають на міжзональні потоки.

- 10.2 Кожен регіональний координаційний центр має вести єдиний перелік відповідних елементів мережі, енергогенеруючих модулів та установок споживання регіону експлуатації системи та зробити його доступним у середовищі даних операційного планування ENTSO для Електроенергії.
- 10.3 Кожен регіональний координаційний центр має здійснювати такі види діяльності, пов'язані з координацією перерв у енергопостачанні в регіоні експлуатації системи:
 - (a) оцінювати сумісність планування перерв у енергопостачанні з використанням планів доступності всіх операторів систем передачі на рік наперед;
 - (b) надавати операторам систем передачі в регіоні експлуатації системи перелік виявлених несумісностей планування та рішень, які він пропонує для усунення таких несумісностей.
11. Оптимізація компенсаційних механізмів між операторами систем передачі
 - 11.1 Оператори систем передачі в регіоні експлуатації системи можуть спільно прийняти рішення про отримання підтримки від регіонального координаційного центру стосовно управління фінансовими потоками, пов'язаними з розрахунками між операторами систем передачі за участю більш ніж двох операторів систем передачі, такими як витрати на передиспетчеризацію, прибуток від перевантажень, ненавмисні відхилення або витрати на закупівлю резервів.
12. Навчання та сертифікація персоналу, що працює в регіональних координаційних центрах
 - 12.1 Регіональні координаційні центри мають розробляти та впроваджувати програми навчання та сертифікації персоналу, який працює в регіональних координаційних центрах, зосереджуючись на експлуатації регіональної системи.
 - 12.2 Навчальні програми мають охоплювати всі відповідні компоненти експлуатації системи, де регіональний координаційний центр виконує завдання, включаючи сценарії регіональних криз.
13. З'ясування сценаріїв регіональних криз у секторі електроенергії
 - 13.1 Якщо ENTSO для Електроенергії делегує таку функцію, регіональні координаційні центри мають з'ясовувати сценарії регіональних криз у секторі електроенергії відповідно до критеріїв, викладених у частині 1 статті 6 Регламенту (ЄС) 2019/941.

З'ясування сценаріїв регіональних криз у секторі електроенергії має виконуватися відповідно до методики, викладеної в статті 5 Регламенту (ЄС) 2019/941.
 - 13.2 Регіональні координаційні центри мають надавати підтримку компетентним органам кожного регіону експлуатації системи на їхній запит під час підготовки та

проведення щодворічного моделювання криз відповідно до частини 3 статті 12 Регламенту (ЄС) 2019/941.

14. З'ясування потреб у новій пропускній здатності передачі, у модернізації існуючої пропускної здатності передачі або їхніх альтернатив
 - 14.1 Регіональні координаційні центри мають надавати підтримку операторам систем передачі у з'ясуванні потреб у новій пропускній здатності передачі, модернізації існуючої пропускної здатності передачі або їхніх альтернатив, які подаватимуться регіональним групам, створеним відповідно до Регламенту (ЄС) № 347/2013, і які включатимуться у десятирічний план розвитку мережі, зазначений у статті 51 Директиви (ЄС) 2019/944.
15. Розрахунок максимальної пропускної здатності на вхід, доступної для участі іноземної потужності в механізмах потужності
 - 15.1 Регіональні координаційні центри мають надавати оператору системи передачі підтримку у розрахунку максимальної пропускної здатності на вхід, доступної для участі іноземної потужності в механізмах потужності, враховуючи очікувану доступність взаємоз'єднання та ймовірний збіг системного стресу між системою, де застосовується механізм, та системою, в якій розташована іноземна потужність.
 - 15.2 Розрахунок має виконуватися відповідно до методики, викладеної в пункті (а) частини 11 статті 26.
 - 15.3 Регіональні координаційні центри мають надати розрахунок для кожної межі зони торгів, що охоплює регіон експлуатації системи.
16. Підготовка сезонних оцінок адекватності (відповідності)
 - 16.1 Якщо ENTSO для Електроенергії делегує таку функцію відповідно до статті 9 Регламенту (ЄС) 2019/941, регіональні координаційні центри мають виконувати регіональні сезонні оцінки адекватності (відповідності).
 - 16.2 Підготовка сезонних оцінок адекватності (відповідності) має виконуватися на основі методики, розробленої відповідно до статті 8 Регламенту (ЄС) 2019/941.

ДОДАТОК II

СКАСОВАНИЙ РЕГЛАМЕНТ З ПЕРЕЛІКОМ ПОДАЛЬШИХ ЗМІН ДО НЬОГО

Регламент (ЄС) № 347/2013 Європейського Парламенту і Ради від 17 квітня 2013 року про настанови щодо транс'європейської енергетичної інфраструктури та такий, що скасовує Рішення № 1364/2006/ЄС та вносить зміни до Регламентів (ЄС) № 713/2009, (ЄС) № 714/2009 та (ЄС) № 715/2009 (Офіційний вісник, L 115, 25.04.2013, с. 39)	Пункт (а) частини 3 статті 8 Пункт (а) частини 10 статті 8 Стаття 11 Пункт (а) частини 4 статті 18 Частини 3 статті 23
Регламент Комісії (ЄС) № 543/2013 від 14 червня 2013 року про подання та публікацію даних на ринках електричної енергії та такий, що вносить зміни до Додатка I до Регламенту (ЄС) Європейського Парламенту і Ради № 714/2009 (Офіційний вісник, L 163, 15.06.2013, с. 1).	Пункти 5.5–5.9 Додатка I

ДОДАТОК III

КОРЕЛЯЦІЙНА ТАБЛИЦЯ

Регламент (ЄС) № 714/2009	Цей Регламент
—	Пункт (а) статті 1
—	Пункт (b) статті 1
Пункт (а) статті 1	Пункт (c) статті 1
Пункт (b) статті 1	Пункт (d) статті 1
Частина 1 статті 2	Частина 1 статті 2
Пункт (а) частини 2 статті 2	Частина 2 статті 2
Пункт (b) частини 2 статті 2	Частина 3 статті 2
Пункт (c) частини 2 статті 2	Частина 4 статті 2
Пункт (d) частини 2 статті 2	—
Пункт (e) частини 2 статті 2	—
Пункт (f) частини 2 статті 2	—
Пункт (g) частини 2 статті 2	Частина 5 статті 2
—	Частини 6–71 статті 2
—	Стаття 3
—	Стаття 4
—	Стаття 5
—	Стаття 6
—	Стаття 7
—	Стаття 8
—	Стаття 9
—	Стаття 10
—	Стаття 11
—	Стаття 12
—	Стаття 13
—	Стаття 14
—	Стаття 15
Частини 1–3 статті 16	Частини 1–4 статті 16
—	Частини 5–8 статті 16
Частини 4–5 статті 16	Частини 9–11 статті 16
—	Частини 12–13 статті 16
—	Стаття 17
Частини 1 статті 14	Частина 1 статті 18
—	Частина 2 статті 18
Частини 2–5 статті 14	Частини 3–6 статті 18
—	Частини 7–11 статті 18
—	Частина 1 статті 19
Частина 6 статті 16	Частини 2 та 3 статті 19
—	Частини 4 та 5 статті 19
—	Стаття 20
—	Стаття 21
—	Стаття 22
Частина 4 статті 8	Частина 1 статті 23
—	Частини 2–7 статті 23
—	Стаття 25
—	Стаття 26

Регламент (ЄС) № 714/2009	Цей Регламент
—	Стаття 27
Стаття 4	Частина 1 статті 28
—	Частина 2 статті 28
Стаття 5	Частини 1–4 статті 29
—	Частина 5 статті 29
Частина 2 статті 8 (перше речення)	Пункт (а) частини 1 статті 30
Пункт (b) частини 3 статті 8	Пункт (b) частини 1 статті 30
—	Пункт (c) частини 1 статті 30
Пункт (c) частини 3 статті 8	Пункт (d) частини 1 статті 30
—	Пункти (e) та (f) частини 1 статті 30
—	Пункти (g) та (h) частини 1 статті 30
Пункт (a) частини 3 статті 8	Пункт (i) частини 1 статті 30
Пункт (d) частини 3 статті 8	Пункт (j) частини 1 статті 30
—	Пункт (k) частини 1 статті 30
Пункт (e) частини 3 статті 8	Пункт (l) частини 1 статті 30
—	Пункти (m)–(o) частини 1 статті 30
—	Частини 2 та 3 статті 30
Частина 5 статті 8	Частина 4 статті 30
Частина 9 статті 8	Частина 5 статті 30
Стаття 10	Стаття 31
Стаття 9	Стаття 32
Стаття 11	Стаття 33
Стаття 12	Стаття 34
—	Стаття 35
—	Стаття 36
—	Стаття 37
—	Стаття 38
—	Стаття 39
—	Стаття 40
—	Стаття 41
—	Стаття 42
—	Стаття 43
—	Стаття 44
—	Стаття 45
—	Стаття 46
—	Стаття 47
Частина 10 статті 8	Стаття 48
Стаття 13	Стаття 49
Частина 2 статті 2 (останній абзац)	Частина 7 статті 49
Стаття 15	Частини 1–6 статті 50
Додаток I, пункт 5.10	Частина 7 статті 50
Стаття 3	Стаття 51
—	Стаття 52
—	Стаття 53
—	Стаття 54
—	Стаття 55
—	Стаття 56
—	Стаття 57
—	Стаття 58
Частина 6 статті 8	Пункти (a), (b) і (c) частини 1 статті 59

Регламент (ЄС) № 714/2009	Цей Регламент
—	Пункти (d) та (e) частини 1 статті 59
Частина 1 статті 6	Частина 2 статті 59
Частина 2 статті 6	Частина 3 статті 59
Частина 3 статті 6	Частина 4 статті 59
—	Частина 5 статті 59
Частина 4 статті 6	Частина 6 статті 59
Частина 5 статті 6	Частина 7 статті 59
Частина 6 статті 6	Частина 8 статті 59
Частина 1 статті 8	Частина 9 статті 59
Частина 7 статті 6	Частина 10 статті 59
Частина 8 статті 6	—
Частини 9 та 10 статті 6	—
Частина 11 статті 6	Частини 11 та 12 статті 59
Частина 12 статті 6	Частини 13 та 14 статті 59
Частина 2 статті 8	Частина 15 статті 59
—	Частина 15 статті 59
Частина 1 статті 7	Частина 1 статті 60
Частина 2 статті 7	Частина 2 статті 60
Частина 3 статті 7	Частина 3 статті 60
Частина 4 статті 7	—
—	—
—	Частина 1 статті 61
Частина 1 статті 18	Частина 2 статті 61
Частина 2 статті 18	Частина 3 статті 61
Частина 3 статті 18	—
Частина 4 статті 18	Частина 4 статті 61
Пункт (а) частини 4 статті 18	—
Частина 5 статті 18	Частина 5 статті 61
Стаття 19	Частини 5 та 6 статті 61
Стаття 21	—
Стаття 17	Стаття 62
—	Стаття 63
Стаття 20	Стаття 64
Стаття 22	Стаття 65
Стаття 23	Стаття 66
Стаття 24	Стаття 67
—	—
—	Стаття 68
Стаття 25	Стаття 69
Стаття 26	Стаття 70
	Стаття 71