https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n23

Документ v0309874-18, чинний, поточна редакція — **Редакція** від **18.09.2020**, підстава - v1724874-20

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

ПОСТАНОВА

14.03.2018 № 309

Про затвердження Кодексу системи передачі

{Із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
№ 1120 від 21.06.2019
№ 2267 від 05.11.2019
№ 360 від 07.02.2020
№ 1070 від 03.06.2020
№ 1724 від 16.09.2020}

{Додатково див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

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

1. Затвердити Кодекс системи передачі, що додається.

2. Оператору системи передачі:

1) розробити та подати до НКРЕКП проекти:

порядку перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг - у двомісячний строк з дати набрання чинності цією постановою;

положень про взаємодію оператора системи передачі та користувачів системи передачі/розподілу при диспетчерському управлінні ОЕС України, технічних вимог до побудови інформаційно-технологічних систем диспетчерського управління ОЕС України, технічних вимог до побудови каналів зв'язку для обміну технологічною інформацією між оператором системи передачі та користувачами системи передачі/розподілу - у шестимісячний строк з дати набрання чинності цією постановою;

порядку складання плану захисту ОЕС України, порядку складання плану відновлення ОЕС України - у дев'ятимісячний строк з дати набрання чинності цією постановою;

2) у шестимісячний строк з дати набрання чинності цією постановою підготувати перелік нормативно-технічних документів, які містять положення (вимоги, норми, показники) відмінні від положень (вимог, норм, показників) Кодексу системи передачі та оприлюднити його на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет. Ці документи мають бути переглянуті (уточнені) протягом року з дати набрання чинності цією постановою;

3) у двотижневий строк з дати набрання чинності цією постановою звернутись до ліцензіатів, що провадять господарську діяльність з виробництва електричної енергії з використанням генеруючих одиниць типу C та D, у частині надання даних щодо характеристик їх електроустановок для аналізу виконання ними вимог розділу III Кодексу системи передачі;

4) у шестимісячний строк з дати набрання чинності цією постановою провести оцінку (аналіз) можливості застосування вимог розділу III Кодексу системи передачі до існуючих генеруючих одиниць типу C та D на основі отриманих даних;

5) до 31 грудня 2018 року подати на розгляд НКРЕКП результати проведеної оцінки (аналізу) з відповідними обґрунтуваннями в частині визначення переліку відповідних вимог (положень) розділу III Кодексу системи передачі:

яким існуючі генеруючі одиниці типу C та D повинні відповідати з дня набрання чинності цією постановою;

яким існуючі генеруючі одиниці типу C та D повинні відповідати через обґрунтований перехідний період;

від виконання яких існуючі генеруючі одиниці типу C та D можуть бути звільнені.

3. Ліцензіатам, що провадять господарську діяльність з виробництва електричної енергії з використанням генеруючих одиниць типу C та D, протягом місяця з дня отримання запиту оператора системи передачі на отримання даних щодо характеристик електроустановок їх об’єктів електроенергетики надати оператору системи передачі відповідну інформацію у порядку та формі, визначених оператором системи передачі.

4. Державному підприємству, що здійснює централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України, у шестимісячний строк з дати набрання чинності цією постановою та до отримання ліцензії на провадження діяльності з передачі електричної енергії привести умови діючих договорів до вимог Кодексу системи передачі шляхом укладення відповідних додаткових угод.

5. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її опублікування в офіційному друкованому виданні - газеті «Урядовий кур'єр».

Голова НКРЕКП Д. Вовк

ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова НКРЕКП
14.03.2018 № 309

КОДЕКС
системи передачі

I. Загальні положення

1. Визначення основних термінів та понять

1.1. Цей Кодекс регулює взаємовідносини Оператора системи передачі (далі - ОСП) та користувачів системи передачі (далі - Користувач) щодо планування, розвитку та експлуатації (у тому числі оперативно-технологічного управління) системи передачі у складі об’єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, а також приєднання та доступу до системи передачі.

1.2. Цей Кодекс є обов’язковим для виконання ОСП та у визначених цим Кодексом випадках користувачами систем розподілу та всіма Користувачами і застосовується на недискримінаційних умовах.

1.3. ОСП та Користувачі, які мають у власності та/або експлуатують електроустановки, приєднані до системи передачі, мають створити та підтримувати в належному стані технічні та технологічні системи експлуатації своїх електроустановок, а також структуру управління цими системами відповідно до вимог цього Кодексу, інших нормативно-технічних документів та вимог технічної документації заводів-виробників.

1.4. У цьому Кодексі терміни вживаються у таких значеннях:

аварійна ситуація - можливе або таке, що вже відбувалося, відключення елемента або елементів всередині або поза області регулювання ОСП, що включає елементи системи передачі, електроустановки Користувачів, що знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП, а також елементи системи розподілу, якщо вони впливають на операційну безпеку системи передачі;

аварійне відключення - автоматичне/ручне відключення обладнання (об'єкта електроенергетики) від електричної мережі внаслідок чи для запобігання аварійному режиму роботи або відключення у разі помилкових дій персоналу або пристроїв релейного захисту і автоматики або несанкціонованого втручання сторонніх осіб;

аварійне розвантаження - примусове зменшення величини споживаної потужності або потужності, що виробляється, для упередження порушення сталої роботи системи передачі, чи недопущення розвитку аварійної ситуації;

аварійний режим роботи - технологічне порушення, за якого відхилення хоча б одного з експлуатаційних параметрів, що характеризують роботу системи передачі, виходить за межі операційної безпеки;

аварія на об'єкті електроенергетики - небезпечна подія техногенного (з конструктивних, виробничих, технологічних, експлуатаційних причин тощо) чи природного походження, яка спричинила загибель людей чи створює на об'єкті або території загрозу життю та здоров'ю людей і призводить до пошкодження, виходу з ладу або руйнування будівель, споруд та обладнання, порушення виробничого або технологічного процесу чи завдає шкоди навколишньому природному середовищу, чи призводить до недовідпуску споживачам електричної енергії на величину 10000 кВт·год і вище;

агрегат перетворювача ПСВН - агрегат, який містить один або більше перетворювальних мостів, разом з одним або більше перетворювальних

трансформаторів, реакторів, контрольно-вимірювальних приладів, основних захисних і комутаційних пристроїв та допоміжне обладнання, якщо воно використовуються для перетворення;

агрегатор - юридична особа, яка взяла на себе відповідальність за виконання команд ОСП щодо зміни активної та реактивної потужності розподіленої генерації або навантаження;

аналіз аварійних ситуацій - комп'ютерне моделювання аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій;

балансова надійність - здатність енергосистеми задовольняти сумарний попит на електричну енергію нормативної якості споживачів у кожний момент часу з урахуванням планових та очікуваних позапланових відключень елементів енергосистеми і обмежень на поставки енергоносіїв;

балансування енергосистеми - це процес постійного підтримання, із заданою точністю, відповідності між сумарним споживанням електричної енергії, яке враховує втрати на її виробництво і передачу, а також експортом електричної енергії, з одного боку, та обсягом виробництва електричної енергії на електростанціях ОЕС України та її імпорту - з другого;

безпека - відсутність ризику, пов'язаного з можливістю спричинення шкоди та/або нанесення збитку;

блок регулювання - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших блоків регулювання, що складається з однієї або більше областей регулювання, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності;

вбудована система ПСВН - система ПСВН, приєднана в області регулювання, яка не встановлена з метою приєднання одиниці енергоцентру на постійному струмі під час установки, і не встановлена з метою приєднання об'єкта енергоспоживання;

випробування - підготовлений та впроваджений за відповідною програмою особливий режим роботи обладнання об'єктів електроенергетики для комплексної перевірки роботоспроможності обладнання, параметрів та показників його роботи в експлуатаційних умовах, оцінки впливів обладнання та конфігурації мережі, що випробовується, на роботу ОЕС України та Користувачів;

випробування електроустановок постачальника допоміжних послуг (ПДП) (потенційних ПДП) - випробування, що проводиться з метою підтвердження відповідності кількісних та якісних технічних характеристик роботи обладнання ПДП (потенційних ПДП) вимогам цього Кодексу та інших нормативно-технічних документів щодо надання відповідних допоміжних послуг;

{Пункт 1.4 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом шістнадцятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

вихідні дані для розробки техніко-економічного обґрунтування (далі - ТЕО) вибору схеми приєднання електроустановки - актуальні на час звернення Замовника характеристики та завантаження елементів системи передачі (по елементах) з урахуванням резерву потужності за укладеними договорами про приєднання, що мають істотне значення для визначення точки/точок забезпечення потужності з урахуванням замовленої категорійності з надійності електропостачання;

відключення електроустановки - одноразова дія (технологічна операція), яка виконується автоматичним або ручним способом штатними пристроями (вимикач, роз'єднувач) електричної мережі або електроустановки шляхом роз'єднання сусідніх елементів цієї мережі (установки) без порушення її технологічної цілісності, спрямована на знеструмлення електроустановки;

відповідні Оператори - ОСП та/або ОСР, до системи якого вже приєднані або будуть приєднані генеруюча одиниця, об'єкт енергоспоживання, електрична розподільна мережа чи система ПСВН;

відповідність (достатність) генеруючих потужностей - здатність енергосистеми безперервно задовольняти попит на електричну енергію, з параметрами відповідної якості, та потужність з урахуванням запланованих та незапланованих відключень елементів енергосистеми;

відповідність (достатність) пропускної спроможності системи передачі - здатність системи передачі забезпечити передачу електричної енергії з параметрами відповідної якості з вузлів виробництва електричної енергії до вузлів споживання електричної енергії;

врегулювання небалансів - узгоджений між ОСП процес, що дозволяє уникнути одночасної активації РВЧ у протилежних напрямках, враховуючи відповідні АСЕ і активований РВЧ, шляхом коригування вхідних даних процесу вторинного регулювання;

генеруюча одиниця - синхронна генеруюча одиниця або одиниця енергоцентру, а також електростанція неблочного типу або електростанція блочного типу, на якій встановлена потужність найбільшого енергоблока не перевищує 20 МВт;

графік P-Q - характеристика, що описує здатність до вироблення реактивної потужності генеруючою одиницею у рамках зміни активної потужності в точці приєднання;

графік U-Q/Pmax - профіль, що представляє здатність до вироблення реактивної потужності генеруючою одиницею або системою ПСВН у функції зміни напруги в точці приєднання;

договір про приєднання до системи передачі (договір про приєднання) - письмова домовленість сторін, яка визначає зміст та регулює правовідносини між сторонами у процесі приєднання електроустановок Замовника до системи передачі;

дозвіл на підключення остаточний (ДПО) - повідомлення, видане відповідним Оператором власнику об’єкта електроенергетики, електроустановки якого відповідають технічним умовам і вимогам, про надання дозволу на підключення цих електроустановок до електричних мереж відповідного Оператора та/або участі в наданні ОСП допоміжних послуг;

дозвіл на подачу напруги (ДПН) - повідомлення, видане відповідним Оператором власнику генеруючого об’єкта, власнику об’єкта енергоспоживання, ОСР або власнику системи ПСВН перед поданням напруги в їхню внутрішню мережу;

експлуатація обладнання (виробу, системи) - частина життєвого циклу обладнання, на якому реалізується, підтримується та відновлюється його якість, та який включає використання за призначенням, технічне обслуговування, ремонт, транспортування і зберігання від моменту його виготовлення до моменту виведення з експлуатації;

електричне відхилення часу - різниця в часі між синхронним часом і всесвітнім скоординованим часом;

електроустановки інженерного (зовнішнього) забезпечення - електричні мережі (об’єкти), збудовані, реконструйовані чи технічно переоснащені від точки забезпечення потужності до точки приєднання об’єкта Замовника;

енергетична безпека - стан електроенергетики, який гарантує технічно та економічно безпечне задоволення поточних і перспективних потреб споживачів в енергії в необхідному обсязі та належної якості у звичайних умовах, а також під час дії надзвичайних ситуацій внутрішнього чи зовнішнього характеру;

живучість енергосистеми - здатність енергосистеми зберігати обмежену працездатність в аварійних ситуаціях, протистояти каскадним аварійним ситуаціям та забезпечувати їх ліквідацію і відновлення енергопостачання споживачів;

Замовник - юридична особа (суб'єкт господарювання), яка письмово повідомила ОСП про намір приєднати до системи передачі збудовані, реконструйовані чи технічно переоснащені електроустановки, що призначаються для виробництва або перетворення чи розподілу або споживання електричної енергії;

зміна технічних параметрів - збільшення або зменшення величини дозволеної до використання потужності електроустановки об'єкта, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна ступеня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи згідно з встановленими правилами;

значний Користувач - Користувач, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП;

коефіцієнт потужності - відношення абсолютного значення активної потужності до повної потужності;

контрольний вимір - система заходів, що забезпечує одночасне (у почасовому вимірі) отримання показів активної та реактивної потужності окремих Користувачів, потужності в окремих вузлах системи передачі та рівнів напруги в характерних точках, а також інших даних щодо схеми електрозабезпечення Користувачів та режиму роботи обладнання;

концентрована енергосистема - енергосистема, у межах якої приймається припущення про відсутність обмежень щодо можливості передачі по ЛЕП електричної енергії споживачам;

коригувальна дія - будь-який захід, вжитий ОСП з метою підтримання операційної безпеки. Зокрема, коригувальні дії використовуються для виконання критерію N-1 і підтримки меж операційної безпеки;

{Абзац сороковий пункту 1.4 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

користувач системи передачі (Користувач) - юридична особа, яка відпускає або приймає електричну енергію до/з системи передачі або використовує її для передачі електричної енергії;

критерій ймовірності втрати навантаження (LOLE) - середня кількість годин на рік, протягом яких очікується дефіцит потужностей, необхідних для покриття попиту на електричну енергію;

критерій очікуваної непоставленої енергії (EENS) - очікувана величина попиту на електричну енергію (МВт·год), що не буде забезпечена наявними генеруючими потужностями у визначеному році;

критерій N-1 - правило, згідно з яким елементи, що залишаються в роботі в області регулювання ОСП після настання аварійної ситуації з переліку аварійних ситуацій, мають бути здатні адаптуватися до нового робочого режиму, не перевищуючи межі операційної безпеки;

{Абзац сорок четвертий пункту 1.4 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

критична інфраструктура - сукупність об’єктів системи передачі або її частини, що входять до складу ОЕС України, та є необхідними для забезпечення життєво важливих для суспільства функцій, охорони здоров’я, безпеки та добробуту населення, виведення з ладу або руйнування яких матиме суттєвий вплив на національну безпеку та оборону, навколишнє природне середовище та може призвести до значних фінансових збитків і людських жертв;

максимальна пропускна здатність ПСВН за активною потужністю (Pmax) - максимальна безперервна активна потужність, якою система ПСВН може обмінюватися з мережею в кожній точці приєднання за погодженням між відповідним Оператором і власником системи ПСВН;

максимальний струм системи ПСВН - найвищий фазний струм, пов’язаний з робочою точкою всередині графіка U-Q/Pmax перетворювальної підстанції ПСВН в умовах максимальної пропускної здатності ПСВН за активною потужністю;

межа балансової належності - це лінія майнового поділу електричних мереж між юридичними сторонами, позначена на схемі електричних мереж і зафіксована спільним актом розмежування балансової належності (господарського відання) та/або експлуатаційної відповідальності між сторонами;

межі операційної безпеки - гранично допустимі показники параметрів роботи ОЕС України та її окремих складових частин (електричні станції, система передачі та системи розподілу), що відрізняють надзвичайні ситуації від нормальних режимів її функціонування;

мінімальна пропускна здатність ПСВН за активною потужністю (Pmin) - мінімальна безперервна активна потужність, якою система ПСВН може обмінюватися з мережею в кожній точці приєднання за погодженням між відповідним Оператором і власником системи ПСВН;

мінімальний рівень регулювання - мінімальна активна потужність, як зазначено в договорі про приєднання або за погодженням між відповідним Оператором і власником генеруючого об’єкта, до якої генеруюча одиниця може регулювати активну потужність;

мінімальний технічний рівень навантаження генеруючої одиниці - мінімальна потужність, на якій здатна стабільно працювати генеруюча одиниця;

надійність - властивість об’єкта зберігати в часі та у встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах експлуатації, технічного обслуговування, зберігання і транспортування;

нечутливість частотної характеристики - притаманна особливість системи регулювання, яка визначається як мінімальна величина відхилення частоти як вхідного сигналу системи регулювання від номінального значення частот, яка викликає зміну активної генеруючої потужності;

нормальний режим роботи - режим, коли система знаходиться в межах операційної безпеки в N-ситуації та після виникнення ситуації з переліку аварійних ситуацій, беручи до уваги наслідки наявних коригувальних дій;

об’єкти диспетчеризації - обладнання електроустановок об’єктів електроенергетики, у тому числі пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики (РЗ та ПА), елементи системи автоматичного регулювання частоти та потужності, автоматизованої системи

диспетчерського управління (АСДУ), засоби диспетчерського та технологічного управління (ЗДТУ) тощо, яке перебуває в оперативному підпорядкуванні диспетчерського персоналу;

область моніторингу - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відділена точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших областей моніторингу, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання області моніторингу;

область регулювання - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших областей регулювання, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності;

область спостереження - власна система передачі ОСП та відповідні частини систем розподілу та суміжних систем передачі, на яких ОСП здійснює моніторинг та моделювання в режимі реального часу для підтримки операційної безпеки в його області регулювання, включаючи міждержавні лінії;

обмежений дозвіл на підключення (ОДП) - повідомлення, видане відповідним Оператором власнику об'єкта електроенергетики, електроустановки якого раніше досягли статусу ДПО, але на даний період часу втратили функціональність і не відповідають окремим вимогам та мають пройти реконструкцію/переобладнання і підтвердити дотримання відповідних технічних умов і вимог;

обмін резервами - можливість доступу ОСП до резерву потужності, підключеного до іншої області/блоку регулювання чи синхронної області, для виконання своїх вимог щодо резерву, що випливають з його власного процесу розрахунку РПЧ, РВЧ або резерву заміщення, коли резерв потужності є зобов'язанням виключно цього ОСП, та не враховуються іншими ОСП для виконання їх вимог з резерву, що випливають з їх відповідних процесів розрахунку резерву;

одиниця енергоцентру - енергоблок або сукупність енергоблоків, які або несинхронно приєднані до мережі, або приєднані через силову електроніку, і мають єдину точку приєднання до магістральних мереж, розподільних мереж, включаючи одиницю енергоцентру, приєднану до системи ПСВН;

оперативне відання - категорія диспетчерського управління об'єктом диспетчеризації, а також настроювання пристроїв РЗ та ПА, АСДУ, ЗДТУ, коли проведення технологічних операцій щодо зміни його стану та режиму

роботи здійснюється з дозволу оперативного працівника відповідного рівня, в оперативному віданні якого перебуває цей об’єкт диспетчеризації;

оперативне підпорядкування - оперативне управління чи оперативне відання;

оперативне управління - категорія диспетчерського управління об’єктом диспетчеризації, коли проведення технологічних операцій щодо зміни його стану та режиму роботи здійснюється безпосередньо оперативним персоналом, в оперативному управлінні якого перебуває цей об’єкт диспетчеризації, або за його оперативними командами підпорядкованим персоналом і потребує координації дій підпорядкованого оперативного персоналу та узгодження їх дій на декількох об’єктах;

оперативно-технологічне управління ОЕС України - побудована за ієрархічною структурою система контролю параметрів та режимів роботи енергосистеми в цілому та обладнання кожного енергетичного об’єкта, що входить до її складу, у процесі виробництва, передачі та розподілу електричної енергії з метою управління цими процесами для підтримання заданих параметрів та режимів роботи шляхом реалізації комплексу дій, направлених на зміну технологічних режимів та/або оперативного стану обладнання енергооб’єктів, що складається з прийняття рішення, підготовки та надання оперативної команди і контролю за її виконанням;

операційна угода блоку регулювання/синхронної області - багатостороння угода між усіма ОСП блоку регулювання/синхронної області, якщо блоком регулювання/енергосистемами синхронної області керує більше ніж один ОСП (якщо блоком регулювання керує один ОСП операційна угода означає операційну методику блоку регулювання, яку ОСП приймає в односторонньому порядку);

орган з оцінки відповідності вимогам Кодексу системи передачі (орган з оцінки відповідності) - підприємство, установа, організація чи їх структурний підрозділ, що здійснює діяльність з перевірки відповідності електроустановок Користувачів системи передачі/розподілу вимогам цього Кодексу, у тому числі шляхом проведення відповідних випробувань;

{Пункт 1.4 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом шістдесят восьмим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

острівний режим роботи - незалежна робота всієї або частини електричної мережі, яка ізольована внаслідок від'єднання від об'єднаної енергосистеми, маючи принаймні одну генеруючу одиницю або систему ПСВН, що видає потужність в цю мережу і регулює частоту та напругу;

оцінка відповідності (достатності) генеруючих потужностей - визначення можливості виконання вимог щодо балансової надійності ОЕС України при заданій структурі генеруючих потужностей або при її формуванні з урахуванням пропускної спроможності передавальної електричної мережі та можливості її розвитку;

оцінка динамічної стійкості - оцінювання операційної безпеки з точки зору динамічної стійкості;

{Абзац сімдесят перший пункту 1.4 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

перевірка ПДП (потенційного ПДП) - процес підтвердження відповідності ПДП (потенційного ПДП) та його електроустановок технічним та організаційним вимогам цього Кодексу та інших нормативних документів у частині спроможності до надання допоміжних послуг;

{Пункт 1.4 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом сімдесят другим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

передаварійний режим - режим, коли система знаходиться в межах операційної безпеки, але було виявлено ситуацію, у разі поширення якої наявних коригувальних заходів недостатньо для збереження нормального режиму;

перелік аварійних ситуацій - перелік аварійних ситуацій для моделювання з метою перевірки дотримання меж операційної безпеки;

перетворювальна підстанція ПСВН - частина системи ПСВН, яка складається з одного чи кількох агрегатів перетворювача ПСВН, установлених в одному місці разом із будівлями, реакторами, фільтрами, пристроями реактивної потужності, контрольним, моніторинговим, захисним, вимірювальним і допоміжним обладнанням;

перетин (в електричній мережі) - сукупність декількох мережевих елементів внутрішньосистемних або міжсистемних ліній електропередачі, вимкнення яких призводить до повного розділення енергосистеми на частини та/або відокремлення ОЕС України від інших енергосистем;

перехідні припустимі перевантаження - тимчасові перевантаження елементів системи передачі, що дозволяються впродовж обмеженого періоду часу і які не викликають фізичного пошкодження елементів системи передачі й обладнання доти, доки не перевищується визначена тривалість і порогові значення;

підключення - виконання комплексу організаційно-технічних заходів з первинної подачі напруги на електроустановку Замовника згідно з проектною схемою;

підтвердження кваліфікації - процедура визначення відповідності професійних знань, умінь і навичок працівників установленим законодавством вимогам і посадовим обов'язкам, проведення оцінки їх професійного рівня шляхом атестації;

План відновлення - підсумковий звід всіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для відновлення системи до нормального режиму;

План захисту енергосистеми - підсумковий звід всіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для запобігання поширенню або загостренню аварії в системі передачі, з метою уникнення широкого розповсюдження порушення і режиму системної аварії;

{Абзац вісімдесят перший пункту 1.4 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

помилка області регулювання - сума помилок регулювання потужністю (ΔP), що являють собою різницю в реальному часі між виміряною фактичною (P) і плановою (P0) величинами обміну потужності конкретної області/блоку регулювання, та помилок регулювання частоти (K·Δf), що являють собою добуток K-фактора і відхилення частоти цієї конкретної області/блоку регулювання, де помилка області регулювання дорівнює ΔP + K·Δf;

{Абзац вісімдесят другий пункту 1.4 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне

регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

потужність, замовлена до приєднання - потужність у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується за договором приєднання;

приєднання електроустановки до системи передачі - це послуга, яка надається ОСП на підставі договору про приєднання, зі створення Користувачу/Замовнику технічної можливості для надійної передачі та/або прийняття його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості;

причетний ОСП - ОСП, для якого інформація про обмін резервами та/або спільне використання резервів, та/або процес взаємозаліку небалансів, та/або процес транскордонної активації необхідна для аналізу та підтримання операційної безпеки;

пропускна спроможність - фізична величина обсягу електричної енергії з параметрами відповідної якості та потужності, яку можна передати через відповідний перетин (внутрішній або міждержавний) електричної мережі ОЕС України у відповідному напрямку та у відповідний період часу за умови забезпечення безпечного та надійного функціонування енергосистеми;

протиаварійні заходи - технічні, технологічні та/або організаційні дії із запобігання виникненню і розвитку технологічних порушень, мінімізації негативних наслідків від них та їх шкідливого впливу на людей і навколишнє природне середовище;

регулювання активної потужності за рахунок управління попитом - зміна активної потужності споживання об’єкта енергоспоживання, який доступний для управління ОСП;

регулювання реактивної потужності за рахунок управління попитом - зміна реактивної потужності об’єкта енергоспоживання або використання пристроїв компенсації реактивної потужності на об’єкті енергоспоживання системи розподілу, що доступні для управління ОСП;

регулювання частоти - здатність генеруючої одиниці або системи ПСВН до регулювання своєї вихідної активної потужності у відповідь на виміряне відхилення частоти в енергосистемі від уставки з метою підтримання стабільної частоти в енергосистемі;

режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU) - робочий режим генеруючої одиниці або високовольтної системи ПСВН, який призводить до збільшення вихідної активної потужності у відповідь на зміну частоти в енергосистемі нижче певного значення, яке відрізняється від номінального значення;

режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSMO) - робочий режим генеруючої одиниці або системи ПСВН, який призводить до зменшення вихідної активної потужності у відповідь на зміну частоти в енергосистемі вище певного значення, яке відрізняється від номінального значення;

режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно-чутливий режим) (FSM) - робочий режим генеруючої одиниці або системи ПСВН, за яким вихідна активна потужність змінюється у відповідь на відхилення частоти від номінального значення в енергосистемі таким чином, що це допомагає відновленню цього номінального значення частоти;

режим синхронного компенсатора - робота генератора змінного струму без первинного двигуна з метою регулювання напруги динамічним виробленням або поглинанням реактивної потужності;

режим системи - робочий режим системи передачі по відношенню до меж операційної безпеки, який може бути нормальним, передаварійним, аварійним, системної аварії, а також відновлення;

{Абзац дев'яносто п'ятий пункту 1.4 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

резерв відновлення частоти - резерви активної потужності, наявні для відновлення частоти системи до номінальної частоти та, для синхронної області, що складається більше ніж з однієї області регулювання, для відновлення балансу потужності до планових обсягів;

резерв заміщення - резерви активної потужності, наявні для відновлення або підтримання належного рівня РВЧ, для готовності до додаткового небалансу системи, включаючи оперативні резерви;

резерв підтримання частоти - резерви активної потужності, наявні для регулювання частоти після виникнення небалансу;

резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити елементи електричної мережі у відповідному місці і у відповідний період часу, та найбільшою величиною потужності, що використовується в цей період часу, з урахуванням дозволеної потужності інших Користувачів та потужності, замовленої до приєднання у відповідному місці;

робота на власні потреби - режим роботи, який забезпечує продовження живлення навантаження власних потреб генеруючого об'єкта у разі технологічних порушень у роботі електричної мережі, що закінчуються відімкненням генеруючих одиниць від мережі та їхнім перемиканням на свої власні потреби;

роботоспроможність - стан електроустановки (обладнання електроустановки), за якого вона здатна виконувати задану функцію з параметрами, встановленими вимогами технічної документації;

розрахунковий небаланс - найбільший миттєвий очікуваний небаланс активної потужності в межах блоку регулювання як в позитивному, так і в негативному напрямку;

сертифікат відповідності - документ, виданий органом з оцінки відповідності вимогам цього Кодексу для устаткування, що використовується генеруючою одиницею, електроустановкою споживача, розподільною електричною мережею, об'єктом енергоспоживання або системою ПСВН. У сертифікаті відповідності визначається сфера його дії на національному рівні. Для цілей заміни окремих частин процесу контролю відповідності сертифікат відповідності обладнання може містити моделі, що були перевірені на основі фактичних результатів випробувань;

{Абзац сто третій пункту 1.4 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

синхронна генеруюча одиниця - неподільний набір установок (енергоблок), що можуть виробляти електричну енергію таким чином, щоб частота генерованої напруги, швидкість обертання ротора генератора і частота напруги мережі перебували у постійному співвідношенні (синхронізм);

синхронна область - область, охоплена синхронно об'єднаними енергосистемами інших держав;

синхронний час - фіктивний час, що базується на частоті системи в синхронній зоні, один раз установлений на універсальний скоординований астрономічний час UTC і з тактовою частотою 50 Гц;

система - сукупність елементів, що знаходяться у взаємодії та зв'язках один з одним і створюють відповідну цілісність, організовану для досягнення однієї або кількох поставлених цілей;

система постійного струму високої напруги (система ПСВН) - електроенергетична система, яка передає енергію у вигляді постійного струму високої напруги між двома або більше шинами змінного струму (ЗС) і складається щонайменше з двох перетворювальних підстанцій ПСВН із передавальними лініями чи кабелями постійного струму між цими перетворювальними підстанціями ПСВН;

система регулювання збудження - система регулювання зі зворотним зв'язком, яка включає синхронну машину та її систему збудження;

системні випробування - випробування, які ОСП виконує одноосібно на об'єкті системи передачі або разом хоча б з одним Користувачем на об'єкті Користувача;

ситуація N - ситуація, за якої жодний елемент системи передачі не є недоступним через пошкодження;

спеціальна схема захисту - набір скоординованих і автоматичних заходів, розроблених для забезпечення швидкодійної реакції на порушення режиму і запобігання поширенню збурення через систему передачі;

спільне використання резервів - спосіб, у який декілька ОСП враховують одночасно один і той самий обсяг РПЧ, РВЧ або РЗ для виконання своїх спільних зобов'язань щодо резервів, що випливають з їх відповідних процесів розрахунку резерву. Таким чином, зобов'язання щодо обсягу резерву кожного з ОСП зменшуються шляхом розподілу між ОСП, які залучені до процесу спільного використання резервів;

статизм - співвідношення між відхиленням частоти у сталому стані і відхиленням вихідної активної потужності у сталому стані, виражене у відсотках (приведене до значень номінальної частоти та потужності відповідно);

стійкість енергосистеми динамічна - здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму роботи без асинхронного режиму після значних збурень,

за яких зміни параметрів режиму прирівнюються до їх середніх значень, та передбачає стійкість кута вибігу ротора, стабільність частоти і стабільність напруги;

стійкість енергосистеми статична - здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму роботи без порушення синхронізму після малих збурень, за яких зміни параметрів режиму є дуже малими у порівнянні з їх середніми значеннями;

структура генеруючих потужностей - розподіл генеруючих потужностей за типами технологій виробництва електричної енергії, що розміщені на електростанціях, що працюють у складі ОЕС і забезпечують покриття попиту споживачів електричної енергії;

схема електрозабезпечення - однолінійна схема від точки забезпечення потужності до розподільних пристроїв на об’єкті Замовника з позначенням точки приєднання, меж балансової належності власників електричних мереж, переліку елементів електричних мереж, що належать різним власникам;

схема захисту системи - набір скоординованих і автоматичних заходів, розроблених для забезпечення швидкодійної реакції на порушення режиму і запобігання поширенню збурення у системі передачі;

технічне обслуговування - комплекс робіт, спрямованих на підтримання роботоспроможності та запобігання передчасному спрацюванню елементів обладнання під час використання його за призначенням, перебування у резерві чи зберіганні, а також під час транспортування;

технічні умови на приєднання - комплекс умов та вимог до інженерного забезпечення об’єкта Замовника, заявленого до приєднання до електричних мереж, що повинні відповідати його розрахунковим технічним і технологічним параметрам та меті приєднання (виробництво, розподіл, споживання електричної енергії), та є невід’ємним додатком до договору про приєднання;

{Абзац сто двадцять перший пункту 1.4 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

технологічне порушення - порушення в роботі обладнання, об’єкта електроенергетики чи енергосистеми в цілому, яке супроводжується

відхиленням хоча б одного з експлуатаційних параметрів від граничнодопустимих значень, що призвело або може призвести до зниження надійності роботи, несправності, виходу з ладу обладнання, зниження параметрів якості та/або припинення електропостачання або створити загрозу життю та здоров'ю людей чи завдати шкоди навколишньому природному середовищу, або несправність (відмова в роботі) обладнання із зазначеними наслідками, яке відбулося внаслідок технічних причин або в результаті дій (у тому числі помилкових) персоналу;

тимчасовий дозвіл на підключення (ТДП) - повідомлення, видане відповідним Оператором власнику об'єкта електроенергетики про надання тимчасового доступу його об'єктів до електричних мереж відповідного Оператора та підключення електроустановок цих об'єктів впродовж обмеженого проміжку часу, та проведення додаткової перевірки на відповідність, щоб забезпечити дотримання відповідних технічних умов і вимог;

точка забезпечення потужності (замовленої до приєднання) - місце (точка) в існуючих електричних мережах ОСП, від якого він забезпечує розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановки Замовника відповідної потужності або приєднання генеруючої потужності;

точка приєднання - стиковий вузол, в якому генеруюча одиниця, об'єкт енергоспоживання, електрична розподільна мережа чи система ПСВН приєднані до системи передачі, системи розподілу, включаючи системи ПСВН, як це визначено в договорі про приєднання;

точка приєднання ПСВН - точка, в якій обладнання ПСВН з'єднано з мережею ЗС і щодо якої можуть видаватися технічні умови, що впливають на характеристики обладнання;

час повної активації аРВЧ - період часу між встановленим за допомогою контролера (ЦР) новим обсягом уставки та відповідною активацією або деактивацією аРВЧ;

час повної активації РПЧ - період часу між виникненням розрахункового небалансу та відповідним часом повної активації РПЧ;

час повної активації рРВЧ - період часу між зміною уставки за командою ОСП та відповідною активацією або деактивацією рРВЧ;

швидке підживлення КЗ струмом - струм, що подається одиницею енергоцентру або системою ПСВН упродовж і після відхилення напруги,

викликаного електричним КЗ, із метою виявлення такого КЗ системами РЗ електричних мереж на його початковій стадії, підтримання напруги мережі на пізнішому етапі КЗ і відновлення напруги мережі після усунення КЗ;

штучна інерція - фіктивна швидкість, яка задається додатковим інерційним контролером, який зменшує реакцію основного контролера на одиницях енергоцентрів;

якість електричної енергії - сукупність властивостей електричної енергії відповідно до встановлених стандартів, які визначають ступінь її придатності для використання за призначенням.

1.5. Інші терміни, що використовуються у цьому Кодексі, вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про ринок електричної енергії».

1.6. Терміни атестація працівників, підвищення кваліфікації працівників, професійне навчання працівників вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про професійний розвиток працівників».

1.7. Скорочення, що застосовуються у цьому Кодексі, мають такі значення:

ENTSO-E - Європейська мережа ОСП;

FSM - частотно чутливий режим;

LFSM-O - режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота;

LFSM-U - режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота;

PSS - функція стабілізатора енергосистеми;

SCADA - комплекс дистанційного управління та збору даних;

АПВ - автоматичне повторне включення;

{Пункт 1.7 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом восьмим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

АРЗ - автоматичне регулювання збудження;

АРНТ - автоматичний регулятор напруги трансформатора;

ACE - помилка області регулювання;

{Абзац одинадцятий пункту 1.7 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

АСУ ТП - автоматична система управління технологічними процесами;

АЧР - автоматичне частотне розвантаження;

АСДУ - автоматизована система диспетчерського управління;

ВДЕ - відновлювані джерела енергії;

ВЕС - вітрова електростанція;

в. о. - відносні одиниці;

ДП - допоміжні послуги;

ЗДТУ - засоби диспетчерського та технологічного управління;

КЗ - коротке замикання;

ЛЕП - лінія електропередачі;

ОСП - оператор системи передачі;

ОСР - оператор системи розподілу;

ПДП - постачальник допоміжних послуг;

{Пункт 1.7 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом двадцять четвертим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

ПСВН - постійний струм високої напруги;

ППЧ - процес підтримання частоти;

ПВЧ - процес відновлення частоти;

ПЗР - процес заміщення резервів;

РПЧ - резерв підтримання частоти;

РВЧ - резерв відновлення частоти;

аРВЧ - автоматичний резерв відновлення частоти;

рРВЧ - ручний резерв відновлення частоти;

РЗ - резерв заміщення;

САВН - спеціальна автоматика відключення навантаження;

САРЧП - системи автоматичного регулювання частоти та потужності;

СЕС - сонячна електростанція;

СК - синхронний компенсатор;

СЧХ - статична частотна характеристика;

ТЕО - техніко-економічне обґрунтування вибору схеми приєднання об'єкта (ДБН А.2.2-3-2014 «Склад та зміст проектної документації на будівництво»);

{Абзац тридцять дев'ятий пункту 1.7 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

ТПР - трансформатор поперечного регулювання;

ЦР - центральний регулятор;

ЧАПВ - частотне автоматичне повторне включення.

{Пункт 1.7 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2. Застосування вимог цього Кодексу

2.1. Усі нові генеруючі одиниці та електроустановки об'єктів розподілу/енергоспоживання та систем ПСВН мають відповідати вимогам цього Кодексу, що застосовуються до їх типів обладнання. Новими генеруючими одиницями та електроустановками об'єктів розподілу/енергоспоживання вважаються такі, що були приєднані до ОЕС України після набрання чинності цим Кодексом або власники таких енергооб'єктів уклали договір на закупівлю основного енергообладнання до дня набрання чинності цим Кодексом з терміном дії договору не більше 2

років. Усі інші генеруючі одиниці та електроустановки об’єктів розподілу/енергоспоживання вважаються існуючими.

2.2. Вимоги цього Кодексу не застосовуються до електроустановок з виробництва та споживання електричної енергії, що пов’язані прямою лінією та не мають будь-яких електричних зв’язків з електрообладнанням, що працює синхронно в ОЕС України. Будівництво та експлуатація таких електроустановок як і прямої лінії, що їх поєднує, відбувається відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок та Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

2.3. До існуючих генеруючих одиниць та електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання можуть застосовуватися окремі вимоги розділу III цього Кодексу.

Рішення про застосування окремих вимог розділу III цього Кодексу до існуючих генеруючих одиниць та електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання приймає Регулятор.

Існуючі генеруючі одиниці типу C, D, до яких за рішенням Регулятора повинні застосовуватися окремі вимоги розділу III цього Кодексу відповідно до проведеної ОСП оцінки (аналізу), мають право подавати запит на звільнення від застосування цих вимог згідно з порядком, визначеним у главі 3 цього розділу.

3. Порядок звільнення від виконання вимог цього Кодексу

3.1. Регулятор має право за зверненням Користувача, ОСП та/або ОСР звільняти від виконання окремих вимог цього Кодексу.

3.2. Користувач повинен заповнити запит спільно з відповідним ОСР за погодженням або спільно з ОСП.

Запит на звільнення від виконання вимог цього Кодексу має включати:

ідентифікатор Користувача;

посилання на положення цього Кодексу, запит на звільнення від виконання якого подається, а також детальне обґрунтування необхідності звільнення з відповідними документами;

термін дії звільнення.

Запит на звільнення від виконання вимог цього Кодексу має надаватися окремо на кожну генеруючу одиницю або електроустановку об’єкта розподілу/енергоспоживання.

3.3. Протягом 14 днів після отримання запиту на звільнення від виконання вимог цього Кодексу відповідний ОСР за погодженням з ОСП або ОСП повинен підтвердити Користувачу повноту заповнення запиту. Якщо ОСР або ОСП вважатимуть запит неповним, вони можуть вимагати додаткову інформацію. У разі ненадання такої інформації Користувачем протягом 14 днів запит буде відхилений.

3.4. ОСП або відповідний ОСР спільно з ОСП мають оцінити запит на надання звільнення від виконання вимог цього Кодексу та передати цей запит Регулятору разом зі своїми висновками та розрахунками не пізніше 3 місяців після отримання запиту.

3.5. Для підготовки пропозицій щодо звільнення від застосування окремих вимог цього Кодексу до існуючих генеруючих одиниць типів B, C і D або до існуючих електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання ОСП та відповідні ОСР повинні виконати кількісний аналіз витрат і вигод для кожної з вимог цього Кодексу, який має включати:

витрати на забезпечення відповідності вимогам цього Кодексу стосовно існуючих генеруючих одиниць, існуючих електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання;

соціально-економічну вигоду від застосування вимог, установлених у цьому Кодексі;

потенціал альтернативних засобів для досягнення необхідної продуктивності.

3.6. Перед проведенням кількісного аналізу витрат і вигод ОСП повинен:

провести попереднє якісне порівняння витрат і вигод, яке має враховувати доступні мережеві або ринкові альтернативи;

отримати схвалення Регулятора.

3.7. ОСП може приступити до кількісного аналізу витрат і вигод, якщо якісне порівняння показує, що ймовірні вигоди перевищують ймовірні витрати. Якщо витрати вважаються високими або вигода - низькою, тоді ОСП не повинен здійснювати подальші кроки.

3.8. ОСР, власники генеруючих об’єктів, власники об’єктів розподілу/енергоспоживання повинні сприяти проведенню аналізу витрат і вигод та надавати необхідні дані на запит ОСП впродовж 3 місяців після отримання запиту, якщо інше не погоджено ОСП.

3.9. Аналіз витрат і вигод має виконуватись згідно з такими принципами:

1) ОСП та власник генеруючого об’єкта, об’єкта розподілу/енергоспоживання повинні під час аналізу витрат і вигод використовувати один або більше з таких принципів розрахунку:

чиста приведена вартість;

дохід на інвестиції;

норма прибутку;

час, необхідний для досягнення беззбитковості;

2) ОСП та власник генеруючого об’єкта, об’єкта розподілу/енергоспоживання повинні також кількісно оцінити соціально-економічні вигоди з точки зору підвищення надійності електропостачання, включаючи, зокрема:

пов’язане зменшення ймовірності втрати електропостачання протягом усього терміну проведення реконструкції/переоснащення;

ймовірну ступінь і тривалість такої втрати електропостачання;

соціальну годинну вартість такої втрати електропостачання;

3) ОСП та власник генеруючого об’єкта, об’єкта розподілу/енергоспоживання повинні кількісно оцінити вигоди для внутрішнього ринку електричної енергії, транскордонної торгівлі та інтеграції генеруючих потужностей, що здійснюють виробництво електричної енергії з відновлюваних джерел енергії, включаючи, зокрема:

реакцію активної потужності на відхилення частоти;

резерви балансування;

забезпечення реактивною потужністю;

ведення режиму перевантаження;

захисні заходи;

4) ОСП повинен кількісно оцінити витрати на виконання відповідних вимог цього Кодексу до існуючих генеруючих одиниць, існуючих електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання включаючи, зокрема:

прямі витрати на виконання вимоги;

витрати, пов’язані з відповідною втратою можливостей;

витрати, пов’язані зі змінами в технічному обслуговуванні та експлуатації.

3.10. ОСП та відповідні ОСР повинні забезпечити проведення громадських обговорень та консультацій із заінтересованими сторонами щодо застосування вимог розділу III цього Кодексу до існуючих генеруючих одиниць та електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання.

3.11. Регулятор приймає рішення про звільнення від виконання окремих вимог цього Кодексу щодо існуючих генеруючих одиниць або існуючих електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання протягом 6 місяців після отримання звіту та рекомендацій ОСП.

3.12. Рішення Регулятора стосовно звільнення від виконання окремих вимог цього Кодексу щодо існуючих генеруючих одиниць або електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання має бути оприлюднено на офіційному веб-сайті Регулятора та власному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет.

3.13. ОСП повинен вести реєстрацію всіх звільнень від виконання вимог цього Кодексу, які були надані, відхилені (в яких Користувач отримав відмову) або скасовані Регулятором. Цей реєстр повинен бути оприлюднений на власному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет та містити:

вимогу цього Кодексу, звільнення від виконання якої було надано, відмовлено або скасовано;

зміст запиту на звільнення від виконання вимоги цього Кодексу;

причини надання, відмови або скасування звільнення від виконання вимоги цього Кодексу;

наслідки надання звільнення від виконання вимоги цього Кодексу.

4. Адміністрування цього Кодексу

4.1. Адміністратором цього Кодексу (далі - Адміністратор Кодексу) є ОСП ОЕС України.

4.2. Функції Адміністратора Кодексу:

оприлюднення цього Кодексу на власному веб-сайті в мережі Інтернет;

розробка та оприлюднення на власному веб-сайті в мережі Інтернет проектів змін до цього Кодексу;

опрацювання пропозицій та зауважень учасників ринку та інших заінтересованих сторін щодо внесення змін до цього Кодексу відповідно до порядку, визначеного в цій главі;

{Абзац четвертий пункту 4.2 глави 4 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

надання на розгляд і затвердження Регулятору проектів змін до цього Кодексу;

{Абзац п'ятий пункту 4.2 глави 4 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

надання Користувачам інформації та/або консультацій щодо виконання чи реалізації положень цього Кодексу;

створення та ведення інформаційних баз даних щодо змін і доповнень до цього Кодексу;

розгляд та узагальнення пропозицій щодо внесення змін і доповнень до цього Кодексу;

ведення реєстру звільнень від виконання вимог цього Кодексу;

надання Регулятору щорічного звіту про свою діяльність як Адміністратора Кодексу.

4.3. Адміністратор Кодексу зобов’язаний:

здійснювати моніторинг законодавчих та нормативно-правових актів, які встановлюють нові або змінюють існуючі положення, що регулюються цим Кодексом, та розробляти відповідні зміни і доповнення до цього Кодексу;

розробляти та надавати на затвердження Регулятору зміни і доповнення до цього Кодексу;

здійснювати моніторинг чинних нормативно-технічних документів, що забезпечують виконання вимог цього Кодексу та оприлюднювати перелік цих документів на власному веб-сайті в мережі Інтернет постійно поновлюючи його;

оприлюднювати на власному веб-сайті в мережі Інтернет цей Кодекс щоразу після внесення до нього змін і доповнень;

надавати Користувачам на їх запити роз'яснення щодо застосування, виконання чи реалізації окремих положень цього Кодексу;

вести реєстр звільнень від виконання вимог цього Кодексу відповідно до пункту 3.13 глави 3 цього розділу;

надавати Регулятору щорічний звіт про свою діяльність як Адміністратора Кодексу, який оприлюднюється на власному веб-сайті ОСП.

{Абзац восьмий пункту 4.3 глави 4 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

4.4. Зміни і доповнення до цього Кодексу розробляються за ініціативою Регулятора, ОСП та/або за пропозиціями учасників ринку електричної енергії, інших заінтересованих сторін та затверджуються Регулятором.

{Пункт 4.4 глави 4 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

4.5. Обґрунтовані пропозиції учасників ринку та інших заінтересованих сторін щодо внесення змін до цього Кодексу можуть надаватися в письмовому та/або електронному вигляді Адміністратору Кодексу у форматах та за формою, що визначена Адміністратором Кодексу та розміщена на його власному веб-сайті в мережі Інтернет.

{Пункт 4.5 глави 4 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019; в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

4.6. Адміністратор Кодексу реєструє пропозиції та зауваження щодо змін до цього Кодексу, отримані від учасників ринку та інших заінтересованих сторін, за результатом аналізу формує узагальнений проект рішення щодо змін і доповнень до цього Кодексу з урахуванням власних пропозицій та всіх пропозицій і зауважень, отриманих від учасників ринку та інших заінтересованих сторін.

{Пункт 4.6 глави 4 розділу I в редакції Постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019, № 1070 від 03.06.2020}

{Пункт 4.7 глави 4 розділу I виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

{Пункт 4.8 глави 4 розділу I виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

4.7. Адміністратор Кодексу оприлюднює на власному веб-сайті в мережі Інтернет узагальнений проект рішення щодо змін до цього Кодексу з метою отримання пропозицій та зауважень від учасників ринку та інших заінтересованих сторін у форматах та за формою, що визначена Адміністратором Кодексу та розміщена на його власному веб-сайті в мережі Інтернет, із зазначенням кінцевого строку їх надання, але не менше 15 календарних днів з дня їх оприлюднення.

{Пункт 4.7 глави 4 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

4.8. Після отримання пропозицій та зауважень від учасників ринку та заінтересованих сторін до узагальненого проекту рішення щодо змін до цього Кодексу Адміністратор Кодексу проводить узгоджувальну нараду (засідання) за участю учасників ринку електричної енергії та інших заінтересованих сторін. Протокол узгоджувальної наради (засідання) з висновком щодо поданих пропозицій щодо змін до цього Кодексу оприлюднюється на власному веб-сайті Адміністратора Кодексу в мережі Інтернет не пізніше 10 робочих днів з дня її проведення.

{Пункт 4.8 глави 4 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

4.9. За результатами проведення узгоджувальної наради (засідання) Адміністратор Кодексу формує узагальнений проект змін до цього Кодексу та подає його на розгляд і затвердження Регулятору.

Рішення щодо внесення змін до цього Кодексу Регулятор приймає у порядку, встановленому законодавством.

{Пункт 4.9 глави 4 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

4.10. Обґрунтовані пропозиції учасників ринку та заінтересованих сторін про внесення змін до цього Кодексу подаються Регулятору та розглядаються ним у порядку, установленому законодавством.

{Пункт 4.10 глави 4 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

4.11. Інформація про внесення змін до цього Кодексу оприлюднюється Адміністратором Кодексу на власному веб-сайті в мережі Інтернет не пізніше 3 робочих днів з дня набрання чинності відповідним рішенням Регулятора.

{Пункт 4.11 глави 4 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

5. Розгляд скарг та врегулювання спорів

5.1. ОСП, Користувачі, а також користувачі системи розподілу, електроустановки яких знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП, повинні дотримуватися вимог цього Кодексу та договорів, укладених відповідно до вимог цього Кодексу.

5.2. Якщо між ОСП та Користувачем виникає спірне питання, вони мають вжити вичерпних заходів з метою його врегулювання шляхом переговорів.

5.3. Користувач у разі порушення його прав та законних інтересів, передбачених цим Кодексом, має право звернутися до ОСП із зверненням/скаргою/претензією.

5.4. ОСП розглядає звернення, скарги та претензії Користувачів відповідно до вимог цього Кодексу.

5.5. ОСП зобов’язаний розробити та оприлюднити на власному вебсайті в мережі Інтернет процедуру розгляду ним звернень/скарг/претензій Користувачів та форму надання звернення/скарги/претензії, які враховують вимоги цього Кодексу та інших нормативно-правових актів Регулятора.

5.6. ОСП повинен здійснювати реєстрацію та збереження звернень/скарг/претензій Користувачів з веденням єдиної бази даних щодо звернень/скарг/претензій, отриманих у будь-якій формі.

ОСП повинен забезпечити збереження відповідної інформації у базі даних щодо звернень/скарг/претензій протягом 3 років.

5.7. ОСП повинен розглянути звернення/скаргу/претензію у строк не більше 30 календарних днів з дати отримання звернення/скарги/претензії, якщо менший строк не встановлено чинним законодавством та цим Кодексом.

Якщо під час розгляду звернення/скарги/претензії необхідно здійснити випробування, технічну перевірку, провести експертизу вимірювального комплексу тощо, термін розгляду звернення/скарги/претензії може бути продовжено зі встановленням необхідного терміну для його розгляду, про що ОСП повинен повідомити Користувача, якій подав звернення/скаргу/претензію.

5.8. Якщо Користувач не згоден з рішенням, прийнятим ОСП, за його зверненням/скаргою/претензією, він має право оскаржити таке рішення шляхом звернення до Регулятора.

Регулятор розглядає звернення Користувача, який є споживачем, відповідно до затвердженого ним порядку розгляду звернень споживачів.

5.9. Якщо ОСП та Користувач не досягли між собою згоди щодо спірного питання, будь-яка зі сторін спору має право звернутись до Регулятора.

5.10. Під час вирішення спору Регулятор має право вимагати від сторін спору копії документів, пояснення та іншу інформацію, необхідну для встановлення фактичних обставин справи.

5.11. Рішення, прийняте Регулятором у ході досудового розгляду спору, є обов’язковим до виконання сторонами спору.

5.12. Користувач та/або ОСП мають право оскаржити рішення, прийняте Регулятором у ході розгляду звернення споживача та/або досудового розгляду спору між Користувачем та ОСП, у судовому порядку відповідно до законодавства України.

ІІ. Планування розвитку системи передачі

1. Загальні положення

1.1. ОСП здійснює прогнозування розвитку генеруючих потужностей та планування розвитку системи передачі для забезпечення відповідності (достатності) пропускної спроможності системи передачі потребам ринку електричної енергії з урахуванням поточного та довгострокового попиту на передачу електричної енергії, а також виконання вимог щодо операційної безпеки та безпеки постачання електричної енергії в перспективі.

1.2. При плануванні розвитку системи передачі ОСП здійснює:

оцінку відповідності (достатності) генеруючих потужностей;

оцінку поточного та перспективного стану системи передачі та її відповідності критеріям/стандартам операційної безпеки, надійності та показникам якості при передачі електричної енергії;

визначення рішень з розвитку системи передачі для забезпечення її надійного та ефективного функціонування;

планування залучення ефективних інвестицій у розвиток системи передачі.

1.3. З метою виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та планування розвитку системи передачі ОСП повинен проводити дослідження, моделювання, розрахунки та відповідний аналіз згідно з розробленими ним методологіями.

1.4. При розробці методологій проведення досліджень та визначенні методів та засобів вирішення окремих задач, пов’язаних з виконанням оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та плануванням розвитку системи передачі, ОСП враховує вимоги цього Кодексу, нормативно-технічних документів, які регламентують планування та проектування розвитку енергосистеми та її окремих елементів, рекомендації та відповідні методологічні підходи ENTSO-E.

1.5. ОСП забезпечує постійне вдосконалення методологій виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та планування розвитку системи передачі.

1.6. ОСП повинен оприлюднювати на власному веб-сайті в мережі Інтернет актуальні методології виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та планування розвитку системи передачі.

1.7. Результати оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву оформлюються ОСП у відповідному звіті та подаються Регулятору на затвердження.

1.8. Пропозиції ОСП щодо розвитку системи передачі на наступні 10 років оформлюються ним у відповідному плані та подаються Регулятору на затвердження.

1.9. Підготовка звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (далі - Звіт) та Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років (далі - План) здійснюється з дотриманням таких термінів:

Часові терміни	Звіт	План
рік розробки	Т*	Т+1
дата оприлюднення документа ОСП	до 01 листопада	до 15 березня
дата надання проекту документа на затвердження Регулятору	до 15 грудня	до 01 травня
перший рік, що розглядається в документі	Т+2	Т+2

_____
* рік розробки Звіту

2. Методологічні засади виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей

2.1. ОСП виконує оцінку відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву в енергосистемі згідно з таким алгоритмом:

підготовка (вдосконалення) методології виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей;

збір та підготовка вхідних даних для проведення досліджень та робіт;

формування сценаріїв розвитку попиту на електричну енергію та пропозиції (генеруючих потужностей та міждержавних перетинів) у межах прогнозів розвитку економіки та енергетики на довгострокову перспективу (не менше 20 років);

визначення та аналіз ризиків щодо реалізації окремих сценаріїв;

визначення умов проведення моделювання в межах кожного сценарію (з урахуванням факторів сезонності, нерівномірності добового споживання електричної енергії та потужності тощо);

моделювання та розрахунки;

визначення результатів сценарної оцінки прогнозних балансів потужності та електричної енергії на основі критеріїв (індикаторів) відповідності (достатності) генеруючих потужностей та їх аналіз;

розробка деталізованого базового (найбільш ймовірного) сценарію розвитку генеруючих потужностей та технологій управління попитом на перспективу найближчих 10 років при забезпеченні виконання вимог балансової надійності та критерію N-1;

формування висновків щодо потенційних ризиків виникнення дефіциту генеруючих потужностей та потужностей міждержавних перетинів на довгострокову перспективу;

підготовка пропозицій щодо заходів запобігання дефіциту потужностей на довгострокову перспективу для надійного забезпечення прогнозованого попиту на електричну енергію з урахуванням вимог безпеки постачання та операційної безпеки при роботі енергосистеми як в ізольованому режимі, так і в режимі паралельної роботи з енергосистемами інших країн (у тому числі визначення необхідних додаткових заходів з розвитку генеруючих потужностей та впровадження технологій управління попитом, необхідних для виконання вимог з безпеки постачання електричної енергії та операційної безпеки, та обґрунтування техніко-економічних вимог та необхідних термінів впровадження додаткових генеруючих потужностей та технологій управління попитом).

{Пункт 2.2 глави 2 розділу II виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2.2. ОСП формує довгострокові сценарії розвитку попиту та пропозиції в ОЕС України, беручи до уваги, зокрема:

стратегічні документи, які безпосередньо або опосередковано стосуються питань розвитку у сфері електроенергетики та суміжних сферах (зокрема, щодо енергоефективності, виконання загальнонаціональних вимог з розвитку відновлюваних джерел енергії, обмежень на викиди парникових газів та забруднюючих речовин);

сценарії розвитку економіки;

структуру споживання та її розвиток;

розвиток та інтеграцію енергетичних ринків;

проекти з розвитку генеруючих потужностей, які реалізуються та заплановані;

плани щодо виводу генеруючих потужностей з експлуатації (консервація, демонтаж);

проекти з розвитку системи передачі (у тому числі міждержавних перетинів), які реалізуються та заплановані до реалізації;

потреби щодо резервів для забезпечення операційної безпеки;

власні припущення (оцінки) щодо можливих змін прогнозних балансів потужності та електричної енергії.

2.3. Сценарні припущення, при яких формуються довгострокові сценарії розвитку попиту та пропозиції в ОЕС України, повинні бути достатньо вірогідними та не суперечливими.

2.4. Кількість сформованих ОСП довгострокових прогнозних сценаріїв розвитку попиту та пропозиції в ОЕС України повинна бути достатньою, щоб охопити реалістичний діапазон можливих шляхів розвитку на довгострокову перспективу, та не може бути менше трьох.

2.5. Формування найбільш ймовірного (базового) сценарію на перспективу найближчих 10 років повинно базуватися на результатах багатофакторного аналізу показників розроблених довгострокових сценаріїв розвитку попиту та пропозиції з оцінкою ризиків порушення вимог безпеки постачання.

{Пункт 2.5 глави 2 розділу II із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2.6. Моделювання розвитку генеруючих потужностей та аналіз сценаріїв розвитку попиту та пропозиції повинні, зокрема, ураховувати:

допустимі похибки прогнозу потреби споживачів в електричній енергії та потужності;

вплив заходів з енергоефективності та потенціал управління попитом, розвиток технологій збереження енергії;

залежність (еластичність) попиту від вартості електричної енергії (за категоріями споживачів);

вплив складнопрогнозованих технологій виробництва електричної енергії (ВЕС та СЕС) та необхідність забезпечення достатності резервних потужностей для компенсації коливань виробітку електричної енергії такими технологіями;

необхідність дотримання критерію надійності N-1;

знаходження частини генеруючих потужностей та ліній електропередач у планових та аварійних ремонтах;

обмеження пропускної спроможності між ціновими зонами ринку електричної енергії;

оптимальне використання міждержавних ліній електропередачі.

2.7. При моделюванні розвитку генеруючих потужностей в ОЕС України ОСП має здійснювати моделювання покриття графіків електричних навантажень, зокрема для днів з найбільш складними умовами роботи ОЕС України (мінімум та максимум навантажень, гідрологічні обмеження (повінь, межень) тощо), а також для характерних робочих та вихідних днів опалювального та неопалювального сезонів.

2.8. Оцінка кожного сценарію розвитку здійснюється шляхом аналізу можливих прогнозованих випадків, які характеризують окремі ситуації (умови роботи енергосистеми), що можуть виникнути в рамках обраного сценарію.

2.9. Для кожного сценарію розвитку повинні бути визначені, зокрема, такі прогнозні показники:

основні макроекономічні показники, при яких він був сформований;

рівні та режими споживання електричної енергії (ураховуючи власні потреби, у т. ч. технологічні витрати електричної енергії в мережах);

рівні та режими імпорту та експорту електричної енергії;

потужність технологій генерації електричної енергії (за типами);

потужність технологій, що надають послуги з управління попитом;

опис типу технологій збереження енергії та їх потужність;

потреба в резервах (за видами);

потреба в паливних ресурсах (за видами) та їх вартість;

ціна виробництва та/або відпуску електричної енергії в мережу.

2.10. За результатами проведених досліджень та моделювань ОСП оцінює відповідність (достатність) генеруючих потужностей для забезпечення прогнозованих обсягів та графіків споживання електричної енергії в ОЕС України шляхом розрахунку критеріїв (індикаторів) оцінки надійності/достатності генеруючих потужностей та відповідного їх аналізу.

В якості таких критеріїв, залежно від використаних при проведенні оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей підходів (детерміністичних, ймовірнісних) та засобів моделювання, ОСП, зокрема, застосовує критерій ймовірності втрати навантаження (LOLE), критерій очікуваної непоставленої енергії (EENS) та критерій залишкової потужності (запасу потужності). З метою більш поглибленого аналізу ОСП може використовувати додаткові критерії оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей, які визначає у відповідній методології.

Допустимі діапазони значень критеріїв оцінки визначаються ОСП в методології виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей з урахуванням Правил про безпеку постачання електричної енергії, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 27 серпня 2018 року № 448, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 19 вересня 2018 року за № 1076/32528.

{Абзац третій пункту 2.10 глави 2 розділу II в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2.11. На основі виконаного аналізу та сформованих висновків ОСП готує, зокрема:

пропозиції щодо необхідності розвитку системи передачі (окремих її елементів) з метою забезпечення достатньої пропускної спроможності передачі електричної енергії та відпуску електричної енергії в енергосистему;

пропозиції щодо необхідності розвитку міждержавних перетинів;

рекомендації щодо необхідності будівництва, реконструкції, модернізації генеруючих потужностей;

пропозиції до цього Кодексу, Правил ринку, інших нормативно-правових актів з метою удосконалення роботи ринку електричної енергії та стимулювання розвитку заходів з управління попитом.

3. Вимоги до змісту Звіту та етапів його підготовки

3.1. Підготовлений ОСП Звіт повинен містити, зокрема:

методологію, методи та засоби проведення робіт та досліджень;

аналіз змін рівнів та режимів споживання електричної енергії протягом останніх 5-10 років;

аналіз структури виробництва електричної енергії для останніх 5-10 років, наявності та впливу на її формування забезпеченості органічним та ядерним паливом, гідроресурсами, а також цін на електричну енергію (та теплову енергію для ТЕЦ);

опис сценаріїв розвитку попиту та пропозиції на довгострокову перспективу - прийняті припущення на перспективу та опис обраних умов моделювання;

показники сформованих сценаріїв розвитку на довгострокову перспективу, аналіз основних тенденцій розвитку генеруючих потужностей та навантаження та їх змін за відповідними сценаріями;

розрахунки критеріїв (індикаторів) оцінки надійності/достатності генеруючих потужностей та їх аналіз;

оцінку ризиків при реалізації сценаріїв розвитку щодо достатності потужностей для покриття прогнозованого попиту;

пропозиції щодо заходів з мінімізації впливу виявлених ризиків.

3.2. При підготовці проекту Звіту ОСП проводить консультації із заінтересованими сторонами, Регулятором, науковою та експертною спільнотою стосовно формування сценарних припущень щодо перспектив розвитку економіки та енергетики країни та з суміжних питань, пов’язаних з розробкою узгоджених сценаріїв розвитку економіки та енергетики на довгострокову перспективу.

3.3. За результатами проведених консультацій ОСП оприлюднює на власному веб-сайті в мережі Інтернет відповідні аналітичні матеріали з описом та обґрунтуванням прийнятих сценарних припущень, на основі яких готується Звіт.

3.4. Підготовлений проект Звіту оприлюднюється ОСП на власному веб-сайті в мережі Інтернет до 01 листопада року відповідно до пункту 1.9 глави 1 цього розділу.

3.5. ОСП протягом календарного місяця з дати опублікування проекту Звіту забезпечує проведення громадських обговорень та консультацій, забезпечує збір зауважень та пропозицій, їх розгляд та аналіз.

3.6. За результатами проведених громадських обговорень та консультацій ОСП здійснює доопрацювання проекту Звіту та подає його на затвердження Регулятору до 15 грудня року відповідно до пункту 1.9 глави 1 цього розділу. Разом з проектом Звіту ОСП надає детальні матеріали та результати розрахунків, що здійснювалися при підготовці Звіту, а також результати проведених громадських обговорень та консультацій.

3.7. У разі отримання зауважень та пропозицій від Регулятора ОСП здійснює коригування проекту Звіту та повторно подає його на затвердження у встановлені Регулятором терміни.

3.8. Після затвердження Звіту Регулятором ОСП оприлюднює його на власному веб-сайті в мережі Інтернет.

4. Методологічні засади планування розвитку системи передачі

4.1. Планування розвитку системи передачі передбачає визначення необхідних заходів та інвестицій для забезпечення відповідності (достатності) пропускної спроможності системи передачі для потреб Користувачів та надійності її функціонування з дотриманням принципів та критеріїв, визначених цим Кодексом.

4.2. ОСП здійснює планування та визначення заходів з розвитку системи передачі згідно з розробленою ним методологією за таким узагальненим алгоритмом:

підготовка вхідних даних для проведення досліджень та робіт (у тому числі з урахуванням результатів оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей);

технічний аналіз сформованих сценаріїв розвитку на основі моделювання та оцінки впливу кожного сценарію на роботу системи передачі (зокрема шляхом проведення мережевих досліджень (аналіз усталених режимів, аналіз статичної та динамічної стійкості, аналіз коротких замикань тощо));

визначення вимог та критеріїв роботи системи передачі для реалізації кожного сценарію розвитку та виявлення обмежень у системі передачі;

формування набору можливих рішень щодо заходів з розвитку системи передачі (зокрема шляхом оцінки результативності пропонованих рішень, аналізу варіантів та обрання доцільних рішень, оцінки вартості можливих інвестиційних проектів з розвитку системи передачі).

4.3. Головними завданнями виконання робіт та досліджень при плануванні розвитку системи передачі є:

формування та аналіз режимів роботи системи передачі при відповідних сценаріях розвитку та визначення прогнозованих потреб пропускної спроможності системи передачі;

виявлення та аналіз потенційних обмежень пропускної спроможності електричних мереж системи передачі та порушень надійності роботи системи передачі;

формування та обґрунтування відповідних рішень з розвитку системи передачі (у тому числі проектів з розвитку міждержавних ліній електропередачі) для забезпечення довгострокового попиту на передачу електричної енергії.

4.4. Формування переліку нових проектів з розвитку системи передачі на запланований період повинен виконуватися на основі порівняльного аналізу альтернативних проектів або груп проектів, які забезпечують реалізацію відповідних рішень, із застосуванням методів оцінки витрат і вигод.

4.5. Оцінка витрат і вигод проектів з розвитку системи передачі повинна здійснюватися, зокрема, на основі аналізу таких критеріїв:

загальні інвестиційні витрати проекту;

збільшення пропускної спроможності;

вплив на технологічні витрати електричної енергії в електричних мережах;

надійність електропостачання;

запаси статичної стійкості;

інтеграція ВДЕ;

соціальний вплив та вплив на навколишнє середовище;

вплив на суспільний добробут.

4.6. Процес планування розвитку системи передачі має супроводжуватися розробкою та періодичним оновленням схем перспективного розвитку електричних мереж системи передачі, в яких рішення, передбачені Планом, деталізуються з урахуванням забезпечення вимог операційної безпеки.

4.7. ОСП визначає терміни, в які необхідно забезпечити реалізацію рішень з розвитку системи передачі для забезпечення відповідності (достатності) пропускної спроможності системи передачі.

5. Вимоги до змісту Плану та етапів його розроблення

5.1. План щорічно розробляється ОСП на основі Звіту, а також з урахуванням планів розвитку суміжних систем передачі, систем розподілу електричної енергії.

5.2. План повинен містити:

опис методології розробки Плану із зазначенням методів та засобів, які були використані при проведенні відповідних досліджень та моделювань;

аналіз роботи ОЕС України за останні 3-5 років та опис поточної ситуації;

аналіз виконання попереднього Плану;

аналіз отриманих результатів досліджень та моделювання, у тому числі виявлених «вузьких місць» та обмежень пропускної спроможності системи передачі, та формування вимог щодо цільових показників роботи системи передачі;

перелік необхідних заходів з розвитку системи передачі на наступні 10 років, спрямованих на забезпечення ефективного функціонування системи передачі, з обґрунтуванням необхідності та/або доцільності їх реалізації та визначенням пріоритетності їх реалізації;

аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі, можливих форс-мажорних обставин тощо;

перелік основних об’єктів системи передачі, будівництво або реконструкція яких є доцільними протягом наступних 10 років;

інформацію щодо об’єктів системи передачі, які мають бути збудовані та/або реконструйовані протягом наступних 10 років, строки їх будівництва та/або реконструкції, джерела фінансування;

інформацію про інвестиції в об’єкти системи передачі, щодо яких уже прийняті рішення та які перебувають на стадії реалізації, із зазначенням прогнозних інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних 3 років.

5.3. Вихідні дані для розробки Плану щорічно надаються ОСП Користувачами згідно з переліком, який визначається ОСП відповідно до глави 8 цього розділу, та у визначені ним терміни, але не пізніше ніж до 01 лютого року відповідно до пункту 1.9 глави 1 цього розділу.

5.4. ОСП повинен здійснити аналіз отриманих від ОСР проектів планів розвитку систем розподілу на наступні 5 років щодо частин цих планів, що відносяться до розвитку електричних мереж 110 (150) кВ, на відповідність Плану та надати ОСР висновки (з обґрунтованими пропозиціями та зауваженнями щодо необхідності коригування у випадку невідповідності) протягом 20 робочих днів з дати отримання їх від ОСР.

{Пункт 5.4 глави 5 розділу II із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

5.5. Підготовлений проект Плану оприлюднюється ОСП на власному веб-сайті в мережі Інтернет до 15 березня року, що передує року початку планового періоду.

5.6. ОСП протягом календарного місяця з дати опублікування проекту Плану у прозорий та недискримінаційний спосіб забезпечує проведення громадських обговорень та консультацій із заінтересованими учасниками ринку, збір зауважень та пропозицій, їх розгляд та аналіз.

5.7. За результатами проведених громадських обговорень та консультацій, розгляду та аналізу наданих пропозицій та зауважень ОСП здійснює доопрацювання проекту Плану та розміщує на власному веб-сайті в мережі Інтернет звіт щодо врахування або відхилення (з відповідним обґрунтуванням) наданих пропозицій та зауважень.

5.8. ОСП повинен подати проект Плану на затвердження Регулятору до 01 травня року, що передує року початку планового періоду. Разом з проектом Плану ОСП надає детальні матеріали та результати розрахунків, що здійснювалися при підготовці Плану, а також результати проведених громадських обговорень та консультацій.

5.9. У разі отримання зауважень та пропозицій від Регулятора ОСП здійснює коригування проекту Плану та повторно подає його на затвердження у встановлені Регулятором терміни.

5.10. Після затвердження Плану Регулятором ОСП оприлюднює його на власному веб-сайті в мережі Інтернет.

6. Збір даних та формування інформаційної бази для оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та планування розвитку системи передачі

6.1. Оцінка відповідності (достатності) генеруючих потужностей та планування розвитку системи передачі повинні здійснюватися на єдиній інформаційній базі, яку створює, адмініструє та використовує ОСП.

6.2. Підготовка інформаційного поля для проведення досліджень здійснюється на основі постійного, періодичного або за запитом ОСП моніторингу:

законодавчої та нормативно-правової бази, очікуваних та можливих їх змін у майбутньому;

державної політики в соціально-економічній сфері;

стану та перспектив розвитку економіки та окремих її галузей;

ситуації на ринку електричної енергії України та суміжних країн;

технічних характеристик елементів ОЕС України;

техніко-економічних, екологічних та показників надійності роботи елементів ОЕС України;

режимів роботи ОЕС України;

планів розвитку енергетичних компаній та стану їх реалізації;

темпів та напрямків науково-технічного прогресу в електроенергетиці та інших галузях економіки;

іншої інформації, яку ОСП визначає як необхідну для вирішення задач оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та планування розвитку системи передачі.

У процесі моніторингу ОСП здійснює аналіз отриманої інформації, її узагальнення та аналітичну обробку та в максимально структурованому вигляді заносить та підтримує її в актуальному стані у спеціалізованій базі даних.

6.3. Для збору інформації, необхідної для оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та планування розвитку системи передачі, ОСП використовує відкриті джерела інформації, а також має право звертатися до органів державної виконавчої влади, органів державної статистики, наукових установ, інших установ та організацій щодо надання відповідної інформації.

6.4. Інформація від користувачів системи передачі/розподілу, яка необхідна для оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та планування розвитку системи передачі, поділяється на постійні дані та дані, які надаються на періодичній основі.

6.5. ОСП повинен розробити та оприлюднити на власному веб-сайті в мережі Інтернет форми надання постійних та періодичних даних користувачами системи передачі/розподілу та відповідні інструкції щодо їх заповнення.

За запитом користувача системи передачі/розподілу ОСП повинен надавати відповідні роз’яснення щодо заповнення форм надання даних.

6.6. ОСП повинен забезпечити нерозголошення комерційної інформації, отриманої ним від користувачів системи передачі/розподілу у процесі виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та планування розвитку системи передачі.

7. Постійні дані, які надаються Користувачами ОСП

7.1. Для складання Плану та Звіту використовуються постійні дані щодо технічних характеристик електроустановок Користувачів.

7.2. Постійні дані включають технічні характеристики (встановлені заводом-виробником, визначені проектом або за результатами випробування), схеми та режими, що характеризують роботу електроустановок (та/або їх складових), приєднаних до системи передачі.

7.3. Постійні дані відповідно до наведених у главі 6 розділу X цього Кодексу типів даних надаються Користувачами при їх приєднанні до системи передачі та оновлюються у разі їх зміни (старіння даних, реконструкції електроустановок тощо) або на окремий запит ОСП.

7.4. ОСП має право доповнювати та уточнювати перелік постійних даних, необхідних для підготовки Плану та Звіту.

8. Дані, які надаються Користувачами на періодичній основі

8.1. Для складання Плану та Звіту використовуються дані, що характеризують роботу електроустановок Користувачів, та надаються на періодичній основі.

8.2. Користувачі згідно з видами своєї діяльності на ринку електричної енергії повинні надавати:

фактичні дані за попередні 3 роки та дані на прогнозний період щодо потреб в обсягах електричної енергії, максимальної активної та реактивної потужності;

фактичні дані за попередні 3 роки та дані на прогнозний період щодо встановленої енергогенеруючої потужності, обсягів виробництва електричної енергії та потужності, а також надання допоміжних послуг;

техніко-економічні, екологічні та показники надійності роботи енергогенеруючої потужності за останні 3 роки;

плани щодо будівництва, реконструкції та технічного переоснащення, техніко-економічні показники відповідних проектів та їх обґрунтування щодо відповідності вимогам екологічної безпеки, а також виведення з експлуатації об’єктів електроенергетики;

плани розвитку систем розподілу.

8.3. Оперативні фактичні дані щодо обсягів споживання активної та реактивної потужності, вузлів та перетинів, а також рівнів напруги в характерних точках мережі та інші дані щодо схеми електрозабезпечення та режиму роботи електроенергетичного обладнання мають бути отримані у процесі здійснення контрольного виміру в режимні дні, визначені ОСП.

8.4. Визначення обсягів споживання активної та реактивної потужності окремих Користувачів здійснюється цими Користувачами, які несуть відповідальність за достовірність даних, що надаються.

8.5. Користувачі мають надавати ОСП фактичні дані попереднього року та дані на прогнозний період щодо своїх потреб в обсягах електричної енергії, активної та реактивної потужності в цілому та по кожній точці приєднання до електричної мережі.

8.6. Користувачі - ОСР, готуючи інформацію, яка стосується обсягів споживання у вузлах своєї електричної мережі, мають ураховувати точки розділу з мережами сусідніх Користувачів, не допускаючи взаємного дублювання споживання в точці розділу, з відповідним узгодженням цієї інформації з суміжними Користувачами перед її наданням ОСП.

8.7. Дані фактичного споживання та попиту активної потужності та енергії мають містити таку інформацію:

фактичні добові графіки споживання активної потужності для доби максимального попиту та доби мінімального попиту в ОЕС України, дати яких визначаються ОСП;

фактичні добові графіки споживання активної потужності для доби максимального попиту та доби мінімального попиту кожного Користувача, дати яких визначаються Користувачем з урахуванням статистичних даних та/або умов виробництва;

фактичне споживання електричної енергії за попередній рік та щорічні потреби в активній енергії на прогнозний період для кожної з точок приєднання Користувача (ОСР надають, у тому числі, дані по основних групах споживачів, галузях промисловості та енергоємних підприємствах);

типові погодинні графіки добового споживання по групах споживачів для робочого та вихідного дня опалювального та неопалювальних сезонів.

8.8. На окремий запит ОСП Користувачі зобов’язані надавати таку додаткову інформацію:

дані про прогнозований попит за будь-які інші періоди;

детальні дані про будь-які індивідуальні навантаження, характеристики яких значно відрізняються від типового діапазону побутових, комерційних і промислових навантажень;

чутливість споживання (активна і реактивна потужності) до змін напруги і частоти в електричній мережі;

максимально можливий вплив на напругу електричної мережі в точці приєднання, який на думку Користувача, може надавати нелінійність характеристик його устаткування;

детальні дані по будь-яких споживачах або генеруючих установках, що можуть викликати зміну активної потужності в точці приєднання більшу ніж на 300 кВт за хвилину для розподільної мережі та більшу ніж на 5 МВт за хвилину - для магістральної мережі;

іншу інформацію, що за оцінкою ОСП потрібна для перспективного планування.

8.9. Дані з виробництва електричної енергії надаються по кожному виробнику електричної енергії для генеруючих одиниць типу B, C, D і мають містити таку інформацію:

виробництво електричної енергії по кожній енергоустановці (кожному енергоблоку) у річному та місячному розрізі (кВт·год);

відпуск електричної енергії з шин станцій у річному та місячному розрізі (кВт·год);

обмеження потужності для нормальних режимів (постійні та/або сезонні), якщо такі є (кВт);

очікуваний режим роботи (базове навантаження, напівпікове навантаження, пікове навантаження, можливості надання резервів тощо) на кожній електростанції;

добовий прогнозований графік виробництва активної потужності для енергоустановок або енергоблоків. Такий графік надається по відношенню до кожної точки приєднання для доби пікового та мінімального попиту, а також типового попиту робочих та вихідних днів по кожному місяцю кожного року прогнозованого періоду.

8.10. По кожній електростанції або генеруючій одиниці, які передбачається виділяти за допомогою автоматики частотного ділення (АЧД) для збереження їх власних потреб на район із приблизно збалансованим навантаженням, має надаватися прогнозоване значення максимального та мінімального споживання потужності цим районом (кВт) з урахуванням обсягів автоматичного частотного розвантаження.

III. Умови та порядок приєднання до системи передачі, технічні вимоги до електроустановок об’єктів електроенергетики

1. Загальні умови щодо приєднання електроустановок до системи передачі

1.1. До системи передачі можуть бути приєднані:

електростанції, встановлена потужність яких перевищує 20 МВт;

електростанції, встановлена потужність яких становить 20 МВт та менше відповідно до ТЕО;

електроустановки систем розподілу (об'єкти розподілу);

системи постійного струму високої напруги (системи ПСВН);

електроустановки споживача на рівні напруги 110 кВ та вище (об'єкти енергоспоживання) відповідно до ТЕО;

{Абзац шостий пункт 1.1 глави 1 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

електроустановки існуючих споживачів у частині зміни дозволеної до використання потужності без підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміни ступеня напруги та/або зміни схеми живлення.

{Пункт 1.1 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

1.2. Право на приєднання до системи передачі має будь-який Замовник, електроустановки якого відповідають встановленим технічним умовам на приєднання, а сам Замовник дотримується або зобов'язується дотримуватися вимог цього Кодексу.

1.3. Будівництво, реконструкція чи технічне переоснащення електричних мереж від точки приєднання до струмоприймачів Замовника забезпечується Замовником та залишається у його власності.

1.4. Точка приєднання електроустановок Замовника розташовується на межі земельної ділянки Замовника або, за його згодою, на території цієї земельної ділянки. Точка приєднання електроустановок Замовника зазначається в договорі про приєднання електроустановок до системи передачі (додаток 3 до цього Кодексу).

{Пункт 1.4 глави 1 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

1.5. Розроблення та узгодження з ОСП та іншими заінтересованими сторонами проектної документації на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж системи передачі з метою приєднання електроустановок Замовника (електроустановок інженерного зовнішнього електрозабезпечення), а також вирішення питань щодо відведення земельних ділянок для розміщення об'єктів зовнішнього забезпечення здійснюється Замовником.

1.6. ОСП не має права відмовити в приєднанні електроустановок Замовника до системи передачі за умов дотримання Замовником вимог цього Кодексу, відсутності обмеження пропускної спроможності в мережі ОСП (або окремих її елементах), до якої Замовник виявив наміри приєднатися, забезпечення надійності електропостачання та стандартів операційної безпеки функціонування ОЕС України.

{Пункт 1.6 глави 1 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.

У разі досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах до реалізації технічних та ринкових заходів, передбачених затвердженим Звітом з оцінки відповідності (адекватності) генеруючих потужностей.

Рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи

об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:

обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об'єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання;

направлено на адресу користувачів системи передачі;

розміщено на власному веб-сайті ОСП у мережі Інтернет;

направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п’ятиденний термін з дня його оформлення.

У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах терміни підготовки технічних умов та договору приєднання ОСП та ОСР призупиняються.

Прийняття/скасування рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах може здійснюватися ОСП виключно згідно з відповідними вимогами (критеріями), розробленими і затвердженими ОСП та оприлюдненими ним на власному веб-сайті в мережі Інтернет.

{Пункт 1.7 глави 1 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

1.8. Приєднання новозбудованих електроустановок до системи передачі не має призводити до погіршення параметрів надійності та якості електричної енергії для інших Користувачів.

1.9. Перед здійсненням приєднання до мережі системи передачі Замовник повинен надати всю запитувану ОСП інформацію, яка визначена цим

Кодексом, включаючи інформацію, необхідну для планування режимів роботи енергосистеми.

1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП ОСР має направити технічні умови на погодження до ОСП.

ОСП в термін не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати письмовий висновок/рекомендації щодо виконання технічних заходів (кожним оператором у своїх мережах) для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС та/або у відповідних її частинах.

{Главу 1 розділу III доповнено новим пунктом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2. Технічні вимоги до енергогенеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі

2.1. Визначення типу генеруючих одиниць

Генеруючі одиниці класифікуються за чотирма категоріями відповідно до рівня напруги їхньої точки приєднання та їхньої потужності, а саме:

тип A - точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і потужністю до 1 МВт включно;

тип B - точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і потужністю від 1 МВт до 20 МВт включно;

тип C - точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і потужністю від 20 МВт до 75 МВт включно;

тип D - точка приєднання з напругою 110 кВ або вище. Генеруюча одиниця також належить до типу D, якщо її точка приєднання має напругу нижче 110 кВ, а потужність становить 75 МВт та вище.

2.2. Технічні вимоги за типами генеруючих одиниць

Перелік загальних технічних вимог до відповідних типів генеруючих одиниць та додаткових технічних вимог до синхронних генеруючих одиниць та одиниць енергоцентрів наведений у таблицях 1-3 відповідно.

Таблиця 1

Загальні технічні вимоги до генеруючих одиниць

Пункти та підпункти цього розділу, в яких передбачені технічні вимоги	Технічна вимога	Тип A	Тип B	Тип C	Тип D
пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти				
підпункт 1 пункту 2.3	Діапазони частоти	+	+	+	+
підпункт 2 пункту 2.3	Стійкість до швидкості зміни частоти	+	+	+	+
підпункт 3 пункту 2.3	Режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O)	+	+	+	+
підпункт 4 пункту 2.3	Режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U)			+	+
підпункт 5 пункту 2.3	Режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM)			+	+
підпункт 6 пункту 2.3	Дистанційне відключення/включення	+	+		
підпункт 7 пункту 2.3	Керованість активною потужністю		+		
підпункт 8 пункту 2.3	Регулювання активної потужності			+	+
підпункт 9 пункту 2.3	Автоматичне приєднання	+	+	+	
пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць				
підпункт 2.4.2 пункту 2.4	Стійкість до КЗ		+	+	+
підпункт 2.4.3 пункту 2.4	Відновлення вироблення активної енергії після КЗ		+	+	+
підпункт 2.4.4 пункту 2.4	Статична стійкість			+	+
пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги				

підпункт 4 пункту 2.5	Автоматичне від’єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі			+	+
підпункт 5 пункту 2.5	Здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності			+	+
підпункт 7 пункту 2.5	Вимоги щодо діапазонів напруги				+
пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі				
підпункт 1 пункту 2.6	Схеми управління та параметри налаштування		+	+	+
підпункт 2 пункту 2.6	Релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування		+	+	+
підпункт 3 пункту 2.6	Обмін інформацією		+	+	+
підпункт 4 пункту 2.6	Динамічна стійкість			+	+
підпункт 5 пункту 2.6	Контрольно-вимірювальна апаратура			+	+
підпункт 6 пункту 2.6	Імітаційні (математичні, комп’ютерні) моделі			+	+
підпункт 7 пункту 2.6	Швидкість зміни активної потужності			+	+
підпункт 8 пункту 2.6	Заземлення нейтралі			+	+
підпункт 9 пункту 2.6	Засоби синхронізації				+
пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі				
підпункт 1 пункту 2.7	Автоматичне повторне приєднання		+	+	+
підпункт 2 пункту 2.7	Автономний пуск			+	+
підпункт 3 пункту 2.7	Участь в острівному режимі роботи			+	+
підпункт 4 пункту 2.7	Швидка повторна синхронізація			+	+

Таблиця 2

Додаткові технічні вимоги до синхронних генеруючих одиниць

Пункти та підпункти цього розділу, в яких передбачені технічні вимоги	Технічна вимога	Тип A	Тип B	Тип C	Тип D
пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць				
підпункт 2.4.1 пункту 2.4	Здатність нести задане навантаження		+	+	+
пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги				
підпункт 1 пункту 2.5	Здатність до вироблення реактивної енергії (загальна)		+		
підпункт 3 пункту 2.5	Система регулювання напруги		+	+	+

Таблиця 3

Додаткові технічні вимоги до одиниць енергоцентрів

Пункти та підпункти цього розділу, в яких передбачені технічні вимоги	Технічна вимога	Тип A	Тип B	Тип C	Тип D
пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти				
підпункт 10 пункту 2.3	Штучна інерція			+	+
пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги				
підпункт 2 пункту 2.5	Швидке підживлення КЗ струмом		+	+	+
підпункт 6 пункту 2.5	Демпфірування коливань потужності			+	+

2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:

1) діапазони частоти:

генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4.

Таблиця 4

Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі

Діапазон частот	Робочий період часу
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин

Існуючі генеруючі одиниці АЕС та ТЕС мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі в діапазоні 48,0-49,0 Гц не менше 5 хвилин, у діапазоні 47,5-48,0 Гц не менше 60 секунд, у діапазоні 50,5-51,5 Гц не менше 10 секунд;

2) стійкість до швидкості зміни частоти:

генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;

3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):

генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;

зона нечутливості по частоті fRmax повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;

уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;

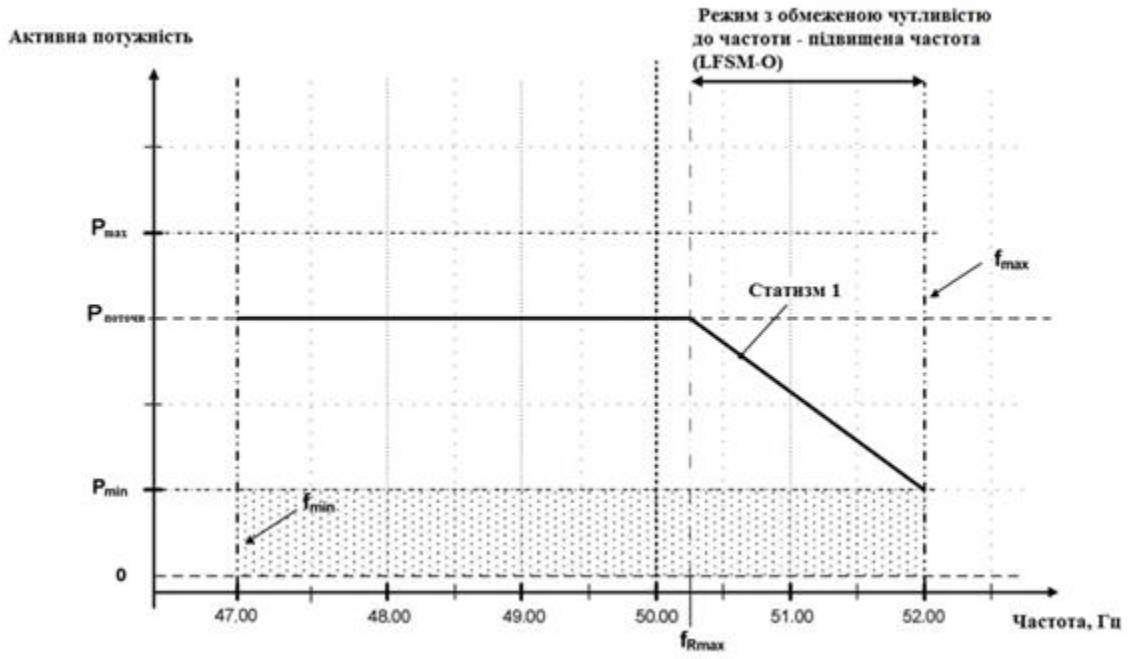
генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;

після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня Pmin навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;

генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;

Рисунок 1

Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O



Pmax, Pmin - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; Рпоточ - поточний рівень потужності; fRmax - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.

4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):

генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;

зона нечутливості по частоті fRmin повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;

уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;

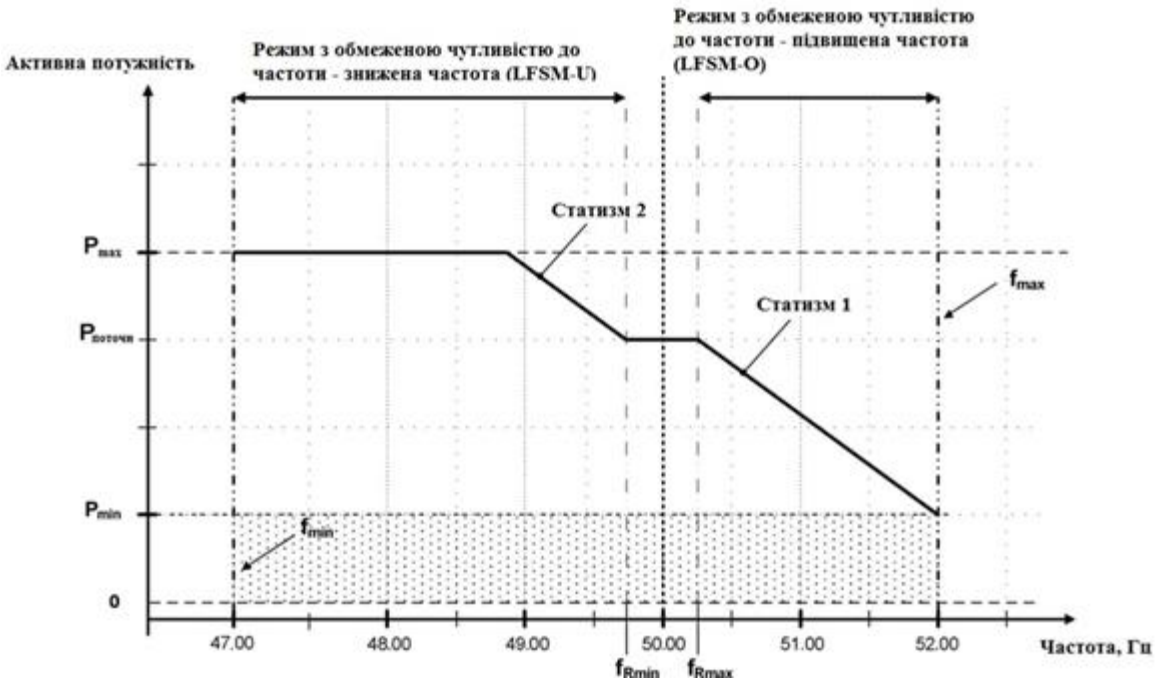
генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;

після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня Pmax навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;

генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;

Рисунок 2

Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U



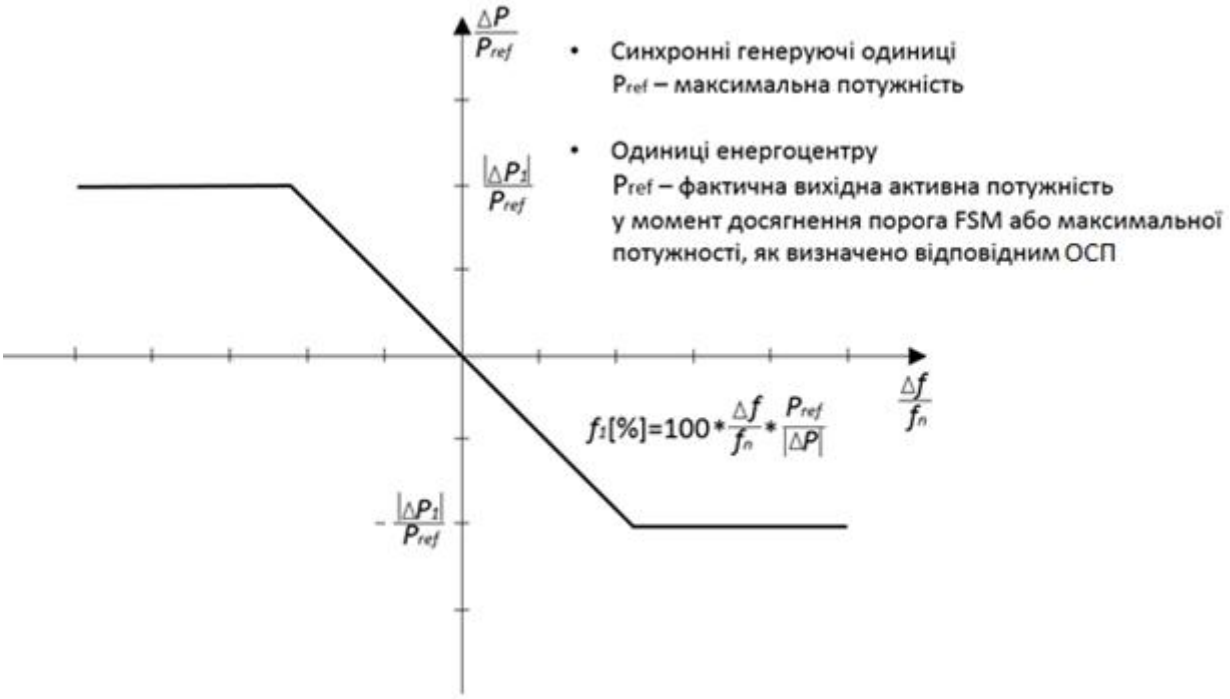
Pmax, Pmin - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; Рпоточ - поточний рівень потужності. fRmin, fRmax - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.

5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):

генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;

Рисунок 3

Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість



Pref - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; fn - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.

Таблиця 5

Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM

Параметри		Діапазони
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: |ΔP1| / Pmax		1,5 - 10 %
нечутливість первинного регулятора	Δf1	J 10 мГц
	Δf1 fn	J 0,02 %
мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті		10-500 мГц
статизм s1		2-12 %

у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;

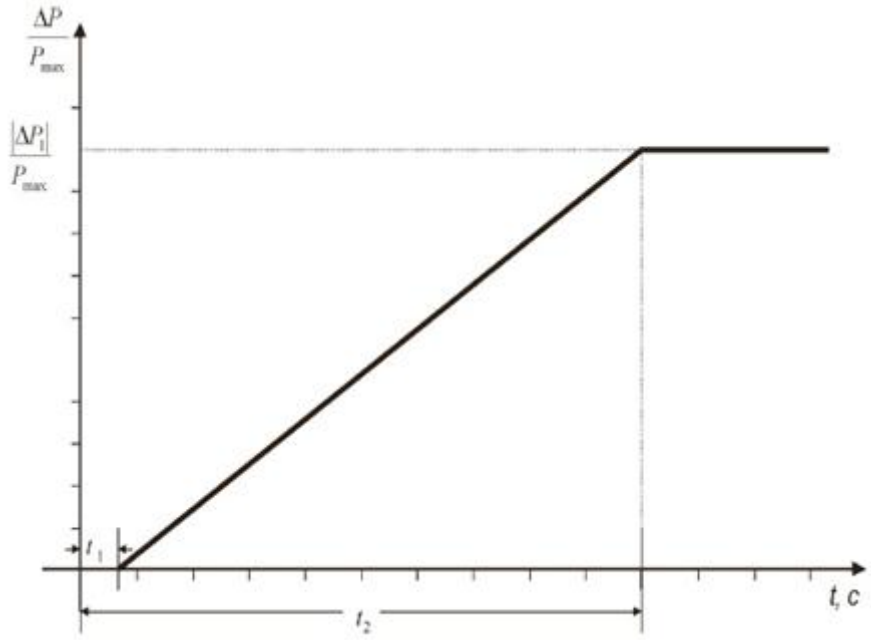
у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;

фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;

у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);

Рисунок 4

Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти



Pmax - максимальна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP1 відповідно до інтервалів часу t1 і t2 зі значеннями ΔP1, t1 і t2, визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t1 - початкова затримка; t2 - час повної активації.

Таблиця 6

Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти

Параметри	Діапазони або значення

діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: |ΔP1| / Pmax	1,5-10 %
максимальна допустима початкова затримка t1	1 секунда
максимальний допустимий вибір часу повної активації t2	до 30 секунд

генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;

у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;

у разі зниження частоти, гідроакумулюючі (акумулюючі) об’єкти мають бути здатними до від’єднання свого навантаження за виключенням власних потреб станції;

генеруючі об’єкти повинні мати обладнання зв’язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об’єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:

сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);

планова активна потужність (за графіком);

фактичне значення активної потужності;

фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;

статизм і зона нечутливості;

за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об’єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;

6) дистанційне відключення/включення:

генеруючі одиниці мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти вироблення активної потужності впродовж 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідний Оператор має право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;

7) керованість активною потужністю:

генеруючі одиниці мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу зменшувати вихідну активну потужність після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність;

8) регулювання активної потужності:

система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/командами, отриманими від ОСП;

ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена;

у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої одиниці про час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;

9) автоматичне приєднання:

ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з’єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі.

Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності.

Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі:

діапазон частоти 49,9-50,1 Гц;

діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.;

мінімальний час затримки 60 секунд;

максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % Pmax/хв;

10) штучна інерція:

одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію.

2.4. Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць

2.4.1. Здатність нести задане навантаження

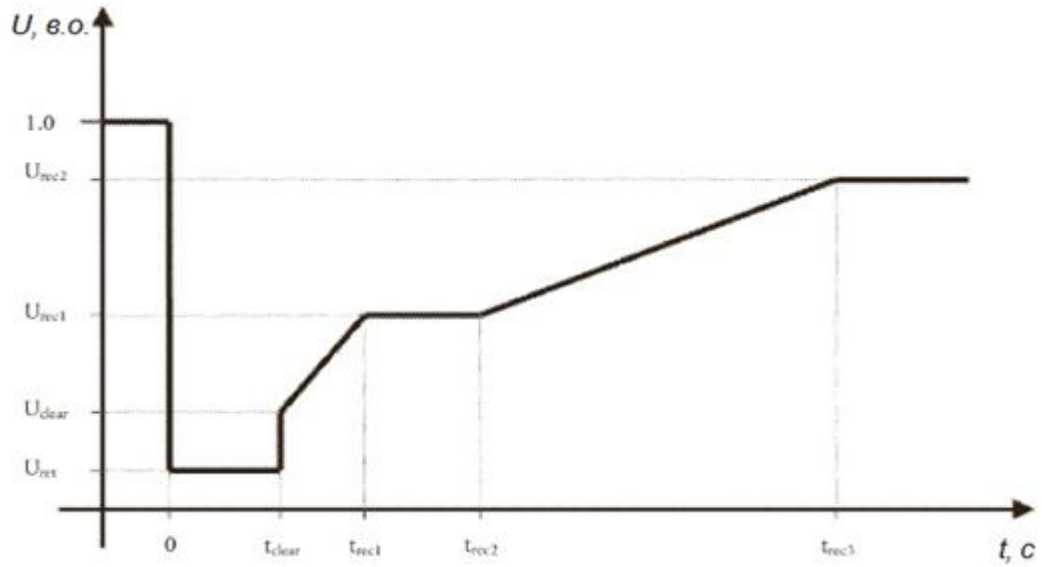
Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в підпункті 1 пункту 2.3 цієї глави;

2.4.2. Стійкість до КЗ

1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 і 8 для синхронних генеруючих одиниць та одиниць енергоцентрів відповідно. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 і 10 для синхронних генеруючих одиниць та одиниць енергоцентрів відповідно;

Рисунок 5

Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі



На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. Uret - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, tclear - момент ліквідації КЗ. Urec1, Urec2, trec1, trec2 і trec3 - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.

Таблиця 7

Параметри для синхронних генеруючих одиниць

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
Uret	0,05-0,3	tclear	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
Uclear	0,7-0,9	trec1	tclear
Urec1	Uclear	trec2	trec1 - 0,7
Urec2	0,85-0,9 і => Uclear	trec3	trec2 - 1,5

Таблиця 8

Параметри для одиниць енергоцентрів

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
Uret	0,05 - 0,15	tclear	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
Uclear	Uret - 0,15	trec1	tclear
Urec1	Uclear	trec2	trec1
Urec2	0,85	trec3	1,5-3,0

Таблиця 9

Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
Uret	0	tclear	0,14-0,25
Uclear	0,25	trec1	tclear - 0,45
Urec1	0,5-0,7	trec2	trec1 - 0,7
Urec2	0,85-0,9	trec3	trec2 - 1,5

Таблиця 10

Параметри для одиниць енергоцентрів приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
Uret	0	tclear	0,14-0,25
Uclear	Uret	trec1	tclear
Urec1	Uclear	trec2	trec1
Urec2	0,85	trec3	1,5-3,0

2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об’єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;

3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;

4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об’єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об’єкта відповідно до цього принципу.

2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ

Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.

Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:

час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;

максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;

мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.

2.4.4. Статична стійкість

У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.

Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.

Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави.

{Абзац третій підпункту 2.4.4 пункту 2.4 глави 2 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2.5. Технічні вимоги щодо стабільності напруги:

1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна)

Генеруючі одиниці повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП;

2) швидке підживлення КЗ струмом

Одиниці енергоцентру на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень;

ОСП повинен встановити вимоги щодо роботи одиниць енергоцентру без відключення від електричної мережі під час несиметричних (1-фазного або 2фазного) пошкоджень;

3) система регулювання напруги

Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.

Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою автоматичного регулювання збудження (АРЗ). Ця система має включати:

функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;

обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;

обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму нижче від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів;

обмежувач струму статора;

функцію PSS для демпфірування коливань потужності;

4) автоматичне від’єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі

Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від’єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;

5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності

Синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:

синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка U-Q/Pmax, вказаного на рисунку 6;

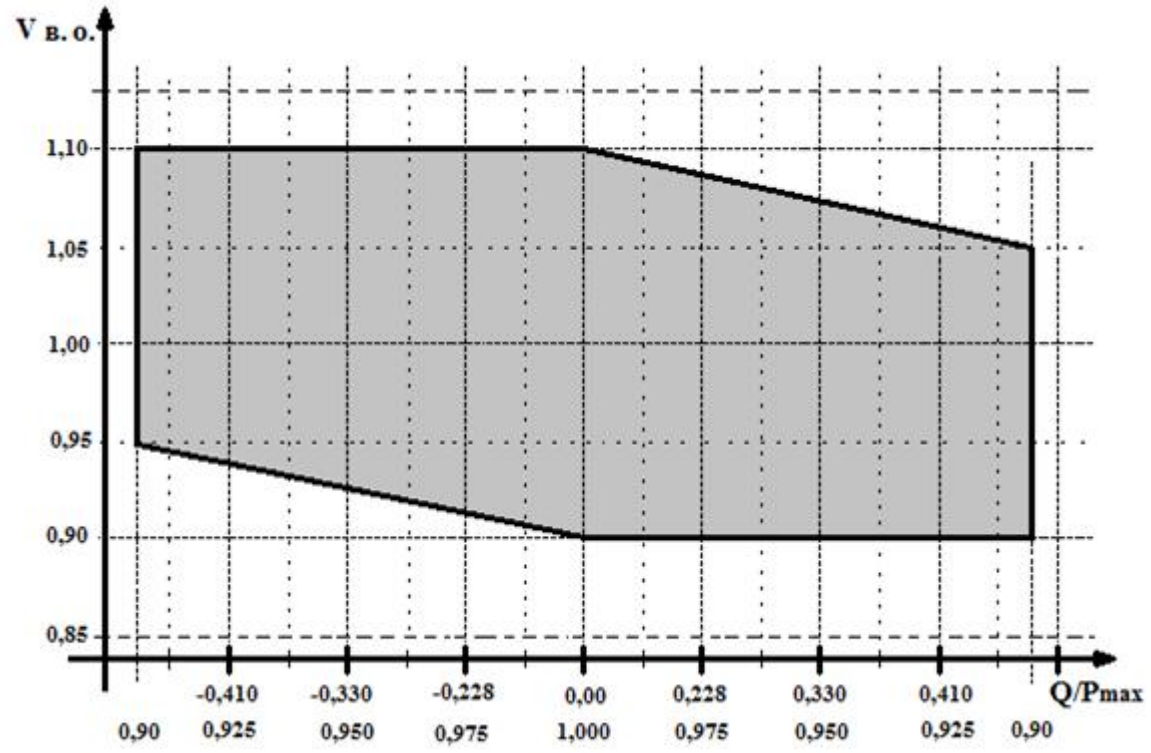
діапазон Q/Pmax і діапазон напруг для синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11, а для одиниць енергоцентру - в межах значень, наведених у таблиці 12;

необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;

генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю U-Q/Pmax у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.

Рисунок 6

Робочі діапазони U-Q/Pmax генеруючої одиниці



Діаграма відображає межі графіка U-Q/Pmax напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (Pmax).

Таблиця 11

Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць

Максимальна різниця між граничними значеннями Q/Pmax	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.
0,95	0,225

Таблиця 12

Параметри для обвідної (див. рис. 6) для одиниць енергоцентру

Максимальна різниця між граничними значеннями Q/Pmax	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.
0,75	0,225

Одиниці енергоцентру мають відповідати таким вимогам щодо режимів регулювання реактивної потужності:

бути здатними до видачі реактивної потужності автоматично або в режимах регулювання напруги, реактивної потужності чи коефіцієнта потужності;

для забезпечення режиму регулювання напруги мають бути здатними до сприяння регулюванню напруги в точці приєднання через забезпечення обміну реактивною потужністю з мережею з уставкою напруги, що охоплює від 0,95 до 1,05 в. о. з кроками не більше ніж 0,01 в. о., з крутизною характеристики у діапазоні, принаймні 2-7 %, і кроками не більше ніж 0,5 %. Вихідна реактивна потужність має бути нульовою, коли значення напруги мережі в точці приєднання дорівнюватиме уставці напруги;

здійснювати роботу з уставкою з або без зони нечутливості, вибраної в діапазоні від нуля до ± 5 % опорного значення 1 в. о. напруги мережі, з кроками не більше ніж 0,5 %;

упродовж ступінчатої зміни напруги мають бути здатними досягати 90 % зміни реактивної потужності впродовж часу, що не перевищує 5 секунд, і стабілізуватися на значенні, вказаному крутизною характеристики в межах часу, що не перевищує 60 секунд, з усталеним допустимим відхиленням реактивної потужності не більше ніж 5 % від максимальної реактивної потужності;

для забезпечення режиму регулювання реактивної потужності мають бути здатними до встановлення уставки реактивної потужності де завгодно у діапазоні реактивної потужності, визначеному в абзаці третьому цього підпункту, з уставкою кроку не більшою ніж 5 МВАр або 5 % (менше з цих значень) повної реактивної потужності, регулюючи реактивну потужність у точці приєднання з точністю в межах ± 5 МВАр або ± 5 % (менше з цих значень) повної реактивної потужності;

бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання в межах необхідного діапазону реактивної потужності згідно з вимогами, встановленими в абзаці третьому цього підпункту, з кроками цільового коефіцієнта потужності не більше ніж 0,01;

6) демпфірування коливань потужності

Одиниці енергоцентру мають бути здатними демпфірувати коливання потужності. Характеристики регулювання напруги та реактивної потужності одиниць енергоцентру не повинні чинити негативний вплив на демпфірування коливань потужності;

7) вимоги щодо діапазонів напруги

З урахуванням вимог підпункту 2.4.2 пункту 2.4 цієї глави генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати у межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 в. о., і для періодів часу, зазначених у таблиці 13 (для класів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 14 (для класів напруги від 400 кВ до 750 кВ).

Таблиця 13

Діапазон напруг	Робочий період часу
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин

Таблиця 14

Діапазон напруг	Робочий період часу
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин

Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП і власником генеруючого об'єкта. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою із сторін.

З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої генеруючі одиниці мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки для автоматичного від'єднання повинні бути узгоджені між ОСП і власником генеруючого об'єкта.

2.6. Технічні вимоги щодо управління системою передачі:

1) схеми управління та параметри налаштування

Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ) повинні бути погоджені ОСП. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з ОСП забороняється;

2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування

Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).

При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:

зовнішніх і внутрішніх коротких замикань;

несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз);

перевантажень статора й ротора;

пере-/недозбудження;

підвищення/зниження напруги в точці приєднання;

підвищення/зниження напруги на затисках генератора;

коливань потужності в електричних мережах;

помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;

асинхронних режимів;

неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);

пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;

пошкоджень блочних трансформаторів;

з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.

При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):

захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;

забезпечення штучної інерції, де це доречно;

здійснення регулювання частоти та потужності;

обмеження потужності;

обмеження градієнта потужності;

3) обмін інформацією

Генеруючі об’єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу;

4) динамічна стійкість

Генеруючі одиниці мають бути здатними до від’єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.

Власники генеруючих об’єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;

5) контрольно-вимірювальна апаратура

Генеруючі об’єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:

напругу;

активну потужність;

реактивну потужність;

частоту.

ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.

ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).

Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об’єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об’єкта і ОСП.

У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об’єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;

6) імітаційні (математичні, комп’ютерні) моделі

На вимогу ОСП власники генеруючих об’єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.

Власники генеруючих об’єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.

Моделі, надані власниками генеруючих об’єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:

генератор змінного струму і первинний двигун;

регулювання частоти обертання та потужності;

регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;

моделі захистів генеруючої одиниці;

моделі перетворювачів у разі їх наявності.

ОСП визначає:

формат, в якому мають надаватися моделі;

обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі;

мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;

7) швидкість зміни активної потужності

З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;

8) заземлення нейтралі

Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;

9) засоби синхронізації

Генеруючі одиниці мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під’єднання до мережі.

Синхронізація генеруючих одиниць має бути можливою для частот у межах діапазонів, вказаних у таблиці 4.

Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником генеруючого об’єкта на етапі проектування, а саме:

напруга;

частота;

діапазон фазового кута;

послідовність чергування фаз;

відхилення напруги і частоти.

2.7. Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі:

1) автоматичне повторне приєднання

Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об’єкта на основі розрахунків електричних режимів;

2) автономний пуск

Здатність до автономного пуску не є обов’язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об’єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов’язані надати йому таку пропозицію.

Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП.

Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і в межах напруги відповідно до підпункту 7 пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується.

Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження.

Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні:

бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;

регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;

паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;

автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;

3) участь в острівному режимі роботи

Генеруючі одиниці мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:

межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у таблиці 4;

межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.

Генеруючі одиниці мають бути спроможні працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог підпункту 5 пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв’язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.

ОСП та власником генеруючого об’єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;

4) швидка повторна синхронізація

У разі від’єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.

Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об’єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.

У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.

2.8. Застосування технічних вимог до ГАЕС, енергетичних об’єктів з комбінованим виробленням тепла та електричної енергії

Генеруючі одиниці ГАЕС повинні відповідати всім вимогам, зазначеним у цій главі, як у генераторному, так і в насосному режимах роботи, якщо вони відносяться до типу B, C або D. Робота в режимі синхронних компенсаторів для ГАЕС не повинна бути обмежена в часі технічним проектом.

Насосні модулі на ГАЕС, які забезпечують лише режим закачування, мають виконувати технічні вимоги, викладені в главі 3 цього розділу, і розглядатися як об’єкти енергоспоживання.

Вимоги цього розділу стосовно здатності підтримувати постійну вихідну активну потужність або модулювати вихідну активну потужність не повинні застосовуватися до генеруючих одиниць об’єктів з комбінованим виробленням тепла та енергії, вбудованих у мережі промислових об’єктів, на яких виконуються всі з наведених нижче критеріїв:

основне призначення цих об’єктів - вироблення тепла для промислових процесів відповідного промислового об’єкта;

вироблення тепла та електричної енергії нерозривно пов’язані, тобто будь-яка зміна вироблення тепла закінчується неминучою зміною вироблення активної потужності і навпаки;

генеруючі одиниці відносяться до типу A, B або C.

3. Технічні вимоги до електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі

3.1. Вимоги до електроустановок щодо частоти

Приєднані до системи передачі електроустановки об’єктів розподілу/енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в частотних діапазонах і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 15.

Таблиця 15

Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі

Діапазон частот	Робочий період часу
47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин
48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин

3.2. Вимоги до електроустановок щодо напруги

ОСР/власники об’єктів енергоспоживання повинні забезпечити, щоб їхні приєднання не призводили до спотворення або коливання напруги живлення в мережі в точці приєднання. Рівень спотворення не має перевищувати рівень, який встановлений їм ОСП.

Приєднані до системи передачі об’єкти розподілу/енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в діапазонах напруги і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 16 (для рівнів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).

Обладнання розподільних мереж, підключених до системи передачі на тій самій напрузі, що й напруга точки приєднання, має бути здатним залишатися приєднаним до мережі та працювати в діапазонах напруги і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 16 (для рівнів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).

Таблиця 16

Діапазон напруг	Робочий період часу
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин

Таблиця 17

Діапазон напруг	Робочий період часу
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин

Якщо цього вимагає ОСП, приєднані до системи передачі електроустановки об’єктів розподілу/енергоспоживання мають бути здатними до автоматичного відімкнення за вказаних рівнів напруги. Умови та налаштування для автоматичного відімкнення повинні бути узгоджені між ОСП і ОСР/власником об’єкта енергоспоживання.

3.3. Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:

1) ОСП повинен указати рівень максимального струму короткого замикання в точці приєднання, який мають бути здатними витримувати приєднані до системи передачі електроустановки об’єкти розподілу/енергоспоживання;

2) ОСП повинен надати ОСР/власнику об’єкта енергоспоживання оцінку мінімальних і максимальних струмів короткого замикання, які очікуватимуться в точці приєднання;

3) після виникнення незапланованої події ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об’єкта енергоспоживання якомога швидше але не пізніше 3 днів після настання незапланованої події щодо зміни порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;

4) встановлений відповідно до підпункту 3 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об’єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;

5) перед запланованою подією ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об’єкта енергоспоживання, якомога швидше, але не пізніше одного тижня перед запланованою подією, про зміни щодо збільшення порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;

6) встановлений відповідно до підпункту 5 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об’єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;

7) ОСП повинен запросити інформацію від ОСР та власників об’єктів енергоспоживання щодо внеску струму короткого замикання від їхніх енергоустановок або мереж. Еквівалентні модулі мережі мають бути представлені і підтверджені для нульової, прямої та зворотної послідовностей;

8) після незапланованої події ОСР/власники об’єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів після незапланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП;

9) до запланованої події ОСР/власники об’єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів до запланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП.

3.4. Вимоги до об’єктів розподілу/енергоспоживання щодо реактивної потужності:

1) приєднані до системи передачі об’єкти розподілу/енергоспоживання мають бути здатними до підтримання їхньої стійкої роботи в точці приєднання в межах діапазону реактивної потужності, вказаного ОСП для споживання та генерування реактивної потужності, який не має перевищувати 48 % (при коефіцієнті потужності 0,95) більшої з-поміж потужності максимально допустимої видачі або максимально допустимого споживання. Коефіцієнт потужності може буди змінено за взаємною згодою ОСР та ОСП, після виконання розрахунків;

2) ОСП може вимагати, щоб приєднані до системи передачі розподільні мережі були здатними компенсувати генерацію реактивної потужності у точці приєднання аж до нульового значення в умовах перетікання активної потужності менше 25 % від максимально допустимого перетоку;

3) з урахуванням вимог підпункту 1 цього пункту ОСП може вимагати, щоб у приєднаній до системи передачі розподільній мережі активно було забезпечено регулювання перетоків реактивної потужності в точці приєднання. ОСП і ОСР повинні погодити метод цього регулювання з урахуванням надійності електропостачання споживачів та роботи ОЕС України в цілому.

3.5. Вимоги до об’єктів розподілу/енергоспоживання щодо схем захисту та пристроїв керування:

1) ОСП і ОСР/власники об’єктів енергоспоживання повинні погодити типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, схеми релейного захисту та протиаварійної автоматики та уставки для приєднаних до системи передачі об’єктів розподілу/енергоспоживання;

2) з урахуванням безпеки роботи енергосистеми та без шкоди для обладнання та здоров’я персоналу і населення автоматичний захист об’єктів розподілу/енергоспоживання повинен мати пріоритет над управлінням шляхом надання оперативних команд диспетчерським персоналом;

3) пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики мають забезпечувати:

ліквідацію зовнішніх й внутрішніх КЗ;

попередження підвищення або зниження напруги в точці приєднання до системи передачі вище/нижче гранично допустимих меж;

попередження відхилення частоти за межі гранично допустимих значень;

захист електроустановок споживачів;

захист блочних трансформаторів;

резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту;

4) ОСП і ОСР/власники об’єктів енергоспоживання, об’єкти яких приєднані до системи передачі, повинні погодити процедури внесення змін у схеми, уставки та типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики з урахуванням їх взаємодії з системами керування нормального режиму;

5) процедура погодження схем, уставок та типів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна враховувати:

режими роботи об’єктів розподілу/енергоспоживання (ізольовано або синхронно);

необхідність демпфірування (гасіння) коливань потужності;

попередження та ліквідацію порушення нормального режиму роботи передавальної мережі;

автоматичне введення резерву;

автоматичне повторне включення після ліквідації КЗ;

6) ОСР/власники об’єктів енергоспоживання, зобов’язані створювати власні телекомунікаційні мережі та забезпечувати обмін даними з ОСП відповідно до вимог глави 6 розділу X цього Кодексу.

3.6. Вимоги щодо автоматичного частотного розвантаження (АЧР), вимкнення навантаження за низької напруги та повторного включення навантаження:

1) усі приєднані до системи передачі об’єкти розподілу/енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР та несуть адміністративну відповідальність за невиконання цих вимог:

ОСР та власники приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання повинні забезпечувати здатність до автоматичного відімкнення узгодженої частки їхнього навантаження при зниженні частоти до уставок спрацювання. ОСП визначає уставки спрацювання та обсяги підключеного до АЧР навантаження.

Вимкнення навантаження заведеного під АЧР повинно виконуватися багатоступенево для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам:

діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц;

реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної;

реле частоти АЧР мають зберігати працездатність і забезпечувати відсутність хибного спрацювання вихідних реле при вимиканні і вмиканні контрольованої і оперативної напруги плавно і поштовхом, при стрибкоподібних і плавних хитаннях контрольованої напруги і частоти;

діапазон зміни уставок за швидкістю відхилення частоти - від 0,1 Гц/с до 20 Гц/с з дискретністю 0,1 Гц/с; за часом від 0,1 секунди до 300 секунд - з дискретністю 0,1 секунди;

максимальний час вимкнення навантаження з урахуванням часу вимкнення вимикача - не більше 150 мілісекунд після спрацювання пристрою АЧР;

контроль напрямку перетоку активної потужності в точці відімкнення.

Контрольована напруга на реле частоти АЧР повинна подаватися від точки підключення навантаження, заведеного під дію АЧР;

2) для забезпечення вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі мають задовольнятися такі вимоги:

ОСП у координації з ОСР/власниками об’єктів енергоспоживання визначає об’єкти розподілу/енергоспоживання, які повинні вимикатися при зниженні напруги за допустимі межі;

ОСР повинні забезпечити блокування автоматики регулювання напруги під навантаженням і роботу спеціальної автоматика вимкнення навантаження;

ОСР погоджує з ОСП метод вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі (з використанням реле або за оперативними командами диспетчерського персоналу);

спеціальна автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі повинна передбачати:

контроль напруги шляхом вимірювання всіх трьох фаз;

блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності;

3) ОСП визначає обсяги навантаження та умови його відключення дією протиаварійної автоматики (АЧР, САВН) або вручну оперативним персоналом, а також обсяги навантаження та умови його включення автоматично (ЧАПВ) або вручну оперативним персоналом.

3.7. Вимоги щодо створення імітаційних (математичних, комп’ютерних) моделей:

1) приєднані до системи передачі об’єкти розподілу/енергоспоживання мають відповідати вимогам, пов’язаним зі створенням імітаційних моделей:

ОСР/власники об’єктів енергоспоживання повинні забезпечити створення імітаційних моделей, які показували б поведінку приєднаних до системи передачі об’єктів розподілу/енергоспоживання в усталених і перехідних режимах;

ОСП повинен визначити зміст і формат цих імітаційних моделей, що мають включати:

дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів;

дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання;

структуру та блок-схеми імітаційних моделей.

Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання:

зміни навантаження при зміні частоти або напруги;

дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об’єктів розподілу/енергоспоживання;

дію перетворювачів;

2) ОСП повинен вказувати вимоги до реєстраторів перехідних режимів на приєднаних до системи передачі об’єктах розподілу/енергоспоживання для забезпечення верифікації моделей на відповідність фактичним режимам.

3.8. Загальні положення щодо надання допоміжних послуг ОСП об’єктами енергоспоживання

1) ОСП об’єктами енергоспоживання можуть надаватися допоміжні послуги:

регулювання активної потужності за рахунок зміни споживання (дистанційно від диспетчерського центру або локально);

регулювання реактивної потужності (дистанційно від диспетчерського центру або локально).

Допоміжні послуги, що надаються об’єктами енергоспоживання можуть включати, спільно або окремо, модифікації зі збільшенням чи зменшенням споживання;

2) кожний власник об’єкта енергоспоживання, який надає допоміжні послуги ОСП, повинен підтвердити ОСП свою здатність задовольняти вимоги, викладені у цьому пункті та пункті 3.9 цієї глави, шляхом надання оперативного повідомлення відповідно до порядку, викладеного в підпунктах 3 або 4 цього пункту, та отримати від ОСП для електроустановок з постачання допоміжних послуг статус одиниці постачання допоміжних послуг;

3) для електроустановок споживача, приєднаних на рівні понад 1000 В, порядок оперативного повідомлення має бути викладений у документі - паспорт одиниці постачання допоміжних послуг (ПОПДП).

Зміст документа ПОПДП має, зокрема, включати і результати проведених випробувань та інформацію, визначену ОСП. Кожна електроустановка споживача з управлінням попитом повинна мати окремий документ ПОПДП.

Спираючись на документ ПОПДП, ОСП повинен видати власнику об'єкта енергоспоживання для відповідної електроустановки з управління попитом статус ДПО;

4) для електроустановок споживача, приєднаних на рівні 1000 В або нижче, порядок оперативного повідомлення має відповідати вимогам:

порядок оперативного повідомлення для електроустановок споживача в об'єктах енергоспоживання, приєднаних на рівні напруги 1000 В або нижче, має бути викладений у посібнику з монтажу;

шаблон посібника з монтажу надається відповідним ОСР, його зміст узгоджується, прямо чи опосередковано - через третю особу, з ОСП;

на підставі посібника з монтажу, власник об'єкта енергоспоживання чи ОСР повинен представити інформацію, прямо чи опосередковано - через третю особу, ОСП щодо здатності установки споживача до управління попитом. Дата цього подання має бути вибрана до пропозиції на ринку пропускної здатності електроустановок споживачів з управління попитом. Вимоги, встановлені в посібнику з монтажу для цієї установки, повинні диференціюватися поміж інших типів приєднань і різних категорій послуг з управління попитом;

для кожної електроустановки споживача з управління попитом мають надаватися окремі посібники з монтажу;

зміст посібника з монтажу обладнання окремих електроустановок споживачів може бути об'єднаний ОСР;

посібник з монтажу має містити такі елементи:

місце, в якому електроустановка споживача з управління попитом приєднана до мережі;

максимальна потужність установки управління попитом у кВт;

тип послуг з управління попитом;

сертифікат електроустановки споживача та сертифікат обладнання для послуги з управління попитом або якщо їх немає в наявності - рівноцінна інформація;

контактні дані власника об’єкта енергоспоживання або третьої особи, яка агрегує електроустановки споживача у складі об’єкта енергоспоживання.

Спираючись на інформацію, отриману на підставі посібника з монтажу, ОСП повинен видати власнику об’єкта енергоспоживання або ОСР для відповідної електроустановки з управління попитом статус ДПО.

3.9. Технічні вимоги до електроустановок споживача з регулюванням активної потужності, регулюванням реактивної потужності:

1) об’єкти енергоспоживання можуть надавати ОСП послуги з регулювання активної потужності та реактивної потужності;

2) електроустановки споживача з регулюванням активної потужності, регулюванням реактивної потужності - індивідуально або, як частина агрегованого навантаження - через агрегатора, мають відповідати таким вимогам:

електроустановки мають бути здатними працювати в діапазонах частот, зазначених у пункті 3.1 цієї глави;

електроустановки мають бути здатними працювати в діапазонах напруги, зазначених у пункті 3.2 цієї глави, якщо вони приєднані на рівні напруги 110 кВ або вище;

електроустановки мають бути здатні працювати в нормальному діапазоні робочої напруги системи в точці підключення, зазначеної ОСП, якщо вони приєднані на рівні напруги нижче 110 кВ;

електроустановки мають бути здатні контролювати споживання потужності з мережі в діапазоні, установленому ОСП у договорах про надання допоміжних послуг;

електроустановки мають бути оснащені обладнанням для отримання оперативних команд, прямо чи опосередковано - через третю особу оперативного персоналу, від ОСП щодо зміни свого навантаження, а також для передавання необхідної інформації;

електроустановки мають бути здатні регулювати споживання потужності впродовж періодів часу, встановлених ОСП у договорах про надання допоміжних послуг;

оперативний персонал, в управлінні якого знаходяться електроустановки, повинен повідомляти ОСП щодо змінення потужності. ОСП повинен вказувати форму та строки надання такого повідомлення;

електроустановки повинні мати здатність витримувати швидкість зміни частоти до 1,7 Гц/с без від'єднання від системи;

при підключенні споживання до системи регулювання частоти та/або напруги об'єкт енергоспоживання повинен забезпечувати зміну навантаження відповідно до команд центрального регулятора системи регулювання частоти та/або напруги. Такий об'єкт енергоспоживання має бути обладнаний приймально-передавальними засобами для отримання команд від центрального регулятора та передачі відповідної інформації до центрального регулятора, прямого чи опосередковано - через агрегатора;

3) для регулювання напруги з відімкненням або повторним увімкненням енергоустановок статичної компенсації кожний приєднаний до системи передачі об'єкт енергоспоживання повинен забезпечити можливість вмикати або відмикати свої установки статичної компенсації, прямо чи опосередковано через агрегатора як частину агрегованого навантаження, у відповідь на команди, надіслані ОСП, або за умов, визначених у договорі про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

4. Технічні вимоги до систем постійного струму високої напруги, які приєднані до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі

4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання:

1) системи ПСВН мають відповідати таким вимогам щодо частоти:

системи ПСВН мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах частотних діапазонів і періодів часу, зазначених у таблиці 18;

Таблиця 18

Мінімальні інтервали часу та діапазони частот, для яких системи ПСВН мають бути здатні працювати

Діапазон частот	Робочий період часу
47,0 Гц - 47,5 Гц	60 секунд
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше 30 хвилин
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження
51,0 Гц - 52,0 Гц	не менше 30 хвилин

ОСП і власники систем ПСВН можуть домовитися про ширші частотні діапазони або триваліший мінімальний час спрацювання, якщо йдеться про підтримання або відновлення безпеки системи. Якщо ширші частотні діапазони і довший мінімальний час спрацювання є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою із сторін;

ОСП та власник системи ПСВН можуть вказати максимальне допустиме зменшення вихідної активної потужності від її робочої точки, якщо частота в енергосистемі знизиться нижче 49 Гц;

системи ПСВН мають бути здатними витримувати швидкість змінення частоти, залишатися приєднаними до мережі і працювати, якщо швидкість зміни частоти не виходить за межі діапазону від -2,5 Гц/с до +2,5 Гц/с;

{Абзац п'ятий підпункту 1 пункту 4.1 глави 4 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

2) системи ПСВН мають бути здатними до регулювання активної потужності відповідно до таких вимог:

регулювання активної потужності в усьому наявному діапазоні ПСВН;

для систем ПСВН, що зв’язують різні області регулювання або синхронні області ОСП разом з приєднаним через систему ПСВН ОСП визначають, яким чином у системі ПСВН має бути передбачена зміна підживлення активною потужністю в разі порушення режиму в одній або іншій синхронній області або області регулювання;

системи ПСВН мають бути здатними до швидкого реверсування активної потужності. Реверсування потужності повинно бути можливим у межах від максимальної пропускної здатності за активною потужністю в одному напрямку до максимальної пропускної здатності за активною потужністю в іншому напрямку зі швидкістю, що не перевищує 2 секунди;

3) системи ПСВН мають бути здатними до роботи в режимі нормованого первинного регулювання частоти FSM:

у режимі з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота LFSM-O;

у режимі з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частоти LFSMU;

4) під час роботи в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) системи ПСВН мають виконувати такі вимоги:

бути здатними реагувати на відхилення частоти в кожній приєднаній мережі змінного струму шляхом регулювання активної потужності передачі, як відображено на рисунку 7, і відповідно до параметрів, встановлених відповідним Оператором - у межах діапазонів, зазначених у таблиці 19;

бути здатними налаштовувати статизм для висхідного і низхідного регулювання, зону нечутливості частотної характеристики і робочий діапазон зміни, у межах діапазону доступної для FSM активної потужності, як відображено на рисунку 7;

Рисунок 7

Зміни активної потужності системи ПСВН при відхиленні частоти у режимі FSM

Рисунок ілюструє випадок нульової зони нечутливості і нечутливості з позитивною уставкою активної потужності (режим імпортування). ΔP - зміна вихідної активної потужності системи ПСВН. fn - цільова частота в мережі ЗС, де надається послуга FSM, а Δf - відхилення частоти в мережі ЗС, де надається послуга FSM.

Таблиця 19

Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM

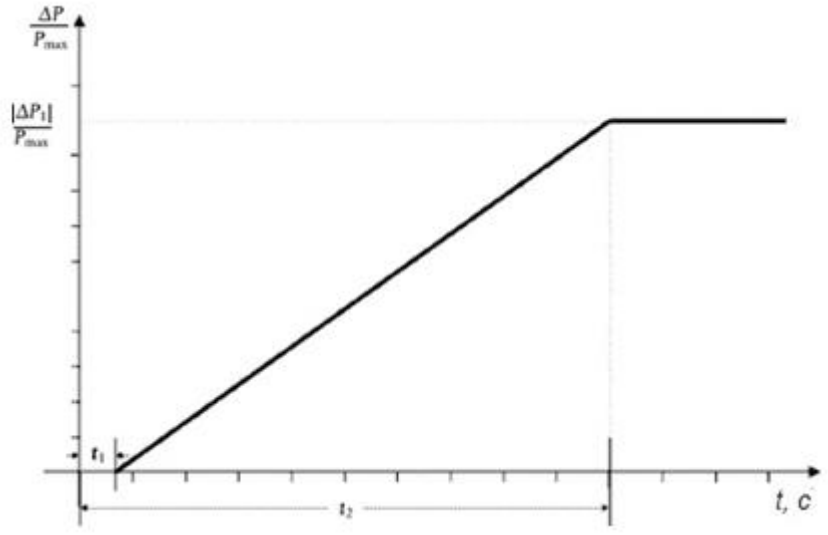
Параметри	Діапазони
Зона нечутливості частотної характеристики	0 ± 500 мГц
Статизм s1 (регулювання на збільшення)	Мінімум 0,1 %
Статизм s2 (регулювання на зниження)	Мінімум 0,1 %
Нечутливість частотної характеристики	Максимум 30 мГц

при ступінчатій зміні частоти системи ПСВН мають бути здатними до активації реакції активної потужності на відхилення частоти (див. рис. 8) таким чином, щоб ця реакція була на рівні або вище суцільної лінії (див. рис. 8) та параметрів часу, вказаних відповідним Оператором у межах діапазонів, вказаних у таблиці 20;

для систем ПСВН, що з’єднують різні області регулювання або синхронні області, під час роботи в режимі FSM система ПСВН має бути здатною регулювати повну активну потужність за частотною характеристикою в будь-який момент часу і впродовж безперервного періоду часу;

Рисунок 8

Здатність систем ПСВН до реакції активної потужності на відхилення частоти



ΔP - зміна активної потужності, ініційованої ступінчастою зміною частоти.

Таблиця 20

Параметри повної активації реакції активної потужності на відхилення частоти внаслідок зміни сходинки частоти

Параметри	Час
Максимальна допустима початкова затримка t1	0,5 секунди
Максимальний допустимий вибір часу повної активації t2	30 секунд

5) при роботі в режимі з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O) системи ПСВН мають:

налаштовувати частотну характеристику активної потужності як під час прийому, так і під час видачі енергії (див. рис. 9) на пороговій частоті f1 між 50,2 Гц і 50,5 Гц, включно, зі статизмом s3, який налаштовується від 0,1 % до 12 %;

регулювати активну потужність вниз до своєї мінімальної пропускної спроможності.

Рисунок 9

Здатність систем ПСВН до зміни активної потужності при відхиленні частоти в режимі LFSM-O

ΔP - зміна вихідної активної потужності системи ПСВН і залежно від робочих режимів зменшення імпортованої потужності або збільшення експортованої потужності. fn - номінальна частота мережі або мереж ЗС, до яких приєднана система ПСВН, а Δf - зміна частоти в мережі або мережах ЗС, до яких приєднана система ПСВН. За підвищених частот, коли f перевищує f1, система ПСВН повинна зменшувати активну потужність відповідно до уставки статизму.

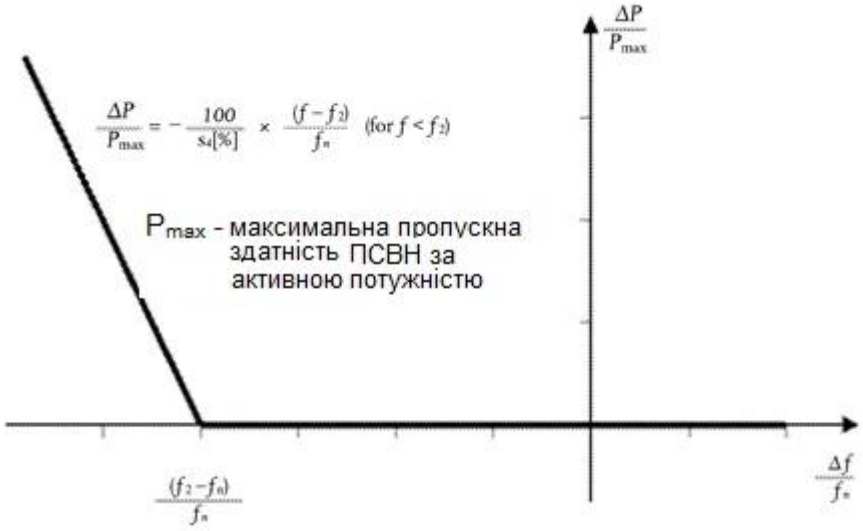
6) під час роботи в режимі з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM- U) системи ПСВН мають:

налаштовувати частотну характеристику активної потужності як під час прийому, так і під час видачі енергії (див. рис. 10) на пороговій частоті f2 між 49,8 Гц і 49,5 Гц, включно, зі статизмом s4, який налаштовується від 0,1 % до 12 %;

у режимі LFSM-U системи ПСВН мають бути здатними регулювати активну потужність до своєї максимальної пропускної спроможності.

Рисунок 10

Здатність систем ПСВН до зміни активної потужності при відхиленні частоти в режимі LFSM-U



ΔP - зміна вихідної активної потужності системи ПСВН і залежно від робочих режимів зменшення імпортованої потужності або збільшення експортованої потужності. fn - номінальна частота в мережі або мережах ЗС, до яких приєднана система ПСВН, а Δf - зміна частоти в мережі або мережах ЗС, до яких приєднана система ПСВН. За знижених частот, коли f нижче f2, система ПСВН повинна збільшувати вихідну активну потужність відповідно до уставки статизму s4.

7) системи ПСВН повинні мати таку конфігурацію, щоб втрата нею інжекції активної потужності в синхронну зону була обмежена значенням, указаним відповідним Оператором на основі впливу системи ПСВН на енергосистему.

4.2. Вимоги до систем ПСВН щодо напруги:

1) з урахуванням вимог пункту 4.3 цієї глави перетворювальні підстанції систем ПСВН мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і функціонувати з максимальним струмом системи ПСВН у межах діапазонів напруги в точці приєднання в 1 в. о. і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 21 (для рівнів напруги до 330 кВ) і таблиці 22 (для напруги від 330 кВ до 750 кВ);

Таблиця 21

Діапазон напруг	Робочий період часу
0,85 в. о. - 1,10 в. о.	Без обмеження
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин

Таблиця 22

Діапазон напруг	Робочий період часу
0,85 в. о. - 1,05 в. о.	Без обмеження
1,05 в. о. - 1,0875 в. о.	Має вказуватися відповідним Оператором, але не менше ніж 60 хвилин

2) перетворювальні підстанції систем ПСВН мають бути здатними до автоматичного відімкнення при досягненні в точці приєднання рівня напруги, визначеного відповідним Оператором. Терміни та уставки для автоматичного відключення повинні бути узгоджені між відповідним Оператором і власником системи ПСВН;

3) включення систем ПСВН до системи передачі повинно виконуватись з контролем напруги;

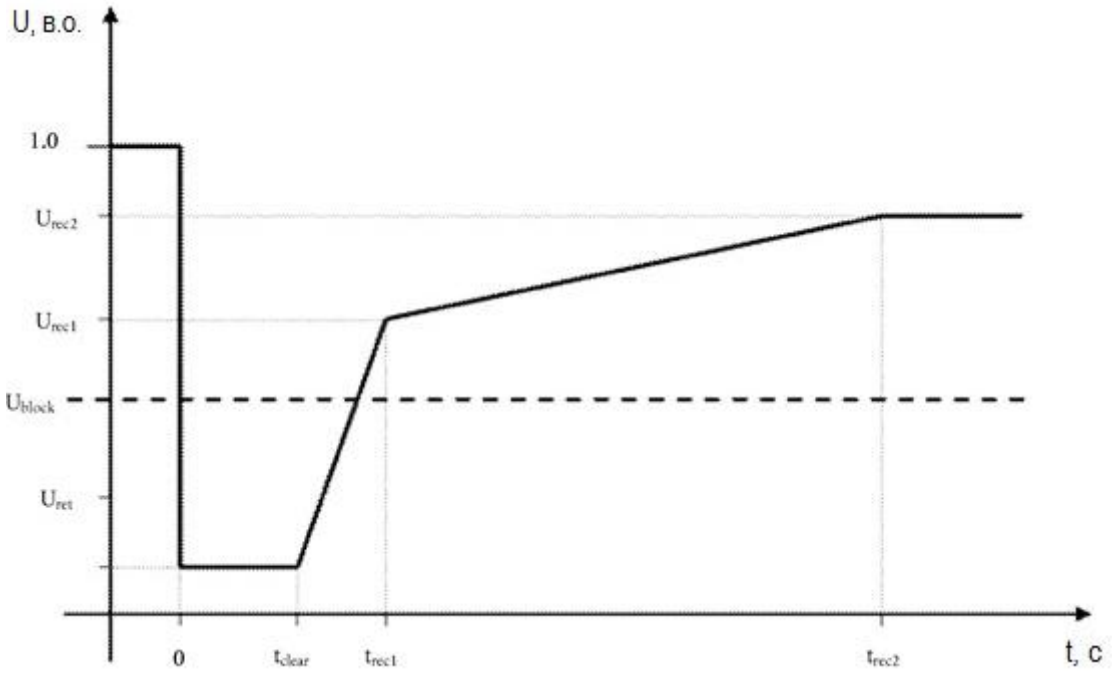
4) власники систем ПСВН повинні забезпечити, щоб приєднання їх систем ПСВН до мережі не призводило до спотворення або коливання напруги живлення в мережі, у точці приєднання вище рівня, установленого відповідним нормативно-технічним документом.

4.3. Вимоги до систем ПСВН щодо короткого замикання:

1) перетворювальні підстанції систем ПСВН мають бути здатними продовжувати стійку роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом. Часові інтервали роботи перетворювальних підстанцій ПСВН без відключення від мережі при КЗ для кривої залежності напруги від часу, відображеній на рисунку 11, вказані в таблиці 23. Мають бути розроблені схеми захисту та уставки для внутрішніх пошкоджень, щоб не ставити під загрозу здатність проходити коротке замикання без відключення від мережі;

Рисунок 11

Крива залежності напруги від часу



Uret - залишкова напруга в точці приєднання під час пошкодження, tclear - момент, коли пошкодження ліквідовано, Urec1 і trec1 вказують точку більш низьких меж відновлення напруги після ліквідації пошкодження. Ublock - блокувальна напруга в точці приєднання. Згадувані значення часу вимірюються від tfault.

Таблиця 23

Параметри кривої залежності напруги від часу при проходженні КЗ без відключення від мережі перетворювальної підстанції ПСВН (див. рис. 11)

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
Uret	0,00 - 0,30	tclear	0,14 - 0,25
Urec1	0,25 - 0,85	trec1	1,5 - 2,5
Urec2	0,85 - 0,90	trec2	trec1 - 10,0

2) на запит власника системи ПСВН ОСП повинен надати значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у кожній точці приєднання, що виражена у МВА, та вказати передаварійні робочі параметри перетворювальної підстанції ПСВН, виражені як вихідні активна та реактивна потужності, а також напруги у точці приєднання;

3) системи ПСВН мають бути здатними діяти в діапазоні величин короткого замикання і мережевих характеристик, указаних відповідним Оператором, а також приєднані на постійному струмі одиниці енергоцентру мають бути здатними до стабільної роботи в діапазоні від мінімальної до максимальної потужності короткого замикання і з мережевими характеристиками точки приєднання системи ПСВН;

4) ОСП повинен указати профіль відновлення активної потужності, які системи ПСВН мають бути здатними забезпечити;

5) системи ПСВН мають відповідати таким вимогам щодо привнесення струму короткого замикання:

системи ПСВН мають бути здатними, якщо це передбачено відповідним Оператором, у координації з ОСП привносити швидкий струм короткого замикання у точці приєднання у разі симетричних (трифазних) пошкоджень;

там, де система ПСВН потрібна для того, щоб мати зазначену у другому абзаці цього підпункту можливість, відповідний Оператор повинен вказати:

як і коли відхилення напруги має бути виявлено, а також кінець відхилення напруги;

характеристики швидкого струму короткого замикання;

час і точність швидкого струму короткого замикання, який може включати в себе кілька етапів.

Відповідний Оператор у координації з ОСП може визначити вимогу до привнесення повного струму короткого замикання у разі несиметричного (1фазного або 2-фазного) пошкодження;

6) системи ПСВН, включаючи повітряні лінії електропередачі постійного струму, мають бути здатними до швидкого відновлення після нестійких ушкоджень у системі ПСВН.

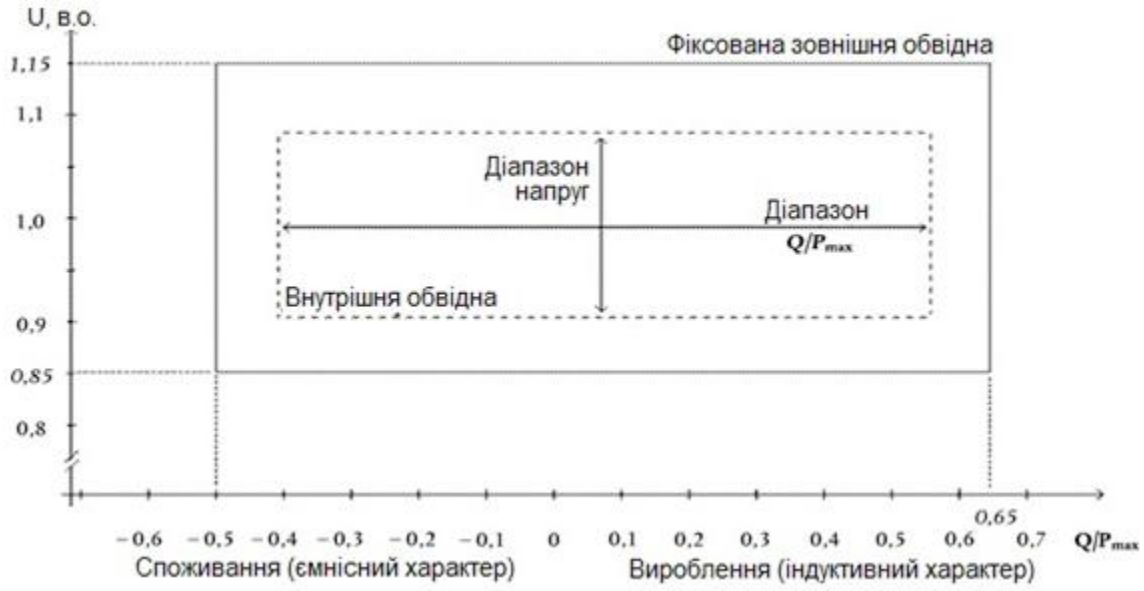
4.4. Вимоги до систем ПСВН щодо реактивної потужності:

1) ОСП повинен указати вимоги до здатності регулювання реактивної потужності при зміні напруги. Перетворювальні підстанції ПСВН повинні забезпечувати регулювання реактивної потужності з урахуванням рівня активної потужності в межах графіка U-Q/Pmax;

2) графік U-Q/Pmax не має виходити за межі прямокутника (див. рис. 12), параметри якого встановлені в таблиці 24;

Рисунок 12

Вимоги до графіка U-Q/Pmax



Діаграма відображає межі графіка U-Q/Pmax з напругою U у точках приєднання, вираженою співвідношенням її фактичного значення до його опорного значення в 1 в. о., а також співвідношення Q/Pmax реактивної потужності до максимальної пропускної здатності за активною потужністю системи ПСВН. Положення, розмір і форма внутрішньої обвідної є орієнтовними, а форми, відмінні від прямокутника, можуть використовуватися в межах внутрішньої обвідної. Для форм графіків, крім прямокутної, діапазон напруг відображає найвищі і найнижчі значення точок напруги. Такий профіль не призведе до повного діапазону реактивної потужності, наявного в усьому діапазоні стабілізованих напруг.

Таблиця 24

Параметри для внутрішньої обвідної, зазначеної на рисунку 12

Максимальний діапазон Q/Pmax	Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.
0,95	0,225

3) системи ПСВН мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах графіка U-Q/Pmax й у часових рамках, зазначених ОСП;

4) системи ПСВН мають відповідати таким вимогам:

бути здатними працювати в будь-якому з трьох наведених нижче режимів регулювання:

режим регулювання напруги,

режим регулювання реактивної потужності,

режим регулювання коефіцієнта потужності;

забезпечувати регулювальні характеристики:

змінювати задані рівні напруги в точці приєднання відповідно до команд ОСП,

змінювати зону нечутливості навколо заданого рівня напруги в діапазоні ± 5 %;

перетворювальні підстанції систем ПСВН мають бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання.

ОСП визначає приймально-передавальне обладнання та його параметри налаштування з метою дистанційного вибору режимів регулювання та відповідних рівнів напруги.

4.5. Вимоги до систем ПСВН щодо здатності до демпфірування коливань потужності.

Системи ПСВН мають бути здатними демпфірувати коливання потужності у приєднаній мережі змінного струму. ОСП повинен вказати частотний діапазон коливань, які схема керування має позитивно гасити.

4.6. Вимоги до систем ПСВН щодо схем захисту та пристроїв керування:

1) системи ПСВН мають бути здатними забезпечувати стійку роботу в усіх режимах (нормальні та перехідні) в системі ПСВН або мережі змінного струму, до якої вона приєднана;

2) відключення перетворювальної підстанції ПСВН не повинно призводити до порушення стійкої роботи ОЕС у точці приєднання;

3) власники систем ПСВН повинні надати інформацію ОСП щодо стійкості системи ПСВН до збурень в ОЕС України;

4) схеми захисту, а також уставки для системи ПСВН, мають бути скоординовані та узгоджені між відповідним Оператором та власником системи ПСВН;

5) електричний захист систем ПСВН повинен мати пріоритет над оперативним керуванням з урахуванням безпеки системи, безпеки і здоров'я службового персоналу та населення;

6) власники систем ПСВН повинні організувати пристрої захисту і керування відповідно до наведеного нижче пріоритетного ранжування, переліченим у порядку спадання значимості:

захист електричної мережі і системи ПСВН;

регулювання активної потужності;

штучна інерція;

автоматичні коригувальні дії (реверсування активної потужності), як зазначено в абзаці четвертому підпункту 2 пункту 4.1 цієї глави;

режим обмеженої чутливості до частоти - LFSM;

FSM і регулювання частоти;

режим регулювання реактивної потужності;

здатність демпфірувати коливання потужності;

обмеження градієнта потужності;

7) параметри та уставки основних функцій керування системами ПСВН мають бути узгоджені між власником системи ПСВН і ОСП;

8) реєстрація та моніторинг аварійних порушень систем ПСВН має відповідати вимогам:

системи ПСВН мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних порушень і моніторингу динамічної поведінки системи для кожної з її перетворювальних підстанцій ПСВН по таких параметрах: напруга постійного стуму і змінного струму, змінний і постійний струм, активна потужність, реактивна потужність, частота;

відповідний Оператор може вказати параметри якості електропостачання, яким мають відповідати системи ПСВН;

{Абзац третій підпункту 8 пункту 4.6 глави 4 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

докладні відомості про обладнання реєстрації аварійних порушень, зазначених в абзаці другому цього підпункту, включаючи аналогові і цифрові канали, уставки, у т. ч. критерії запуску і частота дискретизації повинні бути узгоджені між власником системи ПСВН і ОСП;

усе обладнання для моніторингу динамічної поведінки системи має включати схему сигналізації коливань, визначену ОСП для виявлення слабозатухаючих коливань потужності;

засоби контролю якості електропостачання та динамічного моніторингу поведінки системи мають включати механізми електронного доступу до інформації для власника системи ПСВН і ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником системи ПСВН, відповідним Оператором і ОСП;

9) схеми захисту повинні розроблятися з урахуванням характеристик системи, специфіки мережі, а також технічних особливостей технології одиниці енергоцентру і погоджуватися відповідним Оператором у координації з ОСП;

10) власники систем ПСВН зобов'язані створювати власні телекомунікаційні мережі та забезпечувати обмін даними з ОСП відповідно до вимог розділу X цього Кодексу.

4.7. Вимоги до системи ПСВН щодо здатності до автономного пуску

Відповідний Оператор може отримати від власників систем ПСВН квоту для здатності до автономного пуску з повністю знеструмленого стану.

Системи ПСВН зі здатністю до автономного пуску з повністю знеструмленого стану мають бути спроможними в разі подачі живлення на одну перетворювальну підстанцію подавати живлення на шину підстанції змінного струму, до якої приєднана інша перетворювальна підстанція, у межах періоду часу після знеструмлення системи ПСВН, визначеного відповідним Оператором. Такі системи ПСВН мають бути здатними синхронізувати в межах частоти, встановленої у підпункті 1 пункту 4.1 цієї глави, та в межах напруги, встановленої відповідним Оператором, або як це передбачено у підпункті 1 пункту 4.2 цієї глави. Відповідний Оператор може

вказати ширші діапазони частоти і напруги, якщо це необхідно для відновлення безпеки системи.

Відповідний Оператор і власник системи ПСВН повинні погодити пропускну здатність, наявність можливості до автономного пуску з повністю знеструмленого стану та оперативну методику.

4.8. Вимоги щодо створення імітаційних (математичних, комп'ютерних) моделей:

1) відповідний Оператор у координації з ОСП має право зобов'язати власника системи ПСВН надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку системи ПСВН як у статичному, так і в динамічному моделюванні (складник частоти основної гармоніки), а також в електромагнітних перехідних моделюваннях.

Формат, в якому повинні бути передбачені моделі, і надання документації про структуру та блок-схеми моделей повинні бути вказані відповідним Оператором;

2) для цілей динамічного моделювання дані моделі мають містити в залежності від наявності вказаних складових такі підмоделі:

агрегату перетворювача ПСВН;

складової змінної струму;

мережі постійного струму;

регулятора напруги та потужності;

спеціального керування, якщо таке застосовується, яке показує, наприклад, функції демпфірування коливань потужності (POD), регулювання підсинхронної крутильної взаємодії (SSTI) тощо;

багатотермінального керування, якщо таке застосовується;

захисту системи ПСВН, як погоджено між відповідним Оператором і власником системи ПСВН;

3) власники систем ПСВН повинні провести випробування/моделювання систем ПСВН на відповідність вимогам глави 5 цього розділу та надати звіт за результатами цих випробувань/моделювань відповідному Оператору. Моделі повинні використовуватися для підтвердження дотримання вимог

цього Кодексу, включаючи, але не обмежуючись цим, випробування на відповідність моделюванням, як це передбачено в згаданих розділах, та використання у дослідженнях для безперервної оцінки у плануванні та експлуатації системи;

4) власники систем ПСВН повинні надати відповідному Оператору або ОСП на його запит записи систем ПСВН, щоб порівняти реакцію моделей з цими записами.

5. Підтвердження відповідності електроустановок об'єктів електроенергетики, які приєднуються до системи передачі або обладнання яких впливає на режими роботи системи передачі, технічним вимогам цього Кодексу шляхом проведення випробувань та/або моделювання відповідності

5.1. Загальні положення щодо підтвердження відповідності:

1) власники генеруючих об'єктів, об'єктів розподілу/енергоспоживання, систем ПСВН (власники об'єктів електроенергетики), які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі, повинні підтвердити відповідність своїх електроустановок вимогам цього Кодексу шляхом проведення випробувань та/або моделювання відповідності.

Власники об'єктів електроенергетики повинні забезпечити, щоб електроустановки їх об'єктів відповідали вимогам цього Кодексу упродовж усього терміну експлуатації об'єкта;

2) власники об'єктів електроенергетики повинні повідомляти ОСП про будь-які:

заплановані зміни технічних можливостей їх електроустановок, пов'язаних з виконанням вимог, визначених цим Кодексом. Наміри щодо змін технічних можливостей електроустановок, що можуть вплинути на відповідність вимогам, передбаченим цим Кодексом, мають бути повідомлені ОСП до реалізації такої зміни, але не пізніше одного тижня до запланованої зміни;

експлуатаційні події, порушення чи відмови, які впливають на дотримання вимог, встановлених цим Кодексом, не пізніше одного тижня після настання незапланованої події;

3) власники об'єктів електроенергетики повинні виконувати обґрунтовану вимогу ОСП щодо випробування на відповідність електроустановки.

Випробування повинні бути проведені у разі:

підключення нової генеруючої потужності;

після будь-якої відмови обладнання;

проведення реконструкції, модифікації або заміни будь-якого обладнання, що впливає на виконання вимог цього Кодексу;

отримання від ОСП матеріалів моніторингу роботи електроустановки, які підтверджують порушення власником електроустановки вимог до електроустановок, встановлених цим Кодексом;

{Абзац шостий підпункту 3 пункту 5.1 глави 5 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

для підтвердження відповідності вимогами цього Кодексу;

у плановому порядку, визначеному ОСП (не частіше одного разу на рік).

У випадку проведення планових випробувань ОСП повинен повідомити власника об'єктів електроенергетики щодо необхідності проведення випробувань і довести до власника графік випробувань на новий календарний рік не пізніше грудня поточного року та не менше як за 30 діб до початку випробувань;

4) організація проведення випробувань здійснюється згідно з вимогами глави 8 розділу IV цього Кодексу, технічні аспекти щодо підтвердження відповідності шляхом проведення випробувань/моделювань мають відповідати вимогам, встановленим у пунктах 5.2 - 5.3 цієї глави, з урахуванням умов підпункту 5 цього пункту;

5) незважаючи на вимоги до випробувань/моделювань, викладені у пунктах 5.2-5.3 цієї глави, ОСП має право:

дозволяти власнику об'єкта електроенергетики здійснювати альтернативну серію випробувань/моделювань за умови, що вони є ефективними й достатніми для того, щоб підтвердити відповідність електроустановок вимогам цього Кодексу;

вимагати, щоб власник об'єкта електроенергетики провів додаткові або альтернативні серії випробувань/моделювань у тих випадках, коли інформація, надана ОСП щодо перевірки відповідності, не є достатньою, щоб підтвердити виконання вимог цього Кодексу;

вимагати, щоб власник генеруючого об’єкта провів належні випробування для демонстрації характеристик генеруючої одиниці під час роботи на проектному або альтернативних видах палива, або паливних сумішах. ОСП і власник генеруючого об’єкта повинні узгодити, які типи палива мають бути випробувані;

6) для підтвердження відповідності електроустановок вимогам цього Кодексу власники об’єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2-5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту.

Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;

7) ОСП на підставі наданих власниками об’єктів звітів про випробування/сертифікатів відповідності та імітаційних моделей повинен оцінювати відповідність електроустановок об’єктів електроенергетики вимогам, встановленим цим Кодексом, як при наданні дозволу на підключення, так і впродовж усього терміну експлуатації електроустановки об’єкта.

Для генеруючих одиниць типу А при оцінці відповідності вимогам цього Кодексу ОСП або відповідний ОСР може використовувати надані власниками відповідних об’єктів електроенергетики сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.

Відповідність електроустановки споживача, використовуваної об’єктом енергоспоживання для надання послуг ОСП шляхом управління попитом, має бути оціненою ОСП у координації з відповідним ОСР;

8) ОСП повинен надати власникам об’єктів технічні дані та імітаційні моделі мережі в обсязі, необхідному для виконання запитуваних моделювань;

9) ОСП має право перевіряти чи відповідає електроустановка вимогам цього Кодексу, виконуючи свої власні моделювання відповідності та спираючись

на надані власниками об’єктів звіти про моделювання, імітаційні моделі і виміри у рамках проведених випробувань;

10) випробування/моделювання вважаються успішними, якщо результати випробувань підтвердили виконання відповідних вимог цього Кодексу.

5.2. Технічні вимоги щодо підтвердження відповідності генеруючих одиниць та систем ПСВН шляхом проведення випробувань/моделювань

5.2.1. Для генеруючих одиниць типу В та систем ПСВН власники об’єктів електроенергетики повинні підтвердити їх відповідність встановленим цим Кодексом технічним вимогам шляхом проведення таких випробувань та/або моделювань:

1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:

має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць/систем ПСВН безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і зона нечутливості, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;

випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активній потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і зону нечутливості. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;

результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;

незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;

2) моделювання здатності генеруючих одиниць/систем ПСВН проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;

3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць/систем ПСВН забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.

5.2.2. Для одиниць енергоцентру типу B та систем ПСВН, у доповнення до вимог підпункту 5.2.1 цього пункту, власники об'єктів електроенергетики повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити таку здатність генеруючих одиниць/систем ПСВН відповідно до встановлених технічних вимог.

5.2.3. Для генеруючих одиниць типу C і D та систем ПСВН, у доповнення до вимог підпункту 5.2.1 цього пункту, власники об'єктів електроенергетики повинні проводити випробування та/або моделювання:

1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:

має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;

випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і зони нечутливості;

результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;

незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;

2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:

має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць/систем ПСВН безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, зона нечутливості і

регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;

випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і зону нечутливості. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;

час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;

незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;

час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;

уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;

нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог;

3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;

4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:

має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності;

випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів:

робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин,

робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин,

робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин;

тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті;

має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;

у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;

5) випробування на здатність систем ПСВН до вироблення реактивної потужності, які мають проводитися для систем ПСВН з дотриманням таких вимог:

агрегати перетворювачів ПСВН або перетворювальні підстанції ПСВН мають підтвердити свою технічну можливість виробляти випереджальну та відставальну реактивну потужність відповідно до встановлених технічних вимог;

випробування на здатність до вироблення реактивної потужності має проводитися на максимальній реактивній потужності (як випереджальній, так і відставальній) і має перевірити такі параметри:

робота на мінімальній пропускній здатності систем ПСВН за активною потужністю,

робота на максимальній пропускній здатності систем ПСВН за активною потужністю,

робота за уставки активної потужності між цими мінімальними і максимальними значеннями пропускної здатності систем ПСВН за активною потужністю;

агрегати перетворювачів ПСВН або перетворювальні підстанції ПСВН мають працювати не менше однієї години на максимальній реактивній потужності (як випереджальній, так і відставальній) для кожного з вищевказаних параметрів;

агрегати перетворювачів ПСВН або перетворювальні підстанції ПСВН мають підтвердити свою здатність переходити на будь-яку уставку реактивної потужності в межах застосовного діапазону реактивної

потужності і в межах цільових значень відповідної схеми регулювання реактивної потужності;

відсутність спрацювання будь-якого захисту в робочих межах, указаних графіком можливостей реактивної потужності;

6) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для генеруючих одиниць з дотриманням таких вимог:

має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики генеруючих одиниць відповідають встановленим технічним вимогам;

генеруючі одиниці зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.

5.2.4. Для синхронних генеруючих одиниць типу C і D та систем ПСВН в доповнення до вимог підпунктів 5.2.1 та 5.2.3 цього пункту, власники генеруючих об’єктів повинні проводити такі випробування:

1) випробування зі здатності синхронної генеруючої одиниці до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:

для синхронних генеруючих одиниць зі здатністю до автономного запуску має бути підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні;

час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, установленого відповідно до технічних вимог;

2) випробування зі здатності систем ПСВН до автономного пуску, які мають проводитися для систем ПСВН з дотриманням таких вимог:

системи ПСВН мають підтвердити свою технічну здатність подавати живлення на шину віддаленої підстанції змінного струму, до якої вони приєднані відповідно до встановлених технічних вимог;

випробування мають проводиться під час автономного пуску систем ПСВН із знеструмленого стану;

системи ПСВН мають працювати у стабільній робочій точці з погодженою пропускною здатністю відповідно до встановлених технічних вимог;

3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:

синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;

випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження;

ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;

перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.

5.2.5. Для синхронних генеруючих одиниць типу D, у доповнення до вимог підпунктів 5.2.1, 5.2.3 і 5.2.4 цього пункту, власники генеруючих об’єктів повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог:

має бути підтверджено, що характеристики синхронних генеруючих одиниць з точки зору їхньої системи регулювання (функція PSS) здатні до демпфірування коливань активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;

результатом регулювання має бути поліпшення демпфірування відповідної реакції активної потужності АРЗ у поєднанні з функцією PSS, у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS;

мають виконуватися такі сукупні умови:

функція PSS має гасити існуючі коливання активної потужності генеруючої одиниці/системи ПСВН у межах діапазону частот, установлених технічними вимогами. Цей діапазон частот має включати частоти локального режиму генеруючої одиниці та очікувані у мережі коливання;

зміна активної потужності генеруючої одиниці/системами ПСВН не повинна призводити до незатухаючих коливань активної або реактивної потужності генеруючої одиниці/систем ПСВН.

5.2.6. Для одиниць енергоцентру типу C і D, у доповнення до вимог підпунктів 5.2.1, 5.2.2 і 5.2.3 цього пункту, власники об’єктів електроенергетики повинні проводити такі випробування та моделювання:

1) випробування з регулювання активної потужності і діапазону регулювання, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:

генеруючі одиниці/системи ПСВН мають підтвердити свою технічну можливість безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні відповідно до встановлених технічних вимог;

уставка і точність регулювання має відповідати технічним вимогам;

2) випробування щодо регулювання системами ПСВН швидкості лінійного змінення активної потужності, які мають проводитися для систем ПСВН з дотриманням таких вимог:

системи ПСВН мають підтвердити свою технічну здатність регулювати швидкість лінійного змінення активної потужності;

випробування повинно проводитися шляхом надсилання відповідним Оператором вказівок на установлення швидкості лінійного змінення;

швидкість лінійного змінення має бути регульованою;

системи ПСВН мають підтвердити стабільну роботу впродовж періодів лінійного змінення;

3) випробування на здатність до режиму регулювання напруги мають проводитися з дотриманням таких вимог:

генеруючі одиниці/агрегати перетворювачів ПСВН або перетворювальні підстанції ПСВН мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог;

під час випробування режиму регулювання напруги перевіряються такі параметри:

крутизна характеристики і зона нечутливості,

точність регулювання,

нечутливість регулювання,

час активації реактивної потужності;

діапазон регулювання та регульований статизм і зона нечутливості мають відповідати технічним вимогам;

нечутливість регулювання напруги має бути не вищою ніж 0,01 в. о.;

після східчастої зміни напруги 90 % зміни у вихідній реактивній потужності мають бути досягнуті в межах, установлених згідно з технічними вимогами, значень часу і допусків;

4) випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:

генеруючі одиниці/агрегати перетворювачів ПСВН або перетворювальні підстанції ПСВН мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог;

випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності;

під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри:

діапазон уставки реактивної потужності,

точність регулювання,

час активації реактивної потужності;

діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;

5) випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:

генеруючі одиниці/агрегати перетворювачів ПСВН або перетворювальні підстанції ПСВН мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання коефіцієнта потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог;

під час випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають бути перевірені такі параметри:

діапазон уставок коефіцієнта потужності,

точність регулювання,

реакція реактивної потужності на східчасту зміну активної потужності;

діапазон уставок коефіцієнта потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;

час активації реактивної потужності як результат східчастої зміни активної потужності не має перевищувати встановленого відповідно до технічних вимог;

6) моделювання для одиниць енергоцентру здатності до забезпечення штучної інерції мають підтвердити здатність одиниць енергоцентру до забезпечення штучної інерції до події зі зниженням частоти відповідно до встановлених технічних вимог;

7) моделювання для систем ПСВН модифікації активної потужності в разі порушення режиму та реверсування активної потужності, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:

власники систем ПСВН повинні моделювати здатність швидкого змінення активної потужності та швидкого реверсування активної потужності згідно з технічними вимогами;

має бути підтверджена стабільна робота системи ПСВН з дотриманням попередньо заданої послідовності змінення активної потужності;

початкова затримка налаштування активної потужності має бути коротшою за встановлені відповідно до технічних вимог значення або прийнятно обґрунтованою - якщо вона є довшою;

8) щодо випробувань, які проводяться відповідно до підпунктів 3-5 підпункту 5.2.6 цього пункту, ОСП може вибрати лише один із трьох варіантів регулювання для проведення випробування.

5.3. Технічні вимоги щодо підтвердження відповідності електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання шляхом проведення випробувань/моделювань

5.3.1. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання ОСР/власники об’єктів енергоспоживання повинні підтвердити їх відповідність установленим цим Кодексом технічним вимогам шляхом проведення таких випробувань:

1) випробування на здатність до повторного ввімкнення після випадкового відімкнення через порушення режиму мережі. Це повторне ввімкнення об’єктів розподілу/енергоспоживання, яке має досягатися через виконання методики повторного ввімкнення, переважно дією автоматики, дозволеної ОСП;

2) випробування синхронізації, які мають підтвердити можливості електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання до синхронізації з електричною мережею відповідно до встановлених технічних вимог та перевірити уставки пристроїв синхронізації. Випробування синхронізації повинні охоплювати такі аспекти:

напругу;

частоту;

діапазон фазового кута;

відхилення напруги і частоти;

3) випробування дистанційного від’єднання мають підтвердити здатність електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання до дистанційного відімкнення від мережі в точці (точках) приєднання відповідно до встановлених технічних вимог;

4) випробування відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити здатність об’єктів розподілу/енергоспоживання до відімкнення навантаження в разі зниження частоти відповідно до встановлених технічних вимог;

5) випробування реле відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог;

6) випробування відімкнення навантаження за низької напруги, які мають підтвердити здатність електроустановок об’єктів розподілу/енергоспоживання до відімкнення навантаження за низької напруги та до роботи об’єднано з блокуванням перемикача відгалужень під навантаженням відповідно до встановлених технічних вимог;

7) випробування щодо обміну інформацією між ОСП і ОСР/оперативним персоналом об’єктів енергоспоживання, у тому числі в режимі реального часу, які мають підтвердити здатність об’єктів розподілу/енергоспоживання

задовольняти вимоги стандарту обміну інформацією, встановлені цим Кодексом.

5.3.2. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об’єктів розподілу, у доповнення до вимог підпункту 5.3.1 цього пункту, ОСР мають проводити моделювання здатності об’єктів розподілу до генерування реактивної потужності з дотриманням таких вимог:

під час обчислення обміну реактивною потужністю за різних умов її генерування і споживання має використовуватися імітаційна модель усталеного потокорозподілення навантаження для приєднаної до системи передачі розподільної мережі;

частиною моделювань має бути поєднання режимів усталеного мінімального й максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчого та найвищого обміну реактивною потужністю;

частиною моделювань має бути обчислення експортування у точці приєднання реактивної потужності за умови перетікання активної потужності менше 25 % від максимально допустимого перетоку;

результати моделювання мають підтвердити відповідність об’єктів розподілу встановленим технічним вимогам.

5.3.3. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об’єктів енергоспоживання, у доповнення до вимог підпункту 5.3.1 цього пункту, власники об’єктів мають проводити моделювання здатності об’єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:

має бути підтверджена можливість об’єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;

імітаційна модель потокорозподілення навантаження приєднаного до системи передачі об’єкта енергоспоживання використовується для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах навантаження. Частиною моделювань мають бути режими мінімального і максимального навантаження, що призводять до найнижчого і найвищого обміну реактивною потужністю в точці приєднання;

результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.

5.3.4. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об’єктів енергоспоживання, які можуть виробляти реактивну потужність, у доповнення до вимог підпункту 5.3.1 цього пункту, власники об’єктів мають проводити моделювання здатності об’єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:

має бути підтверджена можливість об’єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;

імітаційна модель потокорозподілення навантаження приєднаного до системи передачі об’єкта енергоспоживання має використовуватися для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах її генерування і споживання;

частиною моделювань має бути поєднання режимів мінімального і максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчої та найвищої забезпеченості реактивною потужністю в точці приєднання;

результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.

5.3.5. Для електроустановок об’єктів енергоспоживання, які беруть участь у регулюванні активної потужності, регулюванні реактивної потужності або управлінні системними обмеженнями за допомогою управління попитом власники об’єктів енергоспоживання повинні проводити такі випробування та моделювання:

1) випробування модифікації електроустановок, які мають підтвердити здатність електроустановок об’єктів енергоспоживання до зміни їх споживаної потужності після отримання розпорядження від ОСП відповідно до встановлених технічних вимог. Ці випробування мають проводитися за розпорядженням або альтернативно, шляхом імітації отримання розпорядження від ОСП;

2) випробування відімкнення та/або повторного ввімкнення енергоустановок статичної компенсації об’єкта енергоспоживання, які мають підтвердити здатність об’єктів енергоспоживання до регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог. Ці випробування мають проводитись шляхом імітації отримання розпорядження від ОСП на подальше відімкнення енергоустановок статичної компенсації та імітації отримання розпорядження від ОСП на подальше повторне ввімкнення цих енергоустановок;

3) моделювання електроустановок об’єктів енергоспоживання, які використовуються для забезпечення регулювання активної потужності за допомогою управління попитом. Ці моделювання мають підтвердити технічну здатність електроустановки об’єкта енергоспоживання до забезпечення регулювання активної потужності за низької частоти відповідно до встановлених технічних вимог.

6. Порядок організації приєднання до системи передачі

6.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі

Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:

подання Замовником ОСП заяви про приєднання;

визначення ОСП точки забезпечення потужності об’єкта Замовника. Цей етап може потребувати розроблення Замовником техніко-економічного обґрунтування згідно з пунктом 6.5 цієї глави;

підготовка ОСП та видача Замовнику проекту договору про приєднання та технічних умов, які є невід’ємним додатком до цього договору;

укладення договору про приєднання;

розроблення Замовником проектної документації на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника;

узгодження Замовником з ОСП проектної документації, відповідно до якої визначаються вартість робіт та терміни виконання приєднання електроустановок Замовника до електричних мереж;

укладення додаткової угоди до договору про приєднання щодо терміну, вартості і порядку приєднання;

оплату Замовником вартості приєднання відповідно до умов договору про приєднання;

проведення будівельно-монтажних і пусконалагоджувальних робіт електроустановок зовнішнього електрозабезпечення;

проведення випробувань електроустановок Замовника;

укладення Замовником договорів про надання послуг з передачі та про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, а також укладення Замовником, який є споживачем електричної енергії, договору про постачання електричної енергії споживачу;

отримання від ОСП дозволу на підключення;

підключення електроустановок Замовника до електричної мережі.

Для забезпечення приєднання до електричних мереж Замовник може звертатися до організації, яка має ліцензію на виконання відповідних робіт, яка буде брати участь у підготовці відповідних документів про приєднання та звернень до ОСП.

6.2. Подання заяви про приєднання

6.2.1. Замовник звертається до ОСП щодо наміру приєднатися до електричних мереж або збільшити потужність існуючих електроустановок, приєднаних до цих мереж, із заявою, типова форма якої наведена в додатку 1 до цього Кодексу.

Заява про приєднання може також подаватися Замовником поштовим рекомендованим відправленням або в електронному вигляді на електронну адресу, зазначену на власному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет.

6.2.2. До заяви додаються:

1) ситуаційний план та викопіювання з топографо-геодезичного плану в масштабі 1:2000 із зазначенням місця розташування об’єкта (об’єктів) Замовника, земельної ділянки Замовника або прогнозованої точки приєднання (для об’єктів, які приєднуються до електричних мереж уперше);

{Підпункт 2 підпункту 6.2.2 пункту 6.2 глави 6 розділу III виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2) копія документа на право власності, який підтверджує право власності чи користування цим об’єктом, або, за відсутності об’єкта, право власності чи користування земельною ділянкою. У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку - викопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки;

3) копія витягу з Реєстру платників єдиного податку або копію свідоцтва платника податку на додану вартість;

4) копія паспорта або належним чином оформлена довіреність чи інший документ на право укладати та підписувати договір про приєднання;

5) ТЕО (за наявності).

6.2.3. ОСП має розробити та оприлюднити на власному веб-сайті в мережі Інтернет порядок подання заяви про приєднання та додатків до неї в електронному вигляді.

6.2.4. Заява вважається поданою у разі її належного оформлення та наявності повного комплекту належно оформлених документів, указаних у підпункті 6.2.2 цього пункту. ОСП присвоює поданій заяві реєстраційний номер у такі строки:

у разі подання заяви особисто ОСП - у день подання;

у разі направлення заяви рекомендованим поштовим відправленням - не пізніше двох робочих днів з моменту отримання документів;

у разі направлення заяви в електронному вигляді - не пізніше одного робочого дня з моменту отримання документів.

Реєстраційний номер заяви повідомляється Замовнику. У разі направлення заяви рекомендованим поштовим відправленням або в електронному вигляді реєстраційний номер заяви повідомляється Замовнику в зазначений у заяві спосіб (рекомендованим поштовим відправленням, електронною поштою, факсом, за усним запитом засобами телефонного/мобільного зв'язку, телефонограмою з підтвердженням отримання тощо).

6.2.5. У разі подання неповного комплекту документів, передбачених підпунктом 6.2.2 цього пункту, або неналежного оформлення заяви та/або документів, що додаються до неї, ОСП вносить відповідну інформацію до реєстру заяв без присвоєння заяві реєстраційного номера та повідомляє про це Заявника, вказавши причини, через які не була проведена реєстрація заяви.

При отриманні неповного комплекту документів або неналежно оформлених документів, направлених поштовим відправленням або в електронному вигляді, ОСП протягом 5 робочих днів від дня отримання заяви повідомляє Заявника в зазначений у заяві спосіб (рекомендованим поштовим

відправленням, електронною поштою, факсом) про причини, через які не була проведена реєстрація заяви.

6.2.6. ОСП протягом 5 робочих днів після реєстрації заяви перевіряє відповідність об’єктів електроенергетики/електроустановок об’єктів електроенергетики, заявлених до приєднання, критеріям приєднання до системи передачі, установленим у пункті 1.1 глави 1 цього розділу, та у разі виявлення їх невідповідності відхиляє подану заяву та повідомляє про це Замовника у спосіб, указаний ним у заяві (рекомендованим поштовим відправленням, електронною поштою, факсом), із зазначенням та обґрунтуванням причин її відхилення.

6.2.7. Номер заяви обліковується в окремому реєстрі. Реєстр заяв на приєднання до електричних мереж ведеться у паперовому або електронному вигляді.

6.3. Визначення точки забезпечення потужності

На підставі заяви Замовника про приєднання електроустановки певної потужності та наданих до неї відповідно до підпункту 6.2.2 пункту 2 цієї глави документів ОСП визначає точку забезпечення потужності.

Точка забезпечення потужності визначається виходячи з конфігурації мереж і навантаження у зоні можливого приєднання. ОСП готує технічне обґрунтування такого вибору і технічні умови на приєднання відповідно до вимог пункту 6.4 цієї глави.

Якщо при визначенні точки приєднання ОСП вважає, що запропоновані для приєднання електроустановки об’єктів електроенергетики несприятливо впливатимуть на якість електричної енергії та надійність електропостачання в цій чи інших точках приєднання, то при підготовці технічних умов він має встановити відповідні вимоги до параметрів електроустановки, які повинні бути забезпечені Замовником.

6.4. Розроблення та надання Замовнику технічних умов на приєднання

6.4.1. ОСП забезпечує безоплатну видачу технічних умов на приєднання, які містять вимоги щодо проектування та будівництва, реконструкції та/або технічного переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника (до точки приєднання електроустановок Замовника), а також щодо проектування електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника (у

межах земельної ділянки Замовника), безпеки електропостачання та влаштування вузла обліку електричної енергії.

6.4.2. Вимоги щодо проектування електричних мереж внутрішнього забезпечення та вимоги до електроустановок щодо безпеки електропостачання визначаються ОСП згідно з технічними вимогами, установленими в главі 2 цього розділу, відповідно до типу установки.

6.4.3. Технічні умови на приєднання є невід'ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.

Під час розроблення технічних умов на приєднання ОСП має керуватися такими принципами:

надійності електрозабезпечення струмоприймачів Замовника згідно з чинним законодавством України з урахуванням категорії надійності електропостачання, яку було зазначено в заяві про приєднання;

забезпечення належної якості електричної енергії в точці приєднання;

не погіршення параметрів надійності та якості електричної енергії для інших Користувачів;

оптимальності з економічної і технічної точки зору схеми електрозабезпечення.

Технічні умови на приєднання розробляються ОСП з урахуванням детальних планів території та схем розвитку системи передачі.

Технічні умови на приєднання, підписані ОСП, разом з проектом договору про приєднання надаються Замовнику не пізніше 10 робочих днів від дня реєстрації заяви.

У разі відсутності ТЕО на приєднання електроустановок, призначених для виробництва або розподілу електричної енергії, та незгоди Замовника з визначеною ОСП точкою забезпечення потужності та/або схемою приєднання цих електроустановок нові технічні умови на приєднання разом з проектом договору про приєднання розробляються ОСП і надаються Замовнику не пізніше 10 робочих днів від дня отримання від Замовника ТЕО.

У разі зміни Замовника або власника (форми власності) електроустановки, за умови відсутності зміни технічних параметрів (величина потужності,

напруга, категорія надійності електропостачання тощо) цієї електроустановки, нові технічні умови не розробляються.

За письмовим зверненням Замовника центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, надає висновок щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання на відповідність чинним стандартам, нормам та правилам.

6.5. Техніко-економічне обґрунтування схеми приєднання

6.5.1. Розроблення ТЕО схеми приєднання здійснюється Замовником:

у разі незгоди із запропонованою ОСП точкою забезпечення потужності та/або схемою приєднання;

для визначення доцільності приєднання до електричних мереж системи передачі генеруючих одиниць потужністю 20 МВт і нижче та електроустановок споживача.

Розроблення ТЕО здійснюється проектною організацією за рахунок Замовника.

Техніко-економічне обґрунтування має відповідати чинним нормативно-технічним документам.

6.5.2. Будь-яка фізична або юридична особа має право отримати безоплатно від ОСП вихідні дані для розроблення ТЕО вибору схеми приєднання своїх електроустановок до системи передачі з метою оцінки бізнесових та виробничих ризиків.

Вихідні дані для розроблення ТЕО надаються ОСП на підставі заяви, типова форма якої наведена в додатку 2 до цього Кодексу, протягом 10 робочих днів від дня отримання заяви.

6.5.3. На підставі розробленого ТЕО схеми приєднання Замовник може запропонувати ОСП свій варіант точки забезпечення потужності (схеми приєднання).

ОСП опрацьовує наданий Замовником варіант точки забезпечення потужності (схеми приєднання) та не пізніше ніж через 10 робочих днів з дня отримання ТЕО приймає пропозиції Замовника або письмово обґрунтовує пріоритетність іншого варіанта схеми приєднання ніж передбачено ТЕО.

Якщо Замовник не погоджується з пропозицією ОСП щодо іншого варіанта схеми приєднання ніж передбачено ТЕО, він має право не підписувати договір про приєднання та ініціювати врегулювання спірних питань відповідно до порядку, установленого у главі 5 розділу I цього Кодексу.

6.6. Укладення договору про приєднання

6.6.1. Договір про приєднання визначає організаційні, технічні та фінансові умови, на яких здійснюється приєднання електроустановок Замовника до системи передачі, та регулює правовідносини між ОСП та Замовником у період здійснення заходів з приєднання.

Договір про приєднання укладається за типовою формою, яка наведена в додатку 3 до цього Кодексу.

Невід'ємними додатками до договору є:

технічні умови на приєднання;

погоджена проектно-кошторисна документація;

розрахунок вартості приєднання;

графіки виконання робіт.

6.6.2. Якщо об'єкт (земельна ділянка) Замовника перебуває у власності (користуванні) декількох осіб, ОСП укладає договір про приєднання з одним із співвласників (Замовників) за умови наявності письмової згоди всіх інших співвласників (Замовників), про що робиться відповідна відмітка в договорі.

6.6.3. ОСП надає Замовнику два примірники підписаного ним договору про приєднання у терміни, визначені в абзацах восьмому та дев'ятому підпункту 6.4.3 пункту 6.4 цієї глави.

Замовник, який одержав два примірники підписаного ОСП договору про приєднання, у разі згоди з його умовами підписує договір у визначений законодавством термін та повертає один примірник ОСП.

6.6.4. Термін виконання договору про приєднання встановлюється сторонами з урахуванням часу, необхідного для нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж, пов'язаних з приєднанням електроустановок Замовника.

Під час дії договору про приєднання виконання технічних умов на приєднання до системи передачі є обов'язковим для всіх сторін договору.

6.6.5. Спірні питання, що виникають між сторонами під час дії договору про приєднання, вирішуються у порядку, встановленому у главі 5 розділу I цього Кодексу.

6.6.6. Укладення договору про приєднання зобов'язує ОСП враховувати технічні рішення, передбачені в цьому договорі, у плані розвитку системи передачі та при підготовці звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей.

6.6.7. Плата за приєднання електроустановок до електричних мереж визначається відповідно до методики, затвердженої Регулятором.

6.7. Розроблення проектної документації на електроустановки зовнішнього електрозабезпечення

6.7.1. Приєднання електроустановок Замовника здійснюється згідно з проектною документацією на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника та згідно з виконавчою документацією будівельних/монтажних робіт цього об'єкта.

6.7.2. Розроблення проектної документації на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника здійснюється Замовником відповідно до умов договору про приєднання. Завдання на проектування має враховувати вимоги технічних умов. Для підготовки проектної документації ОСП на запит Замовника або проектної організації Замовника має надавати всі необхідні для проектування дані. Розроблена Замовником та погоджена ОСП проектна документація на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника є додатком до договору про приєднання, що оформлюється відповідною додатковою угодою.

6.7.3. Проектна документація має визначити достатність замовленої до приєднання потужності та категорії надійності електропостачання вимогам, які мають забезпечуватися у процесі експлуатації об'єкта Замовника. Ці вимоги розраховуються відносно потужності струмоприймачів з урахуванням коефіцієнта одночасності їх використання.

6.7.4. Проектна документація має визначити точку приєднання на межі технологічного з'єднання електроустановок або частин однієї електроустановки. Проектна документація розробляється окремими частинами (томами) для мереж Замовника та мереж ОСП відповідно до точки приєднання.

6.7.5. Замовник до початку будівельно-монтажних робіт, пов'язаних з виконанням договору про приєднання, має подати на погодження ОСП проектну документацію. ОСП не пізніше 10 робочих днів від дня отримання проектної документації надає Замовнику два примірники підписаної ним додаткової угоди до договору про приєднання. Необхідна кількість примірників проектної документації та формат надання її на електронних носіях визначається умовами договору про приєднання. Замовник, який одержав два примірники підписаної ОСП додаткової угоди до договору про приєднання, у разі згоди з її умовами підписує додаткову угоду у визначений законодавством термін та повертає один примірник ОСП.

6.7.6. У разі обґрунтованої незгоди ОСП з вартістю реалізації технічних умов відповідно до проектної документації на вимогу ОСП Замовник надає до проектної документації письмовий звіт відповідної експертної організації, яка відповідає критеріям, визначеним Міністерством регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України. ОСП у щорічному звіті повідомляє Регулятора про вимогу щодо проведення експертизи з наданням її обґрунтування.

6.7.7. За результатами розгляду проектної документації ОСП оформлює узагальнене технічне рішення щодо проекту. Строк розгляду проектної документації, поданої ОСП на погодження, не може перевищувати 15 робочих днів від дати її отримання. Погодження проектної документації здійснюється ОСП безоплатно.

6.7.8. Строк доопрацювання проектної документації - 30 робочих днів з дня отримання Замовником зауважень до неї. Замовник може продовжити строк доопрацювання проектної документації шляхом письмового повідомлення ОСП, направленого не пізніше ніж за 2 робочі дні до закінчення строку доопрацювання.

6.7.9. Доопрацьована проектна документація підлягає повторному погодженню у терміни, визначені у підпункті 6.7.7 цього пункту. Під час повторного погодження проектної документації не дозволяється висувати нові зауваження, якщо вони не стосуються внесених змін до проектної документації.

6.7.10. Погоджена проектна документація разом з підписаною ОСП відповідною додатковою угодою до договору про приєднання повертається Замовнику.

6.7.11. Погоджена проектна документація є чинною на весь час будівництва відповідних мереж. Зміни до узгодженої проектної документації на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника, які призводять до зміни вартості реалізації проекту, погоджуються шляхом внесення відповідних змін до договору про приєднання.

6.8. Проведення будівельно-монтажних і пусконалагоджувальних робіт електроустановок зовнішнього електрозабезпечення та подання напруги для проведення випробувань

6.8.1. Будівельно-монтажні та пусконалагоджувальні роботи з нового будівництва, реконструкції та/або технічного переоснащення електроустановок зовнішнього електрозабезпечення виконуються ОСП або залученими ним спеціалізованими організаціями та/або фізичними особами-підприємцями, які мають право на виконання цих робіт.

Виконавець комплексу робіт із будівництва електроустановок зовнішнього електрозабезпечення Замовника визначається на конкурсних засадах відповідно до чинного законодавства.

6.8.2. Терміни виконання будівельно-монтажних та пусконалагоджувальних робіт визначаються умовами договору про приєднання з урахуванням визначеної проектом тривалості виконання робіт.

6.8.3. Після закінчення будівельно-монтажних і налагоджувальних робіт, перед прийманням в експлуатацію електроустановок зовнішнього електрозабезпечення, повинні бути проведені індивідуальні випробування обладнання та його окремих систем в обсягах, визначених нормативно-технічним документом «Норми випробування електрообладнання», які завершуються пробним пуском основного і допоміжного обладнання, а також комплексне випробування обладнання.

6.8.4. Індивідуальні випробування електроустановок Замовника та функціональні випробування окремих систем повинна виконувати будівельно-монтажна організація із залученням пусконалагоджувальних організацій і персоналу Замовника.

6.8.5. Дефекти, виявлені в ході індивідуальних та функціональних випробувань, повинні бути усунуті будівельно-монтажними організаціями та заводами-виготовлювачами енергетичного обладнання до початку комплексних випробувань.

6.8.6. Введення в роботу нового обладнання з незадовільним технічним станом забороняється.

6.8.7. Електроустановки зовнішнього електрозабезпечення Замовника, збудовані, реконструйовані чи технічно переоснащені в системі передачі від точки забезпечення замовленої потужності до точки приєднання об'єкта Замовника, є власністю ОСП.

6.8.8. Подання робочої напруги для проведення комплексних випробувань та випробувань електроустановок Замовника здійснюється на підставі заяви Замовника (уповноваженої ним особи) та після надання ОСП укладених Замовником договорів (або внесення змін до діючих договорів) згідно з вимогами, встановленими на ринку електричної енергії на термін проведення випробувань.

Заява Замовника має містити дані про кількість електричної енергії, потужність (добові графіки навантаження) та терміни виконання випробувань. До заяви додається повідомлення про готовність електроустановок Замовника до прийняття робочої напруги та програма випробувань.

6.8.9. Подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання здійснюється протягом 5 робочих днів після отримання заяви Замовника або 10 робочих днів, якщо подання напруги потребує припинення електропостачання інших Користувачів.

6.8.10. Організація проведення випробувань здійснюється відповідно до порядку, викладеного у розділі IV цього Кодексу, та з виконанням технічних вимог, встановлених у главі 5 цього розділу, відповідно до типу установки.

6.9. Порядок отримання/надання дозволу на підключення до системи передачі

6.9.1. Для отримання дозволу на підключення електроустановок Замовника до системи передачі власник об'єкта повинен надати ОСП документи (перелік яких зазначається на власному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет), що підтверджують введення електроустановок в експлуатацію у порядку, передбаченому законодавством у сфері містобудування, укласти з ОСП

договір про надання послуг з передачі електричної енергії та договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління відповідно до вимог розділу XI цього Кодексу, а також укласти договір про врегулювання небалансів або договір про постачання електричної енергії споживачу.

Для кожної електроустановки в межах об'єкта електроенергетики подається окремий пакет документів, передбачений підпунктом 6.9.2 цього пункту.

{Підпункт 6.9.1 пункту 6.9 глави 6 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

6.9.2. ОСП розміщує на власному веб-сайті в мережі Інтернет перелік та зразки типових протоколів випробувань і наладки електрообладнання, що надаються власником об'єкта разом із документом, що підтверджує введення об'єкта електроенергетики в експлуатацію у порядку, передбаченому законодавством у сфері містобудування, за кожним типом об'єкта електроенергетики.

{Підпункт 6.9.2 пункту 6.9 глави 6 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

6.9.3. ОСП упродовж 10 робочих днів після виконання власником об'єкта вимог, зазначених у підпункті 6.9.1 цього пункту, повинен видати власнику об'єкта повідомлення про дозвіл на підключення електроустановки та про дозвіл на подачу напруги.

{Підпункт 6.9.3 пункту 6.9 глави 6 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019; в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

6.9.4. Повідомлення про дозвіл на підключення електроустановки до системи передачі може включати:

повідомлення про тимчасовий дозвіл на підключення (ТДП);

повідомлення про остаточний дозвіл на підключення (ДПО);

повідомлення про обмежений дозвіл на підключення (ОДП).

6.9.5. Повідомлення про тимчасовий дозвіл на підключення (ТДП) видається за таких умов:

1) повідомлення ТДП видається ОСП з метою завершення процесу перевірки даних і аналізу відповідно до вимог цього Кодексу та надання документів, зазначених у підпунктах 6.9.1 і 6.9.2 пункту 6.9 цього розділу;

2) повідомлення ТДП дає право власникам об'єктів електроенергетики тимчасового доступу їх об'єктів до системи передачі та підключення електроустановок цих об'єктів упродовж обмеженого проміжку часу, визначеного у підпункті 4 цього підпункту, та проведення додаткової перевірки на відповідність, щоб забезпечити дотримання відповідних технічних умов і вимог;

3) у разі надання повідомлення ТДП ОСП повинен вказати всі невідповідності та зауваження і встановити термін для їх усунення;

4) максимальний період, упродовж якого власники об'єктів електроенергетики можуть підтримувати статус ТДП, становить 24 місяці. ОСП має право вказати коротший термін дії для ТДП. Пролонгація ТДП до досягнення максимального періоду надається лише, якщо власник об'єкта має значний прогрес у напрямку повної відповідності. Зауваження повинні бути чітко визначені в момент запиту пролонгації;

5) у разі неусунення власником об'єкта у встановлений термін невідповідностей та зауважень ОСП має право припинити дозвіл на підключення електроустановки до системи передачі, як тільки ТДП перестане бути дійсним, доти, доки власник об'єкта електроенергетики не усуне невідповідності та зауваження і ОСП не переконається, що електроустановка відповідає вимогам цього Кодексу. У цьому випадку власник об'єкта може ініціювати врегулювання спірних питань у порядку, встановленому у главі 5 розділу I цього Кодексу.

6.9.6. Повідомлення про остаточний дозвіл на підключення (ДПО) видається за таких умов:

1) повідомлення ДПО видається ОСП за умови попереднього усунення всіх невідповідностей, виявлених під час статусу ТДП, і належного завершення процесу розгляду даних і аналізу відповідно до вимог цього розділу;

2) повідомлення ДПО дає право власникам об'єктів електроенергетики доступу їх об'єктів до системи передачі та підключення електроустановок цих об'єктів до системи передачі на необмежений проміжок часу;

3) для цілей проведення перевірки даних і аналізу, власники об’єктів електроенергетики повинні надати ОСП:

деталізоване викладення декларації про відповідність;

оновлені технічні данні, звіти про випробування та імітаційні моделі і дослідження, зазначені у підпункті 6.9.2 цього пункту, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробувань;

4) у разі виявлення невідповідності вимогам цього Кодексу електроустановки, для якої вже видане повідомлення ДПО і не було отримано від власника об’єкта звернення про надання статусу ОДП, ОСП має право припинити дозвіл на підключення електроустановки до системи передачі доти, доки власник об’єкта електроенергетики не усуне невідповідність і ОСП не переконається, що електроустановка відповідає вимогам цього Кодексу. У цьому випадку власник об’єкта може ініціювати врегулювання спірних питань у порядку, встановленому у главі 5 розділу I цього Кодексу.

6.9.7. Повідомлення про обмежений дозвіл на підключення (ОДП) видається за таких умов:

1) власник електроустановки, для якої вже видане повідомлення ДПО, повинен негайно інформувати ОСП про наявність таких обставин:

електроустановка його об’єкта тимчасово втратила функціональність, що впливає на її характеристики та підлягає значній модифікації;

відмова обладнання, що призводить до недотримання однієї або декількох встановлених вимог;

2) власник об’єкта електроенергетики має зробити подання ОСП про надання статусу ОДП, якщо цей власник обґрунтовано очікує, що обставини, описані в підпункті 1 цього підпункту, зберігатимуться понад 3 місяці;

3) статус ОДП повинен бути наданий ОСП і має містити таку інформацію, яка може бути легко перевіреною:

зауваження, що зумовили надання статусу ОДП;

відповідальність та період для усунення зауважень, який не має перевищувати 12 місяців. Наданий початковий період може бути коротшим, з можливістю його пролонгації до максимального періоду, якщо ОСП

представлено доказ, який демонструє значний прогрес у вирішенні проблемних питань;

4) для електроустановок, які отримали статус ОДП, статус ДПО має бути тимчасово зупинений упродовж терміну дії ОДП;

5) у разі неусунення власником об’єкта зауважень, що зумовили надання статусу ОДП, ОСП має право припинити дозвіл на підключення електроустановки до системи передачі, як тільки ОДП перестане бути дійсним доти, доки власник об’єкта електроенергетики не усуне невідповідність та зауваження і ОСП не переконається, що електроустановка відповідає вимогам цього Кодексу. У таких випадках ДПО автоматично стає недійсним, а власник об’єкта може ініціювати врегулювання спірних питань у порядку, встановленому у главі 5 розділу I цього Кодексу.

6.9.8. Разом з видачею повідомлення ДПО або ТДП ОСП видає повідомлення про дозвіл на подачу напруги (ДПН), який дає право власнику об’єкта електроенергетики на подачу напруги у його внутрішню мережу та на обладнання власних потреб у точці приєднання. Повідомлення ДПН видається ОСП за умови завершення підготовчих робіт, включаючи укладення договорів, вказаних у підпункті 6.9.1 цього пункту.

6.10. Підключення електроустановок Замовника до електричної мережі

6.10.1. ОСП після завершення робіт з приєднання повідомляє Замовника про готовність власних електричних мереж до підключення електроустановок Замовника, надає довідку про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення.

6.10.2. Після отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення Замовник надає ОСП заяву на підключення.

6.10.3. Підключення електроустановок Замовника до електричної мережі здійснюється ОСП за наявності повідомлень, виданих відповідно до вимог, викладених у пункті 6.9 цієї глави.

6.10.4. Підключення електроустановок Замовника до електричної мережі здійснюється протягом 5 робочих днів після отримання заяви Замовника або 10 робочих днів, якщо підключення потребує припинення електропостачання інших Користувачів.

6.10.5. Після підключення електроустановок Замовника до електричної мережі ОСП послуга з приєднання, передбачена договором про приєднання, вважається наданою. Факт надання послуги з приєднання підтверджується відповідним актом, сторонами договору про приєднання.

6.11. Оформлення меж балансової належності

6.11.1. ОСП має підготувати за узгодженням з Користувачем документ, який містить таблицю з детальним розподілом відповідальності та експлуатаційні схеми, які відображають погоджені межі балансової належності.

6.11.2. Установлення меж балансової належності здійснюється з урахуванням, що:

1) межа балансової належності активів між ОСП та електростанціями, включаючи атомні електростанції, повинна знаходитися на першій опорі після огородження обладнання електростанції;

2) межа балансової належності між магістральними та розподільними електричними мережами повинна знаходитися на першій опорі після огородження магістральної підстанції;

3) межа балансової належності активів між іншим Користувачем та ОСП повинна знаходитись у точці приєднання до електричних мереж ОСП.

6.11.3. Слід дотримуватися, наведених у підпункті 6.11.2 цього пункту, загальних правил, але кожний випадок буде залежати від конкретних умов приєднання об'єкта, компонування розподільного пристрою, типу обладнання Користувача тощо. У кожному випадку точку приєднання та межу балансової належності має бути описано в акті розмежування балансової належності та проілюстровано відповідними схемами.

6.11.4. Користувач володіє всім обладнанням на стороні Користувача до межі його балансової належності та відповідає за безпечну експлуатацію та технічне обслуговування цих активів відповідно до законодавства України, цього Кодексу та положень договору про надання послуг з передачі.

{Підпункт 6.11.4 пункту 6.11 глави 6 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

6.11.5. ОСП володіє всім електротехнічним обладнанням на стороні електричних мереж від точки приєднання до межі його балансової належності. ОСП володіє, експлуатує та обслуговує підстанцію на об'єкті

приєднання та все інше обладнання, яке може бути необхідним для приєднання до електричних мереж, відповідно до вимог цього Кодексу та положень договору про приєднання.

{Підпункт 6.11.5 пункту 6.11 глави 6 розділу ІІІ із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

6.11.6. Усе електротехнічне обладнання Користувача в точці приєднання має бути докладно перелічене в акті розмежування балансової належності, який є додатком до договору про надання послуг з передачі.

6.11.7. Зміни в домовленостях про межі балансової належності, запропоновані будь-якою стороною, повинні бути взаємоузгодженими перед тим, як вони наберуть чинності, після чого вносяться відповідні зміни у таблицю розподілу відповідальності і експлуатаційні схеми шляхом укладення додаткової угоди до договору про надання послуг з передачі.

7. Перелік та порядок надання ОСП інформації, необхідної для приєднання

7.1. З метою забезпечення можливості оцінити бізнесові та виробничі ризики будь-якого Замовника, який має намір приєднати електроустановки об’єктів електроенергетики до системи передачі відповідно до наявного резерву потужності на тій чи іншій підстанції, ОСП має оприлюднювати або за зверненням Замовника повинен надати таку інформацію:

перелік трансформаторних підстанцій, до яких можуть бути приєднані електроустановки об’єктів Замовника, та інформацію про їх технічні характеристики;

типові форми заяви про приєднання, договору про приєднання, технічних умов на приєднання;

перелік та обсяг документів, необхідних для отримання дозволу на приєднання до системи передачі;

рекомендації щодо оформлення зазначених документів, порядку їх подання та термінів розгляду;

порядок подання документів, необхідних для приєднання, в електронному вигляді;

методику розрахунку плати за приєднання електроустановок до системи передачі;

вимоги до електроустановок та об’єктів електроенергетики, які приєднуються до системи передачі або мають знаходитись в оперативному підпорядкуванні ОСП.

7.2. Інформація про технічні характеристики трансформаторних підстанцій має містити такі дані по кожній з них:

адреса знаходження, диспетчерська назва підстанції, тип, код, рівні напруги обмоток трансформаторів та номінальна потужність підстанції;

максимально допустима потужність підстанції;

приєднана потужність згідно з чинними договорами;

потужність, що приєднується за договорами про приєднання;

резерв потужності.

Ця інформація може використовуватись як вихідні дані для розроблення ТЕО вибору схеми приєднання електроустановок Замовника.

7.3. Будь-яка юридична особа, яка має намір приєднати електроустановки об’єктів електроенергетики до системи передачі має право звертатися до ОСП за роз’ясненнями щодо наданої інформації та отримувати відповідні роз’яснення.

7.4. Інформація, зазначена в пунктах 7.1 та 7.2 цієї глави, надається у відкритому доступі шляхом розміщення її на власному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет. ОСП зобов’язаний підтримувати в актуальному стані зазначену інформацію шляхом її оновлення та доповнення упродовж 3 робочих днів після виникнення будь-яких обставин, які змінюють умови та/або порядок приєднання електроустановок Замовника до системи передачі.

7.5. ОСП несе відповідальність за достовірність зазначеної інформації в установленому порядку.

8. Умови, за яких власникам об’єктів електроенергетики може бути припинено дозвіл на підключення їх електроустановок до системи передачі

8.1. Ураховуючи вимоги та положення цього розділу, власникам об’єктів електроенергетики може бути припинено дозвіл на підключення їх електроустановок до системи передачі за будь-якої з таких умов:

1) несанкціоноване ОСП (самовільне) приєднання до системи передачі будь-яких електроустановок;

2) відмова Замовника послуги з приєднання до системи передачі від виконання умов Договору про приєднання та технічних умов на приєднання;

3) перевищення Замовником обсягів використання потужності, заявленої до приєднання, визначеної відповідним договором та технічними умовами на приєднання;

4) подання ОСП у заяві та/або у документах, що надаються до заяви, а також у документах з монтажу будь-яких завідомо недостовірних даних;

5) неусунення власником об'єкта у встановлений термін невідповідностей та зауважень, пов'язаних з наданням статусу ТДП або ОДП;

6) у разі виявлення невідповідності вимогам цього Кодексу електроустановки, для якої вже видане повідомлення ДПО і не було отримано від власника об'єкта звернення про надання статусу ОДП;

7) виведення з ладу (пошкодження, блокування роботи тощо) приладів контролю та обліку електричної енергії та потужності або підключення обладнання в обхід цих приладів;

8) перешкоджання діяльності або насильницькі дії до посадових осіб центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, або ОСП при виконанні ними службових обов'язків.

8.2. У разі отримання від ОСП повідомлення про припинення дозволу на підключення електроустановок до системи передачі, власник об'єкта електроенергетики може ініціювати врегулювання спірних питань у порядку, установленому у главі 5 розділу I цього Кодексу.

8.3. Технічна реалізація припинення дозволу на підключення електроустановок до системи передачі здійснюється ОСП шляхом відключення електроустановок Користувача (повністю або частково) від електричних мереж системи передачі.

8.4. У разі виявлення умови згідно з пунктом 8.1 цієї глави, на підставі якої ОСП має прийняти рішення про припинення дозволу на підключення електроустановок Користувача до системи передачі, ОСП письмово повідомляє про це Користувача та надає звернення до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у

сфері електроенергетики щодо підтвердження наявності умови для відключення електроустановок Користувача від системи передачі.

8.5. Після підтвердження центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики, факту наявності умови для відключення електроустановок Користувача від системи передачі ОСП може здійснювати примусове відключення електроустановок Користувача, попередньо повідомивши його про прийняте рішення, про дату відключення та про заходи безпеки, яких Користувач має вжити у зв'язку з таким відключенням. Таке повідомлення має буди надане Користувачу за 10 робочих днів до визначеної в ньому дати відключення.

8.6. Повторне підключення електроустановок Користувача до системи передачі, які були відключені примусово, здійснюється ОСП після усунення Користувачем причин примусового відключення та компенсації ним витрат ОСП на здійснення заходів, пов'язаних з відключенням та повторним підключенням цих електроустановок.

IV. Експлуатація системи передачі та електроустановок користувачів системи передачі

1. Організація технічних і технологічних систем експлуатації та управління цими системами

1.1. На всіх об'єктах ОСП та Користувачів мають бути створені технічні та технологічні системи експлуатації електроустановок, а також структура управління цими системами.

1.2. До складу технічних систем експлуатації електроустановок ОСП та Користувачів входять (але не обмежуються ними) такі групи обладнання (далі - електротехнічне обладнання, електрообладнання, обладнання):

силове устаткування;

обладнання власних електричних потреб енергооб'єктів, яке забезпечує роботу цих об'єктів;

пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики;

пристрої системної протиаварійної автоматики;

обладнання та пристрої робочого та захисного заземлення;

пристрої та канали зв’язку, технічні засоби автоматизованого диспетчерського управління та оперативно-технологічного управління;

обладнання захисту від перенапруг;

пристрої та обладнання комерційного обліку електричної енергії, засоби вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії та оперативно-технологічного обміну інформацією;

освітлення;

обладнання компенсації реактивної енергії;

обладнання і пристрої вимірювання, відображення і збереження (архівації) інформації про технологічні процеси та характеристики обладнання;

допоміжне обладнання - будівлі та споруди, в яких встановлене вищезазначене енергетичне обладнання, системи водопостачання і водовідведення, пожежної сигналізації і пожежогасіння, стиснутого повітря тощо;

інші електротехнічні пристрої в залежності від структури об’єкта.

1.3. До складу технологічних систем експлуатації електроустановок ОСП та Користувачів входять (але не обмежуються ними) такі системи:

диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;

технічного обслуговування та ремонтів;

контролю та нагляду за технічною експлуатацією;

обліку та контролю виконання нормативно-технічних документів;

розслідування та обліку технологічних порушень;

перспективного розвитку: капітальне будівництво, реконструкція та технічне переоснащення;

роботи з персоналом;

безпечної експлуатації та охорони праці;

техногенної, пожежної та екологічної безпеки;

матеріального, транспортного та іншого забезпечення;

охорони енергетичних об’єктів.

2. Принципи організації експлуатації

2.1. Електротехнічне обладнання електроустановок, прийняте в експлуатацію, має перебувати в одному з таких оперативних станів: у роботі, у резерві, у ремонті (плановому або аварійному) або у стані консервації.

2.2. Технічне обслуговування обладнання (включаючи діагностування його технічного стану) - це комплекс робіт, спрямованих на підтримання роботоспроможності та запобігання передчасному спрацюванню елементів обладнання під час використання його за призначенням, перебування в резерві чи зберіганні, а також під час транспортування.

2.3. Види, обсяги, способи та періодичність проведення технічного обслуговування обладнання визначаються на підставі нормативно-технічної документації, інструкцій заводів-виробників, досвіду експлуатації та технічного обслуговування обладнання за попередній період, а також за технічним станом та затверджуються керівником або технічним керівником об’єкта електроенергетики.

2.4. Ремонт електротехнічного обладнання включає комплекс робіт, спрямованих на підтримання або відновлення початкових експлуатаційних характеристик електроустановок об’єктів або їх складових.

2.5. ОСП та Користувачі при експлуатації електроустановок системи передачі організовують функціонування таких систем ремонтів:

планово-попереджувальна (з фіксованою періодичністю ремонтів відповідно до вимог нормативно-технічних документів та заводської документації);

планово-діагностична (за технічним станом, виходячи з результатів технічного діагностування).

2.6. Система технічного обслуговування і ремонту обладнання, яка запроваджується на об’єктах ОСП та Користувачів, має передбачати:

створення розпорядчої, нормативної та методичної бази з організації і технології виконання технічного обслуговування і ремонтів;

створення структури управління, видів і методів, періодичності, обсягів і тривалості технічного обслуговування і ремонтів;

критерії безпечного і надійного технічного стану обладнання та ефективності його роботи;

узгодженість планів (графіків) технічного обслуговування і ремонту в порядку, установленому цим Кодексом та іншими нормативно-технічними документами;

належне забезпечення фінансовими, матеріальними і людськими ресурсами;

підтримання належної кваліфікації персоналу, який виконує експлуатаційне і технічне обслуговування обладнання та його ремонт;

дотримання процедур планування, погодження, затвердження і коригування планів (графіків) технічного обслуговування і ремонту обладнання відповідно до вимог цього Кодексу та інших нормативно-технічних документів.

2.7. Види, періодичність, обсяги і терміни ремонтів електроустановок об’єкта електроенергетики системи передачі визначаються відповідно до тієї системи ремонтів, до якої вони віднесені рішенням керівника або технічного керівника цього об’єкта.

2.8. Тривалість ремонтів визначається виходячи із запланованих обсягів робіт з урахуванням оптимізації витрат на їх проведення та можливих економічних наслідків від простою обладнання в ремонті, а в умовах обмежених можливостей щодо виведення цього обладнання в ремонт - з урахуванням вимог розділу VI цього Кодексу.

2.9. Порядок організації технічного обслуговування, порядок приймання і оцінка стану відремонтованих електроустановок об’єктів мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів, перелік яких оприлюднюється ОСП як Адміністратором Кодексу.

2.10. Виведення з роботи і резерву електротехнічного обладнання, яке перебуває в оперативному управлінні або в оперативному віданні диспетчерського персоналу ОСП, для проведення його технічного обслуговування і ремонту здійснюється на підставі річного та місячних графіків виведення з роботи обладнання.

Планування та координація виведення з роботи і резерву такого обладнання здійснюється відповідно до розділу VI цього Кодексу.

2.11. На об’єктах системи передачі необхідно здійснювати технічне переоснащення (модернізацію) обладнання для поліпшення його техніко-економічних показників та підвищення надійності роботи ОЕС України.

2.12. Технічне переоснащення (модернізація) обладнання системи передачі має проводитись відповідно до перспективного плану її розвитку, вимоги щодо розроблення якого визначаються у розділі II цього Кодексу.

3. Організація вимірювання параметрів роботи обладнання системи передачі та електроустановок, приєднаних до неї

3.1. Вимірювання контрольованих параметрів роботи обладнання об’єктів ОСП та Користувачів (далі - вимірювання) здійснюється для виконання таких функцій:

технічного обслуговування обладнання;

планування та управління режимами роботи обладнання і енергосистеми в цілому;

роботи систем і засобів автоматизації технологічних процесів та пристроїв захисту;

комерційного та технічного обліку електричної енергії та вимірювання потужності;

контролю якості електричної енергії;

побудови інформаційно-технологічної системи управління системою передачі.

3.2. Вимірювання здійснюється засобами вимірювальної техніки за такими, але не виключно, видами вимірювань:

електричні та магнітні величини;

тиск, вакуумні вимірювання;

температурні та теплофізичні вимірювання;

радіотехнічні та радіоелектронні вимірювання;

геометричні та механічні величини;

час і частота;

параметри потоку, витрат, рівня, об’єму речовин;

фізико-хімічний склад та властивості речовин;

акустичні, оптико-фізичні вимірювання;

вимірювання характеристик іонізуючого випромінювання та ядерних констант.

3.3. Метрологічні, технічні та експлуатаційні характеристики засобів вимірювальної техніки (діапазон вимірювання, клас точності, чутливість, похибка, швидкодія, надійність тощо), періодичність та обсяги їх технічного обслуговування та повірки мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів та нормативно-правових актів для кожного виду вимірювання і функцій, які виконуються на основі результатів відповідного вимірювання.

Перелік цих нормативно-технічних документів та нормативно-правових актів оприлюднюється ОСП як Адміністратором Кодексу.

3.4. Системи фіксації, обробки, зберігання та передачі даних засобів вимірювальної техніки, які встановлені на обладнанні об’єктів системи передачі та електроустановок, приєднаних до неї, та задіяні в побудові інформаційно-технологічної системи управління системою передачі та ОЕС України, а також системи зв’язку між зазначеними об’єктами мають бути сумісними між собою та відповідати принципам і вимогам, викладеним у розділі X цього Кодексу.

4. Організація контролю та нагляду за експлуатацією

4.1. На об’єктах ОСП та Користувачів повинна функціонувати технологічна система контролю за експлуатацією, що передбачає виконання власником електроустановок наступного:

контроль за технічним станом об’єктів;

організацію розроблення та обліку виконання заходів, які забезпечують технічну і екологічну безпеку обладнання, а також підтримання належних показників надійності його роботи;

розслідування та облік технологічних порушень у роботі обладнання;

контроль за дотриманням вимог нормативно-технічних документів з експлуатації електроустановок.

5. Організація виконання вимог нормативно-технічних документів, їх обліку та контролю

5.1. Експлуатація обладнання об’єктів ОСП та Користувачів повинна здійснюватися з виконанням вимог щодо безпечного стану обладнання, його технічних характеристик, показників надійності і екологічної безпеки, а також щодо організації експлуатації та організації роботи з персоналом, які встановлено відповідними нормативно-технічними документами.

Перелік цих нормативно-технічних документів та нормативно-правових актів оприлюднюється ОСП як Адміністратором Кодексу.

5.2. Під час експлуатації основного обладнання, крім загальних вимог, повинні виконуватися вимоги щодо окремих видів обладнання, встановлені відповідними інструкціями заводів-виробників, місцевими інструкціями та циркулярами з експлуатації обладнання.

5.3. Система обліку та контролю виконання нормативно-технічних документів має включати:

визначення вичерпного переліку норм, правил, стандартів, інструкцій, а також циркулярів, виконання яких є обов’язковим під час експлуатації даного об’єкта/обладнання;

своєчасний перегляд такого переліку, внесення в нього відповідних змін;

розроблення заходів щодо виконання вимог нормативно-технічних документів і нормативних-правових актів, контроль їх виконання.

5.4. Моніторинг (система безперервних спостережень та комплекс робіт з контролю) за дотриманням стандартів операційної безпеки мережі та безпеки постачання електричної енергії, якістю і рівнем експлуатації та технічного обслуговування електроустановок здійснюється відповідно до чинного законодавства України.

6. Організація розслідувань та обліку технологічних порушень

6.1. Технологічні порушення в роботі об’єктів ОСП та Користувачів розслідуються, класифікуються, оформлюються і обліковуються згідно з вимогами відповідних нормативно-технічних документів, перелік яких оприлюднюється ОСП як Адміністратором Кодексу.

6.2. Розслідуванню та обліку технологічних порушень у роботі об’єктів електроенергетики підлягають:

пошкодження електроустановок або їх електротехнічного обладнання під час експлуатації, ремонту, резерву;

недопустиме відхилення параметрів роботи та/або технічного стану енергоустановок, що призвело або може призвести до виведення їх з ладу;

втрата стійкості ОЕС України та/або несанкціоноване її розділення на частини;

помилкові відключення енергоустановок, а також вимушені несанкціоновані відключення для усунення дефектів або пошкоджень їхніх окремих елементів;

будь-які події, не передбачені договором на надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, укладеного між ОСП та Користувачами, які призвели до відключення або зменшення потужності електростанцій, відключення окремих енергоустановок та/або споживачів електричної енергії;

незаплановане відхилення рівня міждержавного перетоку електричної енергії та/або потужності понад встановлене міждержавними угодами значення або його повне припинення;

порушення роботоспроможності каналів і засобів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, що призвело до втрати зв’язку диспетчера з керованим енергооб’єктом та/або втрати зв’язку між диспетчерами регіональних електроенергетичних систем тривалістю понад одну годину.

Інші порушення в роботі обладнання об’єкта електроенергетики, які не відносяться до вищезазначених та носять локальний характер, розслідуються та обліковуються за процедурою, затвердженою технічним керівником об’єкта електроенергетики.

6.3. Факт технологічного порушення має бути зафіксований, а інформація про його виникнення, розвиток та заходи, які вживаються щодо локалізації та усунення наслідків порушення, передана відповідним органам виконавчої влади, центральному органу виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики, органам адміністративного та оперативно-технологічного управління ОЕС України відповідно до вимог чинного законодавства України та галузевих нормативно-технічних документів.

В організації фіксації (виявлення) технологічних порушень суб’єкт господарювання, який здійснює експлуатацію електроустановок об’єктів електроенергетики, має впроваджувати та розвивати автоматизовані системи реєстрації аварійних подій та відхилень параметрів роботи електроустановок.

6.4. Організація розслідування та облік технологічних порушень на об’єктах електроенергетики мають включати:

функціонування постійно діючої комісії з розслідування технологічних порушень;

розпорядчі документи з організації розслідування технологічних порушень, їх класифікації та обліку;

контроль за дотриманням вимог нормативно-технічних документів з розслідування та обліку технологічних порушень;

встановлення причин і передумов виникнення та розвитку технологічних порушень;

оцінку технічних та економічних наслідків технологічних порушень;

складання актів та звітів з розслідування технологічних порушень;

розроблення організаційно-технічних і протиаварійних заходів за результатами розслідування порушень та контроль за їх виконанням;

підготовку пропозицій щодо вдосконалення технічної і технологічної систем експлуатації, технічного обслуговування та ремонту електротехнічного обладнання, а також нормативно-технічних документів з цих питань;

ведення обліку технологічних порушень.

6.5. Склад постійно діючої комісії з розслідування технологічних порушень може доповнюватися в залежності від характеру та складності конкретних порушень відповідно до вимог нормативно-технічних документів.

6.6. У разі виникнення технологічного порушення, яке характеризується відповідними нормативно-технічними документами як аварія або відмова I чи II категорії, до складу комісії включаються у разі їх згоди представники центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики.

6.7. До розслідування технологічних порушень, причинами яких можуть бути дефекти проектування, виготовлення, будівництва, монтажу або ремонту можуть залучатися представники відповідних організацій, у тому числі заводів-виробників обладнання.

6.8. За результатами розслідування технологічних порушень на підставі аналізу причин і передумов їх виникнення та розвитку, оцінювання технічних і економічних наслідків розробляються заходи, спрямовані на:

виявлення елементів електроустановок, що знижують надійність їх експлуатації;

виявлення неефективних систем і методів управління технологічними процесами, які потребують удосконалення;

удосконалення технічного обслуговування і ремонту електроустановок;

забезпечення надійної роботи електроустановок об’єктів електроенергетики та дотримання стандартів операційної безпеки мережі та безпеки постачання електричної енергії;

удосконалення чинних та підготовку нових нормативно-технічних документів.

6.9. Розслідування технологічних порушень на об’єктах міждержавних електричних мереж здійснюється в порядку, установленому міждержавними угодами, договорами між суб’єктами, які володіють на праві власності або мають у користуванні об’єкти міждержавних електричних мереж, та цим Кодексом.

6.10. Договором про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, укладеного між ОСП та суб’єктами, які володіють на праві власності або мають у користуванні об’єкти міждержавних електричних мереж, має бути визначений порядок утворення, скликання та роботи комісії з розслідування технологічних порушень.

Факт технологічного порушення має право зафіксувати кожна із сторін договору.

Про технологічне порушення, зафіксоване стороною договору, уповноважена цією стороною особа має у визначений договором термін повідомити іншу сторону.

6.11. Розслідування технологічних порушень на об’єктах міждержавних електричних мереж здійснюється, як правило, комісією сторони, на території якої відбулося порушення.

Якщо інша сторона у встановлений договором термін має намір взяти участь у двосторонній комісії з розслідування, сторона, на території якої відбулося порушення, включає до складу двосторонньої комісії представників іншої сторони та організовує роботу з розслідування за узгодженою сторонами програмою.

6.12. ОСП визначає види технологічних порушень, повідомлення про які мають передаватися по ієрархічній структурі диспетчерського (оперативно-технологічного) управління та оприлюднюватися суб’єктами, які здійснюють експлуатацію об’єктів електроенергетики, на яких відбулися ці технологічні порушення.

6.13. Інформація щодо технологічних порушень, яка підлягає оприлюдненню, повинна включати, як мінімум, місце і час настання порушення та усунення його наслідків, кількість відключень та тривалість знеструмлення споживачів, важкість наслідків цих порушень.

6.14. Технічний керівник суб’єкта господарювання, у власності або користуванні якого перебуває об’єкт електроенергетики, на якому зафіксовані технологічні порушення та проводяться їх розслідування, зобов’язаний включити представника ОСП та Користувачів у склад комісії з розслідування на їх вимогу у випадках, зазначених в абзаці шостому пункту 6.2 цієї глави.

7. Права, обов’язки і відповідальність ОСП та Користувачів щодо технічної експлуатації електроустановок об’єктів електроенергетики

7.1. Права, обов’язки та відповідальність ОСП та Користувачів щодо технічної експлуатації електроустановок об’єктів електроенергетики регулюються цим Кодексом, іншими нормативно-технічними документами та/або договорами, укладеними між суб’єктами господарювання, у власності або користуванні яких знаходяться об’єкти електроенергетики.

7.2. ОСП та Користувачі мають право:

звертатися у встановленому законодавством України порядку до відповідних центральних органів виконавчої влади, центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики, та Регулятора щодо неналежної експлуатації

електроустановок, вирішення спірних питань, у тому числі пов’язаних з технологічними порушеннями на об’єкті електроенергетики, яким володіє та/або експлуатує інша сторона;

отримувати інформацію щодо технологічних порушень та брати участь у розслідуванні технологічних порушень на будь-якій електроустановці об’єкта електроенергетики ОЕС України у разі, якщо це технологічне порушення призвело до порушення нормальної експлуатації на його енергооб’єкті, економічних втрат або невиконання ним договірних зобов’язань, у тому числі перед третьою стороною;

отримувати від інших Користувачів наявну інформацію про технічний та оперативний стан електроустановок та електротехнічного обладнання на їх об’єктах для оцінювання здатності суміжних енергооб’єктів підтримувати вимоги щодо нормальної експлуатації обладнання та належних показників надійності його роботи.

7.3. ОСП та Користувачі зобов’язані:

здійснювати постійний аналіз виконання вимог цього Кодексу та інших нормативно-технічних документів з питань технічної експлуатації електроустановок об’єктів електроенергетики, а також виконання заходів за результатами роботи центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики;

надавати за власною ініціативою або на запит іншого Користувача суміжних об’єктів електроенергетики інформацію щодо технологічних порушень, які сталися на їх об’єкті, а також щодо технічного та оперативного стану своїх електроустановок та електротехнічного обладнання.

7.4. Відповідальними за технічну експлуатацію об’єктів є керівники суб’єктів господарювання, у власності та/або користуванні яких перебувають ці об’єкти.

7.5. Відповідальність за шкоду будь-якій стороні, завдану внаслідок неналежної експлуатації чи технічного стану обладнання або технологічного порушення на об’єкті, несе суб’єкт господарювання, у власності та/або користуванні якого перебуває цей об’єкт.

7.6. Експлуатацію нових (реконструйованих) міждержавних ліній електропередачі, збудованих за рахунок інвестора, здійснює ОСП за договором із власником/інвестором.

8. Системні випробування та організація їх проведення

8.1. Системні випробування полягають у заздалегідь підготовленій і систематизованій реєстрації на певний період часу окремих змін параметрів у роботі обладнання електричних станцій (тиск, вібрація, швидкість, оберти тощо) та загальносистемних електричних параметрів (напруга, частота, потужність, фазові кути та швидкість їх зміни тощо) для нормального режиму та при контрольованому застосуванні аварійних збурень для аварійних режимів роботи об'єднаної енергетичної системи України або будь-якої її частини.

8.2. Залежно від цілей і завдань системні випробування розподіляються на такі категорії:

I категорія - випробування, метою яких є:

уточнення розрахункових значень параметрів статичної і динамічної стійкості енергосистеми, окремих зв'язків або групи зв'язків у різних контрольованих перетинах ОЕС України, у тому числі міждержавних;

перевірка достатності та правильності налагодження пристроїв систем протиаварійної автоматики;

перевірка вихідних даних, які використовуються під час розрахунків стійкості енергосистеми та вузлів навантаження;

II категорія - випробування, метою яких є визначення:

фактичних характеристик регулювання обладнання генеруючих одиниць та одиниць навантаження, а також обладнання підстанцій, роботи пристроїв системної автоматики;

участі генеруючих одиниць та одиниць навантаження в регулюванні частоти та активної потужності, напруги та реактивної потужності у сталих, аварійних і післяаварійних режимах роботи ОЕС України;

відповідності генеруючих одиниць та одиниць енергоспоживання вимогам розділу III цього Кодексу та відповідним нормативно-технічним документам, перелік яких оприлюднюється ОСП як Адміністратором Кодексу

До системних випробувань II категорії можуть також відноситися приймально-здавальні випробування електротехнічного обладнання

електростанцій та електричних мереж після його капітального ремонту або технічного переоснащення.

8.3. Ініціатором системних випробувань I категорії є ОСП з власної ініціативи або з ініціативи оператора енергосистеми іншої держави, з якою Україна працює паралельно (для проведення спільних випробувань).

8.4. Ініціатором проведення випробувань II категорії можуть бути ОСП, користувачі системи передачі/розподілу.

8.5. Випробування проводяться у такому порядку:

прийняття рішення керівником суб'єкта господарювання, який володіє або експлуатує об'єкт електроенергетики за власною ініціативою за обґрунтованою вимогою ОСП як ініціатора проведення випробування, щодо визначення об'єкта та мети, з якою проводяться випробування;

призначення керівника, відповідального за проведення випробувань;

визначення посадових осіб та/або органу з оцінки відповідності, відповідальних за технологічну і оперативну частини випробувань;

{Абзац четвертий пункту 8.5 глави 8 розділу IV із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

розроблення, погодження з ОСП (якщо суб'єктом господарювання виступає інша особа ніж ОСП) та затвердження програми випробувань;

призначення терміну початку та завершення виконання програми випробувань та погодження цього терміну з ОСП (якщо суб'єктом господарювання виступає інша особа ніж ОСП);

виконання заходів підготовчого етапу робіт;

виконання програми випробувань;

обробка даних випробувань і підготовка звітів та висновків.

8.6. Відповідальним виконавцем системних випробувань на об'єкті Користувача системи може бути орган з оцінки відповідності, обраний Користувачем системи.

{Пункт 8.6 глави 8 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

8.7. Програма випробування розробляється ініціатором випробувань з урахуванням вимог нормативно-технічних документів, вимог ОСП, технічної документації заводів-виробників і має визначати організаційно-технічні заходи та, зокрема, включати:

причини проведення випробувань;

визначення об’єкта і мети випробування;

дату і час початку та розрахункову тривалість випробування;

перелік посадових осіб та/або організацій, відповідальних за забезпечення та проведення технологічної і оперативної частини випробування за кожним етапом;

опис стану обладнання, на якому планується проведення випробування;

первинну схему електричних з’єднань об’єкта електроенергетики та прилеглої мережі, а також вимоги до діючого обладнання;

опис системних та/або технологічних обмежень, пов’язаних з виконанням програми;

обсяг підготовчих робіт, що передують випробуванню;

заходи щодо забезпечення виконання вимог правил безпечної експлуатації обладнання при проведенні випробування;

назву, послідовність виконання та загальну тривалість кожного етапу випробування (за потреби);

режими роботи випробовуваного і суміжного з ним обладнання підстанцій, електростанцій, ліній електропередачі на кожному етапі випробування, припустимі відхилення величин параметрів, визначених у процесі випробування, та їх граничні значення;

перелік, послідовність та виконавців технологічних операцій у первинній схемі, у пристроях релейного захисту та протиаварійної автоматики;

режими роботи обладнання, стан первинної схеми та релейного захисту після закінчення випробування;

дії персоналу у випадках настання позаштатних ситуацій;

повноваження відповідальних осіб щодо припинення або перенесення випробування чи його окремих етапів;

необхідні схеми, креслення тощо.

8.8. Суб'єкт господарювання, який володіє або експлуатує об'єкт електроенергетики, зобов'язаний погодити з ОСП програму випробування у разі, якщо випробування має здійснюватися з метою:

підготовки та прийняття рішень стосовно оптимізації схем та режимів роботи об'єкта електроенергетики;

зміни схем та режимів роботи об'єкта електроенергетики;

оцінки статичної і динамічної стійкості об'єкта електроенергетики;

перевірки правильності налагодження систем протиаварійної автоматики та достатності її обсягів заданим режимам;

перевірки відповідності електроустановок користувачів системи передачі/розподілу вимогам ОСП щодо постачання допоміжних послуг.

8.9. Програма випробування, розроблена суб'єктом господарювання, який володіє або експлуатує об'єкт електроенергетики, виконання якої передбачає зміни технологічних режимів або схем електрозабезпечення ОСП та/або інших Користувачів, має бути погоджена всіма учасниками випробування.

8.10. У разі відсутності згоди щодо погодження програми випробування будь-яким учасником випробування остаточне рішення щодо змісту програми випробування приймає центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики.

8.11. Процедура погодження та затвердження програми випробування, а також порядок проведення випробування регламентуються відповідними нормативно-технічними документами, перелік яких оприлюднюється ОСП як Адміністратором Кодексу.

8.12. Випробування електроустановок об'єктів міждержавних електричних мереж виконуються у порядку, установленому міждержавними угодами, договорами між суб'єктами, які володіють на праві власності або мають у користуванні об'єкти міждержавних електричних мереж, та цим Кодексом.

8.13. Залежно від мети і завдань системних випробувань ініціатор випробувань визначає режими, що підлягають експериментальній перевірці та, за необхідності, виконує розрахунок очікуваних параметрів. На підставі проведеного аналізу визначаються параметри, що підлягають контролю, і точки виміру, а також плануються основні етапи випробувань.

8.14. До початку розроблення технічної програми на проведення системних випробувань I категорії ОСП повинен виконати аналіз:

схеми електричної мережі;

значень параметрів за різних режимів електричної мережі;

зареєстрованих даних про технологічні порушення та аварійних ситуацій, що мали місце.

8.15. Ініціатор системних випробувань повинен надавати відповідальному виконавцеві (на його прохання) результати попередніх розрахунків режимів, за якими будуть проводитися випробування, та необхідну технічну документацію для розроблення робочих програм випробувань (проектні схеми електричної мережі і її окремих вузлів, необхідні інструкції енергопідприємств, що беруть участь у випробуваннях тощо).

8.16. Якщо при підготовці та/або проведенні випробування ні в який спосіб неможливо уникнути системних та/або технологічних обмежень, ОСП повинен повідомити про них усіх користувачів системи передачі/розподілу, на яких впливає проведення випробувань, розробити та надати їм рекомендації щодо заходів, яких необхідно вжити для мінімізації негативних наслідків таких обмежень.

8.17. ОСП та інші учасники випробування не несуть відповідальності перед іншими користувачами системи передачі/розподілу за наслідки системних та/або технологічних обмежень, якщо випробування виконувалися згідно з затвердженою програмою з дотриманням інших вимог цього Кодексу та відповідних нормативно-технічних документів, за винятком настання технологічних порушень на об’єктах Користувачів внаслідок помилкових дій персоналу, який виконував випробування. При цьому до уваги приймається факт і повнота виконання Користувачами рекомендацій ОСП, зазначених у пункті 8.16 цієї глави.

8.18. Якщо на день запропонованого системного випробування в системі складуться такі умови експлуатації, що будь-яка з причетних сторін побажає затримати або скасувати початок чи продовження системного випробування,

то вона має негайно поінформувати інші сторони про це рішення та його причини. У цьому разі ОСП або інший ініціатор цих випробувань за погодженням з ОСП має відстрочити чи скасувати або продовжити системне випробування залежно від обставин.

8.19. Після проведення випробувань відповідальний виконавець зобов’язаний:

відновити (якщо змінювалися) уставки пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики;

відключити засоби вимірювання і реєстрації, що були безпосередньо задіяні тільки для проведення цих випробувань;

сповістити про закінчення випробувань усіх учасників випробувань, а також інших користувачів системи передачі/розподілу, на режим роботи яких впливали випробування;

відновити режим роботи об’єкта випробування, передбачений планом.

8.20. Після проведення кожного експерименту (вимірювання) виконується попередня розшифровка зроблених записів процесів та обробка отриманих результатів для виявлення недостовірних даних, а також даних, що свідчать про можливості виникнення критичного стану для уникнення його під час проведення наступного етапу випробувань. Остаточне детальне оброблення результатів виконується після повного завершення випробувань.

8.21. Після завершення оброблення результатів випробувань відповідальний виконавець складає відповідні протоколи випробувань та технічний звіт і забезпечує його узгодження з організаціями, які визначено в технічній програмі, та затвердження звіту керівником суб’єкта господарювання, який володіє та/або експлуатує об’єкт електроенергетики.

8.22. Технічний звіт про результати проведеного випробування має містити:

мету і завдання випробування;

дані про виконану підготовку, умови проведення випробування, що забезпечили його виконання обраним методом;

інформацію про застосовані засоби вимірювань, засоби реєстрації подій та технологічних процесів;

хронологічний опис дій на об’єкті випробування, режимів роботи обладнання на окремих етапах виконання програми випробування;

результати вимірювань, отриманих за кожним етапом випробування, у тому числі даних приладів вимірювання параметрів технологічних процесів та фіксації подій;

результати випробування за кожним етапом у вигляді протоколів випробувань, з додатками у вигляді таблиць, графіків, схем, діаграм тощо;

висновки і рекомендації, що ґрунтуються на отриманих результатах.

Якщо висновки та рекомендації технічного звіту стосуються інших Користувачів, ОСП повинен направити їм ці висновки та рекомендації з посиланням на результати системних випробувань.

8.23. У разі проведення випробування з метою перевірки відповідності електроустановок Користувачів (ПДП, потенційного ПДП) вимогам цього Кодексу щодо надання допоміжних послуг технічний звіт також має містити висновок щодо підтвердженої даними випробування оцінки можливості надання допоміжних послуг, їх обсягу та якісних характеристик. Системні випробування з метою перевірки відповідності електроустановок ПДП (потенційного ПДП) вимогам цього Кодексу щодо надання допоміжних послуг викладені у Порядку перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг, що є додатком 7 до цього Кодексу.

{Пункт 8.23 глави 8 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

9. Права та обов’язки учасників системних випробувань

9.1. Загальне та оперативне керівництво системними випробуваннями здійснює ОСП незалежно від того, хто є ініціатором випробування.

9.2. Керівництво забезпеченням та проведенням технологічної і оперативної частини випробування за кожним етапом здійснюють посадові особи учасників випробування, визначені програмою випробування.

9.3. Диспетчерський персонал ОСП має право припинити (перервати) системне випробування і повернути енергосистему до вихідного режиму з наступним повідомленням про це відповідальних осіб, визначених

програмою випробування, у разі виникнення загрози порушення стійкості енергосистеми або іншої аварійної ситуації.

9.4. Усі учасники випробування мають право вимагати від диспетчерського персоналу ОСП та/або керівника випробуванням на об’єкті електроенергетики не розпочинати або призупинити випробування в разі:

загрози виходу з ладу та пошкодження устаткування користувачів системи передачі/розподілу;

порушення електропостачання споживачів електричної енергії (якщо це не передбачалося програмою та умовами проведення випробувань);

невідповідності стану енергосистеми та/або об’єкта електроенергетики, на якому проводиться випробування, розрахунковим вихідним умовам;

несприятливих погодних умов або виникнення інших об’єктивних причин.

9.5. Рішення про обґрунтованість скасування випробування або призупинення проведення окремих його етапів приймає ОСП.

Проведення (продовження) випробування у новий строк здійснюється після усунення причин скасування (призупинення) випробування та коригування, при необхідності, програми випробування з дотриманням вимог цього Кодексу у повному обсязі як для нового випробування.

10. Організаційно-технічні та кваліфікаційні вимоги до органів з оцінки відповідності

10.1. Орган з оцінки відповідності та його персонал мають бути незалежними від втручання та не бути представниками зацікавлених осіб.

До переліку зацікавлених осіб належать: персонал Замовника, Користувача, ПДП/потенційного ПДП (у випадку проведення випробування електроустановок щодо надання ДП), особи, з якими у персоналу є родинний зв’язок, або підприємство, що є ПДП (потенційним ПДП), організації, що прямо або опосередковано залучені до виконання робіт з проектування, виготовлення, монтажу, налаштування систем автоматичного управління основного обладнання у ПДП (потенційного ПДП), перевірка якого здійснюється.

Орган з оцінки відповідності та його персонал (адміністративний персонал та персонал, який безпосередньо виконує випробування) не мають права бути юридично чи організаційно прямо або опосередковано (через членів

сім’ї або осіб, з якими є родинний зв’язок) пов'язаними з підприємством чи персоналом, які прямо або опосередковано відносяться, чи є афілійованими до постачальника ДП (потенційного ПДП).

10.2. Орган з оцінки відповідності та його персонал мають бути професійно спроможними проводити всі етапи випробування електроустановок відповідно до вимог цього Кодексу.

Орган з оцінки відповідності повинен мати персонал, який має:

спеціальну вищу технічну освіту у галузі знань електричної інженерії;

досвід роботи з випробування основного обладнання, що використовується для регулювання частоти та потужності, напруги та реактивної потужності, автономного пуску та систем його управління.

10.3. Орган з оцінки відповідності та його персонал не має права здійснювати випробування обладнання електроустановок, стосовно якого роботи з проєктування, виготовлення, монтажу, налаштування обладнання ПДП (потенційного ПДП) здійснювались органом з оцінки відповідності після набрання чинності цим Кодексом.

{Пункт 10.3 глави 10 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2267 від 05.11.2019}

{Розділ IV доповнено новою главою згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

V. Операційна безпека системи

1. Загальні положення

1.1. Для забезпечення операційної безпеки системи передачі при роботі в синхронному об’єднанні ОСП спільно з ОСП своєї синхронної області визначає загальний мінімальний набір вимог до роботи системи передачі в синхронному енергооб’єднанні для взаємодії з суміжними енергосистемами, а також для використання відповідних можливостей підключених систем розподілу і Користувачів, обладнання яких знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП. При цьому забезпечення операційної безпеки є найвищим пріоритетом для ОСП та користувачів системи передачі/розподілу.

1.2. ОСП повинен дотримуватись загальних мінімальних вимог щодо процедур необхідних для підготовки до роботи в режимі реального часу, розроблення індивідуальної (ОЕС України) та розширення загальної моделі мережі синхронної області, узгодженого та ефективного застосування коригувальних дій для підтримання операційної безпеки.

1.3. Вимірювання та контроль експлуатаційних параметрів для оцінювання режимів системи повинен здійснюватися ОСП узгодженим з усіма ОСП своєї синхронної області способом, що сприяє ефективній взаємодії з ОСП, а також з ОСР і Користувачами.

1.4. ОСП повинен застосовувати засоби регулювання частоти й активної потужності для підтримки загального балансу між генерацією та споживанням всієї синхронної області.

1.5. ОСП повинен застосовувати засоби регулювання напруги та реактивної потужності, щоб підтримувати напругу в межах операційної безпеки та забезпечувати резерви реактивної потужності.

1.6. ОСП повинен забезпечити розрахунки та аналіз струмів короткого замикання в межах своєї області регулювання для попередження перевищення значень струмів короткого замикання граничних значень струмів короткого замикання в системі передачі.

1.7. Мета управління перетоками потужності полягає в забезпеченні ефективного функціонування ринку електричної енергії та інтеграції ринків при одночасному підтриманні необхідного рівня операційної безпеки. Зазначені цілі досягаються відповідною координацією між ОСП синхронного енергооб’єднання, щоб контролювати та управляти перетіканнями потужності в усіх системах передачі, виявляти потенційні обмеження і в разі необхідності - визначати коригувальні дії.

1.8. З метою попередження аварійних ситуацій ОСП повинен виконувати аналіз аварійних ситуацій. Аналіз аварійних ситуацій має проводитися під час оперативного планування і в режимі реального часу. Результати аналізу аварійних ситуацій дозволять визначати та реалізувати необхідні передаварійні чи післяаварійні коригувальні дії.

1.9. ОСП для забезпечення захисту системи передачі (скоординованого з дотриманням необхідних рівнів динамічної стійкості) має встановити концепцію побудови релейного захисту та протиаварійної автоматики і вибір типів пристроїв, необхідних для попередження та ліквідації пошкоджень і порушення режиму роботи ОЕС України.

1.10. З метою забезпечення надійного функціонування ОЕС України ОСП повинен забезпечити безперервне спостереження за елементами системи передачі, енергоустановками користувачів системи передачі/розподілу, які знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, а також аналіз технологічних порушень та аварійних ситуацій.

1.11. Для забезпечення операційної безпеки системи передачі ОСП, та користувачі системи передачі/розподілу, обладнання яких знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, повинні забезпечити своєчасний та вичерпний обмін достовірними даними та інформацією (із заданою точністю, періодичністю та міткою часу) відповідно до вимог розділу X цього Кодексу.

1.12. Навчання, тренажерна підготовка та складання іспитів є обов'язковими для тих співробітників ОСП, які відповідають за роботу системи передачі та її операційну безпеку та мають проводитись відповідно до вимог розділу XII цього Кодексу.

1.13. ОСП з метою врегулювання взаємовідносин з ОСП його синхронної області, що стосуються питань операційної безпеки укладає з ними Операційну угоду синхронної області та Операційну угоду блоку регулювання.

2. Режими системи передачі

2.1. Система передачі знаходиться у нормальному режимі, якщо одночасно виконуються такі умови:

напруги та перетоки потужності знаходяться у межах операційної безпеки, зазначених у пункті 6.1 глави 6 цього розділу;

усталені відхилення частоти знаходяться у діапазоні ± 50 мГц;

резерви активної та реактивної потужності достатні для регулювання в нормальному режимі та ліквідації аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій, визначеного відповідно до пункту 12.1 глави 12 цього розділу;

робота області регулювання, контрольованої ОСП, знаходиться в межах операційної безпеки навіть після аварійної ситуації з переліку аварійних ситуацій, визначеного відповідно до пункту 12.1 глави 12 цього розділу.

2.2. Система передачі знаходиться у передаварійному режимі, якщо напруги та перетоки потужності знаходяться у межах операційної безпеки зазначених

у пункті 6.1 глави 6 цього розділу, але при цьому відбувається будь-яка з наведених нижче подій:

вимоги до резервів активної потужності не виконуються, дефіцит резервів становить понад 20 % від необхідних обсягів (визначених цим Кодексом) упродовж понад 30 хвилин і без засобів їх заміщення для будь-якого з нижченаведених типів резервів: резерви підтримки частоти, резерви відновлення частоти і резерви заміщення;

абсолютне значення відхилення частоти системи знаходиться в межах 100-200 мГц протягом періоду часу, що не перевищує 15 хвилин;

принаймні одна аварійна ситуація з переліку аварійних ситуацій, визначеного відповідно до пункту 12.1 глави 12 цього розділу, може призвести до виходу за межі операційної безпеки навіть після проведення коригувальних дій.

2.3. Система передачі знаходиться в аварійному режимі, якщо виконується хоча б одна із умов:

має місце будь-яке порушення меж операційної безпеки, зазначених у пункті 6.1 глави 6 цього розділу;

абсолютне значення відхилення частоти перевищує 200 мГц;

принаймні один захід із Плану захисту енергосистеми є активованим;

порушення функціонування програмно-технічних засобів АСДУ, диспетчерського та технологічного зв’язку, каналів передачі даних тривалістю більше 5 хвилин.

2.4. Система передачі знаходиться у режимі системної аварії (blackout), якщо виконується хоча б одна із умов:

втрата понад 50 % споживання в контрольованій ОСП області регулювання;

відсутність напруги впродовж 3 хвилин у контрольованій ОСП області регулювання, що призвела до запуску Плану відновлення.

2.5. Система передачі знаходиться у режимі відновлення, якщо після перебування у режимі системної аварії розпочала виконувати заходи із Плану відновлення.

2.6. ОСП повинен в режимі реального часу визначати режим системи передачі на основі контролю в реальному часі таких параметрів всередині своєї області регулювання та беручи до уваги виміри в реальному часі, здійснювані в його області спостереження:

перетоки активної та реактивної потужності;

напруги на системах шин;

частота і помилка області регулювання;

{Абзац четвертий пункту 2.6 глави 2 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

резерви активної та реактивної потужності;

генерація і споживання області регулювання.

2.7. Щоб визначити режим системи, ОСП повинен принаймні кожні 15 хвилин виконувати оцінку операційної безпеки у реальному часі шляхом моніторингу параметрів, визначених у пункті 2.6 цієї глави, на відповідність межам операційної безпеки, зазначених у пункті 6.1 глави 6 цього розділу, беручи до уваги вплив потенційних коригувальних дій та заходів із Плану захисту енергосистеми. Також ОСП повинен здійснювати моніторинг обсягів доступних резервів.

{Пункт 2.7 глави 2 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2.8. Надзвичайна ситуація в ОЕС України виникає, якщо система передачі переходить у режим системної аварії та продовжується до моменту поки система передачі знаходиться у режимі системної аварії або режимі відновлення. Про виникнення надзвичайної ситуації повідомляється відповідно до порядку, визначеного в главі 1 розділу VIII цього Кодексу.

3. Коригувальні дії

3.1. ОСП повинен забезпечувати, щоб його система передачі постійно знаходилася в нормальному режимі, і повинен попереджувати та усувати порушення операційної безпеки, для чого ОСП повинен розробляти, готувати і застосовувати коригувальні дії з урахуванням їх доступності, достатності часу і ресурсів, необхідних для їх активації.

3.2. Коригувальні дії, що використовуються ОСП повинні бути узгоджені із коригувальними діями, які забезпечують достатню пропускну спроможність міждержавних перетинів.

3.3. ОСП повинен застосовувати такі принципи при активізації і координації коригувальних дій:

при порушенні операційної безпеки, що не вимагають залучення інших ОСП синхронної області для їх ліквідації, ОСП повинен розробляти, готувати та застосовувати коригувальні дії для повернення системи у нормальний режим і запобігати поширенню передаварійного або аварійного режиму за межі його області регулювання;

для порушень операційної безпеки, які потребують координації дій з іншими ОСП синхронної області для їх ліквідації, ОСП повинен розробляти, готувати та застосовувати коригувальні дії у координації з іншими ОСП синхронної області.

3.4. При виборі відповідних коригувальних дій ОСП повинен застосовувати такі критерії:

активувати найбільш ефективні і економічні коригувальні дії;

активізувати коригувальні дії, ураховуючи очікуваний час активації і терміновість активації коригувальної дії;

ураховувати ризики відмов або перевантаження обладнання, а також помилкових дій оперативного персоналу при реалізації коригувальних дій і їх вплив на операційну безпеку;

мінімізувати вплив на пропускну спроможність міждержавних перетинів та суміжні області регулювання.

4. Типи коригувальних дій

4.1. ОСП може застосовувати такі типи коригувальних дій:

зміна тривалості планових відключень або повернення в роботу елементів системи передачі;

зміна положень РПН;

зміна положень ТПР;

зміна топології;

перемикання конденсаторів і реакторів;

застосування пристроїв управління напругою та реактивної потужністю на основі силової електроніки;

зміна реактивної потужності або заданого значення напруги приєднаних до системи передачі генеруючих одиниць;

перерахунок на добу наперед та внутрішньодобово міждержавної пропускної здатності відповідно до Правил управління обмеженнями та порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів;

перерахунок графіків навантажень одиниць постачання послуг з балансування в області регулювання ОСП;

зустрічна торгівля між користувачами суміжних систем передач;

регулювання перетоків активної потужності вставки постійного струму;

застосування процедур управління відхиленнями частоти (корекція синхронного часу, помилки області регулювання);

зміна розподіленої міждержавної пропускної здатності;

ручне обмеження споживання в нормальному та передаварійному режимі.

5. Підготовка, застосування та координація коригувальних дій

5.1. Для запобігання погіршенню режиму системи ОСП повинен готувати та застосовувати коригувальні дії відповідно до принципів, викладених у пункті 3.3 глави 3 цього розділу, на основі:

моніторингу і визначення режимів системи відповідно до вимог глави 2 цього розділу;

аналізу аварійних ситуацій у реальному часі;

аналізу потенційних аварійних ситуацій у процесі оперативного планування.

5.2. Під час підготовки і застосування коригувальної дії або заходу з Плану захисту енергосистеми, які впливають на області регулювання інших ОСП синхронної області, ОСП проводить спільно із залученими ОСП синхронної області оцінювання впливу такої коригувальної дії або заходу з Плану захисту енергосистеми на його області регулювання або сусідні області

регулювання та повинен надавати іншим залученим ОСП синхронної області всю інформацію про такий вплив.

5.3. Під час підготовки і здійснення коригувальної дії, яка має вплив на приєднані до системи передачі/розподілу електроустановки Користувачів, обладнання яких знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, ОСП повинен, оцінити вплив таких коригувальних дій спільно із відповідними ОСР та користувачами системи передачі/розподілу і вибирати коригувальні дії, які сприятимуть підтримці нормального режиму і безпечної роботи системи передачі та систем розподілу. Користувач системи передачі/розподілу, обладнання якого знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, повинен надавати йому всю необхідну інформацію для підготовки коригувальної дії.

5.4. ОСП повинен забезпечити готовність, надійність і резервування засобів зв'язку та наведених нижче засобів, які необхідні для роботи системи передачі:

засоби для моніторингу поточного режиму системи передачі, включаючи засоби оцінювання стану та засоби для автоматичного регулювання частоти і потужності;

засоби для управління перемиканнями комутаційного обладнання, РПН трансформаторів та іншого обладнання, яке призначене для управління елементами системи передачі;

засоби зв'язку з диспетчерськими пунктами інших ОСП синхронної області, ОСР та Користувачів;

програмно-технічні засоби для аналізу операційної безпеки.

6. Межі операційної безпеки

6.1. ОСП повинен визначати межі операційної безпеки для кожного елемента своєї системи передачі, зокрема для:

діапазонів напруги відповідно до пункту 9.3 глави 9 цього розділу;

діапазонів струмів короткого замикання відповідно до пункту 10.1 глави 10 цього розділу;

існуючих обмежень з точки зору теплових характеристик елементів, включаючи допустимі перевантаження.

6.2. Під час визначення меж операційної безпеки ОСП повинен враховувати можливості користувачів системи передачі/розподілу, обладнання яких знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, для підтримання напруги й частоти у нормальному і передаварійному режимі в допустимих межах, які б не призводили до їхнього від'єднання.

6.3. У разі реконструкції або модернізації будь-якого обладнання або елемента системи передачі ОСП повинен виконати відповідні розрахунки та аналіз і, у разі необхідності, оновити межі операційної безпеки.

6.4. Для кожного міждержавного зв'язку ОСП повинен узгоджувати межі операційної безпеки з ОСП своєї синхронної області.

7. План забезпечення безпеки для захисту критичної інфраструктури

7.1. ОСП повинен скласти План забезпечення безпеки для захисту критичної інфраструктури, який містить ідентифікацію, відбір та визначення пріоритетності елементів критичної інфраструктури, якою володіє або управляє ОСП, оцінку ризику у забезпеченні її безпеки для критичного майна, яке знаходиться у володінні або експлуатації ОСП за основними сценаріями фізичної і кібернетичної загрози, а також План захисту енергосистеми в аварійних режимах.

7.2. ОСП при розробці Плану забезпечення безпеки для захисту критичної інфраструктури співпрацює з відповідними національними органами влади (РНБО, КМУ, Регулятором, центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики тощо у межах компетенції кожного зазначеного державного органу) та операторами критичної інфраструктури в інших сферах (газ, нафта) для забезпечення комплексного підходу на національному рівні та із ОСП синхронної області для забезпечення захисту критичної інфраструктури у сфері електроенергетики на регіональному рівні.

7.3. План забезпечення безпеки повинен розглядати потенційний вплив на суміжні взаємопов'язані системи передачі і включати організаційні та фізичні заходи, спрямовані на пом'якшення виявлених ризиків.

7.4. План забезпечення безпеки має перелік критичної інфраструктури та заходи безпеки. При ідентифікації, відборі та визначенні заходів із захисту розрізняють:

1) постійні заходи безпеки, які визначають необхідні інвестиції в безпеку і застосовуються постійно і які мають включати:

технічні заходи (включаючи встановлення засобів виявлення, розмежування доступу, захисту та профілактики);

організаційні (включаючи процедури оповіщення та управління кризовими ситуаціями);

заходи контролю та перевірки;

обміну інформацією;

підвищення обізнаності та навчання;

безпека інформаційних систем;

2) періодичні заходи безпеки, які можуть бути активізовані відповідно до різного рівня ризику та загрози.

7.5. ОСП 1 раз на 2 роки звітує щодо видів ризику, загроз безпеці критичній інфраструктурі центральному органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у рамках моніторингу безпеки постачання електричної енергії відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії».

8. Регулювання частоти та активної потужності

8.1. Загальні положення

8.1.1. Ця глава визначає мінімальні вимоги та принципи регулювання частоти та потужності та резервів, що є обов’язковими для ОСП та Користувачів, які надають резерви потужності.

8.1.2. Виконання вимог цієї глави забезпечує:

підтримання частоти на номінальному рівні та ефективне використання резервів для підтримання надійної роботи ОЕС України;

регулювання міждержавних перетоків потужності;

організацію взаємодії ОСП з Користувачами, які надають резерви потужності в реальному часі.

8.1.3. Вимоги, встановлені в цій главі, та їх застосування ґрунтуються на принципі недискримінації та прозорості, а також принципі оптимізації між найвищою загальною ефективністю та найнижчою загальною вартістю для ОСП.

8.1.4. Обґрунтовані витрати, пов’язані з зобов’язаннями, зазначеними в цій главі, які несе ОСП, підлягають відшкодуванню у тарифі на послуги із диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

8.1.5. ОСП та Користувачі повинні зберігати конфіденційність інформації та даних, наданих їм відповідно до цієї глави, і використовувати їх виключно відповідно до вимог, встановлених у цій главі.

8.1.6. Операційна угода синхронної області відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності повинна включати:

правила визначення обсягів, розподілу та місць розміщення щодо виконання резервів потужності та їх характеристик;

визначення параметрів якості частоти в синхронній області та розрахунки помилки області регулювання (ACE);

{Абзац третій підпункту 8.1.6 пункту 8.1 глави 8 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

схема організації системи регулювання частоти та потужності;

розрахунки програм обміну електричною енергією між областями регулювання;

вимоги щодо наявності, надійності та надлишковості програмно-технічних засобів та засобів зв’язку для регулювання частоти та потужності;

правила роботи у нормальному та аварійному режимах;

умови транскордонної активації резервів потужності.

8.1.7. Операційна угода блоку регулювання, укладена відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності, має крім вимог, встановлених у підпункті 8.1.6 цього пункту, включати:

вимоги до моніторингу блоку регулювання;

обмеження швидкості зміни активної потужності у блоці регулювання;

розподіл відповідальності між ОСП блоку регулювання;

координацію дій щодо зменшення помилки регулювання блоку.

8.1.8. ОСП має право за необхідності укладати з іншими ОСП своєї синхронної області договори, що стосуються міждержавної торгівлі резервами потужності, та/або з іншими суб'єктами господарювання договори з врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків.

{Підпункт 8.1.8 пункту 8.1 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

8.2. Показники якості частоти

8.2.1. Цільові показники частоти для ОЕС України:

номінальна частота 50 Гц;

нормальний діапазон відхилень частоти від номінальної ± 50 мГц;

максимальне миттєве (динамічне) відхилення частоти - 800 мГц;

максимальне усталене (квазістатичне) відхилення частоти - 200 мГц;

час відновлення частоти 15 хвилин;

витримка часу початку оповіщення інших ОСП синхронної області - 5 хвилин;

максимальна кількість хвилин за межами нормального діапазону частоти - 15000 на рік.

8.2.2. ОСП повинен забезпечувати такі параметри АСЕ:

кількість 15-хвилинних інтервалів за рік, в яких частотна складова АСЕ перевищує відхилення ± 200 мГц, повинна становити менше 30 % від кількості 15-хвилинних інтервалів на рік;

кількість 15-хвилинних інтервалів за рік, в яких частотна складова АСЕ перевищує відхилення ± 500 мГц, повинна становити менше 5 % від кількості 15 хвилинних інтервалів на рік.

8.2.3. Якщо ОСП входить у блок регулювання, який складається більше ніж з однієї області регулювання, він повинен вказати в операційній угоді блоку регулювання значення параметрів АСЕ для кожної області регулювання.

8.2.4. Оцінка якості частоти виконується на основі даних про миттєві значення частоти і миттєві значення відхилень частоти відповідно до критеріїв оцінки якості частоти. Точність вимірювання значень миттєвої частоти і миттєвих значень частотної складової АСЕ, що вимірюється у Гц, повинна бути не гіршою 1 мГц, а циклічність вимірювань та передачі значень не повинна перевищувати 1 секунду.

8.2.5. Критерії оцінки якості регулювання частоти повинні включати:

середнє значення частоти на інтервалах: 10 хвилин, 1 година, 1 доба, 1 місяць, 1 рік;

середньоквадратичні відхилення частоти на інтервалах: 10 хвилин, 1 година, 1 доба, 1 місяць, 1 рік;

інтегральна тривалість знаходження частоти в певному діапазоні значень протягом доби, місяця (гістограми частоти);

кількість відхилень та відрізки часу, протягом яких відхилення частоти перевищують ± 50 мГц, ± 200 мГц від номінального значення (окремо для від'ємних і додатних миттєвих відхилень частоти);

кількість подій, в яких абсолютне значення миттєвого відхилення частоти перевищувало 200 % від середньоквадратичного відхилення частоти і не було повернуто до значення 50 % від середньоквадратичного відхилення частоти, протягом 15 хвилин окремо для від'ємних і додатних відхилень частоти;

кількість і тривалість корекції (поправок) частоти;

екстремуми (максимум і мінімум) частоти за минулу добу з фіксацією часу екстремумів;

відхилення синхронного (електричного) часу від астрономічного на поточний момент наростаючим підсумком за добу, місяць, рік;

кількість разів протягом місячного періоду, якщо середнє за хвилину значення АСЕ перевищувало значення 60 % потужності резерву відновлення частоти і не повернулося до значення 15 % потужності РВЧ протягом 15 хвилин, окремо для додатних та від'ємних значень АСЕ.

8.2.6. Якщо розраховані за останній календарний рік значення показників якості регулювання частоти знаходяться за межами встановлених цільових показників, ОСП повинен проаналізувати причини, розробити рекомендації і запобіжні заходи щодо виконання цільових показників у майбутньому.

8.2.7. ОСП має визначати в операційній угоді блоку регулювання такі заходи для усунення АСЕ (зменшення до нуля) блоку регулювання і зменшення відхилень частоти, беручи до уваги технологічні обмеження генеруючих одиниць і одиниць споживання:

зобов'язання щодо швидкості зміни навантаження, а також щодо часу початку зміни навантаження;

координація зміни навантаження енергогенеруючих одиниць та одиниць споживання у блоці регулювання.

8.3. Структура регулювання частоти та потужності, структура відповідальності за процес регулювання

8.3.1. Регулювання частоти і потужності в ОЕС України має бути забезпечене для таких режимів:

відокремленої роботи ОЕС України від енергосистем інших країн;

паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб'єднанні);

паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб'єднанні).

8.3.2. Функціональну структуру побудови системи регулювання частоти та потужності в ОЕС України наведено на рисунку 13.

Рисунок 13

8.3.3. Заходи з регулювання здійснюються на різних послідовних етапах, кожний з яких має різні характеристики та якості, і всі вони є взаємозалежними:

первинне регулювання розпочинається протягом 0,1-1 секунди як спільна дія всіх учасників паралельної роботи;

вторинне регулювання вводиться в дію централізовано у блоці регулювання/синхронній області протягом декількох десятків секунд, вивільняє первинне регулювання, відновлює нормальні параметри частоти та сальдо зовнішніх перетоків;

третинне регулювання вводиться в дію у блоці регулювання/синхронній області і вивільняє вторинне регулювання централізованим перепланування генерації/зовнішніх перетоків/споживання;

регулювання часу виправляє глобальні відхилення синхронного часу за тривалий період.

8.3.4. ОСП повинен забезпечити якісне регулювання частоти та потужності у своїй області регулювання (ОЕС України) з дотриманням планових значень міждержавних обмінів.

8.3.5. ОСП для свого блоку регулювання повинен узгодити в Операційній угоді блоку регулювання розподіл обов’язків між ОСП цього блоку регулювання.

8.3.6. ОСП для своєї синхронної області повинен узгодити в Операційній угоді синхронної області розподіл обов'язків між ОСП синхронної області.

8.3.7. Процес первинного регулювання (підтримання частоти) полягає в утриманні частоти та зменшення відхилень частоти від номінального значення за рахунок активації резервів підтримання частоти (резервів первинного регулювання). Цей процес починається автоматично протягом декількох секунд з моменту відхилення частоти від номінального значення та децентралізовано залучає РПЧ у синхронній області пропорційно величині відхилення частоти і діє аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання.

8.3.8. Процес вторинного регулювання (відновлення частоти) полягає у поверненні частоти до номінального значення при одночасному поверненні міждержавних обмінів до планових значень (при синхронній роботі з енергосистемами інших держав) шляхом зведення помилки області регулювання ACE до нуля протягом часу відновлення частоти (не більше 15 хвилин), а також у відновленні активованого РПЧ шляхом активації резервів відновлення частоти (резервів вторинного регулювання).

{Абзац перший підпункту 8.3.8 пункту 8.3 глави 8 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

ACE розраховується за формулою

{Абзац другий підпункту 8.3.8 пункту 8.3 глави 8 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

$$G = DP + Kч \cdot Df,$$

де $\Delta P = Рпл$ -- відхилення фактичного сумарного зовнішнього перетоку Р потужності Р від планового значення;

Рпл - помилка регулювання перетоку, МВт;

$\Delta f = f - fз$ - відхилення фактичного значення частоти f від заданого значення fз (нормально - 50,0 Гц, а у період корекції синхронного часу - 50 ± 0,01 Гц);

Кч - заданий коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц;

АСЕ є додатною у разі виникнення в області регулювання надлишку потужності та від'ємною у разі дефіциту потужності.

8.3.9. Процес третинного регулювання (заміщення резервів) полягає у поступовому відновлені активованих РПЧ та РВЧ шляхом активації резервів заміщення (резервів третинного регулювання). Третинне регулювання може здійснюватися вручну відповідно до команд ОСП або автоматично.

8.3.10. Для врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків (обмінів) ОСП може застосовувати процес врегулювання небалансів (позапланових відхилень).

8.3.11. ОСП має право здійснювати процес врегулювання небалансів з ОСП його блоку регулювання/синхронної області, що визначається в Операційній угоді блоку регулювання/синхронної області. Процес врегулювання небалансів здійснюється за рахунок застосування компенсаційної програми на безоплатній основі.

8.3.12. ОСП бере участь у процесі врегулювання небалансів таким чином, щоб не впливати на стабільність регулювання частоти синхронної області та операційну безпеку своєї області регулювання та суміжних областей регулювання.

8.3.13. ОСП повинен реалізувати обмін потужністю для врегулювання небалансів області регулювання таким чином, щоб не перевищувати фактичну кількість активацій РВЧ, необхідних для регулювання АСЕ цієї області регулювання до нуля без обміну потужністю для врегулювання небалансів.

8.3.14. ОСП, якщо бере участь у процесі врегулювання небалансів, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для врегулювання небалансів дорівнювала нулю.

8.3.15. Якщо область регулювання ОСП входить до блоку регулювання і РВЧ також, як і РЗ, розраховується на основі небалансів блоку регулювання, ОСП здійснює процес взаємозаліку небалансів та взаємообміну в максимально можливому обсязі з іншими областями регулювання свого блоку регулювання.

8.3.16. У разі виникнення передаварійного, аварійного режиму роботи або режиму системної аварії та вичерпання резервів регулювання частоти та потужності в ОЕС України або системі передачі суміжного ОСП ОСП має право використовувати аварійну допомогу від суміжних ОСП або надавати

аварійну допомогу суміжним ОСП у рамках відповідної договірної бази з суміжними ОСП.

8.3.17. Процес надання/отримання аварійної допомоги до/від суміжних ОСП не повинен впливати на стабільність регулювання частоти ОЕС України та синхронної області, а також на операційну безпеку.

ОСП синхронної області здійснюють компенсацію позапланових відхилень міждержавних обмінів електричної енергії або надання/отримання аварійної допомоги шляхом зміни планового значення активної потужності міждержавного перетоку та часу його застосування для розрахунку АСЕ при регулюванні частоти та потужності.

8.3.18. ОСП у процесі врегулювання небалансів та надання/отримання аварійної допомоги повинен надавати заінтересованим ОСП своєї синхронної області:

усі вхідні дані, необхідні для обчислення обмінів потужністю з урахуванням операційної безпеки і виконання в режимі реального часу аналізу операційної безпеки;

відповідати за розрахунки обмінів потужністю, забезпечувати операційну безпеку.

8.3.19. ОСП має визначити в Операційній угоді синхронної області мінімальні вимоги до наявності, надійності та резервованості програмно-апаратних засобів та засобів зв’язку необхідних для врегулювання небалансів міждержавних обмінів та надання/отримання аварійної допомоги суміжним ОСП, зокрема:

точність, циклічність, резервованість телевимірів значень перетоків активної потужності по міждержавних лініях електропередач;

наявність і резервованість каналів передачі даних;

протоколи інформаційного обміну.

8.3.20. ОСП має визначити додаткові вимоги до готовності, надійності і резервованості технічної інфраструктури в Операційній угоді блоку регулювання.

8.3.21. ОСП повинен:

забезпечувати достатню якість і надійність здійснення розрахунку АСЕ;

здійснювати моніторинг якості розрахунку АСЕ в режимі реального часу;

вживати заходів у разі помилок при розрахунку АСЕ;

не менше одного разу на рік виконувати постфактум моніторинг якості розрахунку АСЕ шляхом порівняння фактичних значень сальдо перетоків з плановими (договірними) значеннями.

8.4. Регулювання частоти та потужності

8.4.1. Режими системи, пов’язані з частотою системи

1) ОСП повинен:

здійснювати управління ОЕС України з достатніми резервами активної потужності на завантаження/розвантаження для забезпечення балансу між виробництвом та споживанням у межах своєї області регулювання;

забезпечити якісне регулювання частоти в синхронній області у співпраці з усіма ОСП синхронної області;

забезпечити обмін даними в режимі реального часу з іншими ОСП синхронної області, які мають включати:

режим роботи системи передачі,

фактичні значення АСЕ блоку регулювання/синхронної області;

забезпечити заходи, за яких час існування АСЕ поза зоною нечутливості не перевищувала 15 хвилин;

2) ОСП повинен визначити в Операційній угоді синхронної області процедури управління для передаварійного режиму через порушення меж відхилення частоти системи. Процедури управління повинні бути спрямовані на зменшення відхилення частоти системи з метою відновлення стану системи до нормального і обмеження ризику входження в аварійний режим. Процедури управління повинні передбачати право ОСП відхилятися від звичайного процесу відновлення частоти;

3) якщо система працює в передаварійному режимі через недостатню кількість резервів активної потужності відповідно, ОСП повинен у тісній співпраці з іншими ОСП своєї синхронної області та ОСП інших синхронних областей вжити заходів для відновлення і заміни необхідних рівнів активних резервів потужності. Для цього ОСП має право вимагати від користувачів

системи передачі/розподілу зміни виробництва або споживання електричної енергії в межах своєї області управління, щоб зменшити або усунути порушення вимог, що стосуються резерву активної потужності;

4) ОСП має право вимагати від користувачів системи передачі/розподілу зміни виробництва або споживання електричної енергії, якщо:

середня за 1 хвилину АСЕ в його блоці регулювання вище діапазону АСЕ 2-го рівня протягом часу, необхідного для відновлення частоти, і якщо ОСП не очікує, що АСЕ буде достатньо зменшена шляхом активації наявних регулюючих резервів (у тому числі і транскордонних);

АСЕ перевищує 25 % від розрахункового небалансу синхронної області більше 30 хвилин поспіль і якщо ОСП не очікує, що АСЕ буде достатньо зменшена шляхом активації наявних регулюючих резервів (у тому числі і транскордонних).

8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та резерву підтримання частоти (резерв первинного регулювання):

1) розрізняють загальне і нормоване первинне регулювання частоти в ОЕС України.

Участь у загальному первинному регулюванні є обов'язковою умовою для синхронної роботи генеруючих одиниць типу B, C, D в ОЕС України.

Усі генеруючі одиниці типу B, C, D, які працюють синхронно з ОЕС України, повинні постійно брати участь у загальному первинному регулюванні;

{Підпункт 1 підпункту 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

2) загальне первинне регулювання частоти в ОЕС України має здійснюватися з метою збереження енергопостачання споживачів і функціонування електростанцій у разі аварійних відхилень частоти;

3) нормоване первинне регулювання має забезпечити стійку видачу необхідного резерву підтримання частоти РПЧ з моменту виникнення відхилення частоти і його підтримання аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом 15 хвилин. Задана величина РПЧ має контролюватись і підтримуватись оперативним персоналом електростанції на генеруючих одиницях, що залучені до нормованого первинного регулювання;

4) у разі розрахункового аварійного небалансу потужності первинне регулювання має утримувати квазістатичне відхилення частоти в межах 50 ± 0,2 Гц і динамічне відхилення частоти у межах 50 ± 0,8 Гц;

5) у випадках, коли величина необхідного резерву підтримання частоти перевищує наявний РПЧ, видача регулюючої потужності генеруючими одиницями, що залучені до нормованого первинного регулювання, має здійснюватися в усьому діапазоні регулювання, обмеженому тільки допустимістю режимів обладнання. Додаткова регулююча потужність в ОЕС забезпечується в такому випадку загальним первинним регулюванням;

6) після мобілізації первинних резервів встановлюється квазістатичний баланс потужності за нового квазістатичного значення частоти, відмінного від номінального, оскільки первинне регулювання є статичним і залежність величини відхилення частоти від величини небалансу потужності визначається крутизною СЧХ усієї синхронної області;

7) для всіх генеруючих одиниць типу B, C, D в ОЕС України (блоку регулювання) нормою участі в загальному первинному регулюванні є забезпечення:

дії первинного регулювання в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з настройкою систем регулювання агрегатів (в тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила»;

стійкої видачі наявної первинної регулюючої потужності з моменту відхилення частоти від номінальної на ± 0,2 Гц та більше і до входу відхилення частоти в мертву зону загального первинного регулювання ± 0,2 Гц, тобто не менше 15 хвилин;

динаміка зміни первинної регулюючої потужності генеруючої одиниці загального первинного регулювання визначається їх наявними системами регулювання і має відповідати вимогам ГКД «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила»;

{Абзац четвертий підпункту 7 підпункту 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

8) забороняється використання пристроїв і систем автоматичного керування, а також ведення режимів роботи електростанцій, енергоблоків (агрегатів),

що перешкоджають зміні потужності в разі зміни частоти. З дозволу ОСП допускається короткочасне їхнє використання в разі несправності основного обладнання, щоб запобігти виникненню технологічних порушень або їхньої ліквідації. Після зміни потужності, зумовленої зміною частоти, оперативний персонал електростанцій має право втручатися у процес регулювання потужності тільки в таких випадках:

після відновлення частоти 50,00 Гц;

з дозволу ОСП;

у разі виходу потужності за межі, що допустимі для обладнання;

у разі виходу швидкості зміни потужності за межі, що допустимі для обладнання;

у разі виникнення загрози порушення технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблока АЕС;

9) нормоване первинне регулювання має забезпечувати стійку видачу необхідного резерву підтримання частоти і його утримання, починаючи з моменту виникнення небалансу потужності і відхилення частоти на ± 0,02 Гц і більше і закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, і повернення частоти до початкового номінального рівня в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом принаймні 15 хвилин;

10) величина первинної регулюючої потужності, що видається в ОЕС України або в синхронну область при відхиленні частоти, визначається величиною цього відхилення частоти і крутизною статичної частотної характеристики (СЧХ) ОЕС України/синхронної області. Величина відхилення частоти в разі виникнення небалансу потужності визначається величиною цього небалансу і крутизною СЧХ ОЕС України/синхронної області;

11) значення крутизни СЧХ блоку регулювання/синхронної області нормуються значеннями корекції по частоті відповідно до вимог блоку регулювання/синхронної області, які мають задаватися спільно ОСП країн, що працюють синхронно, і періодично (не рідше ніж 1 раз на рік) оновлюватися на основі фактичних даних щодо крутизни СЧХ;

12) нормована первинна регулююча потужність, що дорівнює сумарному РПЧ ОЕС України/синхронної області, має активуватись через 0,1-1 секунди після відхилення частоти від номінальної на ± 0,02 Гц і більше. Час введення

в дію сумарного РПЧ ОЕС України/синхронної області на 50 % має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного необхідного РПЧ - не більше 30 секунд. Видача і утримання РПЧ має забезпечуватися до повної компенсації небалансу потужності з поверненням частоти до номінального рівня в результаті дії регулювання за допомогою РВЧ, тобто протягом принаймні 15 хвилин;

13) характеристики нормованого первинного регулювання в різних блоках регулювання/енергосистемах синхронної області мають бути за можливістю аналогічними, щоб уникнути коливань і динамічного перерозподілу первинної регулюючої потужності у процесі компенсації небалансу потужності блоків регулювання/синхронної області;

14) зона нечутливості первинних регуляторів (± fнч) - діапазон відхилень частоти, що була виміряна, від заданого (номінального) значення, у межах якого не забезпечується переміщення регуляторами органів керування турбіни (в тому числі котла на ТЕС або реактора на АЕС), що не має перевищувати ± 0,01 Гц;

15) точність локальних вимірювань частоти, що використовуються у первинних регуляторах частоти, має бути не гірше ± 0,01 Гц (бажано 0,001 Гц) з циклом оновлення вимірювань частоти в діапазоні від 0,1 секунди до 1 секунди і відповідати циклу роботи системи регулювання за допомогою РПЧ, який має не перевищувати 1 секунду;

16) мертва зона регулювання (± Δf0) - діапазон фактичних відхилень частоти від заданого (номінального) значення, в якому енергоблок (агрегат) не змінює свою потужність. Мертва зона зумовлена неточністю локального вимірювання частоти і нечутливістю первинного регулятора частоти. За межами мертвої зони енергоблок (агрегат) має видавати РПЧ відповідно до заданого статизму. На генеруючих одиницях України, виділених для регулювання за допомогою РПЧ, мінімальне значення мертвої зони (± Δf0мін), що є сумою похибки локального вимірювання частоти і зони нечутливості первинних регуляторів, має відповідати вимогам, установленим у підпункті 5 пункту 2.3 розділу III цього Кодексу;

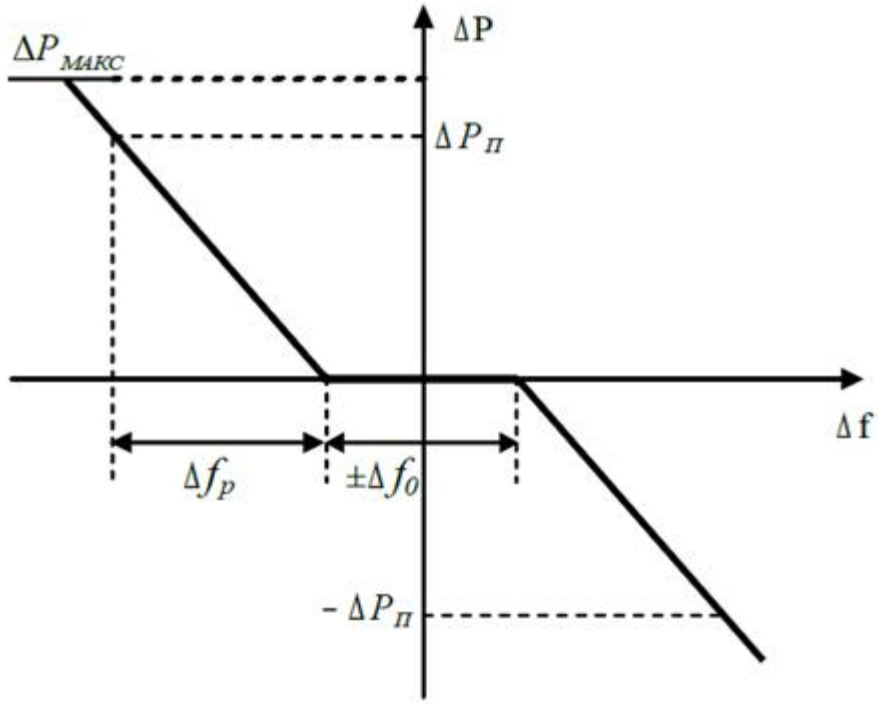
17) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у підпункті 5 пункту 2.3 розділу III цього Кодексу, і забезпечувати видачу всього заданого РПЧ у разі відхилення частоти на ± 0,2 Гц і більше. Величина статизму визначає нахил статичної частотної характеристики регулювання за допомогою РПЧ. За межами мертвої зони величина статизму σ визначається за формулою

$$\sigma = -\frac{\Delta fp}{fном} \cdot \frac{Рном}{\Delta Рп} \cdot 100\ \%,$$

де Δfp -розрахункове відхилення частоти за межами мертвої зони, Гц;
$fном$ -номінальна частота 50,00 Гц;
ΔРп -РПЧ, що видається енергоблоком (агрегатом), МВт;
Рном -номінальна потужність енергоблока (агрегата), МВт;

Рисунок 14

Статична характеристика первинного регулювання



18) первинне регулювання має здійснюватися зміною потужності генеруючої одиниці залежно від фактичного відхилення частоти по статичній характеристиці (див. рис. 14);

19) виведення генеруючої одиниці з нормованого первинного регулювання самостійно власником генеруючої одиниці забороняється і виконується лише за командою ОСП розширенням мертвої зони первинного регулювання до визначеного ним рівня;

20) величина необхідного сумарного РПЧ області регулювання на завантаження і розвантаження визначається розрахунковим небалансом потужності області регулювання або синхронної області при синхронній роботі, який виникає внаслідок аварійного вимкнення найбільш потужного енергоблока або вузла електроспоживання, за якого РПЧ має утримати квазістатичне відхилення частоти в межах ± 0,2 Гц;

21) необхідний розрахунковий РПЧ має розподілятися між блоками регулювання/енергосистемами синхронної області пропорційно їх річному виробленню електричної енергії. Коефіцієнти розподілу Сі між ними загального необхідного резерву розраховуються за формулою

Сі = Еі / Есум,

де Еі - річне вироблення електричної енергії в і-тому блоці регулювання/і-тій енергосистемі синхронної області;

Есум - сумарне річне вироблення електричної енергії у всіх блоках регулювання/енергосистемах синхронної області;

22) РПЧ повинен рівномірно розподілятися між електростанціями всередині області/блоку регулювання та їх одиницями/групами постачання РПЧ з тим, щоб мобілізація резерву була максимально швидкою і не спричиняла перевантаження транзитних ліній електропередачі і зовнішніх зв'язків. В ОЕС України РПЧ має розміщатись на якомога більшій кількості одиниць/груп постачання РПЧ. Розподіл РПЧ (узгодження коефіцієнтів розподілу) між блоками регулювання/енергосистемами синхронної області має виконуватися щорічно спільно органами оперативно-диспетчерського управління країн, які працюють синхронно;

23) величина необхідного сумарного нормованого первинного резерву для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» залежить від режиму її роботи з енергосистемами інших країн, які впливають на величину прийнятого в синхронній області сумарного резерву первинного регулювання і коефіцієнта розподілу Сі для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:

{Абзац перший підпункту 23 підпункту 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

для роботи у складі ENTSO-E становить ± 3000 МВт;

для роботи у складі енергооб'єднань країн СНД, Балтії і Грузії становить ± 1200 МВт;

для ізольованої роботи ОЕС України ± 1000 МВт).

Частка РПЧ, що вимагається від ОСП в якості первісного зобов'язання і ґрунтується на сумі нетто виробництва та споживання області його управління, поділеній на суму нетто виробництва та споживання синхронної області протягом періоду в один рік;

24) прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи:

в ізольованому режимі роботи ± 1000 МВт. У цьому режимі ця величина може бути загальним обсягом РПЧ та РВЧ;

у режимі паралельної роботи з ENTSO-E та відокремлено від енергооб'єднання країн СНД та Балтії прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення асамблеї ENTSO-E та публікуються на офіційному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет;

{Абзац третій підпункту 24 підпункту 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

у режимі паралельної роботи з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії та відокремлено від ENTSO-E прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення КОТК та публікуються на офіційному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет;

{Абзац четвертий підпункту 24 підпункту 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

25) визначення (зміна) характеристик і обсягів РПЧ з метою забезпечення операційної безпеки належить до повноважень ОСП. ОСП синхронної області мають право зазначити в Операційній угоді синхронної області додаткові характеристики РПЧ, необхідні для забезпечення операційної безпеки в синхронній області, з урахуванням встановленої потужності, структури і конфігурації споживання і генерації синхронної області. Ці додаткові характеристики РПЧ визначаються, зокрема, географічним розподілом одиниць генеруючої потужності, або одиниць споживання тощо. Постачальник РПЧ повинен вести моніторинг активації РПЧ і забезпечити надання ОСП даних щодо активації РПЧ;

26) у виняткових випадках (технічні причини, географічний розподіл генеруючих одиниць або одиниць споживання) з метою забезпечення операційної безпеки ОСП, до якого підключено РПЧ, має право виключити постачальників РПЧ з процесу регулювання;

27) управління резервами одиниці чи групи постачання РПЧ може здійснюватися тільки одним ОСП;

28) до нормованого первинного регулювання залучаються генеруючі одиниці типу C та D, що відповідають вимогам роботи у режимі нормованого первинного регулювання, встановленим підпунктом 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу. Такі генеруючі одиниці мають відповідати вимогам чинних нормативно-технічних документів щодо характеристик маневреності (ГКД «Маневреність енергоблоків з конденсаційними турбінами. Технічні вимоги», Норми мінімально допустимих навантажень енергоблоків, Норми максимально допустимих швидкостей зміни навантаження при роботі енергоблоків 160-800 МВт у регулювальному діапазоні). Усі генеруючі одиниці типу C та D, не виділені для нормованого первинного регулювання, мають брати участь у загальному первинному регулюванні;

29) обладнання енергоблоків АЕС та їх системи регулювання мають забезпечувати первинне регулювання в заданих діапазонах без порушення діючих відповідних технологічних регламентів безпечної експлуатації енергоблоків АЕС з реакторами типів ВВЕР-1000 та ВВЕР-440.

8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):

1) вторинне регулювання провадиться для:

підтримки частоти в допустимих межах;

підтримки балансу потужності ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області шляхом регулювання заданого з частотною корекцією сумарного зовнішнього перетоку ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області;

підтримки сальдо перетоків потужності по внутрішніх та зовнішніх зв’язках і перетинах у допустимих діапазонах;

забезпечення відновлення резервів первинного регулювання;

2) в ОЕС України/блоку регулювання/синхронній області має безперервно здійснюватися:

вторинне регулювання частоти в ОЕС України у режимі відокремленої роботи;

регулювання обмінної потужності із суміжними блоками регулювання/енергосистемами синхронної області з частотною корекцією в режимі синхронної роботи;

обмеження перетоків потужності по внутрішніх зв'язках і перетинах;

3) порядок організації вторинного регулювання частоти в синхронній області має спільно встановлюватися ОСП країн, енергосистеми яких працюють синхронно;

4) у результаті дії системи вторинного регулювання сумарний зовнішній переток ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області має підтримуватися на заданому рівні за номінальної частоти. При цьому внутрішні порушення балансу потужності ОЕС України/блоку регулювання/енергосистем синхронної області мають усуватися відповідними ОСП за час, не більший 15 хвилин;

5) система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області не має реагувати на небаланси потужності, що виникли в сусідніх блоках регулювання/енергосистемах синхронної області. У той же час система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області має не перешкоджати дії первинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області. У міру того як вторинне регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області, впливаючи на свої генеруючі одиниці, компенсує небаланс потужності, що в ній виник, резерви підтримання частоти мають відновлюватися до початкових значень;

6) в ОЕС України ОСП має визначити лінії електропередачі і внутрішні та міждержавні перетини, перевантаження яких можуть призвести до порушення стійкості синхронної роботи. На цих лініях електропередачі і в перетинах має бути організоване автоматичне обмеження перетоків (АОП) або оперативне обмеження перетоків. У складі САРЧП має бути передбачено швидкодіючі АОП по цих лініях і перетинах, виконані у вигляді інтегральних регуляторів з регульованою зоною нечутливості;

7) перевантаження мають виявлятися і ліквідовуватися АОП, а за його відсутності/неефективності - оперативно за мінімальний час, але не більше 20 хвилин у статичних режимах. Для перетинів, зазначених у підпункті 6 цього підпункту, ОСП повинен визначити електростанції вторинного

регулювання з розміщенням на них резерву відновлення частоти, достатнього для запобігання (ліквідації) перевантаження;

8) вторинне регулювання заданого сумарного зовнішнього перетоку з частотною корекцією має виконуватися за критерієм характеристик мережі, при цьому регульованим параметром (що підлягає зведенню до нуля) є помилка регулювання області G (ACE). Помилка регулювання області G обчислюється за формулою

$G = \Delta P + K_ч \cdot \Delta f$,

де $\Delta P = P_{пл} - P$ - відхилення фактичного сумарного зовнішнього перетоку потужності P від планового значення;

$P_{пл}$ - помилка регулювання перетоку, МВт;

$\Delta f = f - f_з$ - відхилення фактичного значення частоти f від заданого значення $f_з$ (нормально - 50,0 Гц, а у період корекції синхронного часу - 50 ± 0,01 Гц);

$K_ч$ - заданий коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц;

$K_ч \cdot \Delta f$ - поточна частотна корекція (помилка регулювання частоти), МВт. Помилка регулювання блоку регулювання/синхронної області G є позитивною в разі виникнення у блоці регулювання/синхронній області надлишку потужності, що генерується.

Помилка регулювання блоку регулювання/синхронної області має усуватись із заданою точністю і швидкодією;

{Підпункт 8 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

9) в оперативно-інформаційних комплексах ОСП має бути передбачено формування і відображення інформації про поточне значення ACE блоку регулювання/синхронної області для здійснення оперативного регулювання заданого перетоку з частотною корекцією;

10) у разі відділення ОЕС України від синхронної області на роботу в ізольованому режимі вторинне регулювання ОЕС має забезпечити перехід на астатичне регулювання частоти. У разі з'єднання ОЕС України на паралельну роботу з синхронною областю вторинне регулювання має бути переведене в режим регулювання сумарного зовнішнього перетоку

потужності блоку регулювання/синхронної області з узгодженою частотною корекцією;

11) для забезпечення астатичного регулювання частоти ОЕС України або її частин в ізольованому/острівному режимі роботи або сумарного зовнішнього перетоку з корекцією по частоті (зведення відхилення регульованого параметра до нуля) у блоці регулювання/синхронній області вторинне регулювання ОЕС має здійснюватися центральним, інтегральним (пропорційно-інтегральним) регулятором, установленим у диспетчерському центрі ОСП, який працює в режимі реального часу в замкнутому контурі регулювання з об'єктом;

12) інформаційний обмін між центральним регулятором САРЧП і об'єктами регулювання має бути забезпечено окремою системою збору і передавання інформації (СЗПІ) для САРЧП. Не допускається використання виділених каналів і окремих елементів СЗПІ для цілей, відмінних від збору і передавання даних про режим системи передачі і керуючих дій для одиниць керування, графіків навантаження;

13) резерв вторинного регулювання для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»/блока регулювання/синхронної області на завантаження і розвантаження виділених електростанцій для вторинного регулювання має створюватися і постійно підтримуватися для забезпечення цілей, зазначених у підпункті 1 цього підпункту;

{Підпункт 13 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

14) величина необхідного РВЧ в області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»/блоці регулювання/синхронній області має бути достатньою для компенсації:

{Абзац перший підпункту 14 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

нерегулярних коливань небалансу потужності;

динамічної похибки регулювання балансу потужності в години змінної частини графіка навантаження;

найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання (критерій надійності N-1) в області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»/блоці регулювання/синхронній області;

{Абзац четвертий підпункту 14 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

15) РВЧ може складатися з резервів, що активуються в автоматичному (аРВЧ) та ручному (рРВЧ) режимах. Величина мінімального аРВЧ R визначається за формулою

{Абзац перший підпункту 15 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

$$R = \pm\sqrt{a \cdot Pмакс + b^2} - b \ ,$$

де Рмакс - максимум навантаження в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області, МВт;

a = 10 МВт і b = 150 МВт - емпірично підібрані коефіцієнти.

Якщо розрахунковий небаланс потужності в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області, пов’язаний з втратою генерації, більше величини R, то величина резерву на завантаження має прийматися такою, що дорівнює величині даного розрахункового небалансу. Далі R порівнюється з:

величиною встановленої потужності найпотужнішого енергоблока в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області;

величиною потужності найбільш потужного вузла споживання електричної енергії, втрата якого можлива в разі вимкнення одного елемента мережі.

Остаточна величина РВЧ визначається як найбільші за модулем величини з цих двох складових, при цьому діапазон вторинного регулювання може бути несиметричним;

{Абзац восьмий підпункту 15 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює

державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

Для області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:

{Підпункт 15 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

принцип визначення РВЧ відповідає вимогам Каталогу заходів для включення на паралельну роботу південно-західної частини української енергосистеми, області регулювання «острову Бурштинської ТЕС» з CENTREL/UCPTE та дорівнює потужності найбільш потужного працюючого блока;

{Підпункт 15 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

аРВЧ повинен становити ±10 % від покриття області регулювання «острів Бурштинської ТЕС».

{Підпункт 15 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

Величина рРВЧ для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» розраховується як різниця між розрахунковою величиною РВЧ та розрахованою величиною аРВЧ;

{Підпункт 15 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

16) розрахункова величина РВЧ визначається виходячи з необхідності компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання та має становити:

для області регулювання ОЕС України:

на завантаження - 1000 МВт;

на розвантаження - 500 МВт;

для області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:

на завантаження - обсяг резерву визначається відповідно до алгоритму, визначеного у підпункті 15 цього підпункту;

на розвантаження - 100 МВт.

В ОЕС України РВЧ орієнтовно має розміщатися в окремі періоди не менше ніж на 30 генеруючих одиницях;

{Підпункт 16 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

17) в області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» вибір одиниць постачання РВЧ, визначення для них діапазонів вторинного регулювання та РВЧ на завантаження і розвантаження здійснюється ОСП відповідно до Правил ринку.

{Абзац перший підпункту 17 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

До автоматичного вторинного регулювання слід залучати маневрені генеруючі одиниці, а також споживачів з регульованим навантаженням, які задовольняють вимогам автоматичного вторинного регулювання, здатних під дією центрального регулятора змінити потужність у межах заданого вторинного резерву. Генеруючі одиниці, що залучаються до вторинного регулювання, мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів щодо характеристик маневреності (Норми мінімально допустимих навантажень енергоблоків, Норми максимально допустимих швидкостей зміни навантаження при роботі енергоблоків 160-800 МВт у регулювальному діапазоні).

{Абзац другий підпункту 17 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

Під час вибору електростанцій для вторинного регулювання і розміщенні на них вторинних резервів слід ураховувати їх маневреність і регулювальні можливості, при цьому вторинні резерви мають розміщуватися на електростанціях так, щоб їх можна було б використовувати для розвантаження переобтяжених зв'язків і перетинів;

18) електростанції та енергоблоки (агрегати), що залучаються до вторинного регулювання, мають:

забезпечити виконання технічних вимог до вторинного регулювання, встановлених ОСП відповідно до вимог цього Кодексу;

встановити і забезпечити експлуатацію устаткування СЗПІ і апаратури, яка реєструє фактичне залучення електростанції і кожного енергоблока (агрегата) до регулювання, приймає сигнали керування від центрального регулятора (САРЧП), обмінюється інформацією з цим центральним регулятором (САРЧП) і відповідає вимогам, установленим ОСП відповідно до вимог цього Кодексу;

19) мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими:

активація одиниці (групи) надання РВЧ повинна відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд;

час введення в дію (повної активації) РВЧ не більше 15 хвилин;

стійка видача РВЧ з моменту введення в дію (до введення в дію необхідного РЗ), тобто не менше 60 хвилин;

точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РВЧ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж ± 1,0 % від номінальної потужності одиниці (групи) надання РВЧ;

вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом, не більшим ніж 1 секунда;

одиниця (група) постачання РВЧ повинна виконувати вимоги зі швидкості зміни навантаження;

20) кожен постачальник РВЧ повинен:

підтвердити, що його одиниці (групи) постачання РВЧ виконують мінімальні технічні вимоги до РВЧ та вимоги до готовності РВЧ;

повідомляти ОСП про зниження фактичної готовності або аварійне відключення своєї одиниці (групи, частини групи) постачання РВЧ якомога швидше.

{Абзац третій підпункту 20 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та резервів заміщення:

1) для підтримання заданих величин РПЧ і РВЧ та відновлення цих резервів у разі їх використання у процесі регулювання частоти в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області має здійснюватися третинне регулювання і створюватися резерв заміщення (на розвантаження і завантаження). Третинним регулюванням задається потужність генеруючих одиниць, відносно якої розміщуються діапазони первинного та вторинного регулювання;

2) планова потужність генеруючої одиниці або одиниці споживання, що бере участь у третинному регулюванні розраховується так, щоб забезпечувалась можливість використання заданих діапазонів РПЧ і РВЧ;

3) ОСП повинен застосовувати третинне регулювання до того, як буде вичерпано РВЧ. Третинне регулювання має використовуватись у разі зменшення РВЧ на завантаження або розвантаження до 20 % від необхідного обсягу. При цьому ОСП повинен розраховувати команду на активацію резерву заміщення так, щоб не пізніше 30 хвилин від її видачі повністю відновити РВЧ;

4) для забезпечення третинного резерву для відновлення регулювальних можливостей первинного і вторинного регулювання мають використовуватися:

пуск резервних генеруючих одиниць;

зупинка працюючих генеруючих одиниць;

пуск у генераторному або насосному режимі агрегатів ГАЕС;

завантаження/розвантаження генеруючих одиниць;

вимкнення/увімкнення одиниць споживання;

зміна графіків обміну перетоків потужності з іншими енергосистемами;

5) резерв заміщення може використовуватись також для надання аварійної взаємодопомоги по запитах суміжних ОСП блоків регулювання/синхронної області, після оформлення через диспетчера ОСП відповідної корекції заданих режимів роботи (графіків навантаження генеруючих одиниць, заданого сальдо зовнішніх перетоків тощо) ОЕС України;

6) резерв заміщення має бути достатнім для забезпечення ефективного функціонування первинного і вторинного регулювання в заданому обсязі і при необхідній якості регулювання, а також для компенсації похибки планування балансу потужності і втрати генерації;

7) для ОЕС України розрахунковий резерв заміщення на основі статистичних даних про фактичні небаланси для області регулювання ОЕС України за попередні 10 років має складати:

на завантаження - не менше 1000 МВт;

на розвантаження - не менше 500 МВт;

для області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:

на завантаження - обсяг резерву визначається аналогічно до алгоритму, визначеного у підпункті 15 підпункту 8.4.3 цієї глави;

на розвантаження - 100 МВт;

{Підпункт 7 підпункту 8.4.4 пункту 8.4 глави 8 розділу V в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

8) кожен постачальник резерву заміщення повинен повідомляти ОСП про зниження фактичної готовності або про аварійне відключення своєї одиниці (групи) постачання резерву заміщення, або частини своєї групи постачання резерву заміщення, якомога швидше;

9) ОСП повинен забезпечити відповідність резерву заміщення технічним вимогам, вимогам до готовності та вимогам до приєднання щодо його одиниць (груп) постачання резерву заміщення.

8.5. Вимоги до корекції синхронного часу

8.5.1. Корекція синхронного часу має виконуватись з метою контролю та обмеження відхилення (помилки) синхронного часу, єдиного у всіх синхронно працюючих енергосистемах, від скоординованого астрономічного часу UTC.

8.5.2. Помилка синхронного часу виникає і накопичується внаслідок неточності і дискретності вимірювання фактичної частоти і похибки в регулюванні середньої частоти в системах вторинного регулювання і зумовлює відхилення фактичних значень обмінів електричною енергією від планових договірних значень. Корекція помилки синхронного часу виконується узгодженим зсувом уставки по частоті у всіх вторинних регуляторах у заданий момент на задану величину (на плюс 0,01 Гц, якщо синхронний час відстає від скоординованого астрономічного часу UTC, або на мінус 0,01 Гц, якщо синхронний час випереджає скоординований астрономічний час UTC) протягом заданого інтервалу часу.

8.5.3. Нормально допустимий діапазон помилки синхронного часу дорівнює ± 20 секунд, максимально допустимий діапазон помилки синхронного часу дорівнює ± 30 секунд, винятковий діапазон помилки синхронного часу дорівнює ± 60 секунд.

8.5.4. Оскільки контроль синхронного часу і вказівки щодо його корекції мають виходити з одного центру контролю, то всі учасники паралельної роботи в енергооб’єднанні повинні призначити контролера синхронного часу.

8.5.5. Якщо ОСП виконує роль контролера синхронного часу, він повинен безперервно розраховувати синхронний час інтеграцією фактичного значення частоти і визначати його відхилення від скоординованого астрономічного часу UTC, розраховувати корекції синхронного часу та координувати дії з корекції синхронного часу.

8.6. Співпраця з ОСР

8.6.1. ОСП і ОСР повинні співпрацювати з метою сприяння і забезпечення надання резервів активної потужності одиницями (групами) постачання резервів, які розміщено в системах розподілу.

8.6.2. У випадку наявності мережевих обмежень системи розподілу ОСР, до якого підключені резерви (проміжний ОСР), має право, у співпраці з ОСП, встановлювати тимчасові обмеження на видачу резервів активної потужності, які розташовані в його системі розподілу.

9. Регулювання напруги та реактивної потужності

9.1. Завдання регулювання напруги та реактивної потужності в ОЕС України

Завдання регулювання напруги та реактивної потужності в ОЕС України полягає у наступному:

підтримка рівнів напруги в системі передачі у визначених цим Кодексом допустимих межах;

забезпечення резерву реактивної потужності, достатньої для регулювання напруги передавальної мережі з метою підтримання стійкості та безпеки всієї ОЕС України;

обмеження перетоків реактивної потужності для збільшення пропускної здатності високовольтної мережі та мінімізації втрат активної потужності.

9.2. Засоби регулювання напруги та реактивної потужності

Регулювання напруги та реактивної потужності здійснюється ОСП за допомогою таких засобів:

генеруючі одиниці виробників електричної енергії;

засоби компенсації реактивної потужності;

пристрої регулювання напруги, які експлуатуються Користувачами, обладнання яких знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП.

9.3. Критерії регулювання напруги та реактивної потужності

9.3.1. Значення рівнів напруги в точках приєднання електроустановок ОСР та споживачів до системи передачі має залишатися у межах таких припустимих діапазонів:

нормальні відхилення напруги не повинні перевищувати ± 5 % номінальної напруги;

максимальні відхилення напруги не повинні перевищувати ± 10 % номінальної напруги.

9.3.2. Гранично допустимі рівні напруги в інших точках системи передачі ніж точки приєднання електроустановок ОСР та споживачів:

	Граничний рівень напруги, кВ

Клас (номінальне значення) напруги, кВ	Найбільша робоча напруга	Допустиме перевищення напруги до 20 хвилин
750	787	866
500	525	577
400	420	462
330	363	399
220	252	277
110 (міждержавні мережі)	126*	139

Примітки: * визначається договорами між ОСП та суб'єктами суміжних енергосистем, які володіють на праві власності або мають у користуванні зазначені об'єкти міждержавних електричних мереж.

9.3.3. Для контрольних точок мінімально допустимі рівні напруги встановлюються на основі розрахунків електричних режимів таким чином, щоб забезпечити 20 % запас статичної стійкості та надійну роботу власних потреб електростанцій при нормальному режимі роботи системи передачі, а також 8 % запас статичної стійкості під час ситуації N-1.

9.3.4. Нормальні відхилення напруги не обмежені щодо тривалості. Максимальні відхилення напруги, визначені у підпункті 9.3.1 цього пункту, допускаються не більше 5 % часу щодоби.

9.3.5. Рівні напруги та діапазони відхилень на прикордонних підстанціях підлягають узгодженню між ОСП синхронної області та визначаються відповідними угодами між цими ОСП.

9.3.6. Регулювання реактивної потужності мають забезпечуватись ОСП, за умови дотримання вимог операційної безпеки, якнайближче до джерел/споживачів реактивної потужності, щоб мінімізувати додаткове навантаження електричних мереж та відповідне зниження їх пропускної спроможності, а також мінімізувати технологічні витрати електричної енергії в електричних мережах у системі передачі/розподілу. Для цього необхідно постійно підтримувати в усіх вузлах електричних мереж баланс між реактивною потужністю, що виробляється та споживається.

9.3.7. Перетоки реактивної потужності по міждержавних лініях повинні регулюватися таким чином, щоб зменшувати їх до нульового або близького до нульового значення.

9.3.8. При необхідності ОСП може укласти угоди з ОСП синхронної області про послуги з регулювання напруги та реактивної потужності.

9.4. Взаємодія ОСП з ОСП синхронної області, ОСР та користувачами системи передачі/розподілу при регулюванні напруги та реактивної потужності

9.4.1. ОСП погоджує з ОСП синхронної області, ОСР та користувачами системи передачі/розподілу, обладнання яких знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, діапазони напруги в точках підключення 110 кВ та нижче, якщо ці діапазони напруги необхідні для підтримки меж операційної безпеки.

9.4.2. ОСП повинен забезпечити резерви реактивної потужності з достатнім обсягом і часом їх реалізації для того, щоб тримати напругу у своїй області регулювання і на міждержавних зв’язках у межах, зазначених у підпункті 9.4.1 цього пункту.

9.4.3. ОСП погоджує з ОСР та споживачами, електроустановки яких приєднані до системи передачі, значення реактивної потужності, діапазони коефіцієнта потужності та значення напруги у точці приєднання.

9.4.4. ОСП має право використовувати всі наявні приєднані до системи передачі ресурси реактивної потужності в межах своєї області регулювання для ефективного управління реактивною потужністю та підтримки діапазонів напруг, зазначених у підпункті 9.4.1 цього пункту.

9.4.5. ОСП у взаємодії з ОСР та споживачами, електроустановки яких приєднані до системи передачі, повинен управляти ресурсами реактивної потужності в межах своєї області регулювання, у тому числі за рахунок відключення споживачів систем розподілу, щоб підтримувати межі операційної безпеки та запобігти лавині напруги в системі передачі.

9.4.6. ОСП у разі необхідності має право через відповідного ОСР давати команди користувачам системи розподілу щодо регулювання напруги та реактивної потужності.

9.5. Порядок регулювання напруги та реактивної потужності

9.5.1. Регулювання напруги в мережі 110 кВ і вище здійснюється ОСП в контрольних точках шляхом планування графіків напруги або характеристик залежності напруги від параметрів режиму з урахуванням складу увімкненого електрообладнання.

9.5.2. ОСП визначає перелік контрольних точок, для яких розробляється графік напруги, виходячи з умов стійкості енергосистеми та оптимізації електричних режимів.

9.5.3. ОСП спільно з ОСР повинні розробляти графіки напруги, що містять задані значення напруги та/або реактивної потужності в контрольних точках електричної мережі.

9.5.4. Контрольними точками, в яких напруга контролюється ОСП, є:

шини 110 - 150 кВ усіх підстанцій 330/110 (150) кВ;

шини станцій з встановленою потужністю 100 МВт та більше.

Контрольні точки, в яких напруга контролюється ОСР, визначаються відповідним ОСР та погоджуються з ОСП.

У разі відсутності генерації на станції її шини перестають вважатися контрольною точкою.

9.5.5. ОСП планує графіки напруги так, щоб забезпечити достатні резерви виробництва реактивної енергії в часи високого споживання електричної енергії, а також адекватні резерви для компенсації реактивної потужності в часи низького споживання електричної енергії, щоб мінімізувати перетоки реактивної потужності через передавальні мережі та підтримувати рівні напруги в енергосистемі в межах необхідних діапазонів.

9.5.6. Процес планування графіків напруги при оперативному плануванні полягає в оптимізації ресурсів реактивної потужності на основі фактичних та статистичних оперативних вимірювань, зокрема для резервів генеруючих одиниць та попиту на споживання реактивної потужності. Результатом цього процесу є визначення оптимальних уставок та робочих положень відповідних пристроїв регулювання напруги та реактивної потужності таких, як АРЗ, перемикачі відгалужень, шунтуючі реактори та батареї конденсаторів.

{Підпункт 9.5.6 пункту 9.5 глави 9 розділу V із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

9.5.7. Перелік заходів щодо виконання графіків напруги має передбачати дії оперативного персоналу відповідного підпорядкування в розрахункових режимах роботи електричної мережі та у разі раптових змін у її роботі.

9.6. Режими регулювання напруги та реактивної потужності

9.6.1. Регулювання напруги та реактивної потужності здійснюється у процесі автоматичної (первинне регулювання) та/або оперативної зміни режимів роботи обладнання та/або конфігурації електричної мережі (вторинне регулювання), спрямованої на утримання рівня напруги в гранично допустимих межах для контрольних точок електричної мережі на всіх рівнях (ступенях).

9.6.2. Первинне регулювання напруги та реактивної потужності - децентралізоване (автоматичне) регулювання напруги та реактивної потужності у системі передачі/розподілу, що може бути забезпечене такими засобами:

пристроями АРЗ генеруючих блоків;

перемикачами відгалужень під навантаженням (РПН) трансформаторів;

статичними компенсаторами реактивної потужності (СТАТКОМ, СТК тощо);

іншими децентралізованими засобами регулювання напруги та реактивної потужності (СК, БСК, ШР тощо).

9.6.3. Первинне регулювання напруги та реактивної потужності полягає в автоматичному реагуванні регулюючих пристроїв на задані уставки напруги чи реактивної потужності. Первинне регулювання може бути забезпечене лише засобами контролю первинної напруги та реактивної потужності, що складаються з регулятора, приладу для вимірювання напруги та контуру зворотного зв’язку регулювання.

9.6.4. ОСП та користувачі системи передачі/розподілу, які забезпечують первинне регулювання напруги та реактивної потужності, зобов’язані встановити та забезпечувати технічне обслуговування відповідного обладнання для забезпечення первинного регулювання напруги та реактивної потужності. Це також стосується їхніх частин каналів зв’язку «останніх миль», які використовуються для передачі управляючих сигналів та/або уставок напруги/реактивної потужності.

9.6.5. Вторинне регулювання напруги - централізоване (оперативне або автоматичне) регулювання напруги та реактивної потужності у передавальних мережах (енергосистемі), що може бути забезпечене такими засобами як:

генеруючі одиниці;

перемикачі відгалужень під навантаженням (РПН) трансформаторів;

синхронні компенсатори;

статичні компенсатори реактивної потужності;

переведення генеруючого обладнання в режим СК;

шунтуючі реактори;

батареї конденсаторів;

перемикання ліній електропередачі.

9.6.6. Вторинне регулювання напруги та реактивної потужності здійснюється лише за командою ОСП.

9.6.7. У разі вичерпання регулювального діапазону засобів, зазначених у підпунктах 9.6.2 та 9.6.5 цього пункту, для регулювання напруги можливо застосування таких обмежувальних дій:

1) для запобігання зниженню напруги нижче допустимих значень:

відімкнення однієї сторони довгих передавальних ліній ВН, якщо це допустимо за режимом роботи енергосистеми;

перемикання агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим виробництва;

додаткова команда ОСП про збільшення вироблення реактивної потужності тепловими електростанціями, окрім атомних електростанцій, за рахунок їхнього виробництва активної потужності, але у межах їхніх технічних обмежень;

запит про підтримку реактивною потужністю з суміжних енергосистем;

обмеження та вимкнення споживачів (ГАВ, САВН) для запобігання лавини напруги, якщо всі інші ресурси регулювання напруги вичерпані;

оперативні команди користувачам системи розподілу щодо регулювання напруги та реактивної потужності;

2) для запобігання підвищенню напруги вище допустимих значень:

відімкнення батарей статичних конденсаторів на передавальних підстанціях і об'єктах користувачів системи передачі/розподілу;

увімкнення шунтуючих реакторів на магістральних підстанціях і об'єктах користувачів системи передачі/розподілу;

перемикання агрегатів ГАЕС із режиму виробництва в насосний режим;

зменшення вироблення реактивної потужності тепловими електростанціями, окрім атомних електростанцій, у межах їхніх технічних обмежень тощо.

9.6.8. Дії згідно з підпунктом 9.6.7 цього пункту також належать до режимів вторинного регулювання напруги та реактивної потужності.

9.6.9. ОСП та всі користувачі системи передачі/розподілу, які експлуатують обладнання, що бере участь у вторинному регулюванні напруги та реактивної потужності, мають забезпечити постійну здатність їхніх енергоустановок відповідати вимогам щодо вторинного регулювання напруги та реактивної потужності відповідно до вимог глав 2 і 3 розділу III цього Кодексу та цієї глави.

9.6.10. Третинне регулювання напруги та реактивної потужності - заходи і дії, які потребують втручання оперативного персоналу генеруючих одиниць для виконання відповідних перемикань і вимагають тривалого часу для їх реалізації, що пов'язується з такими заходами:

зміна положення перемикачів відгалужень трансформаторів без навантаження;

перемикання батарей конденсаторів без навантаження;

перемикання шунтуючих реакторів без навантаження.

10. Контроль струмів короткого замикання

10.1. ОСП повинен визначати для обладнання, яке знаходиться в його оперативному підпорядкуванні:

максимальну межу струму короткого замикання для вибору здатності комутаційного обладнання до відключення;

мінімальну межу струму короткого замикання для правильного функціонування релейного захисту.

10.2. ОСП повинен виконувати розрахунки струмів короткого замикання для того, щоб оцінити вплив енергосистем синхронної області та приєднаного до системи передачі електрообладнання Користувачів, у тому числі малих систем розподілу, на рівні струмів короткого замикання. Якщо система розподілу включно з малою системою розподілу впливає на рівні струмів короткого замикання, вона повинна бути включена у розрахунки струмів короткого замикання у системі передачі.

10.3. Розрахунки струмів короткого замикання необхідні для:

вибору обладнання, яке може без пошкоджень витримувати, а також відключати струми короткого замикання;

визначення термічної та механічної дії струмів короткого замикання на струмопровідні частини електричного обладнання;

розрахунку заземлення;

встановлення впливу на лінії зв’язку;

налаштування релейного захисту;

вибору засобів обмеження струмів короткого замикання.

10.4. Під час виконання розрахунків струмів короткого замикання ОСП повинен:

використовувати найбільш точні та якісні наявні дані;

брати за основу при розрахунках максимальних струмів короткого замикання такі експлуатаційні умови, які забезпечують максимально можливий рівень струму короткого замикання, ураховуючи також внесок у струми короткого замикання від суміжних систем передачі і систем розподілу, включаючи малі системи розподілу.

10.5. ОСП повинен застосовувати заходи для запобігання відхиленню від максимальних і мінімальних меж струмів короткого замикання, зазначених у пункті 10.1 цієї глави, для всіх часових інтервалів і для всіх засобів захисту. Якщо відбувається таке відхилення, ОСП повинен застосовувати коригувальні дії або інші заходи для забезпечення того, щоб межі, зазначені

в пункті 10.1 цієї глави, не порушувались. Відхилення від цих меж допускається тільки при виконанні послідовності перемикань.

10.6. Під час оцінки та вибору заходів із приведення у відповідність струмів КЗ з нормованими параметрами вимикачів слід ураховувати такі технічні обмеження і фактори:

допустимі рівні підвищення напруги на непошкоджених фазах мережі;

допустимі рівні напруги на нейтралях трансформаторів і автотрансформаторів;

допустимі параметри відновлювальної напруги під час вимикання струмів КЗ;

забезпечення селективності і чутливості релейних захистів;

технічні параметри і техніко-економічні характеристики пристроїв для обмеження КЗ;

надійність електропостачання споживачів;

статичну і динамічну стійкість електропередачі;

якість напруги та інші режимні фактори.

10.7. Заходи з обмеження струмів КЗ:

оптимізація структури і параметрів мережі;

стаціонарний та випереджувальний поділ мережі;

струмообмежувальні пристрої;

оптимізація режиму заземлення нейтралі.

10.8. Засоби обмеження струмів КЗ:

пристрої випереджувального поділу мережі;

струмообмежувальні реактори;

трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги;

трансформатори з підвищеною напругою короткого замикання;

безінерційні струмообмежувальні пристрої;

струмообмежувальні комутаційні апарати;

струмообмежувальні резистори;

вставки постійного струму;

вставки змінного струму непромислової частоти;

розземлення нейтралей частини трансформаторів;

заземлення нейтралі частини трансформаторів через реактори, резистори чи інші обмежувальні пристрої;

автоматичне розмикання в аварійних режимах третинних обмоток трансформаторів.

11. Контроль потокорозподілу

11.1. ОСП повинен визначати у відповідних інструкціях та довідникових матеріалах максимальні тривалі допустимі навантаження для кожного елемента системи передачі своєї області регулювання.

11.2. ОСП повинен підтримувати потоки потужності в межах операційної безпеки, визначених для нормального та передаварійного режимів. Коефіцієнт запасу по статичній стійкості в нормальному режимі повинен становити не менше 20 %, а під час ситуації N-1 не менше 8 %.

11.3. ОСП повинен координувати аналіз операційної безпеки з іншими ОСП своєї синхронної області відповідно до угод між ОСП синхронної області для забезпечення дотримання потокорозподілу у межах операційної безпеки у своїй області регулювання.

11.4. У ситуації N-1 та у нормальному режимі ОСП повинен підтримувати потоки потужності у межах тимчасових допустимих перевантажень і готувати та здійснювати коригувальні дії, які будуть застосовані в межах часу, дозволеного для тимчасово допустимих перевантажень.

12. Аналіз аварійних ситуацій

12.1. Перелік аварійних ситуацій

12.1.1. ОСП повинен визначити Перелік аварійних ситуацій у його області спостереження, включаючи внутрішні і зовнішні (в інших енергосистемах

своєї синхронної області) аварійні ситуації. Перелік аварійних ситуацій має включати звичайні аварійні ситуації і каскадні аварійні ситуації, визначені із застосуванням скоординованого аналізу аварійних ситуацій із ОСП своєї синхронної області.

12.1.2. Для визначення Переліку аварійних ситуацій ОСП повинен класифікувати кожну аварійну ситуацію на основі того, чи є ця ситуація звичайною, каскадною, беручи до уваги ймовірність виникнення і такі принципи:

ОСП повинен класифікувати аварійні ситуації тільки для власної області регулювання;

коли умови роботи або погодні умови суттєво підвищують ймовірність виникнення каскадної аварійної ситуації, ОСП повинен включити каскадну аварійну ситуацію до Переліку аварійних ситуацій;

ОСП повинен включити до Переліку аварійних ситуацій каскадні аварійні ситуації, які суттєво впливають на ОЕС України або енергосистеми синхронної області.

12.1.3. Для аналізу аварійних ситуацій кожний Користувач повинен надавати всю необхідну для аналізу аварійних ситуацій інформацію на запит ОСП відповідно до переліку, вказаного у главі 6 розділу X цього Кодексу.

12.1.4. ОСП повинен погодити з ОСП своєї синхронної області перелік аварійних ситуацій.

12.1.5. ОСП повинен завчасно інформувати ОСП своєї синхронної області, яких це стосується, про будь-які заплановані зміни топології мережі ОЕС України.

12.1.6. ОСП повинен забезпечити достатні точність та циклічність обміну даними для проведення розрахунків потокорозподілу при аналізі аварійних ситуацій.

12.2. Аналіз аварійних ситуацій

12.2.1. ОСП повинен проводити аналіз аварійних ситуацій у своїй області регулювання для виявлення аварійних ситуацій, які ставлять під загрозу операційну безпеку своєї області регулювання, і визначення відповідних коригувальних дій.

12.2.2. ОСП повинен виконувати аналіз аварійних ситуацій своєї області регулювання на основі прогнозних та оперативних даних у режимі реального часу. Вихідним режимом для аналізу аварійних ситуацій є відповідна топологія системи передачі, яка включає заплановані відключення (відповідає ситуації N).

12.2.3. У випадку коли критерій N-1 не може бути забезпечено своєчасно або існує ризик поширення аварійної ситуації на енергосистеми синхронної області, ОСП повинен якнайшвидше підготувати і активізувати коригувальні дії для забезпечення дотримання критерію N-1 і локалізації аварійної ситуації.

12.2.4. ОСП може не дотримуватися критерію N-1 у таких ситуаціях:

протягом виконання перемикань;

протягом періоду, необхідного для підготовки та активації коригувальних дій.

13. Захист системи передачі

13.1. Загальні вимоги до захисту системи передачі

13.1.1. ОСП повинен управляти системою передачі із застосуванням релейного захисту (основного і резервного) та протиаварійної автоматики для автоматичної локалізації та ліквідації пошкоджень, які могли б поставити під загрозу операційну безпеку ОЕС України та/або енергосистем своєї синхронної області.

13.1.2. ОСП повинен, принаймні 1 раз на 5 років, переглядати свою стратегію та концепцію захисту (релейний захист та протиаварійна автоматика) і оновлювати їх, якщо це необхідно для забезпечення правильного функціонування обладнання для захисту енергосистеми і забезпечення операційної безпеки.

13.1.3. Після спрацювання релейного захисту чи протиаварійної автоматики, що впливає на роботу міждержавних ліній або енергосистеми синхронної області, ОСП повинен оцінити правильність роботи захисту та, у разі необхідності, здійснити коригувальні дії.

13.1.4. ОСП повинен задавати уставки для релейного захисту обладнання його системи передачі, які забезпечують надійне, швидке і селективне усунення пошкодження, включаючи резервний захист для усунення пошкодження в разі відмови основного захисту.

13.1.5. До введення в експлуатацію або модернізації пристроїв релейного захисту, що впливає на роботу енергосистем синхронної області, ОСП повинен погоджувати з ОСП своєї синхронної області уставки захисту.

13.1.6. Якщо ОСП використовує протиаварійну автоматику, він повинен:

забезпечити селективність, надійність і ефективність її дії;

при розробці схеми протиаварійної автоматики оцінити наслідки для ОЕС України або енергосистем синхронної області в разі її відмови або неправильної роботи;

переконатися, що дія протиаварійної автоматики узгоджена з дією пристроїв релейного захисту системи передачі та не порушує межі операційної безпеки;

узгоджувати схеми побудови, уставки та дії протиаварійної автоматики з аналогічними системами ОСП своєї синхронної області та Користувачів.

13.2. Аналіз динамічної стійкості

13.2.1. ОСП повинен здійснювати розрахунок та аналіз динамічної стійкості системи передачі відповідно до підпункту 13.2.6 цього пункту та обмін відповідними даними для аналізу динамічної стійкості системи передачі з ОСП своєї синхронної області.

13.2.2. ОСП повинен виконувати аналіз динамічної стійкості принаймні 1 раз на рік, щоб визначити межі динамічної стійкості і потенційні проблеми з динамічною стійкістю у своїй системі передачі. ОСП повинен проводити аналіз динамічної стійкості скоординовано з ОСП своєї синхронної області.

13.2.3. При проведенні скоординованого аналізу динамічної стійкості ОСП визначає:

обсяг скоординованих розрахунків динамічної стійкості, зокрема розмір розрахункової моделі мережі;

обсяг даних для обміну між заінтересованими ОСП синхронної області;

перелік взаємоузгоджених сценаріїв, аварійних ситуацій або порушень для аналізу динамічної стійкості.

13.2.4. У разі виникнення незатухаючих низькочастотних коливань між областями регулювання, що впливають на декількох ОСП синхронної

області, ОСП повинен ініціювати якнайшвидше проведення скоординованого аналізу динамічної стійкості на рівні синхронної області і надати дані, необхідні для такого аналізу.

13.2.5. Якщо ОСП виявляє потенційний взаємний вплив напруги, кута вибігу ротора або стабільності частоти з іншими системами передачі своєї синхронної області, він повинен скоординувати методи, використовувані при аналізі динамічної стійкості, забезпечити необхідні дані, спланувати спільні заходи щодо виправлення ситуації.

13.2.6. При визначенні методів аналізу динамічної стійкості ОСП застосовує такі правила:

якщо межі статичної стійкості досягаються раніше меж динамічної стійкості, ОСП з урахуванням аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій повинен виконувати аналіз динамічної стійкості лише на основі результатів розрахунків динамічної стійкості, виконаних для довгострокового планування;

якщо при плануванні відключень межі динамічної стійкості досягаються раніше меж статичної стійкості, ОСП з урахуванням аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій повинен провести аналіз динамічної стійкості на етапі оперативного планування на день наперед, поки ці режими існують. ОСП повинен підготувати коригувальні дії, які будуть використовуватися у разі необхідності під час роботи в реальному часі;

якщо мережа в режимі реального часу перебуває в ситуації N, а межі динамічної стійкості досягаються раніше меж статичної стійкості, ОСП з урахуванням аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій повинен проводити аналіз динамічної стійкості на всіх етапах оперативного планування і бути здатним якнайшвидше повторно оцінювати межі динамічної стійкості після істотної зміни режиму.

13.2.7. Якщо аналіз динамічної стійкості вказує на порушення меж стійкості, ОСП повинен розробити, підготувати і активізувати коригувальні дії з метою підтримки стійкості системи передачі. Ці коригувальні дії можуть охоплювати користувачів системи передачі/розподілу.

13.2.8. ОСП повинен налаштувати обладнання, релейний захист та протиаварійну автоматику таким чином, щоб час ліквідації порушень, здатних призвести до широкомасштабної втрати стійкості системи, був меншим ніж критичний час усунення пошкоджень, обчислений ним під час аналізу динамічної стійкості.

VI. Оперативне планування роботи системи передачі

1. Оперативне планування

1.1. Оперативне планування режиму роботи системи передачі (далі - Оперативне планування) полягає в розробленні планів з реалізації необхідних технічних заходів та дій відповідного персоналу ОСП та Користувачів для забезпечення здатності енергосистеми задовольняти сумарний попит на електричну енергію та потужність у кожний момент часу з дотриманням встановлених показників якості та надійності надання цих послуг.

1.2. Оперативне планування повинне охоплювати період від одного року до одної доби (включаючи внутрішньодобове планування), здійснюватися на відповідний період та включати:

планування зміни стану обладнання електроустановок системи передачі та Користувачів;

планування заходів для забезпечення балансу споживання та виробництва електричної енергії з урахуванням системних обмежень за умови утримання операційної безпеки в заданих межах та планових міждержавних обмінів із суміжними енергосистемами;

визначення пропускної спроможності внутрішніх та міждержавних контрольованих перетинів;

аналіз операційної безпеки;

визначення доступної та вільної пропускної спроможності міждержавних ліній електропередачі;

визначення обсягів резерву активної потужності енергоблоків, а також обсягів інших видів допоміжних послуг.

{Пункт 1.2 глави 1 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2. Порядок планування зміни стану обладнання системи передачі та Користувачів

2.1. Виведення з роботи обладнання електроустановок здійснюється для переведення його в інший оперативний стан - у резерв, ремонт (плановий або

аварійний), консервацію або поза ним - у реконструкцію, технічне переоснащення, повну заміну, модернізацію, а також для зняття з експлуатації.

2.2. Виведення з роботи обладнання електроустановок у резерв здійснюється на підставі оперативних заявок його власників або за рішенням ОСП для забезпечення поточного балансу електричної енергії та потужності або для дотримання меж операційної безпеки в ОЕС України.

2.3. Виведення з роботи обладнання системи передачі, енергогенеруючого обладнання, обладнання систем розподілу, обладнання споживача, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП здійснюється на підставі оперативної заявки, яка оформляється відповідно до річних та місячних планів-графіків виведення з роботи обладнання, які затверджуються ОСП.

Місячні плани-графіки виведення з роботи обладнання складаються на підставі річних планів-графіків виведення з роботи обладнання.

2.4. Виведення з роботи генеруючого обладнання електростанцій, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, для переведення його у стан консервації або зняття з експлуатації здійснюється згідно зі Звітом.

2.5. Усі Користувачі повинні подавати ОСП свої пропозиції щодо виведення з роботи їх генеруючого обладнання, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, до 01 червня поточного року та до 01 вересня поточного року - їх електротехнічного обладнання, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, для підготовки річного плану-графіка виведення з роботи обладнання на наступний календарний рік.

{Пункт 2.5 глави 2 розділу VI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

2.6. Пропозиції, що надаються Користувачами, мають містити таку інформацію:

реквізити сторони, яка подає пропозиції виведення з роботи обладнання;

перелік обладнання, що виводиться з роботи;

пропозиції щодо планованих дат (час початку та закінчення) виведення з роботи обладнання.

2.7. Якщо виведення з роботи обладнання повинно мати фіксовану дату початку та фіксовану дату закінчення, що зумовлюється, але не обмежується, взаємодією з іншими Користувачами, або внаслідок конкретних технологічних процесів, або з причини конкретних робіт із технічного обслуговування, то ці дані мають вказуватися у пропозиції про виведення з роботи обладнання. Пропозиції підлягають аналізу та консультаційному процесу між ОСП та Користувачем, який подає пропозицію, а також залученими Користувачами та після їх узгодження вносяться до річного плану-графіка виведення з роботи обладнання як фіксовані.

2.8. При формуванні річних планів-графіків виведення з роботи обладнання магістральних мереж першочергово враховуються плани-графіки ремонтів генеруючого обладнання. ОСП має сприяти виконанню планів ремонтів генеруючого обладнання та забезпечити надійну та безперебійну передачу електричної енергії через основну мережу ОЕС України.

2.9. При формуванні річних планів-графіків виведення з роботи міждержавних ліній електропередачі ОСП узгоджує таке виведення з роботи з суміжними ОСП з максимальним використанням суміщення робіт на обладнанні, якого стосуються відповідні відключення. Планування виведення з роботи міждержавних ліній електропередачі має відповідати положенням Операційних угод енергооб’єднання.

2.10. При формуванні річних планів-графіків виведення з роботи обладнання систем розподілу ОСР повинні враховувати виведення з роботи обладнання магістральних мереж, а також індивідуальні річні плани-графіки виведення з роботи обладнання користувачів системи розподілу, виведення з роботи обладнання на власних мережах та відповідні виведення на мережах суміжних ОСР.

2.11. Під час підготовки річних планів-графіків виведення з роботи обладнання ОСП повинен намагатися задовольнити вимоги, які містяться в одержаних від Користувачів пропозиціях. Якщо пропозицію про вивід з роботи обладнання неможливо задовольнити, ОСП має запропонувати варіанти коригування планів-графіків.

2.12. До 01 серпня поточного року ОСП повинен підготувати та надати відповідним сторонам перший проект річного плану-графіка виведення з роботи генеруючого обладнання, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, на наступний календарний рік.

{Пункт 2.12 глави 2 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

2.13. Користувачі мають право повідомити ОСП про свої обґрунтовані заперечення щодо першого проекту річного плану-графіка виведення з роботи їх генеруючого обладнання, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, на наступний календарний рік не пізніше ніж до 01 вересня поточного року.

{Пункт 2.13 глави 2 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

2.14. У разі наявності заперечень щодо наданих Користувачами початкових проектів річних планів-графіків ОСП проводить обговорення зі сторонами, які надали свої заперечення, та іншими заінтересованими Користувачами з метою їх узгодження.

2.15. Річні плани-графіки виведення з роботи генеруючого обладнання, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, на наступний календарний рік затверджуються Головним диспетчером ОСП до 01 жовтня поточного року.

{Пункт 2.15 глави 2 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

2.16. Річні плани-графіки виведення з роботи електротехнічного обладнання на наступний календарний рік затверджуються Головним диспетчером ОСП до 15 грудня поточного року.

{Главу 2 розділу VI доповнено новим пунктом 2.16 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

2.17. До 15 жовтня кожного календарного року ОСП доводить до відома всіх Користувачів річний план-графік виведення з роботи генеруючого обладнання, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП.

{Пункт 2.17 глави 2 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

2.18. До 18 грудня кожного календарного року ОСП доводить до відома всіх Користувачів річний план-графік виведення з роботи електротехнічного обладнання, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП.

{Главу 2 розділу VI доповнено новим пунктом 2.18 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

2.19. Затверджені річні плани-графіки виведення з роботи обладнання на кожний рік набирають чинності з 01 січня відповідного року.

2.20. Затверджені річні плани-графіки виведення з роботи обладнання, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, є остаточними та перегляду не підлягають, за винятком непередбачених обставин, які виникли після затвердження річного плану-графіка та які ставлять під загрозу безумовне виконання затверджених планів-графіків.

{Пункт 2.20 глави 2 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

2.21. Користувачі зобов'язані дотримуватися затверджених планів-графіків виведення з роботи обладнання. Внесення змін до затвердженого плану-графіка виведення з роботи обладнання після 01 жовтня (для генеруючого обладнання) та після 15 грудня (для електротехнічного обладнання) здійснюється лише з причин порушення безпеки постачання або операційної безпеки, або безпеки експлуатаційного персоналу, або аварійного пошкодження обладнання Користувача, або громадської безпеки у такому порядку:

{Абзац перший пункту 2.21 глави 2 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

за рішенням ОСП - якщо відповідне виведення з роботи обладнання обмежується лише обладнанням, яке знаходиться в оперативному управлінні ОСП, та виведення цього обладнання не потребує зміни плану-графіка для інших сторін;

за згодою між ОСП та заінтересованими Користувачами - якщо обладнання знаходиться в оперативному управлінні ОСП, але виведення цього обладнання потребує зміни плану-графіка для інших сторін, або якщо обладнання знаходиться в оперативному віданні ОСП.

2.22. Прийняті ОСП зміни відображаються в місячному плані-графіку виведення з роботи обладнання.

2.23. Якщо ОСП не може досягти згоди з Користувачем стосовно розробки або зміни річного плану-графіка виведення з роботи обладнання, ОСП приймає остаточне рішення виходячи з операційної безпеки та інформує про це Користувача.

У разі письмового запиту Користувача стосовно цього питання ОСП надає обґрунтування щодо прийняття такого рішення.

2.24. До 10 числа кожного місяця, що передує плановому, Користувачі надають ОСП місячні плани-графіки, що підтверджують виведення з роботи обладнання відповідно до затвердженого річного плану-графіка з урахуванням прийнятих змін.

2.25. Місячні плани-графіки виведення з роботи обладнання мають надаватися Користувачами письмово. Такі дані мають містити таку інформацію:

реквізити сторони, яка подає місячний план-графік виведення з роботи обладнання;

планові виведення з роботи обладнання, які включені до річного плану-графіка;

виведення з роботи обладнання, яке не включене до річного плану-графіка з відповідним обґрунтуванням;

пояснення щодо причин зміни річного плану-графіка, якщо такі зміни мають місце.

2.26. До 26 числа місяця, що передує плановому, ОСП надає затверджений місячний план-графік ремонтів відповідним Користувачам.

{Пункт 2.26 глави 2 розділу VI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

3. Порядок координації виведення з роботи обладнання

3.1. Виведення з роботи і резерву об’єктів диспетчеризації (силового обладнання, пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, автоматизованих систем диспетчерського управління і засобів

диспетчерського (оперативно-технологічного) управління тощо) необхідно оформлювати заявкою, яка подається на розгляд до відповідного підрозділу диспетчерського управління за рівнем оперативної підпорядкованості.

3.2. Планові заявки подаються на обладнання, що включене до затвердженого плану-графіка виведення з роботи обладнання, на терміни, які передбачені планом-графіком.

3.3. Термінові заявки - заявки для виконання непланового ремонту на об’єктах диспетчеризації за суміщенням з відключенням основного обладнання (ЛЕП, АТ, СШ) для планового ремонту, а також заявки для проведення короткочасного непланового ремонту з метою усунення незначних несправностей на об’єктах диспетчеризації, для проведення якого не потрібна істотна зміна режиму роботи системи передачі.

3.4. Аварійна заявка - заявка для проведення невідкладного ремонту устаткування. Аварійною заявкою також оформлюється аварійний ремонт обладнання, що відключено дією захисту, персоналом через пошкодження, для попередження пошкодження або ліквідації загрози життю людей.

3.5. Форма заявки на виведення обладнання з роботи та перелік необхідних даних, вимог, що стосуються проведення робіт, включаючи заходи з безпеки, терміни подання, розгляду та узгодження заявки, а також повідомлення про результати розгляду визначаються ОСП у відповідних інструкціях, які надаються Користувачам.

3.6. Перелік необхідних даних та вимог, зокрема, має включати:

найменування підприємства, яке дає заявку;

найменування об’єкта, устаткування і вид ремонту;

термін ремонту і час аварійної готовності введення в роботу;

величина зниження і наявної потужності;

коментарі (які роботи будуть виконуватись, номери програм перемикань, номер ремонтної схеми, режим заземлення, режимні заходи, що забезпечують надійну роботу обладнання, енерговузла в ремонтному та ремонтно-аварійному режимах тощо);

стан пристроїв РЗ та ПА на даному об’єкті або прилеглих ПС, у разі його відмінності від нормального режиму, на час дії заявки;

основні заходи для створення безпечних умов виконання робіт;

прізвище уповноваженої особи підприємства, яка підписала заявку.

У разі необхідності ОСП має право запросити додаткові дані.

3.7. Якщо умови експлуатації енергосистеми на запропонований день і час запланованого виведення з роботи обладнання суттєво змінилися порівняно з прогнозованим рівнем балансової надійності та операційної безпеки, оперативно-диспетчерські служби ОСП можуть перенести заплановане виведення з роботи обладнання на термін, необхідний для приведення умов експлуатації енергосистеми до рівня балансової надійності та безпеки, який дозволяє виконати заплановане виведення з роботи обладнання.

3.8. У разі наявності загрози сталому функціонуванню ОЕС України або її частини, безпеці експлуатаційного персоналу або населенню диспетчер ОСП може скасувати дозволену заявку на виведення обладнання. Про причини та обставини щодо прийняття такого рішення ОСП має повідомити суб'єкта, який подавав заявку на виведення обладнання з роботи.

3.9. Рішення по заявках на об'єкти диспетчеризації, що знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП, приймаються у встановленому ОСП порядку і передаються на підприємства, в оперативному підпорядкуванні яких знаходиться дане обладнання.

4. Порядок введення в роботу обладнання

4.1. Введення в роботу обладнання, що знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, яке знаходилося в резерві, виводилося з роботи для позапланового (невідкладного) ремонту або вимикалося дією захисних пристроїв, здійснюється за дозволом на оперативну заявку персоналу власника цього обладнання або за вимогою ОСП з урахуванням потреб енергосистеми у забезпеченні балансу електричної енергії та потужності або наданні допоміжних послуг.

4.2. Введення в роботу обладнання, яке виводилося з роботи згідно з затвердженим планом-графіком виведення з роботи обладнання, здійснюється з дозволу ОСП на підставі цього плану.

4.3. ОСП має завчасно забезпечити умови для введення в роботу обладнання.

4.4. Якщо узгоджені терміни введення в роботу обладнання не дотримуються, його власник не пізніше ніж за 2 доби до планового терміну

має повідомити про це ОСП та запропонувати нові терміни (раніше або пізніше) з обґрунтуванням.

Рішення про час та умови (повне або часткове навантаження, графік навантаження тощо) введення в роботу такого обладнання приймає ОСП та доводить його до відома власника обладнання.

5. Прогнозування споживання та виробництва електричної енергії

5.1. Оперативне прогнозування споживання та виробництва електричної енергії в ОЕС України здійснюється ОСП з метою планування забезпечення балансової надійності енергосистеми та забезпечення планового виведення з роботи (введення в роботу) обладнання.

5.2. Оперативне прогнозування споживання та виробництва електричної енергії здійснюється в межах таких часових періодів:

річних;

сезонних;

місячних;

тижневих;

добових (на наступну добу).

5.3. ОСП має здійснювати оперативне прогнозування споживання та виробництва електричної енергії в енергосистемі, ґрунтуючись на:

планах перспективного розвитку енергогенеруючих джерел та електричних мереж;

прогнозах економічного розвитку країни;

ретроспективних даних про брутто споживання електричної енергії, технологічних витратах електричної енергії в електричних мережах;

{Абзац четвертий пункту 5.3 глави 5 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

прогнозних даних, отриманих від виробників електричної енергії щодо виробництва електричної енергії, а також її споживання на власні потреби електростанцій;

прогнозних технологічних витратах електричної енергії при її передачі магістральними та міждержавними електричними мережами, розрахункових обсягах передачі електричної енергії мережами ОСП;

{Абзац шостий пункту 5.3 глави 5 розділу VI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

прогнозних даних, отриманих від ОСР щодо технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах під час розподілу розрахункових обсягів електричної енергії їх мережами;

прогнозних обсягах міждержавної торгівлі електричною енергією;

прогнозах метеорологічних умов.

5.4. Технологічні витрати електричної енергії у магістральних та розподільних мережах прогнозуються із застосуванням методик, що затверджені Регулятором.

5.5. ОСП несе відповідальність за точне та своєчасне складання прогнозного балансу електричної енергії в енергосистемі України на основі наданих Користувачами прогнозів споживання та виробництва електричної енергії з урахуванням технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах та на власні потреби електростанцій та використовує результати цього прогнозу для оперативного планування.

Користувачі мають забезпечити точне прогнозування споживання/виробництва електричної енергії та своєчасне надання даних ОСП.

5.6. Форми, обсяги та терміни подання інформації, що стосується оперативного прогнозування, визначає ОСП для кожної категорії Користувача відповідно до вимог, зазначених у пунктах 5.7 і 5.8 цієї глави, а також з урахуванням вимог Правил ринку, та оприлюднює їх на власному веб-сайті в мережі Інтернет.

5.7. Дані, які надаються Користувачами щодо прогнозованого споживання електричної енергії для оперативного прогнозування

5.7.1. Прогнозування споживання електричної енергії Користувачами є прогнозом:

для операторів систем розподілу - обсягу розподіленої електричної енергії та обсягу витрат електричної енергії в розподільчих мережах;

для постачальників - обсягу продажу електричної енергії за договором постачання електричної енергії споживачу;

для споживачів (приєднаних до мереж ОСП) - обсягу спожитої електричної енергії;

для виробників електричної енергії (приєднаних до мереж ОСП) - обсягу електричної енергії з мережі ОСП для забезпечення власних потреб електростанції.

{Підпункт 5.7.1 пункту 5.7 глави 5 розділу VI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

5.7.2. Усі Користувачі зобов'язані надавати ОСП свої прогнози споживання електричної енергії у межах таких часових рамок:

річний прогноз споживання електричної енергії - не пізніше ніж до 01 вересня кожного року на наступний рік;

{Абзац другий підпункту 5.7.2 пункту 5.7 глави 5 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

місячний прогноз споживання електричної енергії - не пізніше ніж до 15 числа кожного місяця на наступний місяць;

{Абзац третій підпункту 5.7.2 пункту 5.7 глави 5 розділу VI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

тижневий прогноз споживання електричної енергії - не пізніше 12:00 четверга кожного тижня на наступний тиждень;

добовий прогноз споживання електричної енергії - не пізніше 09:00 кожного робочого дня на наступну добу, а у випадку вихідних/святкових днів - на всі наступні вихідні/святкові дні та наступний перший робочий день;

за окремим запитом ОСП (у разі виникнення раптового дефіциту електричної енергії, форс-мажору, екстремальних кліматичних умов, проблем із постачанням палива тощо) в інші часові терміни.

5.7.3. Річні прогнози споживання електричної енергії, складені Користувачами, мають містити таку інформацію:

сумарне річне споживання електричної енергії на наступний рік (кВт·год);

помісячний розподіл сумарного річного споживання електричної енергії, починаючи з січня наступного року (кВт·год);

очікувані щомісячні значення абсолютного мінімального та максимального навантаження, починаючи з січня наступного року (кВт);

прогнозовані заходи з управління споживанням електричної енергії у відповідних випадках;

потребу у реактивній потужності (кВАр).

5.7.4. Щомісячні прогнози споживання електричної енергії, складені Користувачами, мають містити таку інформацію:

сумарне місячне споживання електричної енергії на наступний місяць (кВт·год);

поденний розподіл сумарного місячного споживання електричної енергії (кВт·год);

очікувані оцінки тижневих та добових мінімальних та максимальних рівнів потреби у потужності (кВт);

прогнозовані заходи з управління споживанням електричної енергії у відповідних випадках;

потребу у реактивній потужності (кВАр).

5.7.5. Тижневі прогнози споживання електричної енергії, складені Користувачами, мають містити таку інформацію:

сумарне тижневе споживання електричної енергії на наступний тиждень (кВт·год);

щодобовий розподіл сумарного тижневого споживання електричної енергії (кВт·год);

очікувані оцінки добових мінімальних та максимальних рівнів потреби у потужності (кВт);

прогнозовані заходи з управління споживанням електричної енергії у відповідних випадках;

потребу у реактивній потужності (кВАр).

5.7.6. Добові прогнози споживання електричної енергії, складені Користувачами, мають містити таку інформацію:

сумарне добове споживання електричної енергії на наступну добу чи доби (у разі вихідних/святкових днів) (кВт·год);

погодинний розподіл сумарного добового споживання електричної енергії (кВт·год);

заплановані заходи з управління споживанням електричної енергії у відповідних випадках;

потребу у реактивній потужності (кВАр).

5.7.7. ОСР повинні додатково до інформації згідно з підпунктами 5.7.2-5.7.6 цієї глави надавати прогнози агрегованого виробництва розподіленої генерації (потужністю менше 20 МВт), яка приєднана до їх систем розподілу (кВт·год).

5.7.8. Зазначені у цій главі прогнози споживання електричної енергії мають подаватися як сумарне споживання електричної енергії для кожного Користувача, а також як агреговане споживання електричної енергії для кожної точки приєднання відповідного Користувача до магістральних електричних мереж.

5.7.9. Користувач у своєму прогнозі має враховувати зміни величини споживання внаслідок нових або додаткових проектів будівництва, які будуть реалізовані у прогнозованому періоді.

5.7.10. ОСП має право відхилити поданий прогноз споживання електричної енергії окремої сторони, якщо наданий прогноз не є реалістичним, повідомивши про це відповідного Користувача.

5.7.11. Користувачі можуть прийняти заперечення ОСП та подати переглянутий прогноз споживання електричної енергії або відхилити

заперечення та підтвердити свій початковий прогноз споживання електричної енергії, надавши при цьому пояснення.

5.7.12. Користувачам дозволяється змінювати свої прогнози споживання електричної енергії та подавати оновлену версію прогнозу споживання електричної енергії за умови, що вона подаватиметься до встановленого часу.

5.8. Дані, які надаються Користувачами з прогнозованого виробництва електричної енергії для оперативного прогнозування

5.8.1. Виробники електричної енергії надають ОСП прогнози виробництва в межах таких часових періодів:

річний прогноз виробництва електричної енергії з помісячним розподілом - не пізніше ніж до 01 вересня кожного року на наступний рік (кВт·год);

місячний прогноз виробництва електричної енергії - не пізніше ніж до 20 числа кожного місяця на наступний місяць (кВт·год);

тижневий прогноз виробництва електричної енергії - не пізніше 12:00 четверга кожного тижня на наступний тиждень (кВт·год);

добовий прогноз виробництва електричної енергії - не пізніше 09:00 кожного робочого дня на наступну добу, а у випадку вихідних/святкових днів - на всі наступні вихідні/святкові дні та наступний перший робочий день (кВт·год).

{Підпункт 5.8.1 пункту 5.8 глави 5 розділу VI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

5.8.2. Виробники електричної енергії надають ОСП прогнози робочої потужності для генеруючих одиниць із встановленою потужністю понад 20 МВт у межах таких часових періодів:

річний помісячний прогноз робочої потужності - не пізніше ніж до 01 вересня кожного року на наступний рік (кВт);

місячний потижневий прогноз робочої потужності - не пізніше ніж до 20 числа кожного місяця на наступний місяць (кВт);

тижневий подобовий прогноз робочої потужності - не пізніше 12:00 четверга кожного тижня на наступний тиждень (кВт);

добовий прогноз робочої потужності - не пізніше 09:00 кожного робочого дня на наступну добу, а у випадку вихідних/святкових днів - на всі наступні вихідні/святкові дні та наступний перший робочий день (кВт).

{Підпункт 5.8.2 пункту 5.8 глави 5 розділу VI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1070 від 03.06.2020}

5.8.3. Річні прогнози виробництва та робочої потужності мають містити таку інформацію:

планову помісячну максимальну та мінімальну потужність кожного генеруючого блока з урахуванням графіків виведення з роботи обладнання (кВт);

плановий помісячний відпуск електричної енергії з шин електростанцій у систему передачі (кВт·год);

планове помісячне виробництво кожної одиниці (кВт·год);

типовий добовий графік роботи генеруючих одиниць для кожного місяця (кВт).

5.8.4. Місячні прогнози виробництва та робочої потужності мають містити таку інформацію:

планову потижневу максимальну та мінімальну потужність кожної генеруючої одиниці з урахуванням графіків виведення з роботи обладнання (кВт);

плановий щодобовий відпуск електричної енергії з шин електростанцій у систему передачі (кВт·год);

планове щодобове виробництво електричної енергії кожної одиниці (кВт·год);

типовий добовий графік роботи генеруючих одиниць для робочого та вихідного дня (кВт).

5.8.5. Тижневі прогнози виробництва та робочої потужності мають містити таку інформацію:

планову максимальну та мінімальну потужність кожної генеруючої одиниці для кожної доби погодинно з урахуванням графіків виведення з роботи обладнання (кВт);

плановий щодобовий відпуск електричної енергії з шин електростанцій у систему передачі (кВт·год);

планове щодобове виробництво електричної енергії кожної одиниці (кВт·год);

планові графіки виробництва генеруючих одиниць для кожної доби тижня (кВт).

5.8.6. Добові прогнози виробництва та робочої потужності мають містити таку інформацію:

погодинні максимальні та мінімальні потужності кожної генеруючої одиниці (кВт);

погодинний відпуск електричної енергії з шин електростанцій у систему передачі (кВт·год);

погодинне виробництво кожної одиниці (кВт·год).

5.8.7. Для ВЕС та СЕС річні, місячні, тижневі та добові прогнози надаються як сумарна потужність вітрових електроустановок або сонячних панелей з інверторами.

6. Аналіз операційної безпеки енергосистеми

6.1. ОСП має систематично проводити аналіз операційної безпеки та докладати максимальних зусиль для підтримання операційної безпеки енергосистеми.

6.2. Для проведення аналізу операційної безпеки ОСП готує окремі моделі мережі відповідно до встановлених методик для кожного з наступних часових періодів із застосуванням форматів даних, встановлених програмним забезпеченням для обміну оперативними даними ENTSO-E:

рік наперед;

тиждень наперед;

на добу наперед;

для поточної доби.

6.3. Моделі мережі повинні включати структурну інформацію і дані, викладені в пунктах 5.7 та 5.8 глави 5 цього розділу. Дані для моделей на добу наперед та поточну добу надходять за результатами роботи відповідних ринків та оновлених прогнозів споживання та генерації.

6.4. ОСП повинен спільно з іншими ОСП своєї синхронної області розробити загальний перелік сценаріїв на рік наперед, за якими вони оцінюють роботу синхронної області передачі на наступний рік. Сценарії повинні включати наступні змінні:

попит на електричну енергію;

генерацію ВДЕ;

планові обсяги імпорту-експорту, у тому числі узгоджені базові значення, що дозволяють вирішувати взаємопов’язані завдання;

моделювання генерації з урахуванням її доступності;

розвиток мережі на наступний рік.

6.5. Список сценаріїв повинен принаймні включати такі сценарії, якщо інше не погоджено між ОСП синхронної області:

зимовий максимум;

зимовий мінімум;

весняний максимум;

весняний мінімум;

літній максимум;

літній мінімум;

осінній максимум;

осінній мінімум.

6.6. ОСП повинен щорічно надавати ENTSO-E до 15 липня свій перелік сценаріїв разом з роз'ясненнями до цих сценаріїв для публікації у загальному переліку сценаріїв на поточний рік.

6.7. ОСП повинен визначити на наступний рік індивідуальну модель мережі для кожного із сценаріїв, розроблених відповідно до пункту 6.5 цієї глави, використовуючи найкращі оцінки змінних, визначених у пункті 6.4 цієї глави, та опублікувати моделі мережі на електронній платформі ENTSOE для оперативного планування електричної енергії.

6.8. При визначенні на наступний рік індивідуальної моделі мережі ОСП повинен:

1) погодити з ОСП своєї синхронної області очікувані перетоки потужності по системах ПСВН, які з'єднують їх області регулювання;

2) збалансувати для кожного сценарію суми:

чистих обмінів по лініях змінного струму;

очікуваних перетоків потужності по системах ПСВН;

навантаження;

виробництва.

6.9. ОСП повинен включити в індивідуальну модель мережі на наступний рік агреговані потужності відпуску для генеруючих потужностей, підключених до систем розподілу. Агреговані потужності відпуску повинні:

узгоджуватися зі структурними даними, наданими відповідно до вимог, встановлених у пунктах 6.2, 6.3 та 6.4 цієї глави;

відповідати сценаріям, розробленим відповідно до пунктів 6.4 та 6.5 цієї глави;

розрізнятися за типами первинних джерел енергії.

6.10. ОСП на підставі операційної угоди синхронної області має надавати та вимагати від інших ОСП своєї синхронної області будь-яку інформацію про зміни в топології мережі або оперативних механізмах таких, як уставки захисту або схеми захисту системи, однолінійні схеми і конфігурації підстанцій або додаткові моделі мережі, що мають значення для точного представлення системи передачі у процесі об'єднання індивідуальних моделей мереж, щоб сформувати модель загальної мережі своєї синхронної області для проведення аналізу операційної безпеки.

6.11. ОСП спільно з будь-яким ОСП своєї синхронної області у разі потреби повинні розробити найбільш репрезентативні сценарії для аналізу операційної безпеки їх систем передачі на тиждень наперед та об’єднати їх індивідуальні моделі мереж аналогічно об’єднанню індивідуальних моделей Операторів при здійсненні аналізу операційної безпеки на рік наперед.

6.12. Аналіз операційної безпеки проводиться ОСП у межах таких часових періодів:

річний аналіз - не пізніше ніж до 01 листопада кожного року на наступний рік;

сезонний аналіз - за один місяць до початку кожного сезону - до 01 березня на весняно-літній сезон та до 01 вересня на осінньо-зимовий сезон;

місячний аналіз - не пізніше ніж до 25 числа кожного місяця на наступний місяць;

тижневий аналіз - кожного четверга на наступний тиждень;

добовий аналіз - до 18:00 кожного робочого дня після отримання результатів роботи ринку на добу наперед на наступну добу, а у випадку святкових днів - на всі наступні святкові дні та наступний перший несвятковий день.

6.13. Для проведення аналізу операційної безпеки ОСП повинен у ситуації N імітувати кожну аварійну ситуацію із Переліку аварійних ситуацій, встановленого відповідно до пункту 12.1 глави 12 розділу V цього Кодексу, та перевірити, що межі операційної безпеки, зазначені у пункті 6.1 глави 6 розділу V цього Кодексу, у ситуації N-1 не порушено в його області регулювання.

6.14. ОСП повинен проводити аналіз операційної безпеки з використання загальних моделей мережі, розроблених відповідно до пункту 6.10 цієї глави, та враховувати заплановані відключення у своїй області спостереження. ОСП повинен обмінюватися результатами свого аналізу операційної безпеки з ОСП своєї синхронної області, елементи яких знаходяться в його області спостереження і піддаються ризику порушення меж операційної безпеки за результатами цього аналізу операційної безпеки.

6.15. ОСП повинен проводити аналіз операційної безпеки від річного до тижневого для того, щоб виявити такі обмеження:

перетікання потужності та напруги, що перевищують межі операційної безпеки;

порушення меж стійкості системи передачі, визначеної відповідно до підпунктів 13.2.2 і 13.2.6 пункту 13.2 глави 13 розділу V цього Кодексу;

порушення порогових значень струмів короткого замикання у системі передачі.

6.16. Якщо ОСП виявляє можливі обмеження, він розробляє коригувальні дії відповідно до вимог глави 5 розділу V цього Кодексу.

6.17. ОСП виконує аналіз операційної безпеки на добу наперед та у поточній добі для виявлення можливих обмежень та підготовки і застосування коригувальних дій спільно з іншими ОСП своєї синхронної області, ОСР та користувачами системи передачі/розподілу, режими роботи яких впливають на режими роботи системи передачі. ОСП повинен здійснювати моніторинг фактичного споживання та генерації електричної енергії і при значному відхиленні оновлювати аналіз операційної безпеки. При розрахунках у реальному часі застосовується оцінка режиму енергосистеми.

6.18. ОСП несе відповідальність за оцінювання, підтримання та відновлення операційної безпеки у всіх часових рамках експлуатації. Аналіз операційної безпеки має враховувати конфігурацію передавальних мереж та стабільність енергосистеми, як статичну, так і динамічну.

6.19. Для аналізу операційної безпеки ОСП має використовувати такі дані з процесу оперативного планування:

дані з прогнозу споживання та виробництва електричної енергії;

дані з планування виведення з роботи обладнання;

прогнози величин резервів активної потужності для управління енергосистемою.

6.20. Для аналізу операційної безпеки ОСП має також використовувати такі дані:

ретроспективні дані щодо експлуатації енергосистеми;

розрахункові обсяги міждержавної передачі електричної енергії;

повідомлення про аварійні ситуації, які можуть вплинути на безпеку енергосистеми;

обмеження в енергосистемі, які можуть впливати на прогнози споживання та виробництва електричної енергії;

умови постачання палива;

прогнози метеорологічних умов;

відкриту інформацію про події, які можуть негативно вплинути на стабільність та безпеку енергосистеми.

6.21. У разі необхідності ОСП може звернутися до Користувачів з запитом про надання додаткової та/або підтвердження раніше наданої інформації для використання її при аналізі операційної безпеки на найближчий відповідний період.

6.22. Аналіз операційної безпеки проводиться для типових годин експлуатації, обраних ОСП на основі ретроспективних даних та досвіду роботи, але не менше як для:

однієї години однієї доби одного тижня кожного місяця року - для річного аналізу операційної безпеки;

однієї години однієї доби кожного тижня в сезоні - для сезонного аналізу операційної безпеки;

однієї години кожної доби місяця - для місячного аналізу операційної безпеки;

шести типових годин кожної доби - для тижневого аналізу операційної безпеки;

кожної години наступної доби - для добового аналізу операційної безпеки.

6.23. Інформація, яка готується ОСП за результатами аналізу операційної безпеки має містити по кожному відповідному періоду (рік/місяць/тиждень/доба/година) такі дані:

прогнози споживання електричної енергії, з урахуванням технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах та на власні потреби електростанцій;

прогнози виробництва наявної активної потужності;

аналіз ймовірних ситуацій, в яких можуть порушуватися межі операційної безпеки;

аналіз ймовірних ситуацій, в яких не забезпечується достатній запас резервів активної потужності;

аналіз ймовірних ситуацій, в яких не забезпечується достатній запас резервів первинного та вторинного регулювання енергосистеми;

ймовірність аварійних ситуацій з переліку аварійних ситуацій;

коригувальні дії для аварійних ситуацій з переліку аварійних ситуацій;

іншу інформацію, яка може вплинути на безпеку енергосистеми та постачання електричної енергії.

6.24. За результатами аналізу операційної безпеки ОСП визначає на відповідний період для всіх прогнозованих режимів обсяги необхідного резерву активної потужності енергоблоків, а також обсяги інших видів допоміжних послуг для забезпечення регулювання частоти (обсяги резервів із підтримки частоти, відновлення частоти та резервів заміщення) та/або підтримання погоджених відхилень міждержавних перетоків відповідно до критеріїв балансування, визначених у розділі V цього Кодексу.

7. Визначення пропускної спроможності міждержавних перетинів

7.1. З метою задоволення технологічних та/або комерційних потреб учасників ринку електричної енергії ОСП визначає пропускну спроможність електричних мереж системи передачі (далі - пропускна спроможність) за такими її ознаками:

загальна пропускна спроможність електричних мереж системи передачі;

технічний резерв пропускної спроможності;

чиста пропускна спроможність міждержавного перетину;

вільна пропускна спроможність міждержавного перетину;

обмеження пропускної спроможності міждержавного перетину.

7.2. Визначення пропускної спроможності здійснюється в межах таких часових періодів:

річних;

сезонних;

місячних;

тижневих;

добових (на наступну добу).

7.3. Визначення пропускної спроможності здійснюється з урахуванням:

пропускної спроможності внутрішніх перетинів електричних мереж;

обсягів технологічних перетоків між суміжними енергосистемами;

обсягів експортно-імпортних операцій;

критеріїв операційної безпеки мережі, зокрема, критерію N-1;

обмежень пропускної спроможності, пов’язаних з технологічними порушеннями, ремонтними схемами на внутрішніх та міждержавних перетинах або окремих лініях електропередачі, погодними умовами тощо.

7.4. Для визначення пропускної спроможності ОСП використовує фактичні та планові дані відповідно до укладених договорів, а також дані з оцінювання безпеки постачання.

У разі необхідності ОСП може звернутися до Користувачів з запитом про надання додаткової інформації, необхідної для визначення пропускної спроможності у відповідному напрямку та у відповідний період часу. Суб’єкти ринку електричної енергії не можуть відмовити ОСП у наданні таких даних, у тому числі і даних комерційного характеру.

7.5. ОСП має оприлюднювати таку інформацію щодо пропускної спроможності:

вимоги до безпеки, технічної експлуатації та планування режимів роботи міждержавних перетинів, включаючи алгоритм розрахунку загальної пропускної спроможності та запасу надійності (технічного резерву), відповідно до електричних та фізичних показників мережі;

дані щодо роботоспроможності мережі, доступу до мережі та використання мережі, ураховуючи інформацію про наявність фізичних обмежень пропускної спроможності, методи управління обмеженнями та плани щодо їх усунення у майбутньому;

дані щодо обмежень суб’єктів ринку електричної енергії у доступі до пропускної спроможності;

перспективні плани розвитку інфраструктури системи передачі та прогноз впливу такого розвитку на пропускну спроможність міждержавних перетинів;

прогнози щодо вільної пропускної спроможності на ринку електричної енергії на наступний період (рік, місяць, тиждень, доба);

фактичні дані щодо розподіленої пропускної спроможності, включаючи відповідні умови її використання, а також щодо використаної пропускної спроможності;

узагальнені фізичні та комерційні перетоки електричної енергії для кожного розрахункового періоду на ринку електричної енергії, включаючи опис дій щодо обмеження пропускної спроможності, з метою вирішення проблемних питань під час експлуатації ОЕС України;

кількісні показники надійності доступної пропускної спроможності, інформацію щодо планових та фактичних відключень елементів передавальної мережі та енергоблоків, встановлена потужність яких перевищує 100 МВт;

дані щодо узагальненого прогнозного та фактичного попиту, доступності та фактичного використання генеруючих потужностей та електроустановок споживання, здатних до регулювання, доступності та використання мережі та перетинів, балансуючої електричної енергії та резервів потужності;

процедури балансування, управління обмеженнями та розподілу пропускної спроможності.

7.6. Уся інформація, що оприлюднюється ОСП відповідно до пункту 7.5 цієї глави, має бути у вільному доступі та містити інформацію за останні 2 роки.

VII. Диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України

1. Загальні принципи організації диспетчерського (оперативно-технологічного) управління

1.1. Управління режимами роботи ОЕС України з виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії для забезпечення здатності енергосистеми задовольняти сумарний попит на електричну енергію та потужність у кожний момент часу з дотриманням вимог енергетичної, техногенної та екологічної безпеки здійснюється шляхом диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (далі - диспетчерське управління).

1.2. Функції диспетчерського управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав здійснює ОСП.

1.3. Диспетчерське управління поширюється на суб'єктів господарювання, об'єкти електроенергетики яких підключені до ОЕС України.

1.4. Диспетчерське управління базується на принципах об'єктивності, прозорості та недискримінаційності та має забезпечувати належне функціонування ОЕС України та ринку електричної енергії згідно з вимогами Закону України «Про ринок електричної енергії» та відповідних нормативно-правових актів і нормативно-технічних документів.

1.5. Усі оперативні команди і розпорядження ОСП, які надаються ним при виконанні функцій з диспетчерського управління, підлягають беззаперечному виконанню користувачами системи передачі/розподілу, за винятком випадків, передбачених пунктом 4.11 глави 4 цього розділу.

2. Технологічна схема диспетчерського управління

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

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

Середнім рівнем диспетчерського управління є виробники електричної енергії з встановленою потужністю більше 20 МВт, а також ОСР та постачальники послуг з балансування.

Нижчим рівнем диспетчерського управління є споживачі електричної енергії (крім постачальників послуг балансування) та виробники електричної енергії розподіленої генерації (крім постачальників послуг з балансування).

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

2.4. Оперативне управління на кожному рівні диспетчерського управління здійснюється оперативним та/або оперативно-виробничим персоналом (далі - оперативний персонал) користувача системи передачі/розподілу.

2.5. Обладнання об’єктів електроенергетики кожного рівня диспетчерського управління має бути розділено за категоріями оперативної підпорядкованості: оперативне управління або оперативне відання.

2.6. В оперативному управлінні оперативного персоналу ОСП повинні знаходитися лінії електропередачі, устаткування, пристрої РЗА та ПА, АСДУ, ЗДТУ, операції з якими повинні проводитися ним самостійно або за його керівництвом і потребують координації дій підпорядкованого оперативного персоналу і узгоджених змін на декількох об’єктах.

2.7. В оперативному віданні оперативного персоналу ОСП повинні знаходитися лінії електропередачі, устаткування, пристрої РЗА та ПА, АСДУ, ЗДТУ, стан і режим яких впливають на наявну потужність і резерв електростанцій, режим і надійність роботи мереж ОЕС України в цілому, а також настроювання пристроїв РЗА та ПА, АСДУ, ЗДТУ. Операції із зазначеним устаткуванням і пристроями повинні проводитись з дозволу оперативного персоналу, у віданні якого знаходяться устаткування і пристрої.

3. Функції диспетчерського управління в режимі реального часу, розподіл та порядок управління обладнанням за формами оперативної підпорядкованості

3.1. ОСП здійснює такі функції в режимі реального часу:

підтримання балансу між виробництвом та споживанням електричної енергії в ОЕС України;

моніторинг оперативного стану обладнання, яке перебуває в його оперативному підпорядкуванні;

моніторинг обміну електричною енергією між ОЕС України та енергосистемами суміжних держав та виконання добового графіка перетоків потужності та енергії по міждержавних перетинах;

моніторинг виконання виробниками електричної енергії акцептованого добового графіка електричної енергії;

підтримання рівня напруги в контрольних точках ОЕС України відповідно до графіка напруги;

регулювання перетоків електричної енергії в контрольних перетинах ОЕС України та елементах електричних мереж з метою недопущення їх завантаження понад встановлені максимально допустимі значення;

підтримання необхідних обсягів резервів потужності на електростанціях ОЕС України;

видача оперативних команд та розпоряджень постачальникам послуг з балансування та постачальникам допоміжних послуг стосовно їх надання;

керівництво оперативним персоналом щодо поточного режиму роботи та/або оперативного стану електрообладнання, яке перебуває в його оперативному підпорядкуванні;

запобігання та ліквідація технологічних порушень в ОЕС України.

3.2. ОСП визначає перелік обладнання, що має знаходитись у його оперативному підпорядкуванні. ОСП надає цей перелік суб'єктам енергетики, обладнання яких входить до цього переліку.

3.3. Принципи розподілу обладнання за категоріями оперативної підпорядкованості щодо оперативного управління та відання, вимоги щодо здійснення управління, порядок управління обладнанням, що знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, порядок підпорядкування оперативного персоналу та його взаємодії визначаються положеннями про взаємодію ОСП та користувачів системи передачі/розподілу, які розробляються ОСП і є невід'ємним додатком до цього Кодексу.

{Пункт 3.3 глави 3 розділу VII із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

3.4. Користувачі системи передачі/розподілу повинні мати відповідну структуру диспетчерського управління та переліки обладнання з його розподілом за категоріями оперативної підпорядкованості.

{Пункт 3.4 глави 3 розділу VII із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

3.5. На підставі розроблених та затверджених ОСП положень Користувачі розробляють власні положення та інструкції, що деталізують дії оперативного персоналу щодо обладнання, яке перебуває в їх оперативному підпорядкуванні, а також встановлюють взаємодію з оперативним персоналом суміжних об'єктів, робота яких вимагає відповідної координації дій цього персоналу.

3.6. Суб’єкти середнього рівня диспетчерського управління розробляють та узгоджують положення про взаємодію, яке включає, зокрема, узгодження розподілу обладнання за формами оперативної підпорядкованості щодо оперативного управління та відання.

У разі наявності розбіжностей між суб’єктами диспетчерського управління однакового рівня стосовно визначення ними суб’єкта, який здійснює управління або відання електроустановками, положення про взаємодію направляється на узгодження ОСП, рішення якого із зазначених питань є остаточним.

3.7. Суб’єкти середнього та нижчого рівнів диспетчерського управління взаємодіють між собою з оперативно-технологічних питань на підставі відповідного положення, узгодженого між ними.

3.8. Взаємодія щодо диспетчерського управління міждержавними електричними мережами між суб’єктами, які володіють на праві власності або мають у користуванні об’єкти міждержавних електричних мереж, здійснюється в порядку, встановленому міждержавними угодами, договорами між такими суб’єктами та цим Кодексом.

4. Порядок взаємодії оперативного персоналу суб’єктів ОЕС України

4.1. Взаємодія між оперативним персоналом суб’єктів ОЕС України відповідно до його оперативної підпорядкованості регулюється цим Кодексом, договорами, положеннями, які мають виконуватися відповідно до договорів про надання послуг з диспетчерського управління, укладених ОСП з Користувачами та договорів про участь у балансуючому ринку, які укладаються між ОСП та постачальником послуг з балансування, а також договорів між Користувачами у випадку їх спільного володіння об’єктом диспетчерського управління або наявності суміжних об’єктів, які є технологічно залежними з точки зору диспетчерського управління.

4.2. Диспетчерське управління здійснюється шляхом надання розпоряджень та/або оперативних команд або шляхом застосування засобів дистанційного управління.

4.3. Оперативні команди надаються черговим диспетчером підпорядкованому персоналу щодо виконання конкретних дій з управління технологічними режимами роботи об’єктів ОЕС України та оперативним станом обладнання енергооб’єктів.

Підпорядкований оперативний персонал після виконання оперативних команд повинен підтвердити їх виконання.

4.4. Дії з оперативного управління обладнанням, яке знаходиться в оперативному віданні іншого суб'єкта, мають бути попередньо узгоджені з персоналом цього суб'єкта.

4.5. Розпорядження ОСП та інших керівників відповідних рівнів диспетчерського управління щодо управління технологічними режимами роботи ОЕС України та оперативним станом обладнання енергооб'єктів надаються у письмовому вигляді та виконуються як оперативна команда в час, визначений у такому розпорядженні.

4.6. Оперативні команди віддаються диспетчером оперативному персоналу об'єкта управління безпосередньо за ієрархічною структурою диспетчерського управління.

У разі відсутності зв'язку оперативна команда передається через будь-якого суб'єкта, включеного до системи диспетчерського управління.

4.7. Оперативні переговори та оперативно-диспетчерську документацію необхідно вести із застосуванням єдиної загальновживаної термінології, форм розпоряджень, повідомлень і записів.

Оперативні команди мають бути лаконічними і сформульованими так, щоб унеможливити непорозуміння й помилки під час їх отримання.

4.8. На всіх рівнях диспетчерського управління повинні здійснюватися автоматична фіксація всіх оперативних команд за допомогою аудіорегістраторів та реєстрація їх в оперативному журналі.

Термін зберігання оперативних журналів та аудіозаписів становить 3 роки.

4.9. Якщо з будь-якої причини підпорядкований оперативний персонал не здатний виконати оперативну команду, видану диспетчером вищого рівня, він має негайно повідомити про це диспетчера, який віддав цю команду.

4.10. Якщо оперативна команда, надана диспетчерським персоналом вищого рівня, вважається підпорядкованому оперативному персоналу помилковою, він повинен негайно доповісти про це особі, котра надала цю команду.

У разі підтвердження команди підпорядкований оперативний персонал зобов'язаний її виконати.

4.11. Оперативні команди та розпорядження, виконання яких пов’язане з порушенням правил охорони праці та створює загрозу здоров’ю і життю людей, а також виконання яких може призвести до пошкодження обладнання та/або зниження рівня безпеки ядерної установки АЕС, виконувати забороняється.

Про відмову щодо виконання таких оперативних команд та розпоряджень підпорядкований оперативний персонал зобов’язаний негайно повідомити оперативний персонал, який видав оперативну команду або розпорядження, а також свого безпосереднього керівника та зробити відповідний запис в оперативному журналі.

4.12. Якщо ОСП або інший суб’єкт диспетчерського управління ОЕС України фіксує, що суб’єкт нижчого рівня оперативної підпорядкованості не дотримується оперативної команди, він зобов’язаний вжити всіх необхідних заходів, щоб запобігти або мінімізувати негативні наслідки невиконання оперативних команд.

5. Положення щодо диспетчерського управління та механізмів балансування енергосистеми в реальному часі

5.1. ОСП зобов’язаний постійно підтримувати в ОЕС України баланс між сумарним споживанням електричної енергії і її виробництвом (з урахуванням експорту та імпорту) у кожний момент часу з дотриманням показників якості електричної енергії.

5.2. Основними документами, на підставі яких здійснюється оперативне планування та балансування роботи ОЕС України, є добові графіки потужності виробництва та/або імпорту і споживання та/або експорту електричної енергії з погодинним розподілом.

5.3. Учасники ринку електричної енергії згідно з процедурою, визначеною Правилами ринку, повинні подавати свої погодинні добові графіки виробництва та/або споживання, або експорту, або імпорту електричної енергії ОСП.

5.4. Учасники ринку, які є постачальниками послуг з балансування, крім погодинних добових графіків відпуску та/або споживання електричної енергії, мають надавати ОСП графік виробництва, який містить інформацію про планове навантаження кожної одиниці генерації або споживання.

5.5. Учасники ринку зобов’язані строго дотримуватись заявленого добового графіка потужності виробництва і споживання електричної енергії, застосовуючи всі необхідні заходи щодо його безумовного виконання.

5.6. У разі неможливості дотримання заявленого добового графіка потужності, учасник ринку має повідомити ОСП або інший оперативний персонал, в оперативному підпорядкуванні якого знаходиться це електрообладнання, про причини, величину та прогнозовану тривалість такого відхилення потужності.

5.7. У разі відхилення від добового диспетчерського графіка потужності виробництва та/або імпорту, споживання та/або експорту електричної енергії або у разі отримання повідомлення від учасника ринку про неможливість виконання ним заявленого добового графіка потужності ОСП враховує такі відхилення у процесі балансування енергосистеми.

5.8. Показником дотримання балансу електричної енергії в ОЕС України є:

для режиму паралельної роботи з енергосистемами суміжних держав - відповідність поточного значення перетоку активної потужності через визначений міждержавний перетин плановій величині, визначеній добовим графіком (у тому числі при нульовому значенні) у межах допустимого відхилення, що встановлюється відповідно до умов Операційної угоди синхронного енергооб’єднання;

для режиму роздільної (ізольованої) роботи з енергосистемами суміжних держав - відповідність поточного значення частоти її нормованому значенню.

5.9. В ОЕС України допустимий діапазон відхилення потужності сальдо міждержавних перетоків встановлюється операційними угодами синхронної області. Якщо відхилення сальдо перетоків потужності перевищує договірні величини, ОСП повинен вжити необхідних заходів через механізми балансування, щоб відновити обсяг передачі електричної енергії та потужності до рівнів, зазначених у погодженому добовому графіку.

5.10. Балансування енергосистеми України забезпечується через використання вторинного (автоматичного та неавтоматичного) та третинного регулювання відповідно до глави 8 розділу V цього Кодексу.

Балансування ОЕС України може забезпечуватися шляхом використання потужностей, що розташовані поза межами ОЕС України.

5.11. Після вичерпання наявних резервів та недосягнення мети балансування ОЕС України ОСП має право оцінити поточний режим роботи енергосистеми як передаварійний режим згідно з пунктом 2.2 глави 2 розділу V цього Кодексу.

5.12. Критерії настання аварійних режимів у системі передачі, порядок їх оголошення та заходи, які застосовуються для захисту енергосистеми в аварійних режимах, визначаються у розділах V та VIII цього Кодексу.

6. Диспетчеризація генеруючих потужностей та використання міждержавних перетинів ОСП

6.1. При диспетчеризації генеруючих потужностей ОСП виконує:

удосконалення системи прогнозування обсягів виробництва та споживання електричної енергії на різні часові відрізки (доба у погодинному розрізі, тиждень, місяць, сезон, рік);

забезпечення оптимальних параметрів режиму роботи ОЕС України (частота електричного струму, рівень напруги в контрольних точках електричної мережі, перетоки потужності в контрольованих перетинах, струмове навантаження елементів мережі);

забезпечення достатніх резервів первинного, вторинного і третинного регулювання частоти та активної потужності в енергосистемі;

забезпечення достатніх обсягів оперативних режимних та технічних засобів регулювання напруги та реактивної потужності;

розвиток і забезпечення функціонування систем автоматичного регулювання частоти та потужності, системної та протиаварійної автоматики;

забезпечення ефективного функціонування технологічної інфраструктури сегментів ринку електричної енергії, у тому числі ринку допоміжних послуг;

застосування недискримінаційних, конкурентних та прозорих ринкових механізмів при плануванні та реалізації графіків навантаження генеруючих потужностей.

6.2. При диспетчеризації об’єктів електроенергетики, що використовують відновлювані джерела енергії, надаються такі пріоритети:

включення до диспетчерського графіка навантаження на наступну добу всіх заявлених генеруючих потужностей;

першочергове навантаження генеруючих потужностей при реалізації диспетчерського графіка навантаження;

відтермінування, за умов забезпечення операційної безпеки мережі, розвантаження або відключення генеруючих потужностей.

6.3. Пріоритети не надаються об’єктам електроенергетики, що використовують відновлювані джерела енергії у випадках:

порушень операційної безпеки мережі, настання аварійних або надзвичайних ситуацій, якщо заходи, необхідні для нормалізації режиму роботи ОЕС України, передбачають неповне навантаження, розвантаження або відключення цих електроустановок;

порушення суб’єктами електроенергетики, які експлуатують відповідні електроустановки, умов підпункту 3 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу.

У разі застосування заходів з неповного навантаження, розвантаження або відключення електроустановок об’єктів електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії, вони мають проводитись на недискримінаційній пропорційній основі, якщо інше не обумовлюється конкретними режимними обставинами.

6.4. У випадку обмежень виробництва електричної енергії об’єктами електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії, з метою забезпечення операційної безпеки мережі та безпеки електропостачання ОСП має надавати Регулятору інформацію щодо таких обмежень із зазначенням причин обмежень та заходів, які він планує здійснити для запобігання таких обмежень.

6.5. При використанні міждержавних перетинів ОСП виконує:

підтримання існуючих та розвиток додаткових потужностей міждержавних перетинів для забезпечення довгострокової спроможності системи передачі задовольнити обґрунтований попит на передачу електричної енергії у відповідному напрямку та у відповідний період часу;

мінімізацію ризику виникнення перевантажень у системі передачі та мережевих обмежень міждержавних перетинів;

обмеження пропускної спроможності міждержавних перетинів з метою врегулювання обмежень всередині ОЕС України можливе лише для

запобігання чи усунення порушення операційної безпеки функціонування системи передачі;

здійснення диспетчеризації та використання міждержавних перетинів виключно на основі економічних критеріїв та з урахуванням технічних обмежень енергосистеми;

застосування недискримінаційних, конкурентних та прозорих ринкових механізмів при використанні пропускної спроможності міждержавних перетинів.

6.6. Спільні принципи діяльності ОСП та інших учасників ринку електричної енергії такі:

дотримання правил та критеріїв безпеки постачання електричної енергії та стандартів операційної безпеки функціонування ОЕС України;

урахування існуючих та прогнозних показників попиту та пропозиції електричної енергії та обґрунтованих припущень щодо розвитку генерації, споживання електричної енергії (у тому числі обсягів міждержавних комерційних обмінів електричною енергією) та планів розвитку суміжних енергосистем при плануванні розвитку системи передачі ОЕС України.

VIII. Робота системи передачі в аварійних режимах та у режимі відновлення

1. Аварійні режими роботи системи передачі та порядок їх оголошення

1.1. Система передачі знаходиться в аварійному режимі при порушенні меж операційної безпеки, викладених у пункті 2.3 глави 2 розділу V цього Кодексу.

1.2. Рішення про класифікацію режиму як аварійного або режиму системної аварії та запровадження протиаварійних заходів із Плану захисту енергосистеми в ОЕС України в цілому або в окремих її частинах приймає черговий диспетчер ОСП на підставі критеріїв, зазначених у пунктах 2.3 та 2.4 глави 2 розділу V цього Кодексу.

1.3. При виникненні аварійного режиму роботи системи передачі режиму системної аварії диспетчерський персонал ОСП повинен негайно:

оцінити масштаби аварійної ситуації та ризики розвитку аварійної ситуації для безпечної роботи енергосистеми;

визначити та застосувати відповідні протиаварійні заходи із Плану захисту енергосистеми;

доповісти про ситуацію своєму адміністративному керівництву та всіма доступними каналами зв'язку повідомити Користувачів, яких стосується або може стосуватися аварійний режим, про його настання та заходи, які вживаються і яких необхідно вживати до моменту повернення системи передачі у нормальний режим роботи;

зробити відповідний запис в оперативному журналі.

1.4. При виникненні режиму системної аварії ОСП має якнайшвидше повідомити центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, Регулятора та місцеві органи виконавчої влади про виникнення надзвичайної ситуації, а також опублікувати відповідне оголошення на власному веб-сайті в мережі Інтернет та, при необхідності, в інших засобах масової інформації, до якого додається така інформація:

критерій (критерії), за яким режим був класифікований як режим системної аварії;

час та місце виникнення аварійного режиму;

частина ОЕС України, на яку поширюється дія режиму системної аварії;

протиаварійні заходи, які застосовуються на період дії режиму системної аварії та режиму відновлення;

заходи, які необхідно вживати користувачам системи передачі/розподілу для мінімізації наслідків режиму системної аварії;

заходи безпеки для обслуговуючого персоналу об'єктів енергетики та населення.

1.5. Усі заходи, які вживаються для запобігання погіршанню аварійного режиму та відновлення нормального режиму роботи системи передачі здійснюється відповідно до Плану захисту енергосистеми.

1.6. Інформація щодо виникнення, розвитку та ліквідації аварійного режиму в системі передачі (фіксація, класифікація, повідомлення, оголошення, надзвичайні заходи, акт розслідування тощо) має бути належним чином задокументована ОСП для відображення у відповідній базі даних.

2. План захисту енергосистеми

2.1. Для запобігання виникненню аварійних режимів роботи системи передачі, протидії їх негативним наслідкам для ОЕС України і суміжних енергосистем, які працюють паралельно з енергосистемою України, у разі виникнення таких режимів ОСП зобов'язаний розробляти План захисту енергосистеми, який має передбачати всі необхідні протиаварійні заходи для найбільш ймовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації аварійних ситуацій.

2.2. План захисту енергосистеми має визначати, зокрема:

загальний порядок дій та взаємодії диспетчерського та оперативно-виробничого персоналу ОСП та об'єктів електроенергетики, приєднаних до електричних мереж ОЕС України, під час ліквідації аварійних режимів;

розподіл обов'язків і відповідальності між ОСП та кожною стороною, яка задіяна у Плані захисту енергосистеми;

порядок видачі системних попереджень та дій суб'єктів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України у разі отримання системного попередження;

заходи щодо захисту енергосистеми шляхом впливу на обладнання електричних мереж, включаючи зміни схем електричних з'єднань, режимів роботи обладнання, що регулюється, та застосування аварійного розвантаження;

заходи захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту;

конкретні протиаварійні заходи, які ОСП застосовує на період дії режиму кожного аварійного режиму в ОЕС України, для найбільш ймовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації аварійних ситуацій;

порядок відновлення режимів роботи енергосистеми у процесі ліквідації аварійного режиму роботи системи передачі;

порядок фіксації суб'єктами, які задіяні у Плані захисту енергосистеми, часу та обсягів виконання відповідних заходів у їх оперативних документах та передачі інформації про виконані заходи між рівнями оперативної підпорядкованості органів диспетчерського управління ОЕС України.

ОСП може розширювати перелік положень та заходів Плану захисту енергосистеми за результатами моделювання роботи енергосистеми в умовах аварійних режимів, проведення випробувань та тестувань щодо дій в умовах аварійних режимів, а також практики застосування Плану в різних ситуаціях та відповідного досвіду операторів енергосистем, з якими ОЕС України працює паралельно.

2.3. ОСП та суб'єкти електроенергетики, задіяні у Плані захисту енергосистеми, розробляють виробничі (щодо захисту об'єктів, які перебувають у їхньому оперативному управлінні та оперативному віданні) інструкції персоналу, в яких деталізуються і конкретизуються положення і заходи Плану захисту енергосистеми.

Виробничі інструкції зазначених суб'єктів електроенергетики мають бути узгоджені з ОСП.

2.4. Інструкції із захисту окремих об'єктів електроенергетики та ОЕС України в цілому мають визначати ознаки та величини, що характеризують аварійні режими, та відповідні оперативні та автоматичні дії і заходи у разі:

втрати стійкості енергосистеми або її частини;

підвищення або зниження частоти;

підвищення або зниження напруги;

порушення режиму допустимих перетоків у контрольних перетинах енергосистеми;

перевантаження (перевищення допустимих струмових навантажень) елементів електричної мережі;

асинхронних режимів.

2.5. Ручні протиаварійні заходи із захисту енергосистеми застосовуються:

для запобігання поширенню аварійного режиму;

після спрацювання автоматичних пристроїв системної автоматики, якщо їхня дія виявилась неефективною і нормальний режим роботи енергосистеми не був відновлений.

2.6. Автоматичні протиаварійні заходи із захисту енергосистеми здійснюються пристроями релейного захисту та автоматики обладнання

електричних мереж, а також системами протиаварійної автоматики ОЕС України.

Пристрої РЗА та ПА діють без втручання оперативного персоналу та мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів щодо чутливості, швидкодії, вибірковості та надійності.

2.7. Основним завданням протиаварійної автоматики в енергосистемі України є:

попередження часткового чи повного знеструмлення енергосистеми;

попередження втрати стійкості електростанцій, енергосистеми або її частини;

усунення асинхронних режимів;

обмеження зниження/підвищення частоти;

обмеження зниження/підвищення напруги.

2.8. Автоматичне запобігання та/або ліквідація порушення стійкості ОЕС України забезпечуються такими, але не виключно, видами ПА:

автоматичне запобігання порушенню стійкості (АЗПС);

автоматична ліквідація асинхронних режимів (АЛАР);

автоматичне обмеження зниження/підвищення частоти (АОЗЧ/АОПЧ);

автоматичне обмеження зниження/підвищення напруги (АОЗН/АОПН);

автоматичне обмеження перевантаження обладнання (АОПО);

автоматичне частотне розвантаження (АЧР);

спеціальна автоматика відключення навантаження (САВН);

автоматичне виділення блока електростанції на власні потреби (АВВП);

автоматичне відділення на збалансоване навантаження електростанцій (АВЗН);

автоматика частотна ділильна (АЧД).

2.9. Пристрої ПА, які призначено для автоматичного запобігання порушенню стійкості (АЗПС), виявляють наявність аварійного збурення за фактом фіксації, а саме:

перевищення заданого порога зміни електричних параметрів контрольованої мережі (потужності, струму або кута між векторами фаз напруги);

перевищення заданого значення частоти чи напруги або швидкості їх зміни в точках електричної мережі, що контролюються;

наявність та параметри несиметрії електричної мережі;

спрацювання пристроїв релейного захисту;

вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються протиаварійною автоматикою.

За означеними параметрами та/або подіями або їх сукупністю пристроями АЗПС формуються керуючі дії та передаються на виконавчі пристрої.

Аварійне збурення зазначених параметрів і подій, керуючі дії ПА та реакція на них виконавчих пристроїв мають автоматично фіксуватися в реальному часі спеціальними засобами (регістраторами аварійних подій).

2.10. АОЗЧ або АОПЧ має забезпечувати живучість ОЕС України в разі аварійного виникнення в енергосистемі чи окремих її частинах дефіциту або надлишку активної потужності, внаслідок чого частота відхиляється за межі мінімального або максимального допустимого значення.

АЧР є одним із видів АОЗЧ і спрямоване на ліквідацію дефіциту активної потужності в енергосистемі або її окремій частині за рахунок відключення частини споживачів у заздалегідь визначених обсягах та черговості.

2.11. АОЗН або АОПН має забезпечувати автоматичне регулювання напруги за допомогою використання оперативно керованих енергоблоків, перемикачів відгалужень автотрансформаторів під навантаженням, пристроїв повздовжнього та поперечного регулювання, засобів компенсації реактивної потужності, а також включення/відключення шунтуючих реакторів або ліній електропередачі.

2.12. Пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та/або частин енергосистеми та установлюватися на елементах мережі, що пов’язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим у

точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після ділення, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або ділення енергосистеми на несинхронно працюючі частини із забороною всіх видів автоматичного повторного включення вимкнених повітряних ліній.

2.13. САВН має забезпечувати:

збереження стійкості в контрольованих внутрішніх і міждержавних перетинах під час їхньої роботи з недостатнім (нижче нормативного) запасом стійкості при відключенні найбільш завантажених повітряних ліній (далі - ПЛ) перетину або генерації в дефіцитній частині;

ліквідацію (попередження) технологічних порушень в електроенергетичній системі в разі неприпустимого зниження напруги;

ліквідацію неприпустимого струмового перевантаження обладнання електричних мереж напругою 110 кВ і вище.

2.14. АВВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту блоків інших електростанцій ОЕС України.

2.15. Основні керуючі дії систем ПА, що забезпечують запобігання та/або ліквідацію порушення стійкості ОЕС України, відповідно до призначення системи ПА спрямовуються на:

розвантаження/завантаження за активною та реактивною потужністю генеруючих потужностей;

відключення/включення генераторів;

вимкнення навантаження;

ділення енергосистеми;

виділення енергоблока на власні потреби;

виділення електростанції на збалансоване навантаження.

2.16. Оперативний персонал енергопідприємств та енергооб’єктів не повинен втручатися в роботу пристроїв РЗА та ПА.

Планом захисту енергосистеми має бути визначений порядок дій оперативного персоналу у разі відмови автоматичних пристроїв ПА.

2.17. Суб’єкти ринку електричної енергії зобов’язані надавати право використовувати наявні у них засоби телекомунікації та джерела резервного живлення об’єктів електроенергетики у разі включення таких засобів та обладнання до Плану захисту енергосистеми.

2.18. План захисту енергосистеми або окремі його частини вводиться ОСП у випадках загрози або виникнення в ОЕС України аварійного режиму роботи.

2.19. У разі настання обставин надзвичайної або непереборної сили природного та/або соціального характеру, що за своїм спрямуванням та розвитком можуть спричинити аварійний режим роботи системи передачі, ОСП має вжити заходів щодо запобігання аварійного режиму або мінімізації його наслідків шляхом:

надання відповідного системного попередження суб’єктам диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України за ієрархічною структурою та, у разі потреби, інформування Регулятора, відповідних центральних та місцевих органів виконавчої влади про характер ймовірної загрози, силу її впливу та прогнозовану тривалість;

приведення резервних пунктів управління, каналів зв’язку, джерел резервного живлення у стан підвищеної готовності;

приведення схеми електричної мережі до схеми нормального режиму.

Дії щодо виконання зазначених заходів, які є заходами раннього попередження та реагування, а також порядок взаємодії з центральними органами виконавчої влади, на які покладені функції координації з ліквідації наслідків впливу обставин надзвичайної або непереборної сили, мають бути визначені відповідними інструкціями та положеннями суб’єктів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України.

2.20. ОСП зобов’язаний у разі необхідності, але не менше 1 разу на 3 роки, переглядати та оновлювати План захисту енергосистеми.

Необхідність позачергового внесення змін і доповнень до Плану захисту енергосистеми, постає у разі, якщо при виникненні, розвитку та ліквідації аварійного режиму були зафіксовані обставини, не передбачені Планом захисту енергосистеми, або дії автоматичних пристроїв чи диспетчерського та оперативно-виробничого персоналу будь-якого рівня управління згідно з Планом захисту енергосистеми за результатами розслідування відповідного технологічного порушення виявились недостатньо ефективними.

2.21. Виконання Плану захисту енергосистеми є обов’язковим для всіх суб’єктів електроенергетики, задіяних у ньому, а відмова від участі у Плані захисту енергосистеми або неналежне виконання передбачених у ньому положень і заходів, яке завдало шкоди енергосистемі або іншим Користувачам, є правопорушенням на ринку електричної енергії.

3. Захист енергосистеми в разі відхилення частоти

3.1. Заходи, які застосовуються при зниженні частоти

3.1.1. У разі зниження частоти в ОЕС України нижче 49,8 Гц, незважаючи на вичерпання резерву первинного регулювання та дію автоматичного вторинного регулювання ОСП має невідкладно:

з’ясувати причини зниження частоти та оцінити потреби в регулюванні потужності для її відновлення;

підняти навантаження генераторів, використовуючи обертовий резерв;

задіяти необхідні резерви потужності.

3.1.2. У разі зниження частоти в ОЕС України нижче 49,6 Гц, незважаючи на заходи, вжиті відповідно до підпункту 3.1.1 цього пункту, ОСП має застосувати такі заходи:

запуск резервних гідроагрегатів;

перемикання реверсивних агрегатів ГАЕС із режиму закачування до режиму виробництва;

переведення гідроагрегатів у режим генерації активної потужності, якщо вони працювали в режимі синхронних компенсаторів;

збільшення генерації електричної потужності теплових електростанцій, що працюють у теплофікаційному режимі, за рахунок зменшення теплового навантаження у допустимих межах експлуатації теплових мереж;

завантаження енергоблоків до максимально допустимих меж;

тимчасове перевантаження елементів електричних мереж до максимально допустимих меж;

введення в роботу зупинених генеруючих потужностей, котли та турбіни яких ще перебувають у гарячому стані;

відкладення планового технічного обслуговування генеруючих потужностей;

введення (протягом часу аварійної готовності) в роботу обладнання електричних мереж, що впливає на величину та надійність видачі потужності електростанцій;

підготовку схеми мережі 110/150 кВ для застосування спеціальних графіків аварійного відключення.

3.1.3. Якщо частота в ОЕС України не відновлюється до значення рівного або більшого ніж 49,6 Гц, незважаючи на попередньо вжиті першочергові заходи, ОСП через 15 хвилин (час, необхідний для вживання першочергових заходів і оцінювання ходу ліквідації технологічного порушення) має задіяти заходи щодо примусового зменшення величини споживаної потужності (аварійне розвантаження).

3.1.4. У разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,2 Гц оперативний персонал енергооб'єктів повинен за підтвердженням/командою диспетчера вищого рівня управління приступити до її підвищення шляхом відключення електроустановок споживачів згідно з графіками аварійних відключень споживачів електричної енергії (далі - ГАВ).

3.1.5. У разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,0 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін засобами ПА, що передбачають, але не виключно:

відключення споживачів;

відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації;

ділення ОЕС України на несинхронні зони.

3.1.6. Якщо, незважаючи на всі заходи, вжиті відповідно до підпунктів 3.1.1-3.1.5 цього пункту, частота в ОЕС України або окремих її частинах знижується та залишається на рівні нижчому ніж 49,0 Гц, ОСП має проводити відокремлення від електричних мереж дефіцитних енергорайонів.

3.1.7. Здійснення оперативних та автоматичних заходів, передбачених у цьому пункті, має відбуватися відповідно до Плану захисту енергосистеми, який повинен визначати порядок застосування означених заходів, обсяги та послідовність їх впровадження.

3.2. Заходи, які застосовуються при підвищенні частоти

3.2.1. Якщо частота в ОЕС України підвищується до значення вищого ніж 50,2 Гц, незважаючи на дію автоматичного вторинного регулювання, ОСП має невідкладно:

з’ясувати причини підвищення частоти та оцінити потреби в регулюванні потужності для її відновлення;

знизити навантаження генераторів, використовуючи обертовий резерв;

зупинити гідроагрегати ГАЕС, працюючі в генераторному режимі, та/або запустити їх у режим закачування;

розвантажити енергоустановки відновлюваних джерел електричної енергії;

визначити можливість тимчасового перевантаження елементів електричних мереж до максимально допустимих меж.

3.2.2. Якщо, незважаючи на попередньо вжиті заходи, частота в ОЕС України підвищується вище 50,5 Гц, її відновлення має здійснюватися в найкоротший термін засобами ПА, які, зокрема, передбачають:

відключення працюючих гідроагрегатів;

відключення енергоустановок відновлюваних джерел електричної енергії;

відключення енергоблоків теплових і атомних електростанцій.

3.2.3. Якщо, незважаючи на дію ПА, частота в ОЕС України підвищується вище 50,5 Гц, оперативний персонал відповідного рівня повинен за підтвердженням/командою диспетчера вищого рівня приступити до зниження частоти шляхом відключення генеруючого обладнання.

3.2.4. Здійснення оперативних та автоматичних заходів, передбачених у цьому пункті, має відбуватися відповідно до Плану захисту енергосистеми, який повинен визначати порядок застосування означених заходів, обсяги та послідовність їх впровадження.

4. Захист енергосистеми в разі відхилення напруги

4.1. Якщо напруга в контрольних точках ОЕС України знижується до рівня, який спричиняє аварійний режим роботи енергосистеми, а дії засобів первинного та вторинного регулювання напруги не привели до відновлення

нормального режиму роботи, ОСП має невідкладно з’ясувати причини зниження напруги та обрати один або декілька з таких заходів регулювання:

переведення реверсивних агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим генерації;

відключення частини шунтуючих реакторів;

зміна розподілу активної та реактивної потужності в ОЕС України;

підвищення напруги трансформаторами (автотрансформаторами), обладнаними регуляторами напруги під навантаженням (далі - РПН), або трансформаторами поперечного (повздовжнього) регулювання напруги;

збільшення видачі реактивної потужності генеруючим обладнанням;

запит про підтримку реактивною потужністю із суміжних енергосистем;

переведення гідрогенераторів у режим синхронного компенсатора;

зміна режиму роботи статичними пристроями компенсації реактивної потужності;

аварійне розвантаження величини споживаної потужності.

4.2. Якщо напруга в контрольних точках ОЕС України підвищується до рівня, який спричиняє аварійний режим роботи енергосистеми, а дії засобів первинного та вторинного регулювання напруги не привели до відновлення нормального режиму роботи, ОСП має невідкладно з’ясувати причини підвищення напруги та обрати один або декілька з таких заходів регулювання:

переведення реверсивних агрегатів ГАЕС з режиму генерації в насосний режим;

включення шунтуючих реакторів;

зміна розподілу активної та реактивної потужності в ОЕС України;

зниження напруги трансформаторами (автотрансформаторами), обладнаними РПН, або трансформаторами поперечного (повздовжнього) регулювання напруги;

зменшення видачі реактивної потужності генеруючим обладнанням та/або переведення його в режим споживання реактивної потужності;

відключення гідрогенераторів, працюючих у режимі синхронного компенсатора;

зміна режиму роботи статичними пристроями компенсації реактивної потужності.

4.3. Здійснення оперативних та автоматичних заходів, передбачених у цьому пункті, має відбуватися відповідно до Плану захисту енергосистеми, який повинен визначати порядок застосування означених заходів, обсяги та послідовність їх впровадження, а також перелік контрольних точок, в яких оцінюється рівень та тривалість відхилення напруги.

5. Захист енергосистеми шляхом регулювання споживання електричної енергії

5.1. При розробленні Плану захисту енергосистеми ОСП має розглядати заходи з примусового зменшення величини споживаної потужності для упередження порушення сталої роботи енергосистеми.

5.2. При практичній реалізації Плану захисту енергосистеми шляхом застосування різних, але рівних за кінцевим ефектом заходів, перевага має надаватися заходам, що не передбачають аварійні обмеження споживання електричної енергії.

5.3. Заходи з примусового зменшення величини споживаної потужності для упередження порушення сталої роботи енергосистеми (аварійне розвантаження) застосовуються у разі перевищення допустимих струмових навантажень елементів мережі або порушення режимів граничних перетоків контрольованих перетинів та/або порушення балансу виробництва та споживання потужності в ОЕС України або окремих її частинах, що супроводжується зниженням частоти і напруги, та призводить до аварійного режиму.

5.4. Заходи, визначені у пункті 5.3 цієї глави, можуть реалізовуватись шляхом:

автоматичного відключення навантаження (АЧР, САВН, локальні пристрої ПА);

обмеження (часткового зменшення) величини споживання потужності та електричної енергії споживачем на вимогу ОСП (графіки обмеження споживання електричної енергії, графіки обмеження споживання електричної потужності);

оперативного (ручного) відключення навантаження оперативним персоналом ОСР за командою ОСП (ГАВ, графіки погодинного відключення електричної енергії).

Зазначені у цьому пункті заходи аварійного розвантаження енергосистеми можуть застосовуватися окремо або одночасно в будь-якій комбінації.

5.5. Заходи з примусового обмеження споживання потужності та електричної енергії споживачами мають бути розроблені та застосовуватися згідно з відповідною інструкцією.

Ця інструкція має бути розроблена ОСП та повинна містити, зокрема:

визначення обсягів аварійного обмеження споживачів для подолання аварійних режимів у межах заходів, визначених Планом захисту енергосистеми;

критерії віднесення споживачів до певної групи та категорії надійності електропостачання щодо застосування до них заходів примусового обмеження та обсягів обмеження;

порядок застосування заходів примусового обмеження споживання.

Переліки споживачів та обсяг їх аварійного розвантаження мають бути оформлені відповідно до інструкції та щорічно переглядатися.

Переліки мають складатися ОСР за територіальним принципом з урахуванням меж здійснення ліцензованої діяльності ОСР та надаватися ОСП.

6. Захист енергосистеми у разі порушення синхронного режиму роботи окремих частин ОЕС України та/або електростанцій

6.1. Асинхронний режим роботи в ОЕС України виникає у разі порушення статичної або динамічної стійкості, спричиненого одним або декількома з таких факторів:

перевантаження елементів перетинів основної мережі понад рівень, максимально допустимий за умов стійкості;

аварійне відключення значної (більше 1000 МВт) генеруючої потужності;

коротке замикання в електромережі, не усунене у встановлений термін внаслідок відмови комутаційних апаратів або пристроїв РЗА;

відмова або недостатня ефективність дій ПА;

несинхронне включення ліній електропередачі або генераторів;

робота енергосистеми або її частини з недопустимо низькою напругою на генераторах і в основній її мережі;

відключення одного або кількох завантажених елементів перетинів основної мережі;

робота з недопустимо низькою частотою.

6.2. Характерними ознаками асинхронного режиму є:

глибоке коливання струму, потужності та напруги;

перепад частот в асинхронно працюючих частинах енергосистеми;

практично повна відсутність активної потужності в лініях електропередачі, які поєднують асинхронно працюючі частини енергосистеми;

періодична зміна кута між несинхронною електрорушійною силою генераторів несинхронно працюючих частин енергосистеми від нуля до 360 градусів.

6.3. У разі виникнення в енергосистемі коливань струму, потужності та напруги диспетчер повинен відрізнити синхронні коливання від асинхронного режиму та вжити відповідно до інструкції з захисту енергосистеми, у разі порушення синхронного режиму, заходи для припинення синхронних коливань. У ситуації з виникненням синхронних коливань ділення енергосистеми не здійснюється.

6.4. У разі асинхронного режиму електростанцій, які обладнано автоматикою ліквідації асинхронного режиму (АЛАР), такий режим має ліквідуватися автоматикою через відключення енергоблока, який вийшов із синхронізму.

6.5. У разі порушення стійкості окремих частин енергосистеми асинхронний режим має ліквідуватися АЛАР через відділення цих частин від основної мережі в точках встановлення пристроїв АЛАР.

6.6. У разі відмови або відсутності пристроїв АЛАР черговий персонал електростанцій та підстанцій самостійно (через 1-2 хвилини) виконує розділення енергосистеми відповідно до інструкцій Плану захисту енергосистеми.

6.7. Ділення енергосистеми під час асинхронного режиму здійснюється з урахуванням необхідності збереження після ділення в окремих частинах мінімальних небалансів потужності.

6.8. Ліквідація асинхронного режиму в енергосистемі засобами ПА та порядок дій оперативного персоналу у разі відмови такої автоматики мають бути визначені Планом захисту енергосистеми.

Планом захисту енергосистеми також мають бути визначені дії оперативного персоналу у разі виникнення синхронних коливань в енергосистемі.

7. Відновлення режиму роботи енергосистеми у процесі ліквідації аварійних режимів

7.1. План захисту енергосистеми має містити заходи щодо відновлення режиму роботи енергосистеми після виникнення аварійних режимів, передбачених у главах 3 - 6 цього розділу.

7.2. Відновлення режиму роботи енергосистеми після застосування заходів Плану захисту енергосистеми у випадках, передбачених у главах 3-6 цього розділу, має на меті досягнення такого режиму ОЕС України:

з’єднання частин енергосистеми у разі їх відокремлення АЛАР або в інший спосіб при реалізації заходів з відновлення нормального режиму роботи енергосистеми;

включення всіх відключених споживачів або зняття обмеження щодо споживання ними електричної енергії та потужності;

досягнення необхідного рівня запасу стійкості енергосистеми;

відновлення унормованих обсягів резервів підтримання частоти і відновлення частоти, а також інших видів резервів.

8. Відновлення режиму роботи енергосистеми після режиму системної аварії

8.1. Якщо реалізація заходів Плану захисту енергосистеми виявилася неефективною, розвиток аварійної ситуації може призвести до системної аварії.

8.2. Залежно від масштабів аварії може мати місце часткове (місцеве) знеструмлення, коли припинено роботу лише частини енергосистеми, або повне знеструмлення, коли знеструмлено всю енергосистему. В обох

випадках пріоритетними є дії з якнайшвидшого повного відновлення нормального режиму роботи енергосистеми.

8.3. ОСП має забезпечувати вжиття всіх необхідних заходів, які дозволять швидко та ефективно відновити роботу енергосистеми в разі часткового чи повного знеструмлення.

8.4. Відновлення роботи енергосистеми може бути здійснено за рахунок:

усіх наявних електростанцій, здатних до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання для подачі живлення в частину енергосистеми України (електростанції пуску після системної аварії);

усіх наявних електростанцій (енергоблоків), здатних до продовження живлення своїх власних потреб після відключення від електричної мережі;

усіх наявних електростанцій, здатних до продовження живлення виділеного вузла навантаження;

елементів системи передачі та систем розподілу, які мають забезпечити синхронізацію окремих частин ОЕС України, та підключення до них вузлів навантаження;

технічних можливостей суміжних енергосистем;

наявних засобів телекомунікації та джерел резервного живлення користувачів системи передачі/розподілу за визначеним ОСП переліком.

8.5. Відновлення роботи енергосистеми шляхом використання електропостачання із зовнішнього джерела можна здійснювати лише за наявності розгалужених електричних зв’язків з суміжними енергосистемами та укладених з операторами цих енергосистем гарантованих угод щодо забезпечення електропостачання в разі знеструмлення.

8.6. Рішення щодо відновлення енергосистеми шляхом пусків після системної аварії приймається оперативним персоналом ОСП, ОСР та електростанцій самостійно та негайно без будь-яких попередніх умов. Тому цей процес вимагає детального планування заходів відновлення роботи енергосистеми та послідовностей дій, а також існування енергоблоків, здатних до роботи на власне навантаження і до пуску після системної аварії.

8.7. Відновлення режиму роботи енергосистеми України після системної аварії має здійснюватися відповідно до Плану відновлення роботи ОЕС України після системної аварії/Плану відновлення роботи «острова

Бурштинської ТЕС» після системної аварії (далі - План відновлення), який є складовою частиною Плану захисту енергосистеми.

{Пункт 8.7 глави 8 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

8.8. План відновлення розробляється ОСП, доводиться до відома всіх визначених ним учасників та підлягає регулярному перегляду та оновленню не менше 1 разу на 3 роки, а також під час:

введення в експлуатацію нових генеруючих потужностей;

виведення з експлуатації генеруючих потужностей;

приєднання нових споживачів до магістральних мереж;

зміни конфігурації магістральних мереж, що впливає на план відновлення роботи енергосистеми.

8.9. План відновлення має передбачати найбільш імовірні прогнозні варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС», у тому числі на тлі негативного впливу явищ природного та техногенного характеру.

{Пункт 8.9 глави 8 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

8.10. Відновлення роботи ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» має бути гнучким і передбачати альтернативні шляхи ліквідації системної аварії, а також обов’язкове резервування (дублювання) обладнання, що задіяне в ліквідації системної аварії.

{Пункт 8.10 глави 8 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

8.11. Шляхи відновлення після аварії визначаються відповідно до таких критеріїв:

мають існувати не менше ніж два шляхи відновлення з двох незалежних джерел для кожного об’єкта;

пропускна спроможність шляху відновлення має забезпечувати мінімальну потужність, необхідну для відновлення роботи об’єкта;

не має виникати жодного самозбудження синхронних енергоблоків у разі включення розвантаженої магістральної лінії;

не має виникати жодних небезпечних збільшень рівнів напруги у вузлах під час визначення шляхів відновлення;

релейні захисти повинні мати необхідну чутливість;

має бути забезпечений належний резерв енергетичної потужності для підтримування частоти в енергосистемі у припустимих межах;

має забезпечуватися необхідне балансування навантаження.

8.12. ОСП має встановити порядок отримання інформації від суб’єктів електроенергетики, включених до Плану відновлення, щодо оперативного та технічного стану генеруючих потужностей, елементів електричних мереж та засобів телекомунікації, які беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми.

8.13. План відновлення роботи енергосистеми має містити:

можливі варіанти відновлення за допомогою: електростанцій, здатних до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання для подачі живлення в енергосистему (електростанції пуску після системної аварії); електростанцій (енергоблоків), здатних до продовження живлення своїх власних потреб після відключення від електричної мережі; електростанцій, здатних до продовження живлення виділеного вузла навантаження; суміжних енергосистем;

вимоги щодо балансування навантаження з метою підтримання відповідних рівнів напруги та частоти в кожному окремому вузлі енергосистеми;

вимоги щодо забезпечення необхідної чутливості релейного захисту елементів мережі, які беруть участь у відновленні;

вимоги до засобів телекомунікації;

вимоги до диспетчерських центрів та підстанцій щодо їх забезпечення автономними резервними джерелами електропостачання з визначенням мінімального часу забезпечення безперервної роботи цих об’єктів від автономних джерел;

вказівки щодо дій персоналу у разі часткової або повної втрати зв’язку.

8.14. Усі варіанти відновлення режиму роботи енергосистеми, що складають План відновлення, з основними параметрами роботи за цими варіантами попередньо опрацьовуються в деталях між ОСП і відповідними сторонами, які беруть участь у його здійсненні.

8.15. ОСП та кожен із суб’єктів, які беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми, мають складати відповідні місцеві плани дій та/або об’єктові інструкції, які визначають координацію дій власного оперативного персоналу з оперативним персоналом інших суб’єктів, які беруть участь у цьому процесі, та послідовність дій з відновлення на підпорядкованих об’єктах.

8.16. Місцевий план дій має містити окремі вказівки щодо відновлення режиму роботи енергосистеми в умовах відсутності зв’язку з ОСП.

8.17. У разі внесення ОСП змін до Плану відновлення кожен із суб’єктів, які беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми, має привести у відповідність до цих змін місцеві плани та/або об’єктові інструкції у термін, встановлений ОСП.

8.18. План відновлення роботи енергосистеми є конфіденційним документом, тому ОСП визначає режим доступу до Плану відновлення або його частин користувачів системи передачі/розподілу з урахуванням їх участі у відновленні режиму роботи енергосистеми.

Користувачі системи передачі/розподілу не можуть відмовити ОСП в наданні інформації, необхідної для розробки Плану відновлення, з міркувань конфіденційності інформації.

8.19. ОСП на підставі проектних рішень складає перелік наявних електростанцій, здатних до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання.

Ці станції мають підтримувати здатність до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання, а в разі включення таких станцій до Плану відновлення мають надавати допоміжну послугу із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій відповідно до цього Кодексу.

8.20. Користувачі системи передачі/розподілу мають у найкоротший термін повідомляти ОСП про аварійні режими роботи їх електроустановок,

настання явищ незворотної та непереборної сили, які можуть призвести до надзвичайної ситуації, наслідком якої може бути системна аварія.

У разі визначення ОСП факту настання системної аварії він має задіяти План відновлення та оформити настання аварії відповідним чином з фіксацією в оперативних документах із зазначенням основних причин, часу настання та орієнтовного терміну дії системної аварії та передати інформацію для відповідного реагування суб'єктам диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України.

8.21. Упровадження Плану відновлення здійснюється за розпорядженням ОСП.

8.22. Користувачі системи передачі/розподілу, які отримали таке розпорядження, мають діяти відповідно до місцевого плану та/або об'єктової інструкції.

У разі повного знеструмлення обладнання та за відсутності зв'язку ОСП та користувачі системи передачі/розподілу, які задіяні у відновленні режиму роботи енергосистеми, мають діяти відповідно до місцевого плану та/або об'єктової інструкції.

8.23. Якщо за оцінкою ОСП ситуація потребує дій, що не передбачені Планом відновлення, ОСП має право вносити зміни до порядку та послідовності дій при відновленні режиму роботи енергосистеми та надати відповідні розпорядження користувачам системи передачі/розподілу, які задіяні у цьому процесі.

8.24. ОСП завершує роботу за Планом відновлення після заживлення власних потреб всіх електростанцій та включення генераторів більшості електростанцій на синхронну роботу в ОЕС України та оформлює таке завершення відповідним записом в оперативній документації.

8.25. Подальша робота з ліквідації наслідків технологічного порушення, що призвело до системної аварії, здійснюється згідно з Планом захисту енергосистеми та до досягнення умов, визначених у пункті 7.2 цієї глави.

8.26. Участь користувачів системи передачі/розподілу у відновленні режиму роботи енергосистеми після системної аварії здійснюється на засадах надання допоміжних послуг відповідно до вимог цього Кодексу та Правил ринку допоміжних послуг.

IX. Надання/використання допоміжних послуг оператору/оператором системи передачі

1. Загальні положення

1.1. Основним завданням ОСП є управління режимом роботи ОЕС України для забезпечення її надійної і стійкої роботи в усіх режимах. Одним із критеріїв режиму роботи енергосистеми є частота електричного струму і напруга, які залежать від балансів активної і, відповідно, реактивної потужностей в енергосистемі. Для забезпечення сталої і надійної роботи ОЕС України та якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів ОСП придбаває/використовує відповідні допоміжні послуги. ДП з регулювання частоти та потужності, а також напруги та реактивної потужності призначені для упередження виникнення аварійних режимів і, відповідно, упередження спрацювання протиаварійної автоматики і являють собою відповідний процес.

1.2. Користувачі системи передачі/розподілу можуть надавати ОСП допоміжні послуги, перелік яких визначений у Правилах ринку.

1.3. Вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідного для забезпечення належного надання:

допоміжних послуг з надання резервів підтримання частоти (первинне регулювання), автоматичного і ручного відновлення частоти (вторинне регулювання) та резервів заміщення (третинне регулювання) - визначені у главі 8 розділу V цього Кодексу;

допоміжної послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономний пуск) - визначені у підпункті 2 пункту 2.7 глави 2 розділу III цього Кодексу;

допоміжної послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, яка передбачає компенсацію реактивної потужності синхронним генератором з метою підтримання заданих ОСП рівнів напруги в контрольованих вузлах ОЕС України в режимі, коли виробництво активної потужності не здійснюється. Діапазони максимальної реактивної потужності, яка може бути використана для регулювання напруги, визначаються за результатами випробувань у процесі перевірки ПДП.

1.4. Новозбудовані генеруючі одиниці типу C та D, а також генеруючі одиниці, що пройшли реконструкцію або технічне переоснащення, мають бути технічно спроможними забезпечувати розміщення РПЧ, автоматичних

і ручних РВЧ та РЗ, а також здійснювати регулювання напруги та реактивної потужності (крім регулювання напруги в режимі СК).

1.5. ГЕС та ГАЕС, приєднана потужність яких більша 200 МВт, що мають технічну спроможність регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК для області регулювання ОЕС України, повинні забезпечувати розміщення на своїх генеруючих одиницях резервів для надання ДП із забезпечення регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК.

1.6. Технічна спроможність надання ДП з відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономного пуску) є обов'язковою для всіх ГЕС, участь яких передбачена у Плані відновлення області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» після особливої системної аварії, затвердженому ОСП.

1.7. Правилами ринку визначаються умови оплати ДП, відбору постачальників ДП, умови моніторингу надання ДП та санкції за ненадання або неякісне надання ДП.

1.8. Потенційні ПДП повинні пройти перевірку та продемонструвати ОСП, що електроустановки їх об’єктів, за допомогою яких надаються ДП, відповідають технічним вимогам до ДП, що встановлені цим Кодексом, шляхом успішного проходження випробувань одиниць/груп надання ДП з отриманням відповідного свідоцтва про відповідність вимогам до ДП.

1.9. Випробування повинні проходити всі електроустановки ПДП, за допомогою яких надаються або планується надання ДП.

1.10. Випробування проводяться відповідно до Порядку перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг, що є додатком 7 до цього Кодексу та який містить, зокрема:

порядок перевірки ПДП (потенційного ПДП);

порядок проведення випробувань одиниць/груп надання ДП;

взаємовідносини, права та обов’язки учасників процесу перевірки та випробувань;

вимоги щодо періодичності підтвердження відповідності вимогам цього Кодексу щодо надання ДП;

процедуру оскарження результатів перевірки та випробувань електроустановок ПДП.

1.11. Для електроустановок, що проходять випробування, необхідні для приєднання до мереж системи передачі/розподілу, дозволяється одночасне проведення випробувань електроустановок, що належать ПДП (потенційному ПДП), щодо надання ДП за умови дотримання вимог цього розділу та Порядку перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг.

1.12. Реєстрація ОСП ПДП після успішного проходження процесу перевірки та укладення договорів про ДП між ОСП та ПДП здійснюється відповідно до Правил ринку.

{Глава 1 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

{Главу 2 розділу IX виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

{Главу 3 розділу IX виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

{Главу 4 розділу IX виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2. Вимоги до моніторингу надання ДП

2.1. Кожен постачальник РПЧ повинен забезпечити надання ОСП (у тому числі за вимогою ОСП у режимі реального часу з циклічністю не більше 1 секунди) значення активної потужності з мітками часу та значення статизму регулятора.

2.2. Одиниця постачання РВЧ повинна гарантувати, що активація РВЧ одиницею постачання РВЧ у групі постачання може бути перевірена/контрольована. Для цієї мети постачальник РВЧ повинен бути здатний надавати ОСП дані вимірювань у режимі реального часу у точці підключення або точці, що погоджена з ОСП, стосовно планової видачі активної потужності з міткою часу, миттєвої видачі активної потужності з міткою часу для кожної одиниці постачання РВЧ, для кожної групи постачання РВЧ, для кожного генеруючого об’єкта чи об’єкта споживання

групи надання РВЧ з вихідною максимальною активною потужністю не меншою ніж 1,5 МВт.

2.3. ОСП повинен здійснювати моніторинг відповідності технічним вимогам РВЧ, вимогам до готовності РВЧ, вимогам до швидкості зміни навантаження і вимогам до приєднання щодо його одиниць (груп) постачання РВЧ.

2.4. З цією метою постачальник РЗ повинен бути здатний надавати ОСП вимірювання в режимі реального часу з міткою часу в точці підключення (або іншій точці взаємодії, що погоджена з ОСП) щодо:

планової видачі активної потужності кожної одиниці/групи постачання резерву заміщення (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше;

миттєвої видачі активної потужності для кожної одиниці (груп) постачання резерву заміщення (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше.

2.5. Постачальник ДП зобов’язаний забезпечити на одиницях/групах надання ДП поточний безперервний моніторинг участі кожної з одиниць/груп надання ДП у наданні ДП в автоматизованому режимі. Моніторинг забезпечується поточною реєстрацією параметрів та характеристик регулювання з циклом не більше 1 секунди. Реєстрація всіх параметрів та характеристик має здійснюватися з міткою часу.

2.6. Для ДП із забезпечення РПЧ підлягають реєстрації з мітками часу такі параметри:

1) якщо постачання ДП здійснюється за допомогою енергогенеруючого обладнання:

частота обертання ротора турбіни;

виміряне значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;

планове значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;

непланове значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;

статус, який вказує стан РПЧ (введено/виведено) з міткою часу;

статизм регулятора;

2) якщо постачання ДП здійснюється за допомогою обладнання споживача:

виміряне значення активної потужності одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;

планове значення активної потужності одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;

непланове значення активної потужності одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;

статус, який вказує стан РПЧ (введено/виведено) з міткою часу.

2.7. Для ДП з РВЧ підлягають реєстрації з мітками часу такі параметри:

1) якщо постачання ДП здійснюється за допомогою енергогенеруючого обладнання:

виміряне значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;

планове значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;

непланове значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;

уставка по активній потужності, отримана від ЦР САПЧП;

2) якщо постачання ДП здійснюється за допомогою обладнання споживача:

виміряне значення активної потужності одиниці (одиниць) обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП з дискретністю 1 секунда протягом кожного періоду закупівлі ДП;

уставка по активній потужності, отримана від ЦР САПЧП.

2.8. Для ДП з РЗ підлягають реєстрації такі параметри генеруючих одиниць/одиниць постачання:

планова потужність;

задана уставка потужності;

швидкість зміни потужності;

час виконання уставки (час виходу на задану потужність і час підтримки заданої потужності).

2.9. Для ДП з регулювання напруги та реактиву в режимі СК підлягають реєстрації такі параметри:

виміряне значення напруги на шинах;

виміряне значення активної потужності гідроагрегата;

планове значення активної потужності гідроагрегата;

виміряне значення реактивної потужності гідроагрегата;

планове значення реактивної потужності гідроагрегата;

режим роботи гідроагрегата.

2.10. Постачальники РПЧ мають право агрегувати відповідні дані згідно з пунктом 5.4 цієї глави для більше ніж однієї одиниці надання РПЧ, якщо максимальна потужність агрегованих одиниць нижче 10 МВт і можливе чітке підтвердження активації РПЧ. На вимогу ОСП щодо перевірки активації РПЧ постачальник РПЧ повинен надати дані, що стосуються технічних пристроїв, які є частиною однієї і тієї ж одиниці постачання РПЧ.

X. Інформаційно-технологічна система управління та обмін інформацією

1. Загальні принципи та вимоги до побудови інформаційно-технологічної системи управління

1.1. Інформаційно-технологічне забезпечення ОСП та інших суб’єктів оперативно-технологічного управління ОЕС України має забезпечити стійку та надійну роботу енергосистеми та ефективне функціонування ринку електричної енергії України.

1.2. Інформаційно-технологічна система управління має відповідати таким основним принципам організації й побудови:

збір нормованих обсягів первинних контрольованих параметрів з багатоцільовим їх використанням;

дублювання збору особливо відповідальних параметрів;

організація пунктів первинного збору, оброблення та зберігання інформації;

взаємодія систем автоматичного регулювання процесів у нормальних і аварійних режимах в енергосистемі з автоматизованим оперативно-технологічним і комерційним управлінням (з урахуванням людського фактору під час керування);

побудова системи оброблення телеметричної інформації (телеінформації) з автоматичним формуванням математичної моделі, адекватної поточному стану електроенергетичної системи;

включення повного набору розрахункових модулів, що забезпечують виконання розрахунків усіх технологічних завдань, у тому числі й оптимізаційного характеру, з різним ступенем деталізації розрахункових схем;

організація роботи енергосистеми з урахуванням системних обмежень та обмежень щодо режиму роботи генеруючого обладнання.

1.3. Інформаційні системи, що функціонують у складі інформаційно-технологічної системи управління ОЕС України, мають різні призначення, структуру, склад апаратного та програмного забезпечення, але всі вони мають реалізовуватися з урахуванням таких загальних вимог:

висока надійність функціонування систем;

масштабованість системи, що дозволяє розвивати її в разі збільшення обсягів оброблюваних даних та/або в разі розширення кола розв’язуваних завдань;

висока швидкодія системи, що забезпечує прийнятний час реакції на фоні оброблення великих обсягів даних;

наявність потужної комунікаційної інфраструктури, що зв’язує суб’єкти ОЕС України;

забезпечення функціонування розподілених та інтегрованих баз даних;

ведення загальних довідників з використанням єдиної системи ідентифікації суб’єктів ОЕС України та об’єктів її технологічної інфраструктури, класифікатора енергетичних підприємств і організацій, загальноукраїнського класифікатора підприємств та організацій тощо;

захист від несанкціонованого доступу і забезпечення інформаційної безпеки передачі та зберігання даних, включаючи повний антивірусний захист.

1.4. До складу інформаційно-технологічної системи управління ОСП входять окремі системи формування, обробки, передачі та відображення даних:

автоматизована система диспетчерського управління (АСДУ);

автоматизована система управління технологічним процесом (далі - АСУ ТП) енергооб’єкта;

система моніторингу та контролю параметрів роботи ОЕС України;

система прогнозування та оперативного планування режиму роботи ОЕС України;

автоматизована інформаційна система щодо складу та стану основного високовольтного обладнання та пристроїв захисту, автоматики, управління, вимірювань та обліку електричної енергії системи передачі;

автоматизована інформаційна система поточних метеорологічних даних та прогнозів.

1.5. Ефективне функціонування ринку електричної енергії України має забезпечуватися відповідно до Правил ринку створенням та розвитком, зокрема, таких систем:

комерційного обліку електричної енергії;

розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж;

планування роботи ОЕС України на добу постачання;

купівлі-продажу допоміжних послуг;

адміністрування та здійснення розрахунків між учасниками ринку.

1.6. Власники складових частин системи формування, обробки, передачі та відображення даних, побудованої за багаторівневим та ієрархічним принципами, повинні забезпечити їх стале функціонування та розвиток.

1.7. Функціонування системи формування, обробки, передачі та відображення даних передбачає регламентований обмін інформацією (обов’язок передавати та право отримувати необхідну інформацію).

1.8. ОСП повинен забезпечити доступ громадськості до інформації шляхом її оприлюднення в обсягах, визначених Законом України «Про ринок електричної енергії», уповноваженими центральними органами виконавчої влади, Регулятором, Правилами ринку та цим Кодексом.

1.9. Інформація, обмін якою здійснюється у процесі функціонування ОЕС України та ринку електричної енергії та яка формує відповідні бази даних, має бути достовірною, повною, актуальною, безперервною, доступною для використання всіма заінтересованими сторонами, а також захищеною від несанкціонованого доступу.

1.10. Достовірність інформації досягається використанням первинних датчиків, що забезпечують нормований клас точності її отримання, та застосуванням методів і технологій обробки та передачі інформації, які забезпечують незмінність даних у процесі їх відображення та зберігання.

1.11. Інформація є повною, якщо вона забезпечує можливість реалізації покладеного на систему технологічного завдання та створює можливості для контролю і відновлення первинних даних у разі їх втрати.

1.12. Актуальність і безперервність інформації забезпечуються належним рівнем відповідності інформації вимогам поточного часу, періодичністю зняття інформації та послідовністю її передачі, а також обробки інформації для виконання кінцевого завдання.

2. Загальні вимоги щодо формування телекомунікаційних мереж технологічного зв’язку

2.1. Засоби телекомунікаційної мережі мають відповідати всім вимогам до засобів технологічного та диспетчерського зв’язку на об’єктах ОЕС України, встановленим відповідними нормативно-технічними документами.

2.2. ОСР та Користувачі, а також користувачі системи розподілу, електроустановки яких знаходяться в оперативному віданні ОСП, повинні забезпечити гарантований якісний диспетчерський зв’язок та передачу технологічних даних.

2.3. Для виключення впливу виробничої діяльності на діяльність по управлінню технологічними процесами електроенергетики у складі телекомунікаційної мережі повинні бути передбачені дві роздільні відповідні складові:

технологічна складова - призначена для забезпечення управління технологічними процесами у виробництві та передачі електричної енергії, оперативно-диспетчерського та оперативно-технологічного управління;

корпоративна складова - призначена для забезпечення виробничої (фінансової, комерційної та адміністративно-господарської) діяльності суб'єктів електроенергетики.

2.4. ОСР та Користувачі, а також користувачі системи розподілу, електроустановки яких знаходяться в оперативному віданні ОСП, повинні забезпечити виконання вимог, які встановлює до телекомунікаційної мережі інформаційно-технологічна система управління ОЕС України, а саме:

забезпечення високої якості, захищеності і надійності телекомунікаційної мережі;

забезпечення необхідної пропускної здатності телекомунікаційної мережі;

забезпечення інтегрованого використання телекомунікаційної мережі для одночасної передачі голосу, телеінформації, даних обліку електричної енергії та комерційної інформації, оперативно-технологічної інформації;

забезпечення коефіцієнта готовності та часу відновлення працездатності мережі згідно з параметрами, встановленими відповідними нормативно-технічними документами;

забезпечення сталої роботи мережі, в разі виникнення пошкоджень, за рахунок резервування телекомунікаційних каналів та кільцевої структури мережі;

підтримання можливості як централізованого, так і локального управління всіма елементами мережі;

забезпечення відкритих і стандартизованих інтерфейсів, що надасть можливість взаємодії обладнання різних виробників;

забезпечення універсальності та модульності (універсальна платформа повинна мати модульну архітектуру, що буде дозволяти масштабувати її за необхідності і забезпечувати гнучкість ємності в рамках мережі);

забезпечення мультипротокольності;

забезпечення відповідності міжнародним стандартам.

2.5. Будівництво, реконструкція і технічне переоснащення телекомунікаційних мереж не мають призводити до зниження надійності та якості зв’язку.

2.6. ОСП та Користувачі, а також користувачі системи розподілу, електроустановки яких знаходяться в оперативному віданні ОСП, зобов’язані створювати на своїх об’єктах системи збору та передачі інформації, що призначені для:

здійснення перспективного та оперативного планування;

виконання розрахунків планових режимів та їх оперативної корекції;

оперативно-диспетчерського контролю та управління режимом роботи енергосистеми, у тому числі автоматизованої системи диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОСП;

системної автоматики та релейного захисту;

складання оперативно-диспетчерської звітності;

виконання завдань організаційно-економічного управління.

2.7. До складу технічних засобів збору та передачі інформації мають, зокрема, входити:

вимірювальні перетворювачі електричних і неелектричних величин;

сигнальні та виконавчі пристрої;

апаратура та пристрої передачі телеінформації, у тому числі телевимірювань, телесигналізації, телеуправління, телерегулювання і протиаварійної автоматики;

сервери, що використовуються для збору, передачі інформації та її зберігання.

2.8. Канали зв’язку, які використовуються в системах збору та передачі інформації на всіх рівнях централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, утворюють відомчу телекомунікаційну мережу центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

2.9. У відомчу телекомунікаційну мережу входять магістральні кабельні та радіорелейні лінії, багатоканальні системи високочастотного зв’язку по фазних проводах і тросах ліній електропередачі, орендовані канали загальнодержавної та відомчих мереж зв’язку, місцеві провідні лінії та засоби радіозв’язку.

2.10. Визначення обсягів інформації, необхідних для управління енергетичними об’єктами і вибір технічних засобів передачі здійснюються ОСП з урахуванням:

значення енергооб’єкта в енергетичній системі;

обсягу автоматизації енергооб’єкта;

структури диспетчерського та виробничо-господарського управління.

2.11. Засоби зв’язку вибираються ОСП з урахуванням вимог від автоматизованих і автоматичних систем управління щодо забезпечення енергетичних об’єктів необхідними каналами телефонного зв’язку для потреб диспетчерського та виробничо-господарського управління, а також каналами телемеханіки, передачі даних, системної автоматики і релейного захисту.

Ці засоби зв’язку мають відповідати мінімальним вимогам до засобів технологічного та диспетчерського зв’язку на об’єктах ОЕС України, встановленим відповідними нормативно-технічними документами.

2.12. Для голосового зв’язку, у частині процесів експлуатації системи та контролю за нею, ОСП передбачається використання таких телекомунікаційних засобів:

звичайний голосовий зв’язок (у нормальних умовах експлуатації енергосистеми) - лінія спеціального призначення, відмінна від тієї, що використовується для обміну даними в реальному часі, та/або орендована телекомунікаційна лінія загального користування, та/або мобільний телефонний зв’язок;

екстрений голосовий зв’язок (експлуатація енергосистеми в аварійних умовах та/або в разі часткового чи повного порушення роботи енергосистеми) - лінія спеціального призначення лише для цих цілей, розташована в диспетчерському пункті та/або центрі аварійного управління, орендована лінія загального користування, спеціально призначена для цих цілей, та мобільний телефон спеціального призначення лише для цих цілей.

3. Вимоги до інтегрованої системи оперативно-диспетчерського управління та систем зв’язку з боку системи управління

3.1. ОСП повинен мати інтегровану автоматизовану систему диспетчерського управління (АСДУ), що забезпечує збір, передачу, обробку і відображення оперативної інформації про стан електричної мережі і поточний режим енергосистеми та її частин, дистанційне управління обладнанням енергооб’єктів, а також оптимізацію режимів та можливість обміну інформацією з іншими інформаційними системами.

3.2. До складу програмно-технічних засобів інтегрованої АСДУ повинні входити такі підсистеми:

комплекс дистанційного управління та збору даних (за міжнародною термінологією - SCADA);

підсистема автоматичного регулювання частоти та потужності;

комплекс контролю та оптимізації електричних режимів;

комплекс диспетчерського тренажеру;

комплекс формування графіків ремонту устаткування та погоджувальних процедур.

3.3. ОСП повинен мати систему високошвидкісних синхронізованих вимірювань, що забезпечує синхронізовані за часом вимірювання параметрів, які характеризують режим роботи енергосистеми в різних її точках з високою дискретністю і дозволяють ОСП:

спостерігати перехідні процеси в енергосистемі;

оцінювати поточні режими роботи всієї енергосистеми;

ефективно аналізувати причини і наслідки технологічних порушень і системних аварій;

перевірити і уточнити динамічну модель енергосистеми;

більш точно налаштувати автоматику захисту.

3.4. ОСП та Користувачі, а також користувачі системи розподілу, електроустановки яких знаходяться в оперативному віданні ОСП, повинні забезпечити виконання вимог, які встановлює до систем зв’язку інтегрована АСДУ, а саме:

забезпечення високої надійності мережі передачі даних;

забезпечення високої пропускної здатності;

організація корпоративної цифрової системи зв’язку;

забезпечення інтегрованого використання високошвидкісних каналів для передачі мови, телеінформації, даних обліку електричної енергії та комерційної інформації, оперативно-технологічної інформації АСДУ ОСП.

3.5. Висока надійність мережі передачі даних системами зв’язку має відповідати таким вимогам:

забезпечення коефіцієнта готовності та часу відновлення роботоздатності мережі згідно з нормами, встановленими відповідними нормативними документами;

забезпечення усталеної роботи мережі в разі виникнення збоїв за рахунок резервування каналів зв’язку;

дублювання основного устаткування тощо.

3.6. Забезпечення високої пропускної здатності систем зв’язку має здійснюватися за рахунок:

використання сучасних комунікаційних технологій;

оренди міжміських цифрових каналів зв’язку;

організації оптоволоконного зв’язку між ОСП та Користувачами з однієї сторони, та міжміськими телефонними станціями - з іншої;

виділених телефонних каналів для передачі даних між енергооб’єктами шляхом модернізації існуючих високочастотних каналів по лініях електропередачі, радіоканалах, транкінговій радіомережі та відомчих оптоволоконних каналах зв’язку тощо.

3.7. ОСП та Користувачі, а також користувачі системи розподілу, електроустановки яких знаходяться в оперативному віданні ОСП, зобов’язані будувати організацію корпоративної цифрової системи зв’язку, яка має забезпечувати:

передачу даних у пакетному режимі;

організацію телефонного та факсимільного зв’язку;

організацію каналів передачі телемеханічної інформації;

одночасну передачу даних і голосу;

вірогідність і цілісність переданої інформації;

можливість транспортування даних з гарантованою якістю передачі;

взаємодію з регіональними мережами суб'єктів ринку електричної енергії;

механізми, які забезпечують пріоритетність трафіку, що гарантує припустимі величини затримки для критичного трафіку;

наявність механізмів мережної безпеки.

4. Відповідальність за функціонування системи інформаційно-технологічного управління

4.1. ОСП та користувачі системи передачі/розподілу, задіяні в диспетчерському (оперативно-технологічному) управлінні ОЕС України в реальному часі, є власниками комунікаційної інфраструктури, що використовується для цих потреб, і несуть відповідальність за експлуатацію, технічне обслуговування та модернізацію її засобів.

У разі технічного обслуговування та/або модернізації цих засобів ступінь їх загального резервування та надійності не повинен зменшуватися.

4.2. Користувачі системи передачі/розподілу, які прийняли на баланс програмно-технічні комплекси та засоби зв'язку і передачі даних, що входять до складу інформаційно-технологічної системи управління ОЕС України, або ті, що забезпечують її функціонування, несуть адміністративну або матеріальну відповідальність згідно із законодавством України та Правилами ринку за збиток, заподіяний іншому учаснику ринку електричної енергії через неправильне функціонування цієї системи, якщо збій у роботі інформаційно-технологічної системи виник з їх вини.

5. Основні вимоги до організації систем збору і передачі інформації для диспетчерських пунктів ОСП

5.1. ОСП і Користувачі, а також користувачі системи розподілу, електроустановки яких знаходяться в оперативному віданні ОСП, зобов'язані створювати на своїх об'єктах системи збору та передачі інформації, що призначені для:

виконання розрахунків планових режимів та їх оперативної корекції;

оперативно-диспетчерського контролю та управління режимом роботи енергосистеми, у тому числі автоматизованої системи диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОСП;

системної автоматики та релейного захисту;

складання оперативно-диспетчерської звітності;

виконання завдань організаційно-економічного управління.

5.2. До складу технічних засобів збору та передачі інформації мають входити, зокрема:

вимірювальні перетворювачі електричних і неелектричних величин;

сигнальні та виконавчі пристрої;

апаратура та пристрої передачі телеінформації, у тому числі телевимірювань, телесигналізації, телеуправління, телерегулювання і протиаварійної автоматики;

сервери, що використовуються для збору, передачі інформації та її зберігання.

5.3. Інформаційний обмін з пунктами управління повинен здійснюватися згідно з вимогами та протоколами відповідних нормативно-технічних документів - стандартів IEC.

5.4. ОСП повинен створювати на своєму центральному диспетчерському пункті та диспетчерських пунктах своїх підрозділів системи збору та передачі інформації на основі вимог, установлених відповідними нормативно-технічними документами, виходячи із прийнятого на даний період складу завдань АСДУ енергосистемою і функцій диспетчерського управління з урахуванням рівня розвитку засобів збору та передачі інформації та комплексів технічних засобів АСДУ.

5.5. Системи збору та передачі телеметричної інформації мають відповідати таким вимогам:

клас точності багатофункціональних перетворювачів, які використовуються у тракті телеметричної інформації, сумарний час на вимірювання та передачу телеметричної інформації з об’єкта на диспетчерський пункт, а також

ймовірність появи похибки телеметричної інформації мають відповідати нормам і вимогам, установленим чинними нормативними документами з питань загальних технічних умов для комплексів та пристроїв телемеханіки;

передавання телеметричної інформації має виконуватись з використанням пакетних протоколів передачі даних;

усі телевимірювання та телесигнали мають передаватися з позначками часу.

5.6. З об’єктів безпосереднього оперативного управління диспетчера ОСП або диспетчерів його регіональних електроенергетичних систем телеметрична інформація може передаватися одночасно у двох напрямках з використанням одного передавального комплекту телемеханіки.

5.7. Для ретрансляції телеметричної інформації з диспетчерського пункту нижчого рівня на диспетчерський пункт вищого рівня, а також у зворотному напрямку та між диспетчерськими пунктами одного рівня, якщо це доцільно з техніко-економічних обґрунтувань, необхідно застосовувати пристрої телемеханіки для кожного рівня.

Число пунктів ретрансляції телеметричної інформації, як правило, має бути не більше одного.

5.8. ОСП та Користувачі, а також користувачі системи розподілу, електроустановки яких знаходяться в оперативному віданні ОСП, повинні передбачати на своїх диспетчерських пунктах управління автоматичне введення в оперативно-інформаційні комплекси телеметричної інформації від пристроїв телемеханіки та виведення інформації з оперативно-інформаційних комплексів на пристрої відображення, а також установлювати систему гарантованого електроживлення пристроїв телемеханіки та зв’язку.

5.9. Передавання великих потоків телеметричної інформації здійснюється двома незалежними каналами зв’язку.

5.10. Телеметрична інформація для АСДУ визначається ОСП в обсязі, необхідному для виконання таких комплексів завдань:

перспективного та оперативного планування режимів роботи енергосистеми;

оперативно-диспетчерського контролю та управління з можливістю оперативної корекції сталого режиму;

автоматичного регулювання частоти, потужності та напруги у вузлах енергосистеми;

обліку електричної енергії та аналізу роботи енергосистеми.

5.11. Визначення обсягів інформації, необхідних для управління енергетичними об’єктами, і вибір технічних засобів передачі здійснюються ОСП з урахуванням:

значення енергооб’єкта в енергетичній системі;

обсягу автоматизації енергооб’єкта;

структури диспетчерського та виробничо-господарського управління;

вимог з боку автоматизованих і автоматичних систем управління.

5.12. Кожен Користувач, а також постачальник послуг з балансування та допоміжних послуг повинен погоджувати з ОСП склад та обсяг телеметричної інформації для АСДУ.

5.13. Передавання телеметричної інформації на диспетчерські пункти ОСП здійснюється за допомогою комплексних пристроїв телемеханіки з можливістю подання інформації як безпосередньо від пристроїв телемеханіки, так і від комплексу технічних засобів АСДУ, що перебувають на диспетчерському пункті.

5.14. Для оперативно-диспетчерського контролю та управління режимом роботи енергосистеми передбачається телесигналізація та телевимірювання, які передаються, як правило, шляхом ретрансляції з диспетчерських пунктів ОСП, а також безпосередньо з об’єктів, що перебувають в оперативному управлінні диспетчера ОСП.

5.15. З енергетичного об’єкта, на якому організовується центр протиаварійного управління, за необхідності передбачається ретрансляція телеінформації на диспетчерський пункт ОСП для оперативно-диспетчерського контролю та управління, а також - створення координуючих систем протиаварійної автоматики.

6. Організація обміну інформацією

6.1. Загальні вимоги до обміну інформацією

6.1.1. ОСП повинен збирати таку інформацію по своїй області спостереження і обмінюватися цими даними з усіма іншими ОСП своєї синхронної області тою мірою, яка необхідна для проведення оперативного аналізу операційної безпеки відповідно до вимог глави 6 розділу VI цього Кодексу, а саме:

генерація;

споживання;

графіки;

балансова позиція;

планові ремонти та топологія підстанцій;

прогнози.

6.1.2. ОСП має представляти інформацію, що визначена в підпункті 6.1.1 цього пункту, у вигляді потужності споживання і генерації в кожному вузлі індивідуальної моделі мережі, яка готується ним відповідно до вимог пунктів 6.2-6.9 глави 6 розділу VI цього Кодексу.

6.1.3. ОСП спільно з ОСР та Користувачами, обладнання яких знаходиться в його оперативному підпорядкуванні, визначає сфери застосування і обсяги обміну даними на основі таких категорій:

структурні дані;

дані складання графіків і прогнози;

дані в реальному масштабі часу;

характеристики та параметри відповідно до підпунктів 6.3.7, 6.4.5-6.4.8 цієї глави.

6.1.4. ОСП забезпечує розроблення інструкцій, згідно з якими визначається формат (макет), обсяг і зміст інформації з урахуванням використання цієї інформації для кожної з операцій, визначених у пункті 5.1 цього розділу.

6.1.5. ОСП організовує міжрівневий обмін інформацією за допомогою систем збору та передачі даних, побудованих на базі відкритих промислових стандартів і протоколів, що забезпечують:

безпосередній обмін даними між програмами або обмін через буферні бази даних, або через електронну пошту;

можливість негайного або відстроченого (до заданого моменту часу або до певної події) контролю прийнятих даних, підготовки та автоматичної передачі діагностичних повідомлень про виявлені помилки на адресу відправника;

перетворення прийнятих даних у формат зберігання (якщо необхідність перетворення формату визначена в описі інформаційного потоку), а також запис у базу даних;

вибірку даних із бази даних, перетворення даних з формату зберігання у формат передачі (якщо необхідність перетворення оголошена в описі потоку) і організація передачі даних у режимі автоматичного розсилання заданому адресатові або на запит з боку одержувача переданих даних.

6.1.6. Обмін даними оперативного контролю в реальному часі здійснюється з високим пріоритетом і повним резервуванням, з використанням резервованих високонадійних ліній спеціального призначення (це може бути лінія, яка належить енергетичній компанії або відомча телекомунікаційна мережа) між усіма точками обміну даними, з пріоритетом використання більш швидкісних ліній.

6.1.7. Обмін даними оперативного планування щодо графіків і прогнозу мережевих обмежень здійснюється з середнім пріоритетом і повним резервуванням, з використанням лінії спеціального призначення з нижчим пріоритетом або як резервні варіанти з використанням електронної пошти та веб-сайту.

6.1.8. Обмін іншими даними оперативного планування здійснюється з середнім пріоритетом і повним резервуванням, з використанням електронної пошти та/або веб-сайту, а також лінії спеціального призначення з нижчим пріоритетом у разі недоступності електронної пошти та за умови, що вимоги до обміну даними, зазначені в пунктах 6.3 та 6.4 цієї глави, дозволятимуть використання лінії спеціального призначення для цих цілей.

6.1.9. Обмін загальними даними здійснюється з низьким пріоритетом і без резервування, з використанням електронної пошти, факсу, звичайної пошти тощо.

6.1.10. ОСП та Користувачі під час передавання та зберігання даних мають дотримуватися вимог інформаційної безпеки, які передбачають:

конфіденційність - інформація захищається від несанкціонованого доступу;

контроль доступу - інформація доступна тільки для того, кому вона призначена;

аутентифікацію - можливість однозначно ідентифікувати автора документа;

цілісність - інформація захищається від несанкціонованої модифікації;

невідречення - відправник (автор) документа не має права відмовлятися від виконаної дії.

6.1.11. Інформаційна безпека передачі та зберігання даних забезпечується підсистемою криптографічного захисту даних шляхом використання електронних цифрових підписів, сертифікатів, паролів доступу, відкритих і закритих ключів доступу тощо.

6.2. Обмін інформацією між ОСП синхронної області

6.2.1. ОСП повинен обмінюватися структурною інформацією стосовно своєї області спостереження, включаючи, зокрема:

регулярну топологію підстанцій та інші відповідні дані за рівнями напруги;

технічні дані по лініях електропередачі;

технічні дані трансформаторів, до яких приєднані ОРС або значні Користувачі, які є генеруючими об’єктами енергоспоживання, а також блочних трансформаторів генераторів значних Користувачів, які є генеруючими об’єктами;

максимальна і мінімальна активна й реактивна потужність значних Користувачів, які є генеруючими одиницями;

технічні дані фазозсувних трансформаторів;

технічні дані систем постійного струму;

технічні дані реакторів, конденсаторів і статичних компенсаторів реактивної потужності;

межі операційної безпеки.

6.2.2. ОСП повинен обмінюватися уставками захисту ліній, включених до Переліків аварійних ситуацій суміжних ОСП, та ліній, включених до його

Переліку аварійних ситуацій, для координації захисту суміжних систем передачі.

6.2.3. Для забезпечення скоординованого аналізу операційної безпеки та створення загальної моделі мережі у своїй області синхронізації ОСП повинен обмінюватися з іншими ОСП своєї синхронної області такими даними:

топологія передавальних мереж 220 кВ і вищої напруги у своїй області регулювання;

модель або еквівалент передавальної мережі з напругою нижче 220 кВ, яка чинить істотний вплив на його власну передавальну мережу;

температурні межі елементів передавальних систем;

прогнозовані вливання і відбори на кожній підстанції передавальних мереж для різних періодів часу.

6.2.4. Для скоординованої оцінки динамічної стійкості ОСП обмінюється з іншими ОСП своєї синхронної області такими даними:

1) стосовно значних Користувачів, які є генеруючими одиницями, зокрема:

електричні параметри генераторів змінного струму, застосовні під час оцінки динамічної стійкості, включаючи повну інерцію;

моделі захисту;

генератори змінного струму та первинні двигуни;

опис підвищувальних трансформаторів;

мінімальна і максимальна реактивна потужність;

напруги і моделі регулятора частоти обертання;

первинні двигуни і моделі системи збудження;

2) щодо типів регулювання і діапазонів регулювання напруги перемикачів відгалужень;

3) щодо систем ПСВН та FACTS пристроїв - динамічні моделі пристрою і пов’язане з ним регулювання.

6.2.5. Для моніторингу та визначення станів системи передачі ОСП повинен організувати з іншими ОСП своєї синхронної області обмін даними щодо режимів роботи їх систем передачі з використанням ІТ-систем для обміну даними в режимі реального часу на загальноєвропейському рівні, як це передбачено для ENTSO-E:

частота;

похибка регулювання для відновлення частоти;

виміряні значення обміну активною потужністю між областями РЧП;

агреговане підживлення генерацією;

режим системи передачі відповідно до вимог глави 2 розділу V цього Кодексу;

уставка регулятора відновлення частоти;

обмін потужністю через віртуальні з'єднувальні лінії.

6.2.6. ОСП повинен обмінюватися з ОСП своєї синхронної області за допомогою SCADA такими даними щодо їх системи передачі в режимі реального часу:

фактична топологія підстанцій;

активна і реактивна потужність через комірку лінії, включаючи передавальні, розподільні і лінії, що приєднують значного Користувача;

активна і реактивна потужність у комірці трансформатора, включаючи передавальні, розподільні трансформатори, а також ті, що приєднують значних Користувачів;

активна і реактивна потужність через комірку генеруючого об'єкта;

регулювальні положення трансформаторів, включаючи фазозсувні трансформатори;

виміряні або оцінені значення напруги на системах шин;

реактивна потужність через комірки реакторів і конденсаторів або від статичних компенсаторів реактивної потужності;

обмеження можливостей з вироблення активної та реактивної потужності для області спостереження.

6.3. Обмін інформацією між ОСП та ОСР

6.3.1. ОСП повинен визначити область спостереження приєднаних до системи передачі систем розподілення з точки зору точності та ефективності визначення режимів системи передачі.

6.3.2. У тих випадках, коли розподільна мережа не має безпосереднього приєднання до передавальної мережі, але її електричний вплив вважається суттєвим з точки зору належного представлення поведінки системи, такі розподільні мережі можуть бути визначені ОСП як частина області спостереження.

6.3.3. Кожний ОСР повинен надавати ОСП структурну інформацію, пов'язану з областю спостереження, зокрема, по:

підстанціях за напругою;

лініях приєднання підстанцій за напругою;

трансформаторах на підстанціях за напругою;

значних Користувачах;

реакторах і конденсаторах, приєднаних до підстанцій, за напругою;

генеруючих одиницях із встановленою потужністю 1 МВт та більше.

{Підпункт 6.3.3 пункту 6.3 глави 6 розділу X доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

Кожен ОСР повинен надавати ОСП інформацію щодо підписання (розірвання) договорів про приєднання генеруючих одиниць типу B, C, D до електричних мереж ОСР не пізніше 5 робочих днів з моменту вчинення їх реєстрації.

{Підпункт 6.3.3 пункту 6.3 глави 6 розділу X доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

6.3.4. Перелік технічних параметрів та характеристик, а також форми надання інформації для ОСР оприлюднюються на власному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет.

6.3.5. Кожний ОСР, що має точку приєднання до передавальної мережі, повинен надавати ОСП оновлену структурну інформацію про елементи області спостереження - періодично, принаймні кожні півроку.

6.3.6. Кожний ОСР повинен щорічно надавати ОСП, з розподілом за джерелами первинної енергії, сумарну генеруючу потужність усіх генеруючих одиниць типу A, які виконують вимоги глави 2 розділу III цього Кодексу, і найкращу оцінку генеруючих одиниць типу A, які не виконують вимоги глави 2 розділу III цього Кодексу, і приєднані до його розподільної мережі разом з відповідною інформацією щодо їхньої частотної характеристики.

{Підпункт 6.3.6 пункту 6.3 глави 6 розділу X в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

6.3.7. Кожний ОСР повинен у реальному масштабі часу надавати ОСП інформацію, пов'язану з областю спостереження, включаючи таке:

фактична топологія підстанції;

активна і реактивна потужність через комірку лінії;

активна і реактивна потужність через комірку трансформатора;

вливання активної і реактивної потужності через комірку генеруючого об'єкта;

положення відгалужень трансформаторів, приєднаних до передавальної мережі;

напруги на системах шин;

реактивна потужність через комірки реакторів і конденсаторів;

сукупне вироблення в області спостереження ОСР з розподілом за джерелами первинної енергії (для генеруючих одиниць типу A та B);

вироблення в області спостереження ОСР з розподілом за джерелами первинної енергії по кожній генеруючій одиниці типу C та D;

сукупне споживання в області спостереження ОСР.

{Підпункт 6.3.7 пункту 6.3 глави 6 розділу X в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

6.4. Обмін інформацією між ОСП, власниками міжсистемних з'єднувальних ліній, систем ПСВН та генеруючих одиниць типу B, C і D

6.4.1. Кожний Користувач, який є власником генеруючого об'єкта, що експлуатує генеруючі одиниці типу D, повинен надавати ОСП, зокрема, такі дані:

загальні дані генеруючої одиниці, включаючи встановлену потужність і джерело первинної енергії;

дані про турбіну і генеруючий об'єкт, включаючи час для пуску з холодного і гарячого станів;

дані для розрахунків струмів короткого замикання;

дані про трансформатори генеруючих об'єктів;

дані про резерви підтримки частоти для генеруючих об'єктів, що пропонують або надають цю послугу;

дані про резерви для відновлення частоти для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;

дані про резерви заміщення для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;

дані, необхідні для відновлення;

дані і моделі, необхідні для виконання динамічного моделювання;

дані про захист;

можливості щодо регулювання напруги та реактивної потужності.

6.4.2. Кожний Користувач, який є власником генеруючого об'єкта, що експлуатує генеруючі одиниці типу B і C, повинен надавати ОСП, зокрема, такі дані:

загальні дані генеруючої одиниці, включаючи встановлену потужність і джерело первинної енергії;

дані для розрахунків струмів короткого замикання;

дані про резерви підтримки частоти для генеруючих об’єктів, що пропонують або надають цю послугу;

дані про резерви для відновлення частоти для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;

дані про резерви заміщення для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;

дані про захист;

можливості щодо регулювання напруги та реактивної потужності;

дані, необхідні для виконання оцінки динамічної стійкості згідно з положеннями пункту 13.2 глави 13 розділу V цього Кодексу.

6.4.3. Кожний власник з’єднувача або системи ПСВН повинен надавати ОСП, зокрема, такі дані:

паспортні дані установки;

дані про трансформатори;

дані про фільтри і блоки фільтрів;

дані про компенсацію реактивної енергії;

можливості щодо регулювання активної потужності;

можливості щодо регулювання напруги та реактивної потужності;

встановлення пріоритетів робочого режиму - активного чи реактивного, якщо воно передбачене;

можливості з підтримання частотної характеристики;

динамічні моделі для динамічного моделювання;

дані про захист;

можливості з проходження КЗ без від’єднання від мережі.

6.4.4. Перелік технічних параметрів та характеристик та форми надання інформації для власників міжсистемних з'єднувальних ліній, систем ПСВН та генеруючих одиниць, безпосередньо приєднаних до системи передачі, публікуються на власному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет.

6.4.5. Кожний Користувач, який є власником генеруючого об'єкта, що експлуатує генеруючі одиниці типу B, C і D, повідомляє ОСП такі дані:

фактичні дані за попередню добу щодо наявної енергогенеруючої потужності, обсягів виробництва електричної енергії та потужності і надання допоміжних послуг;

вироблення активної потужності та обсяги резервів активної потужності, а також готовність на добу наперед та у поточній добі;

про свої планові відключення або обмеження вироблення активної потужності;

прогнозовані обмеження можливостей з регулювання реактивної потужності.

6.4.6. Кожний оператор систем ПСВН повідомляє ОСП такі дані:

фактичні дані за попередню добу щодо наявної пропускної потужності, обсягів перетікання електричної енергії;

графік перетікання активної потужності та готовність на добу наперед та у поточній добі;

про свої планові відключення або обмеження активної потужності;

прогнозовані обмеження можливостей з регулювання реактивної потужності.

6.4.7. Кожний користувач системи передачі/розподілу, який є власником генеруючого об'єкта, що експлуатує генеруючі одиниці типів B, C і D, повинен надавати ОСП у реальному часі таку інформацію:

положення вимикачів у точці приєднання або в іншому вузлі, погодженому з ОСП;

активна й реактивна потужність у точці приєднання або в іншому вузлі, погодженому з ОСП;

у разі генеруючого об’єкта зі споживанням, відмінним від споживання на власні потреби, сальдо активної і реактивної потужності.

6.4.8. Кожний власник систем ПСВН повинен надавати ОСП принаймні такі дані в режимі реального часу відносно точки приєднання до передавальної мережі:

положення вимикачів;

оперативний статус;

активна і реактивна потужність.

6.5. Обмін інформацією між ОСП та об’єктами енергоспоживання

6.5.1. Власники об’єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі, повинні надавати ОСП такі структурні дані:

електричні дані трансформаторів, приєднаних до передавальної мережі;

характеристики навантаження об’єкта енергоспоживання;

характеристики регулювання реактивної потужності.

6.5.2. Власники об’єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі повинні надавати ОСП такі оперативні дані:

фактичні дані попереднього місяця щодо обсягів електричної енергії, активної та реактивної потужності в цілому та по кожній точці приєднання до електричної мережі;

графіки споживання активної та прогнози споживання реактивної електричної енергії на день наперед, включаючи будь-які зміни цих графіків або прогнозів;

прогнозовані обмеження можливостей з регулювання реактивної потужності;

у разі участі у регулюванні попиту графік мінімальних і максимальних потужностей, у діапазоні яких може здійснюватися регулювання споживання.

6.5.3. Власники об’єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі повинні надавати ОСП по кожному об’єкту в реальному масштабі часу таку інформацію:

активна й реактивна потужність у точці приєднання;

мінімальна і максимальна потужність, у діапазоні яких може здійснюватися регулювання споживання.

6.5.4. Кожний користувач системи розподілу, який безпосередньо бере участь у регулюванні споживання або його агрегатор повинен надавати ОСП такі дані графіків та у реальному часі:

мінімальна і максимальна активна потужність, у діапазоні яких може здійснюватися регулювання споживання, а також максимальна і мінімальна тривалість будь-якого потенційного використання цієї потужності для регулювання споживання;

прогноз активної потужності без обмежень, доступної для будь-якого запланованого регулювання споживання та регулювання в реальному часі;

активна й реактивна потужність у реальному часі в точці приєднання, а також підтвердження того, що застосовуються оцінки фактичних значень регулювання споживання.

6.6. Обмін інформацією між ОСП та Користувачами з метою передачі даних щодо функціонування ринку електричної енергії на платформу прозорості ENTSO-E

6.6.1. Користувачі надають ОСП інформацію/дані щодо функціонування ринку електричної енергії, а ОСП упорядковує, агрегує отриману інформацію/дані та передає їх на платформу прозорості ENTSO-E відповідно до встановленого Регулятором порядку.

6.6.2. Дані/інформація передаються (оновлюються) ОСП у форматі, структурі, обсязі та з періодичністю, встановленими Інструкцією подання та публікації даних щодо функціонування ринку електричної енергії, що розробляється та затверджується ОСП і розміщується на його власному веб-сайті в мережі Інтернет.

7. Зв’язок під час роботи в реальному часі

7.1. Засоби зв’язку, які використовуються для диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України в реальному часі, обмежуються для загального використання й мають забезпечувати високу надійність і гарантовану пропускну спроможність з обов’язковим резервуванням каналів зв’язку.

Існуючі системи зв’язку загального використання можна використовувати для управління в реальному часі лише у разі, якщо жодні спеціалізовані засоби зв’язку не працюють.

7.2. ОСП несе відповідальність за розроблення та оновлення інструкцій щодо вимог до передачі оперативної інформації в реальному часі.

7.3. Для передачі даних у реальному часі мають використовуватися високошвидкісні магістралі з коефіцієнтом готовності для кожного напрямку передачі не меншим ніж 0,998.

7.4. Диспетчерські пункти мають бути обладнані спеціалізованим розподільним щитом диспетчерського зв’язку для голосового обміну даними під час управління в режимі реального часу.

7.5. Увесь голосовий зв’язок між оперативним персоналом ОСП та Користувачів має постійно записуватися з обох сторін.

Ці записи архівуються та зберігаються впродовж, як мінімум, 3 років.

7.6. Технічні вимоги до комунікаційної інфраструктури, яку використовують усі причетні сторони для потреб оперативно-технологічного управління в реальному часі, визначаються ОСП.

8. Вимоги до єдиної системи точного часу в ОЕС України

8.1. ОСП несе відповідальність за впровадження системи єдиного часу в роботі ОЕС України за рахунок установлення в усіх важливих точках енергосистеми автоматичних пристроїв реєстрації перехідних режимів, які мають можливість синхронізуватися між собою за сигналом точного часу.

8.2. ОСП зобов’язаний передавати синхронізуючий сигнал точного часу з АСДУ.

8.3. ОСП та Користувачі мають забезпечити у точках установки пристроїв реєстрації перехідних режимів підтримку точності часу в межах максимально допустимого відхилення, що встановлюється відповідними нормативними документами.

9. Порядок оброблення та зберігання даних

9.1. Оброблення даних включає процеси перевірки та звірки, а також їх реєстрацію, архівацію та зберігання.

9.2. Сторона, яка володіє даними або надає їх, зобов’язана виконувати перевірку та звірку даних перед поданням їх стороні, яка має одержувати або використовувати ці дані.

Успішно перевірені та звірені дані мають відповідним чином позначатися.

9.3. У разі незадовільної перевірки та/або звірки оброблення даних має бути призупинено до успішного проведення цих процедур.

9.4. У разі повторної незадовільної перевірки та/або звірки даних суб’єкт їх надання має припинити оброблення цих даних і звернутися за допомогою до ОСП.

9.5. Кожна сторона, яка володіє даними, надає та одержує дані, а також користується даними, має право реєструвати, зберігати та архівувати дані відповідно до власних процедур з урахуванням збереження конфіденційності даних.

10. Конфіденційність даних та поводження з конфіденційною інформацією

10.1. Конфіденційність даних забезпечується багаторівневою системою визначення конфіденційності даних чи документів.

Варіантами конфіденційності є:

для службового (внутрішнього) користування;

конфіденційно;

суворо конфіденційно.

10.2. Відсутність позначки конфіденційності означає, що відповідні дані чи документи є відкритими для доступу будь-якій стороні, включаючи громадськість.

10.3. Позначка конфіденційності «Для службового (внутрішнього) користування» означає, що відповідні дані чи документи є відкритими для доступу попередньо визначеній групі (визначеним особам).

10.4. Позначка конфіденційності «Конфіденційно» означає, що відповідні дані чи документи є відкритими для доступу лише сторонам обміну даними ОСП.

10.5. Позначка конфіденційності «Суворо конфіденційно» означає, що відповідні дані чи документи є відкритими для доступу лише визначеним

сторонам обміну даними, тоді як ОСП може лише здійснювати моніторинг процесу обміну даними без перегляду їх змісту (наприклад, з використанням даних чи документів у зашифрованій формі).

10.6. Конфіденційна інформація включає:

усю інформацію, яка є комерційною за своєю природою та в разі її розкриття може впливати на ринкові умови;

усю інформацію з позначками «Для службового (внутрішнього) користування», «Конфіденційно» або «Суворо конфіденційно», за умови, що сторона, яка передає цю інформацію, може обґрунтовано пояснити в письмовій формі на запит іншої сторони причини, чому цю інформацію належить трактувати як конфіденційну.

10.7. Усі сторони, задіяні в наданні та обміні інформацією, організовують поводження з конфіденційною інформацією в такий спосіб, щоб мінімізувати ризики зловживання конфіденційною інформацією, несанкціонованого доступу до неї або її розкриття.

10.8. Конфіденційність не застосовується до даних:

широкого розповсюдження;

які вже є в законному володінні одержувача до моменту їх одержання від сторони, яка їх розкриває;

розкриття яких вимагається від одержувача за будь-яким законом, розпорядженням суду або наказом органів влади.

10.9. Правила конфіденційності не можуть обмежувати зобов’язання чи впливати на зобов’язання будь-якої задіяної сторони щодо надання інформації відповідно до законодавства України та інших нормативно-правових актів судовим органам, центральним органам виконавчої влади та Регулятору.

10.10. Кожна сторона може вільно користуватися своєю власною інформацією для будь-яких цілей без обмежень до моменту, поки вона не включатиме даних, одержаних від інших сторін.

10.11. Лише уповноважені сторони, які мають допуск до відповідної конфіденційної інформації, можуть користуватися цією інформацією для своїх оперативних ділових цілей, якщо не передбачено інше, або в разі

запиту від уповноважених органів виконавчої влади згідно з національним чи міжнародним законодавством.

Така конфіденційна інформація розкривається лише їхнім керівникам та співробітникам, які мають допуск до конфіденційної інформації.

10.12. Конфіденційна інформація не розкривається сторонами в будь-який спосіб, мірі чи формі, повністю або частково, крім випадків, коли задіяні сторони домовились про інші умови шляхом укладення двосторонніх чи багатосторонніх договорів.

10.13. Сторона має надіслати повідомлення надавачу конфіденційної інформації та/або її власнику якщо ця сторона зобов'язана розкрити таку конфіденційну інформацію відповідно до вимог чинного законодавства України.

Сторони домовляються щодо змісту й обсягу конфіденційної інформації, що має розголошуватися відповідно до чинного законодавства, а також про те, що розкриття конфіденційної інформації здійснюватиметься в належний спосіб.

10.14. Якщо сторона користується даними від імені іншої сторони, то ці дані трактуються як індивідуальна інформація сторони, але вона залишається у володінні власника даних та/або надавача даних відповідно.

10.15. Кожна сторона може обробляти спільні дані для свого індивідуального користування.

Жодна зміна в даних не впливає на обмеження щодо використання цих даних.

10.16. ОСП чи будь-яка сторона, яка бере участь у процесі обміну даними та/або перебуває під впливом порушення конфіденційності даних чи інформації, може ставити питання про порушення конфіденційності даних чи інформації.

10.17. У разі порушення конфіденційності даних застосовуються правила щодо конфіденційності, викладені у відповідному договорі (ліцензії).

10.18. Сторона, яку не задовольняє розв’язання питання про порушення конфіденційності даних чи інформації відповідно до пункту 10.17 цієї глави, може звертатися з запитом щодо вирішення спірного питання до ОСП та Регулятора або вирішувати цю ситуацію в судовому порядку.

11. Вимоги з інформаційної безпеки

11.1. Інформаційна безпека має забезпечуватися відповідно до вимог відповідних міжнародних та національних стандартів у галузі інформаційної безпеки, у тому числі для систем управління процесами в індустрії енергетичних сервісних програм.

11.2. Критерії та порядок віднесення об'єктів енергетики до об'єктів критичної інфраструктури, загальні вимоги до їх кіберзахисту, у тому числі щодо застосування індикаторів кіберзагроз та вимоги до проведення незалежного аудиту інформаційної безпеки затверджуються Кабінетом Міністрів України.

11.3. Вимоги і порядок проведення незалежного аудиту інформаційної безпеки на об'єктах критичної інфраструктури встановлюється відповідними нормативно-правовими актами з аудиту інформаційної безпеки, що затверджуються Кабінетом Міністрів України.

Розроблення нормативно-правових актів з незалежного аудиту інформаційної безпеки на об'єктах критичної інфраструктури здійснюється на основі міжнародних стандартів, стандартів Європейського Союзу та НАТО з обов'язковим залученням представників основних суб'єктів національної системи кібербезпеки, наукових установ, незалежних аудиторів та експертів у сфері кібербезпеки.

11.4. Відповідальність за забезпечення кіберзахисту комунікаційних і технологічних систем об'єктів критичної інфраструктури, захисту технологічної інформації відповідно до вимог законодавства, за невідкладне інформування урядової команди реагування на комп'ютерні надзвичайні події України CERT-UA про інциденти кібербезпеки, за організацію проведення незалежного аудиту інформаційної безпеки на таких об'єктах покладається на власників та/або керівників підприємств, установ та організацій віднесених до об'єктів критичної інфраструктури.

11.5. З метою несанкціонованого доступу до елементів системи передачі повинні використовуватися сучасні засоби мережевої безпеки та засоби антивірусного захисту.

11.6. ОСП розробляє вимоги з безпеки, які є обов'язковим до виконання для Користувачів.

XI. Надання послуг з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління

1. Загальні умови надання послуг з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління

1.1. Послуги з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління надаються ОСП на недискримінаційних засадах відповідно до вимог, установлених законодавством та цим Кодексом.

1.2. Послуги з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління надаються на договірних засадах на основі типових договорів згідно з порядком, визначеним цим Кодексом.

Типові форми договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління та про надання послуг з передачі електричної енергії наведені в додатках 5 та 6 до цього Кодексу відповідно.

{Абзац другий пункту 1.2 глави 1 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

1.3. Доступ до системи передачі надається Користувачу лише на підставі укладеного договору про надання послуг з передачі електричної енергії.

Діяльність на ринку електричної енергії без укладення договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління у випадках, передбачених цим Кодексом, не допускається.

{Пункт 1.3 глави 1 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

1.4. Ініціатором укладення договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління та договору про надання послуг з передачі електричної енергії може виступати будь-яка сторона.

{Главу 1 розділу XI доповнено новим пунктом 1.4 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

1.5. У разі введення надзвичайного стану відповідно до Закону України «Про правовий режим надзвичайного стану» підприємства, установи та організації електроенергетики, розташовані у місцевостях, де введено надзвичайний стан, зобов’язані виконувати розпорядження органів, які здійснюють заходи

надзвичайного стану на відповідній території щодо енергопостачання споживачів, незалежно від умов укладених договорів.

2. Вимоги щодо якості надання послуг з передачі електричної енергії

2.1. ОСП дотримується затверджених Регулятором показників якості послуг, які характеризують рівень надійності передачі електричної енергії, комерційної якості надання послуг та якості електричної енергії.

2.2. Якість електричної енергії характеризується фізичними параметрами переданої Користувачам електричної енергії та їх відповідністю встановленим цим Кодексом показникам.

2.3. Відхилення значення основної частоти напруги електроживлення від номінальної напруги не повинно перевищувати ± 0,5 Гц протягом 99,5 % часу інтервалу в один тиждень і +2/-3 Гц - протягом 100 % часу інтервалом у 7 днів. Значення основної частоти напруги електроживлення, Гц, вимірюється в інтервалі часу 10 секунд згідно з ДСТУ IEC «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії».

2.4. Повільні зміни напруги на межі балансової належності мережі системи передачі та мереж систем розподілу або мереж споживачів, приєднаних до системи передачі (тривалістю більше хвилини), не повинні перевищувати 10 % від номінального або погодженого значення напруги протягом 100 % часу інтервалу в 7 днів. Значення напруги більші та менші номінального або погодженого значення напруги усереднюють в інтервалі 10 хвилин згідно з ДСТУ IEC «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії».

{Пункт 2.4 глави 2 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2.5. Показниками якості електричної енергії, що відносяться до коливань напруги є довгочасна доля флікера, усереднена в інтервалі часу 2 години, яка не повинна перевищувати 1 % протягом 95 % часу інтервалу в один тиждень.

2.6. Значення сумарних коефіцієнтів гармонічних складових напруги на межі балансової належності мережі системи передачі та мереж систем розподілу або мереж споживачів, приєднаних до системи передачі, усереднених в інтервалі часу 10 хвилин не повинні перевищувати 3,0 протягом 95 % часу

інтервалу в 7 днів. Значення коефіцієнтів гармонічних складових напруги до 40 порядку не повинні перевищувати значень установлених у таблиці 25 протягом 95 % часу інтервалу в 7 днів. Вимірювання напруги гармонічних складових повинні проводитись згідно з вимогами ДСТУ IEC «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії».

Таблиця 25

Значення коефіцієнтів напруг окремих гармонічних складових до 40 порядку

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
не кратні 3		кратні 3			
5	5	3	3,0	2	1,9
7	4	9	1,3	4	1,0
11	3	15-39	0,5	6-40	0,5
13	2,5				
17	1,5				
19	1,3				
23	0,9				
25	0,9				
25-37	0,5				

{Пункт 2.6 глави 2 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2.7. Показниками несиметрії трьохфазної системи напруг є коефіцієнти несиметрії напруг зворотної послідовності та нульової послідовності. Значення коефіцієнтів зворотної послідовності на межі балансової належності мережі системи передачі та мереж систем розподілу або мереж споживачів, приєднаних до системи передачі, усереднених в інтервалі часу 10 хвилин не повинні перевищувати 2 % протягом 95 % часу інтервалу в один тиждень. При оцінці коефіцієнтів зворотної послідовності повинні проводитись вимірювання згідно з вимогами ДСТУ IEC «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії».

{Пункт 2.7 глави 2 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2.8. ОСП проводить моніторинг якості електричної енергії в мережах системи передачі, зокрема щодо вимірювання таких показників: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги. Система моніторингу має бути побудована на основі даних, отриманих на регулярній (за допомогою стаціонарних засобів) або вибірковій (за допомогою переносних засобів) основі. ОСП забезпечує вимірювання показників якості електричної енергії на шинах підстанцій, від яких заживлені Користувачі, на регулярній основі та в точках приєднання споживачів на регулярній/вибірковій основі. Дані вимірювання показників якості електричної енергії мають оброблятися, зберігатися ОСП протягом 5 років.

{Пункт 2.8 глави 2 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2.9. ОСП щороку до 01 листопада розробляє та надає Регулятору Програму моніторингу якості електричної енергії в системі передачі на наступний рік, що містить, у тому числі:

кількість задіяних вимірювальних засобів (стаціонарних та портативних), їх назви та клас характеристики процесу вимірювання;

перелік обладнання та точок приєднання, на яких будуть встановлюватись (встановлені) вимірювальні засоби, та період часу, протягом якого буде проводитись вимірювання параметрів якості електричної енергії.

ОСП щороку до 01 березня надає Регулятору та публікує на власному веб-сайті звіт за результатами проведення моніторингу якості електричної енергії в системі передачі за попередній рік.

{Абзац четвертий пункту 2.9 глави 2 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2.10. ОСП здійснює автоматичну реєстрацію перерв у передачі електричної енергії засобами реєстрації аварійних подій, приладами релейного захисту з функцією автоматичної реєстрації параметру, а також пристроями телемеханіки або іншими засобами реєстрації перерв в електропостачанні. Даними технічними засобами забезпечується фіксація даних щодо часу і тривалості перерв у передачі електричної енергії (знеструмлення) електроустановок Користувачів, що пов’язані з відмовами у роботі системи передачі та відновлення її роботи, та передача даних до ОСП.

2.11. Надійність (безперервність) передачі електричної енергії характеризується кількістю, тривалістю перерв у передачі електричної енергії та обсягом недовідпущеної електричної енергії. Показники надійності (безперервності) передачі електричної енергії визначаються Регулятором.

2.12. Комерційна якість надання послуг характеризує якість взаємовідносин ОСП із Користувачами, зокрема дотримання встановлених цим Кодексом та іншим законодавством строків надання послуг та виконання робіт щодо:

надання доступу до системи передачі;

відновлення електроживлення споживача;

розгляду звернень Користувачів тощо.

2.13. ОСП надає споживачам компенсації за недотримання показників якості надання послуг у розмірі та порядку, встановленому Регулятором

2.14. ОСП та Користувачі зобов'язані дотримуватися вимог нормативно-правових актів, нормативно-технічних документів, стандартів операційної безпеки, а також умов укладених договорів з питань:

операційної безпеки;

{Абзац другий пункту 2.14 глави 2 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

безпеки постачання електричної енергії;

технічної експлуатації електричних станцій і мереж, енергетичного обладнання і мереж електроенергетичних підприємств та споживачів, виготовлення, монтажу, налагодження та випробування енергоустановок і мереж, виконання проектних робіт на енергоустановках і мережах.

2.15. При нанесенні збитків Користувачу внаслідок недотримання ОСП показників якості послуг, визначених у пунктах 2.2 - 2.7 цієї глави та договором про надання послуг з передачі електричної енергії, Користувач має право на відшкодування збитків, а ОСП зобов'язаний здійснити таке відшкодування.

2.16. Відшкодування Користувачу за недотримання ОСП показників якості послуг, зазначених у пунктах 2.2-2.7 цієї глави, не здійснюється, якщо недотримання показників якості послуг відбулося з причин:

застосування заходів у разі виникнення та ліквідації наслідків надзвичайної ситуації в ОЕС України, оголошеної ОСП у порядку, визначеному цим Кодексом;

{Абзац другий пункту 2.16 глави 2 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

{Абзац третій пункту 2.16 глави 2 розділу XI виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

недотримання Користувачем вимог документів, зазначених у пункті 2.14 цієї глави.

2.17. Користувач здійснює відшкодування збитків ОСП, понесених ОСП через недотримання Користувачем вимог документів, зазначених у пункті 2.14 цієї глави.

2.18. ОСП на основі аналізу показників якості послуг з передачі електричної енергії та причин їх недотримання розробляє заходи, спрямовані на усунення та недопущення в майбутньому цих причин.

{Абзац перший пункту 2.18 глави 2 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

{Абзац другий пункту 2.18 глави 2 розділу XI виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

2.19. ОСП зобов’язаний:

оприлюднювати на власному веб-сайті в мережі Інтернет інформацію щодо показників якості послуг з передачі електричної енергії та заходів, спрямованих на їх дотримання, порядку компенсації за недотримання цих показників якості та встановлення розміру компенсації;

щорічно до 01 квітня оприлюднювати на власному веб-сайті в мережі Інтернет звіт щодо показників якості послуг з передачі електричної енергії;

{Абзац третій пункту 2.19 глави 2 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

зберігати інформацію, яка необхідна для аналізу показників якості послуг з передачі електричної енергії та причин їх недотримання.

3. Порядок припинення/обмеження передачі електричної енергії споживачам

3.1. Послуги з передачі електричної енергії надаються Користувачу безперервно, крім випадків, передбачених договором про надання послуг з передачі електричної енергії та цим Кодексом.

3.2. Випадки припинення передачі електричної енергії:

1) за заявою Користувача:

припинення (тимчасове або остаточне) експлуатації електроустановки;

продаж/передача прав власності/користування на об'єкт Користувача;

інші тимчасові причини припинення електропостачання (виконання будівельних, аварійно-відновлювальних робіт тощо);

2) за зверненням електропостачальника:

припинення електроживлення Користувача (споживача електричної енергії) у випадках, визначених Правилами роздрібного ринку;

3) за ініціативою ОСП:

закінчення терміну дії/розірвання договору про надання послуг з передачі електричної енергії;

несплата та/або неповна оплата послуг згідно з умовами договору про надання послуг з передачі електричної енергії та/або договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно- технологічного) управління;

{Абзац третій підпункту 3 пункту 3.2 глави 3 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

виявлення несанкціонованого відбору електричної енергії Користувачем або втручання в роботу засобів обліку електричної енергії або елементів системи передачі;

наявність заборгованості за несанкціонований відбір електричної енергії;

несанкціоноване відновлення електроживлення Користувача (споживача електричної енергії);

невиконання вимог припису уповноваженого представника органу виконавчої влади, на який покладено відповідні обов'язки згідно із законодавством України, щодо усунення незадовільного технічного стану електроустановок Користувачів, який загрожує аварією, пожежею та/або створює загрозу життю обслуговуючого персоналу, населенню та навколишньому середовищу;

недопущення до електроустановок Користувача, пристроїв релейного захисту, автоматики та зв'язку, які забезпечують регулювання навантаження в енергосистемі, та/або розрахункових засобів обліку електричної енергії уповноважених посадових осіб органів виконавчої влади та/або ОСП, на яких покладено згідно з законодавством України та/або договором відповідні обов'язки;

проведення планових ремонтів електроустановок та електричних мереж системи передачі;

проведення системних випробувань;

4) за ініціативою Адміністратора комерційного обліку:

невиконання обґрунтованих вимог щодо приведення засобів розрахункового обліку в технічний стан відповідно до Кодексу комерційного обліку;

5) за форс-мажорних обставин, у тому числі:

застосування графіків та протиаварійних систем зниження електроспоживання з метою запобігання порушенням режиму роботи ОЕС України;

аварійні перерви електропостачання.

3.3. ОСП має надати попередження про обмеження/припинення передачі електричної енергії Користувачу після встановлення факту наявності підстав для вчинення вказаних дій не менше ніж за 5 робочих днів до запланованої

дати обмеження/припинення передачі електричної енергії. При цьому в попередженні мають бути зазначені підстави, дата та орієнтовний час, з якого передачу електричної енергії буде припинено/обмежено.

{Пункт 3.3 глави 3 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

3.4. ОСП має право припиняти/обмежувати передачу електричної енергії на час проведення планових ремонтів електроустановок та електричних мереж системи передачі та проведення системних випробувань, здійснивши відповідні погодження та попередження відповідно до вимог цього Кодексу.

Припинення/обмеження передачі електричної енергії за заявою Користувача здійснюється у такому порядку. У разі остаточного припинення експлуатації електроустановки та/або продажу/передачі прав власності/користування на електроустановку (об'єкт) Користувач зобов'язаний повідомити про це ОСП за 20 робочих днів до дати настання зазначеної події та остаточно розрахуватись з ним за договором про надання послуг з передачі електричної енергії.

За наявності технічної можливості ОСП зобов'язаний припинити/обмежити передачу електричної енергії Користувачу із заявленої ним дати бажаного тимчасового припинення/обмеження передачі електричної енергії або остаточного припинення експлуатації електроустановки та/або продажу/передачі прав власності/користування на електроустановку (об'єкт).

3.5. Припинення електроживлення споживача за зверненням електропостачальника здійснюється у порядку, визначеному у пунктах 3.6 - 3.15 цієї глави та з урахуванням вимог Правил роздрібного ринку.

{Пункт 3.5 глави 3 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

3.6. Електропостачальник має зареєструвати в ОСП споживачів, лінії електропередачі яких приєднані до системи передачі, на яких може поширюватись звернення щодо припинення їх електроживлення, та посадових осіб, які можуть подавати відповідне звернення від імені електропостачальника.

3.7. Звернення електропостачальника щодо припинення електроживлення споживача подається ОСП у письмовому вигляді із зазначенням:

найменування і юридичної адреси електропостачальника та його контактних даних (телефон, факс, електронна адреса);

найменування, юридичної адреси, переліку посадових осіб споживача, відповідальних за безпечну експлуатацію струмоприймачів, їх контактні дані (телефон, факс);

причин застосування припинення електроживлення споживача;

дати і часу припинення електроживлення споживача.

3.8. До звернення електропостачальника додається копія повідомлення споживача про припинення електроживлення, направлене електропостачальником.

{Пункт 3.8 глави 3 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

3.9. ОСП перевіряє можливість схеми приєднання споживача до системи передачі забезпечити таке припинення без відключення та/або обмеження електропостачання іншим споживачам, а також умови обмеження/відключення електропостачання споживача, якщо він входить до переліку захищених споживачів відповідно до Порядку забезпечення постачання електричної енергії захищеним споживачам, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 27 грудня 2018 року № 1209.

{Пункт 3.9 глави 3 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

3.10. Після виконання зазначених перевірок ОСП не пізніше ніж за 5 робочих днів письмово повідомляє споживача щодо припинення його електроживлення за зверненням електропостачальника, дату і час виконання цієї операції, а також попереджає споживача про заходи, яких він має вжити для забезпечення безпечного припинення електроживлення.

Припинення електроживлення споживача відбувається з дотриманням вимог розділу VII Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312.

{Пункт 3.10 глави 3 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

3.11. Споживач зобов’язаний вжити заходів для забезпечення безпечного припинення електроживлення та письмово повідомити про це ОСП, а також забезпечити присутність посадових осіб, відповідальних за безпечну експлуатацію струмоприймачів на об’єкті припинення електроживлення, та безперешкодний доступ уповноважених представників ОСП, електропостачальника і представників інших організацій за заявкою ОСП у час, визначений у повідомленні ОСП.

Відсутність письмового повідомлення ОСП від Споживача про вжиття відповідних заходів не є підставою для зупинення процедури припинення електроживлення цього Споживача.

{Пункт 3.11 глави 3 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

3.12. Споживач у триденний термін від дня отримання повідомлення про припинення його електроживлення може оскаржити відповідне звернення електропостачальника у Регулятора або в судовому порядку та повинен повідомити ОСП про подання відповідної скарги. Таке оскарження не є підставою для зупинення процесу припинення електроживлення споживача.

3.13. Після виконання процедур, зазначених у пунктах 3.7-3.10 цієї глави, ОСП здійснює припинення електроживлення споживача шляхом приведення в дію відповідних комутаційних апаратів або від'єднання струмоприймачів споживача від системи передачі.

{Пункт 3.13 глави 3 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

3.14. Припинення електроживлення споживача за зверненням електропостачальника у вихідні та святкові дні не допускається, крім випадків, коли кількість безперервних святкових та вихідних днів перевищує 2 доби.

3.15. Електропостачальник не має права звертатися до ОСП щодо припинення електроживлення споживача у випадках, якщо споживач не порушує своїх договірних зобов’язань перед електропостачальником.

Якщо споживач порушує свої договірні зобов'язання перед електропостачальником, але відноситься до захищених категорій, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження електропостачання для запобігання виникненню надзвичайних ситуацій техногенного характеру, припинення електроживлення цього споживача відбувається відповідно до Порядку забезпечення постачання електричної енергії захищеним споживачам.

3.16. Відповідальність за можливі економічні збитки споживача, а також техногенні, екологічні та соціальні наслідки припинення його електроживлення, здійсненого відповідно до визначеного цією главою порядку, несе споживач.

3.17. Нагляд (контроль) за дотриманням ОСП встановленого відповідними нормативно-технічними документами порядку застосування заходів з припинення постачання електричної енергії споживачам здійснює центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики.

3.18. У разі несплати або неповної оплати за послуги з передачі електричної енергії та/або послуг з диспетчерського (оперативно- технологічного) управління у строки, визначені договором про надання послуг з передачі електричної енергії та/або договором про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, ОСП не пізніше ніж за 10 робочих днів надсилає Користувачу або вручає особисто попередження про припинення передачі електричної енергії.

{Пункт 3.18 глави 3 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

4. Порядок відновлення передачі електричної енергії споживачам

4.1. Відновлення тимчасового припинення/обмеження передачі електричної енергії здійснюється ОСП за зверненням Користувача протягом 5 робочих днів з дати отримання звернення щодо відновлення електроживлення.

4.2. ОСП зобов'язаний відновити електроживлення споживача за зверненням електропостачальника, який надавав звернення на припинення електроживлення цьому споживачеві, або за зверненням іншого електропостачальника за умови надання ним документів, що підтверджують усунення споживачем порушень, або за зверненням споживача у випадку купівлі ним електричної енергії для власного споживання за двосторонніми

договорами та на організованих сегментах ринку за умови укладення ним договору про врегулювання небалансів відповідно до Правил ринку.

{Пункт 4.2 глави 4 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

4.3. Звернення електропостачальника/споживача щодо відновлення електроживлення споживача подається ОСП у письмовому вигляді із зазначенням:

{Абзац перший пункту 4.3 глави 4 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

найменування, юридичної адреси електропостачальника/споживача та його контактних даних (телефон, факс, електронна адреса);

{Абзац другий пункту 4.3 глави 4 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

найменування, юридичної адреси, переліку посадових осіб споживача, відповідальних за безпечну експлуатацію струмоприймачів та їх контактні дані (телефон, факс);

дати відновлення електроживлення споживача.

{Абзац четвертий пункту 4.3 глави 4 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

{Пункт 4.4 глави 4 розділу XI виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

4.4. ОСП протягом одного робочого дня опрацьовує звернення щодо відновлення електроживлення споживача з точки зору поточного балансу потужності в ОЕС України та гарантій безпеки постачання електричної енергії іншим споживачам і письмово повідомляє споживача про прийняття до виконання звернення щодо відновлення його електроживлення, дату і час виконання цієї операції (з обґрунтуванням, якщо дата відрізняється від зазначеної в повідомленні електропостачальника/споживача), а також

попереджає споживача про заходи, яких той має вжити для забезпечення безпечного відновлення електроживлення.

ОСП також повинен поінформувати відповідного ОСР та/або іншого Користувача щодо відновлення електроживлення споживача, якщо до мереж такого споживача приєднані мережі ОСР та/або мережі інших Користувачів.

{Пункт 4.4 глави 4 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

4.5. Вимоги та команди ОСП щодо технологічних операцій, пов'язаних з відновленням електроживлення споживача та забезпеченням їх безпечного виконання, при необхідності, надаються каналами зв'язку засобів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

{Пункт 4.5 глави 4 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

4.6. Споживач зобов'язаний вжити заходів для забезпечення безпечного відновлення електроживлення та письмово повідомити про це ОСП, а також забезпечити присутність посадових осіб, відповідальних за безпечну експлуатацію струмоприймачів, на об'єкті відновлення електроживлення у час, визначений у повідомленні ОСП.

{Пункт 4.6 глави 4 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

4.7. Після виконання процедур, зазначених у пунктах 4.4-4.6 цієї глави, та отримання необхідних підтверджень ОСП здійснює відновлення електроживлення споживача шляхом приведення в дію відповідних комутаційних апаратів або приєднання струмоприймачів споживача до системи передачі.

{Пункт 4.7 глави 4 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

4.8. Відповідальність за можливі економічні збитки споживача, а також техногенні, екологічні та соціальні наслідки відновлення його

електроживлення, здійсненого відповідно до порядку, визначеного цією главою, несе споживач.

4.9. Якщо протягом часу припинення електроживлення споживача він збільшив приєднану потужність на величину, яка перевищує дозволену йому до приєднання, то разом зі зверненням електропостачальника споживачем подається заява про приєднання електроустановок до системи передачі, типова форма якої наведена в додатку 1 до цього Кодексу. Відновлення електроживлення споживача у цьому випадку, здійснюється відповідно до умов, визначених у розділі III цього Кодексу.

4.10. Підключення електроустановок Користувача, які були відключені на виконання вимоги або припису, здійснюється після усунення Користувачем порушень, що підтверджується відповідним документом організації, яка висунула вимогу або видала припис.

5. Порядок укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії

5.1. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії визначає організаційні, технічні та фінансові умови, на яких ОСП здійснює передачу електричної енергії електричними мережами системи передачі.

{Абзац перший пункту 5.1 глави 5 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

Договір встановлює обов'язки та права сторін у процесі передачі електричної енергії електричними мережами Оператора системи передачі від виробників до систем розподілу та споживачів, а також при здійсненні експорту електричної енергії.

{Абзац другий пункту 5.1 глави 5 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019, № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

5.2. Укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії є обов'язковою умовою надання Користувачам доступу до системи передачі.

{Пункт 5.2 глави 5 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

5.3. Послуги з передачі електричної енергії надаються ОСП на підставі договору між ним та:

ОСР;

електропостачальником;

споживачем електричної енергії, який має намір купувати електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку незалежно від точки приєднання;

споживачем електричної енергії, оператором системи якого є ОСП, незалежно від способу купівлі електричної енергії (в електропостачальника за Правилами роздрібного ринку чи за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку);

виробником електричної енергії для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації;

трейдером/електропостачальником/виробником, що здійснює експорт електричної енергії в обсягах експорту електричної енергії.

Зі споживачами, які купують електричну енергію в електропостачальника за Правилами роздрібного ринку, для яких оператором системи є ОСП, ОСП укладає договір споживача про надання послуг з передачі електричної енергії відповідно до Правил роздрібного ринку.

{Пункт 5.3 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

5.4. ОСП укладає договір про надання послуг з передачі електричної енергії з Користувачем до набуття ним статусу учасника ринку електричної енергії відповідно до Правил ринку.

У випадку постачання електричної енергії електропостачальником споживачу, оператором системи якого є ОСП, ОСП додатково укладає

договір електропостачальника про надання послуг з передачі електричної енергії відповідно до Правил роздрібного ринку.

Зі споживачем електричної енергії, який має намір купувати електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку, у разі якщо для нього оператором системи є ОСП, ОСП додатково укладає договір споживача про надання послуг з передачі електричної енергії відповідно до Правил роздрібного ринку.

{Пункт 5.4 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020}

5.5. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається за типовою формою, яка затверджується Регулятором.

Типовий договір про надання послуг з передачі електричної енергії оприлюднюється на власному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет.

{Абзац другий пункту 5.5 глави 5 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

5.6. Оплата послуг з передачі електричної енергії здійснюється за тарифом, який встановлюється Регулятором відповідно до затвердженої ним методики.

Тариф на послуги з передачі електричної енергії оприлюднюється ОСП на власному веб-сайті в мережі Інтернет у триденний термін після затвердження його Регулятором.

Обсяг послуг з передачі електричної енергії визначається:

{Абзац пункту 5.6 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

для ОСР - на підставі даних щодо обсягів технологічних витрат електричної енергії на її розподіл електричними мережами ОСР;

{Абзац пункту 5.6 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та

комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

для електропостачальників - на підставі даних щодо обсягів експорту електричної енергії та обсягів споживання електричної енергії споживачами електропостачальника, крім обсягів споживання електричної енергії споживачами, оператором системи яких є ОСП;

{Абзац пункту 5.6 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

для електропостачальників, які постачають електричну енергію споживачам, оператором системи яких є ОСП, та які відповідно до договору електропостачальника про надання послуг з передачі електричної енергії (укладеного відповідно до Правил роздрібного ринку) оплачують послуги з передачі електричної енергії ОСП через електропостачальника, - на підставі даних щодо обсягів споживання електричної енергії цими споживачами електропостачальника;

{Абзац пункту 5.6 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

для споживачів електричної енергії, які купують електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку, незалежно від точки приєднання - на підставі даних щодо обсягів споживання електричної енергії цими споживачами (з урахуванням втрат електричної енергії в мережах споживача);

{Абзац пункту 5.6 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

для споживачів електричної енергії, оператором системи яких є ОСП, які купують електричну енергію в електропостачальника за Правилами

роздрібного ринку та відповідно до договору споживача про надання послуг з передачі електричної енергії самостійно (напряму) оплачують послуги з передачі електричної енергії ОСП, - на підставі даних щодо обсягів споживання електричної енергії цими споживачами по точках приєднання, по яких оператором системи є ОСП (з урахуванням втрат електричної енергії в мережах споживача);

{Абзац пункту 5.6 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

для виробників електричної енергії - на підставі даних щодо обсягів експорту електричної енергії та обсягів електричної енергії для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації;

{Абзац пункту 5.6 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

для трейдерів - на підставі даних щодо обсягів експорту електричної енергії.

{Абзац пункту 5.6 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

З цією метою використовуються дані комерційного обліку Адміністратора комерційного обліку.

{Абзац пункту 5.6 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

5.7. Для отримання проекту договору про надання послуг з передачі електричної енергії Користувач, зазначений у пункті 5.3 цієї глави,

звертається до ОСП з відповідною заявою із зазначенням реквізитів Користувача та інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:

підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), копію довіреності, виданої в установленому порядку тощо);

перелік точок комерційного обліку (EIC-кодів) Користувача в електронному вигляді.

Бланк заяви повинен бути розміщений на веб-сайті ОСП.

Документи, надані в електронному вигляді, мають бути завірені електронно-цифровим підписом. Засоби передачі даних визначаються за згодою сторін.

{Пункт 5.7 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

5.8. ОСП протягом 10 робочих днів від дня отримання заяви та необхідної для укладення договору інформації надає Користувачу два примірники підписаного зі свого боку договору про надання послуг з передачі електричної енергії.

За згодою сторін примірники договору про надання послуг з передачі електричної енергії можуть бути направлені Користувачу в електронному вигляді, підписані електронно-цифровим підписом уповноваженого представника ОСП.

{Пункт 5.8 глави 5 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

5.9. Користувач підписує договір у строки, визначені законодавством України, та повертає один примірник ОСП.

При направленні договору в електронному вигляді Користувач підписує договір електронно-цифровим підписом у строки, визначені законодавством України, та повертає один примірник на адресу ОСП.

{Пункт 5.9 глави 5 розділу XI доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

{Пункт 5.10 глави 5 розділу XI виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

{Пункт 5.11 глави 5 розділу XI виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

6. Порядок укладення договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління

6.1. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначає організаційні, технічні та фінансові умови, на яких ОСП здійснює диспетчерське (оперативно-технологічне) управління в ОЕС України.

Договір встановлює обов'язки та права сторін у процесі оперативного та перспективного планування, експлуатації обладнання, диспетчерського управління та балансування енергосистеми в реальному часі та її захисту в надзвичайних ситуаціях, а також формування, обробки, передачі та відображення даних під час регламентованого обміну інформацією.

6.2. Послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління надаються ОСП на підставі двостороннього договору між ним та:

ОСР;

виробником електричної енергії з генеруючими одиницями типу B, C, D;

трейдером/електропостачальником/виробником, що здійснює імпорт та/або експорт електричної енергії в обсягах імпорту/експорту електричної енергії;

{Абзац пункту 6.2 глави 6 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

споживачем, для якого оператором системи є ОСП.

{Абзац пункту 6.2 глави 6 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та

нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

Користувачі, зазначені у цьому пункті, не можуть здійснювати свою діяльність на ринку електричної енергії до укладення договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

6.3. ОСП укладає договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління з Користувачем до/під час набуття ним статусу учасника ринку електричної енергії відповідно до Правил ринку.

{Пункт 6.3 глави 6 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

6.4. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається за типовою формою, яка затверджується Регулятором.

Типовий договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління оприлюднюється на власному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет.

{Абзац другий пункту 6.4 глави 6 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

6.5. Оплата послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління здійснюється за тарифом, який встановлюється Регулятором відповідно до затвердженої ним методики.

Тариф на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління оприлюднюється ОСП на власному веб-сайті в мережі Інтернет у триденний термін після його затвердження Регулятором.

У разі зміни тарифу ОСП повідомляє Користувачів про таку зміну шляхом її оприлюднення на власному веб-сайті в мережі Інтернет.

Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається:

{Пункт 6.5 глави 6 розділу XI доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання

протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

для виробників - як обсяг відпущеної електричної енергії, обсяг імпорту та/або експорту електричної енергії;

{Пункт 6.5 глави 6 розділу XI доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

для операторів систем розподілу - як обсяг розподіленої електричної енергії, обсяг купівлі електричної енергії для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл електричними мережами оператора системи розподілу та обсяг електричної енергії для господарчих потреб ОСР;

{Пункт 6.5 глави 6 розділу XI доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

для споживачів, оператором системи яких є ОСП, - як обсяг спожитої електричної енергії;

{Пункт 6.5 глави 6 розділу XI доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

для електропостачальників та трейдерів - як обсяг імпорту та/або експорту електричної енергії.

{Пункт 6.5 глави 6 розділу XI доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

Для визначення обсягу наданої послуги використовуються дані обліку Адміністратора комерційного обліку.

{Пункт 6.5 глави 6 розділу XI доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

Споживачі, електроустановки яких приєднані до мереж ОСР, окремо не сплачують послугу з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

{Пункт 6.5 глави 6 розділу XI доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

6.6. Для укладення договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління Користувач, зазначений у пункті 6.2 цієї глави, має надати ОСП такі документи:

заяву про укладення договору із зазначенням реквізитів Користувача та даних обраного ним ППКО;

копію документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), копію довіреності, виданої в установленому порядку тощо);

копію документа, що підтверджує право власності чи користування на об’єкт диспетчеризації (за виключенням ОСР);

перелік точок комерційного обліку (EIC-кодів) Користувача в електронному вигляді;

акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності Сторін;

схему з’єднань обладнання об’єкта диспетчеризації.

Документи можуть бути надані в електронному вигляді. У такому випадку документи мають бути завірені електронно-цифровим підписом. Засоби передачі даних визначаються за згодою сторін.

{Пункт 6.6 глави 6 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

6.7. ОСП протягом 10 робочих днів від дня отримання заяви надає Користувачу два примірники підписаного зі свого боку договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

За згодою сторін примірники договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління можуть бути направлені Користувачу в електронному вигляді, підписані електронно-цифровим підписом уповноваженого представника ОСП.

{Пункт 6.7 глави 6 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

6.8. Користувач підписує договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління у строки, визначені законодавством України, та повертає один примірник ОСП.

При направленні договору в електронному вигляді Користувач підписує договір електронно-цифровим підписом у строки, визначені законодавством України, та повертає один примірник на адресу ОСП.

{Пункт 6.8 глави 6 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

6.9. Під час отримання підписаного Користувачем договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОСП надає йому довідку про укладення цього договору, в якій зазначається найменування організації, з якою укладено договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, номер цього договору та дата його укладення.

6.10. ОСП не має права відмовити Користувачу в укладенні договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління у разі виконання ним вимог цього Кодексу.

{Пункт 6.10 глави 6 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

XII. Підготовка експлуатаційного та оперативного персоналу ОСП та об’єктів електроенергетики, з якими взаємодіє ОСП

1. Організація роботи з персоналом

1.1. На всіх об’єктах електроенергетики, незалежно від їхньої відомчої належності та форм власності, необхідно забезпечувати комплектування робочих місць висококваліфікованим персоналом, здійснювати професійне навчання працівників на виробництві, включаючи первинну професійну підготовку, перепідготовку і підвищення кваліфікації, проводити перевірку знань працівників та їх атестацію.

1.2. Працівники під час прийняття на роботу і у процесі роботи повинні проходити інструктажі, навчання з питань охорони праці та пожежної безпеки, з надання першої медичної допомоги потерпілим від нещасних випадків і правил поведінки у разі виникнення аварійних ситуацій.

Працівники зобов’язані постійно підтримувати належний рівень своєї кваліфікації та поточну психофізіологічну працездатність, а керівники об’єктів електроенергетики мають створювати для цього необхідні умови.

1.3. Діяльність у сфері професійного розвитку працівників об’єктів електроенергетики має здійснюватися за такими основними напрямами:

розроблення поточних та перспективних планів професійного навчання працівників;

визначення видів, форм і методів професійного навчання працівників;

розроблення та виконання робочих навчальних планів і програм професійного навчання працівників;

організація професійного навчання працівників;

добір педагогічних кадрів та фахівців для проведення професійного навчання працівників безпосередньо у роботодавця;

ведення первинного та статистичного обліку кількості працівників, зокрема тих, які пройшли професійне навчання;

стимулювання професійного зростання працівників;

забезпечення підвищення кваліфікації працівників безпосередньо на виробництві або в навчальних закладах, як правило, не рідше ніж 1 раз на 5 років;

визначення періодичності атестації працівників та організація її проведення;

проведення аналізу результатів атестації та здійснення заходів щодо підвищення професійного рівня працівників.

1.4. Керівники об’єктів електроенергетики зобов’язані організовувати роботу щодо професійного навчання працівників на виробництві відповідно до вимог чинного законодавства України та галузевих нормативних документів, застосовуючи при цьому такі обов’язкові форми:

професійну та/або спеціальну підготовку або перепідготовку за новою посадою (професією) зі стажуванням та дублюванням на робочому місці;

підтримання і підвищення кваліфікації;

навчання персоналу та роботу з охорони праці і пожежної безпеки;

перевірку знань та атестацію;

допуск до самостійної роботи;

інструктажі з питань охорони праці, технічної експлуатації та пожежної безпеки, у тому числі вступні, первинні, повторні (періодичні), цільові, позапланові;

безперервне професійне навчання на виробництві для підвищення кваліфікації;

протиаварійні та протипожежні тренування та тренажерна підготовка, навчання з питань технічної експлуатації;

навчання прийомам надання першої допомоги потерпілим;

щорічне спеціальне навчання на виробництві для працівників, які зайняті на роботах з підвищеною небезпекою та підвищеною пожежною небезпекою, або там, де є потреба у професійному доборі.

Під час професійного навчання працівників на виробництві необхідно враховувати їх початковий рівень професійної освіти, кваліфікацію і досвід роботи, займану посаду та особливості робочого місця, вимоги до професій, встановлені відповідними нормативно-правовими актами.

1.5. Керівництво процесом підготовки, підтримання та підвищення кваліфікації персоналу об’єктів електроенергетики має здійснювати технічний керівник, а контроль за його здійсненням - керівник підприємства (відокремленого підрозділу).

Персональна відповідальність інших посадових осіб підприємства за роботу з персоналом визначається їх посадовими інструкціями і розпорядчими документами, що затверджуються керівництвом підприємства.

1.6. З метою профілактики і запобігання виробничого травматизму на підприємствах електроенергетики можуть вводитися особливі умови безпечного виконання робіт. Положення про введення особливих умов безпечного виконання робіт готується центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та приймається у встановленому порядку.

2. Організація проведення спеціального навчання

2.1. Працівники, які забезпечують виробничі процеси в електроенергетиці (оперативний, оперативно-виробничий і адміністративно-технічний персонал), зобов’язані мати спеціальну освіту і до початку самостійного виконання роботи проходити первинну професійну підготовку, спеціальне навчання та перевірку знань згідно із законодавством, включаючи нормативно-правові акти органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, інших органів виконавчої влади.

2.2. Первинна професійна підготовка проводиться одночасно зі спеціальним навчанням, залежно від посади, перед допуском до самостійної роботи за такими напрямами:

професійна підготовка на робочому місці в обсязі, визначеному посадовою інструкцією;

навчання з питань охорони праці;

навчання з питань пожежної безпеки;

навчання з питань технічної експлуатації.

2.3. Спеціальне навчання і перевірка знань (атестація) проводиться щодо підготовки персоналу (працівників) об’єктів електроенергетики, який забезпечує виробничі процеси, виконує роботу з важкими та шкідливими умовами праці та/або підвищеної небезпеки, а також персоналу, задіяного в

системі диспетчерського (оперативно-технологічного) управління режимами роботи ОЕС України.

Критерії зазначених умов праці та переліки робіт і посад, що відповідають цим критеріям, визначаються і затверджуються центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування державної політики у сфері промислової безпеки та охорони праці.

Допуск до роботи працівників електроенергетики, які не пройшли відповідної підготовки, забороняється.

2.4. Працівники, зайняті на роботах з підвищеною небезпекою або там, де є потреба у професійному доборі, повинні щороку проходити спеціальне навчання і перевірку знань відповідних нормативно-правових актів з охорони праці.

До виконання робіт підвищеної небезпеки та тих, що потребують професійного добору, допускаються особи за наявності висновку психофізіологічної експертизи.

2.5. Спеціальне навчання персоналу (працівників) об’єктів електроенергетики може проводитись за формальною і неформальною формами професійного навчання на вибір керівників цих об’єктів з урахуванням специфіки роботи персоналу та прийнятих на підприємстві форм і методів забезпечення професійного розвитку працівників.

Формальне професійне навчання - набуття працівниками професійних знань, умінь і навичок у навчальному закладі або безпосередньо на виробництві відповідно до вимог державних стандартів освіти, за результатами якого видається документ про освіту встановленого зразка.

Неформальне професійне навчання - набуття працівниками професійних знань, умінь і навичок, не регламентоване місцем набуття, строком та формою навчання.

2.6. Первинна професійна підготовка та спеціальне навчання проводяться за індивідуальними програмами теоретичного і практичного навчання, в яких, крім навчання за напрямами, зазначеними в пункті 2.2 цієї глави, у разі необхідності повинно бути передбачено стажування і дублювання на робочому місці за спеціально підготовленою програмою.

Для персоналу з технічної експлуатації, а також оперативного персоналу об’єктів електроенергетики проходження стажування і дублювання є обов’язковим.

2.7. У разі проведення спеціального навчання у спеціальних навчальних закладах воно здійснюється за програмами цих закладів, а в разі навчання в умовах виробництва - за програмами, затвердженими керівником підприємства.

Програми спеціального навчання з пожежної безпеки мають бути узгодженими з місцевими органами державного пожежного нагляду.

2.8. Спеціальне навчання працівників може проводитись в умовах виробництва у випадках, коли на його проведення не потрібно отримання ліцензії або коли за наявності умов, установлених відповідними нормативними документами, об’єкт електроенергетики може отримати ліцензію на проведення спеціального навчання для окремих професій.

2.9. Працівники об’єктів електроенергетики, які мають повну вищу, базову вищу або професійно-технічну освіту, а також працівники, яких переводять на інше робоче місце або які мали перерву в роботі, у тому числі більше одного року, можуть проходити спеціальне навчання безпосередньо на об’єктах без додаткового навчання у спеціальних навчальних закладах.

2.10. Навчання працівників проводиться як традиційними методами (лекції, семінари, консультації, практичні заняття тощо), так і з використанням сучасних видів навчання (модульного, дистанційного тощо), а також з використанням таких технічних засобів навчання, як:

автоматизовані навчальні курси і системи;

аудіовізуальні засоби;

комп’ютерні тренажери;

навчально-тренувальні комплекси.

Програмні засоби, що використовуються у процесі професійної підготовки персоналу, мають відповідати функціональним, програмно-технічним нормам придатності та, як правило, бути стандартними.

2.11. Перевірку знань працівників проводять комісії, які призначаються наказом керівника підприємства або розпорядчим документом відповідного центрального органу виконавчої влади. До складу комісії при перевірці знань

у керівного персоналу та працівників оперативно-диспетчерських підрозділів суб'єктів електроенергетики включаються уповноважені представники центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики (за згодою).

3. Вимоги щодо підготовки персоналу ОСП

3.1. ОСП зобов'язаний комплектувати робочі місця, що забезпечують експлуатацію та технічне обслуговування обладнання системи передачі, висококваліфікованими працівниками, які мають спеціальну професійну освіту енергетичного профілю та стаж роботи за спеціальністю, згідно з вимогами відповідних нормативних документів.

3.2. Перелік посад працівників ОСП, які забезпечують експлуатацію та технічне обслуговування обладнання системи передачі, затверджується ОСП.

3.3. Підготовка персоналу, який забезпечує експлуатацію та технічне обслуговування обладнання електричних мереж, включає безперервний процес підбору, підготовки, перепідготовки і підвищення кваліфікації, контролю знань працівників та їх атестації.

3.4. Допуск до самостійної роботи оперативних і оперативно-виробничих працівників уперше або у зв'язку з переведенням їх на іншу роботу за профілем експлуатації та технічного обслуговування обладнання системи передачі, а також після перерви в роботі понад 6 місяців необхідно здійснювати тільки після проходження ними:

інструктажів з питань експлуатації та технічного обслуговування обладнання, охорони праці та пожежної безпеки;

професійної підготовки;

тренажерної підготовки;

навчання на робочому місці (стажування);

перевірки знань в обсязі, обов'язковому для даної посади;

виконання професійних обов'язків на робочому місці (дублювання) з обов'язковим проходженням протиаварійних і протипожежних тренувань;

одержання або відновлення чинності ліцензії (у визначених законодавством випадках).

3.5. Оперативний та оперативно-виробничий персонал під час приймання на роботу має проходити психофізіологічний і фаховий відбір у встановленому законодавством України порядку, а у визначених законодавством випадках - також і спеціальну перевірку.

3.6. Професійна підготовка, спеціальне навчання та перевірка знань працівників, які забезпечують експлуатацію та технічне обслуговування обладнання електричних мереж, проводиться в обсягах, необхідних для виконання покладених на них обов'язків, передбачених посадовою інструкцією.

3.7. ОСП має право визначати перелік посад та встановлювати кваліфікаційні вимоги до працівників Користувачів, які забезпечують експлуатацію та технічне обслуговування обладнання, безпосередньо приєднаного до системи передачі, щодо яких ним погоджуються програми підготовки до самостійної роботи, а також брати участь у перевірці знань цих працівників у складі комісій, створених відповідно до положень цього Кодексу.

4. Вимоги щодо підготовки працівників об'єктів електроенергетики, задіяних у системі диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України

4.1. Керівники об'єктів електроенергетики зобов'язані комплектувати робочі місця, що відносяться до системи диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, висококваліфікованими працівниками, які мають спеціальну професійну освіту енергетичного профілю та стаж роботи за спеціальністю, згідно з вимогами відповідних нормативних документів.

4.2. Перелік посад працівників об'єктів електроенергетики, які забезпечують функціонування системи диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, затверджується керівниками цих об'єктів за погодженням з ОСП.

4.3. Підготовка персоналу, який забезпечує діяльність системи диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, включає безперервний процес підбору, підготовки, перепідготовки і підвищення кваліфікації, контролю знань працівників та їх атестації.

4.4. Допуск до самостійної роботи оперативних і оперативно-виробничих працівників уперше або у зв'язку з переведенням їх на іншу роботу за профілем функціонування системи диспетчерського (оперативно-

технологічного) управління ОЕС України, а також після перерви в роботі понад 6 місяців необхідно здійснювати тільки після проходження ними:

інструктажів з питань експлуатації та технічного обслуговування обладнання, охорони праці та пожежної безпеки;

професійної підготовки;

тренажерної підготовки;

навчання на робочому місці (стажування);

перевірки знань в обсязі, обов'язковому для даної посади;

виконання професійних обов'язків на робочому місці (дублювання) з обов'язковим проходженням протиаварійних і протипожежних тренувань;

одержання або відновлення чинності ліцензії (у визначених законодавством випадках).

4.5. Оперативний та оперативно-виробничий персонал під час приймання на роботу має проходити психофізіологічний і фаховий відбір у встановленому законодавством України порядку, а у визначених законодавством випадках - також і спеціальну перевірку.

4.6. Професійна підготовка, спеціальне навчання та перевірка знань працівників, які забезпечують функціонування системи диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, проводиться в обсягах, необхідних для виконання покладених на них обов'язків, передбачених посадовою інструкцією, а також з питань:

технічної експлуатації обладнання електричних станцій і мереж;

оперативно-технологічного управління виробництвом, передачею і розподілом електричної енергії з урахуванням режимів централізованого теплопостачання;

функціонування ринку електричної енергії України.

4.7. ОСП має право визначати перелік посад та встановлювати кваліфікаційні вимоги до працівників, задіяних у системі диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України середнього та нижчого рівня, щодо яких ним погоджуються програми підготовки до самостійної роботи, а також

брати участь у перевірці знань цих працівників у складі комісій, створених відповідно до положень цього Кодексу.

5. Атестація персоналу (працівників)

5.1. Категорії працівників, які підлягають атестації, та періодичність її проведення визначаються керівником об’єкта електроенергетики у встановленому законодавством України порядку.

5.2. Атестація проводиться за рішенням керівника об’єкта електроенергетики, яким затверджуються положення про проведення атестації, склад атестаційної комісії, графік проведення атестації. Інформація про проведення атестації доводиться до відома працівників не пізніше ніж за 2 місяці до її проведення.

Атестація працівника проводиться не частіше ніж 1 раз на 3 роки і тільки в його присутності.

5.3. Не допускається проведення оцінки професійного рівня та кваліфікації працівника за ознаками, що безпосередньо не пов’язані з виконуваною ним роботою.

5.4. Порядок формування атестаційної комісії, регламент її роботи та прийняття рішення встановлюються відповідно до вимог чинного законодавства України та галузевих нормативних документів.

5.5. Атестаційна комісія приймає рішення про відповідність або невідповідність працівника займаній посаді або виконуваній роботі.

5.6. У разі прийняття рішення про відповідність працівника займаній посаді або виконуваній роботі комісія може рекомендувати керівнику об’єкта електроенергетики зарахувати його до кадрового резерву, присвоїти чергову категорію, установити надбавку до заробітної плати або збільшити її розмір, організувати стажування на більш високій посаді або направити на підвищення кваліфікації з метою просування по роботі.

5.7. У разі прийняття рішення про невідповідність працівника займаній посаді або виконуваній роботі комісія може рекомендувати керівнику об’єкта електроенергетики перевести працівника, за його згодою, на іншу посаду чи роботу, що відповідає його професійному рівню, або направити на навчання з подальшою (не пізніше ніж через рік) повторною атестацією. Рекомендації комісії з відповідним обґрунтуванням доводяться до відома працівника у письмовій формі.

У разі відмови працівника від переведення на іншу посаду чи роботу, що відповідає його кваліфікаційному рівню, або від професійного навчання за рахунок коштів підприємства керівник об’єкта електроенергетики за результатами атестації має право звільнити працівника відповідно до Кодексу законів про працю України.

5.8. Результати атестації можуть бути оскаржені працівником у порядку, встановленому законодавством.

Директор
Департаменту із регулювання
відносин у сфері енергетики К. Сушко

Додаток 1 (тип А)
до Кодексу системи передачі

ЗАЯВА
про приєднання електроустановок до системи передачі

{Додаток 1 (тип А) із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

Додаток 1 (тип Б)
до Кодексу системи передачі

ЗАЯВА
про приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, до системи передачі

{Додаток 1 (тип Б) із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

Додаток 2
до Кодексу системи передачі

ЗАЯВА
на отримання вихідних даних для розроблення техніко-економічного обґрунтування схеми приєднання об’єкта

Додаток 3 (тип А)
до Кодексу системи передачі

ДОГОВІР
про приєднання електроустановок до системи передачі

Додаток 3 (тип Б)
до Кодексу системи передачі

ДОГОВІР
про приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, до системи передачі

Додаток 4 (тип А)
до Кодексу системи передачі

ТЕХНІЧНІ УМОВИ
на приєднання електроустановок до системи передачі

Додаток 4 (тип Б)
до Кодексу системи передачі

ТЕХНІЧНІ УМОВИ
на приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, до системи передачі

Додаток 5
до Кодексу системи передачі

ТИПОВИЙ ДОГОВІР
про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління

{Додаток 5 із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019, № 2267 від 05.11.2019, № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

Додаток 6
до Типового договору
про надання послуг з
диспетчерського
(оперативно-технологічного)
управління

ПОЛОЖЕННЯ
про взаємодію ОСП та Виробника при диспетчерському (оперативно-технологічному) управлінні

{Типовий договір доповнено новим Додатком 6 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

Додаток 7
до Типового договору
про надання послуг з
диспетчерського
(оперативно-технологічного)
управління

ПОЛОЖЕННЯ
про взаємодію ОСП та ОСР при диспетчерському (оперативно-технологічному) управлінні

{Типовий договір доповнено новим Додатком 7 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

Додаток 8
до Типового договору
про надання послуг з
диспетчерського
(оперативно-технологічного)
управління

ПОЛОЖЕННЯ
про взаємодію ОСП та Споживача при диспетчерському (оперативно-технологічному) управлінні

{Типовий договір доповнено новим Додатком 8 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019}

Додаток 6
до Кодексу системи передачі

ТИПОВИЙ ДОГОВІР
про надання послуг з передачі електричної енергії

{Додаток 6 із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019, № 2267 від 05.11.2019, № 360 від 07.02.2020 - щодо визнання протиправними та нечинними змін див. Рішення Окружного адміністративного суду міста Києва № 640/3041/20 від 13.07.2020}

Додаток 7
до Кодексу системи передачі

ПОРЯДОК
перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг

I. Порядок перевірки ПДП

1. Загальні положення

1.1. Цей Порядок визначає процедуру та умови перевірки ПДП (потенційного ПДП) та електроустановок, які використовуються (плануються до використання) ним для надання ДП оператору системи передачі, з метою підтвердження їх відповідності вимогам Кодексу системи передачі (далі - КСП) та інших нормативних документів щодо:

резервів підтримки частоти (РПЧ);

автоматичних резервів відновлення частоти (аРВЧ);

ручних резервів відновлення частоти (рРВЧ);

резервів заміщення (РЗ);

регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора;

відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономного пуску).

Учасниками процесу перевірки ПДП або потенційного ПДП (далі - Перевірка ПДП) є ОСП, ОСР у випадку приєднання електроустановок ПДП (потенційного ПДП) до електричних мереж системи розподілу, ПДП (потенційні ПДП) та орган з оцінки відповідності.

2. Права та обов’язки ОСП у процесі перевірки ПДП

2.1. ОСП зобов’язаний:

1) оприлюднювати на власному веб-сайті вимоги до програм випробувань електроустановок ПДП (потенційних ПДП) за кожним видом ДП;

2) приймати рішення щодо погодження:

програм випробувань;

дати проведення випробувань;

звітів випробувань електроустановок ПДП (потенційних ПДП);

3) брати участь у випробуваннях електроустановок ПДП (потенційних ПДП);

4) розглядати апеляції з питань Перевірки ПДП (потенційного ПДП);

5) оприлюднювати актуальний реєстр ПДП, які пройшли перевірку;

6) організовувати контроль відповідності ПДП, які пройшли перевірку, вимогам КСП та інших нормативних документів.

2.2. ОСП має право:

1) ініціювати проведення позачергових випробувань електроустановок ПДП у випадках, визначених цим Порядком;

2) вимагати від учасників процесу Перевірки ПДП виконання своїх зобов’язань, що випливають з цього Порядку;

3) запитувати у ПДП (потенційного ПДП) документи, що підтверджують відповідність органу з оцінки відповідності вимогам КСП;

4) з метою інформування учасників ринку вести реєстр органів з оцінки відповідності;

5) залучати до процесу перевірки та випробувань консультантів, що мають успішний досвід проведення перевірок у сфері ДП в ENTSO-E.

3. Права та обов’язки ПДП (потенційних ПДП)

3.1. ПДП (потенційний ПДП) зобов’язаний:

1) забезпечувати проведення випробувань електроустановок ПДП відповідно до глав 8-9 розділу IV КСП та цього Порядку;

2) забезпечувати відповідність електроустановок технічним вимогам КСП;

3) проводити контроль перевірених показників, їх стабільності, реєстрацію та збереження результатів контролю;

4) невідкладно інформувати ОСП щодо внесення змін до технічної документації, конструкції електроустановок, що пройшли перевірку, та до технологічних процесів, пов’язаних з наданням ДП;

5) передбачати в договорі, що укладається з органом з оцінки відповідності, зобов’язання щодо дотримання ним вимог, визначених у КСП та цьому Порядку;

6) забезпечувати доступ уповноважених представників ОСП до електроустановок ПДП у процесі проведення контролю відповідності ПДП, які пройшли перевірку, вимогам КСП та інших нормативних документів.

3.2. ПДП (потенційний ПДП) має право:

1) ініціювати проведення перевірки та випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП);

2) вільно обирати орган з оцінки відповідності;

3) звертатися до ОСП за роз’ясненнями з питань Перевірки ПДП;

4) оскаржувати рішення ОСП щодо Перевірки ПДП.

4. Етапи проведення перевірки ПДП

4.1. Основними етапами проведення Перевірки ПДП є:

1) ініціювання проведення Перевірки ПДП;

2) проведення організаційних та підготовчих робіт, передбачених главами 8 та 9 розділу IV КСП та цим Порядком;

3) підготовка та узгодження між учасниками процесу Перевірки ПДП програми випробувань та термінів (дати початку та завершення) проведення випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП);

4) проведення випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП);

5) підготовка органом з оцінки відповідності технічного звіту про результати проведеного випробування;

6) затвердження ПДП (потенційним ПДП) технічного звіту про результати проведеного випробування;

7) підготовка та надання, з метою погодження, до ОСП технічного звіту про результати проведеного випробування, який має містити висновок щодо підтвердженої випробуваннями електроустановок ПДП оцінки спроможності надання допоміжних послуг, їх обсягу та якісних характеристик.

5. Алгоритм перевірки ПДП

5.1. ПДП (потенційний ПДП) ініціює процес Перевірки ПДП не пізніше ніж за 30 календарних днів до запланованої дати проведення випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП) шляхом подання запиту до ОСП, у якому має бути зазначено:

вид ДП;

інформацію щодо органу з оцінки відповідності, який проводитиме випробування електроустановок ПДП (потенційного ПДП);

технічні відомості про обладнання ПДП (потенційного ПДП);

заплановану дату проведення випробування електроустановок ПДП (потенційного ПДП).

5.2. ПДП (потенційний ПДП) направляє ОСП програму випробування електроустановок ПДП (потенційного ПДП), складену відповідно до вимог глав 8 та 9 розділу IV КСП та цього Порядку, після погодження дати випробувань протягом 5 робочих днів.

5.3. ОСП приймає рішення щодо погодження програми випробування електроустановок ПДП та повідомляє про це ПДП (потенційного ПДП) протягом 10 робочих днів з дати її отримання від ПДП (потенційного ПДП). У випадку приєднання електроустановок ПДП (потенційного ПДП) до електричних мереж системи розподілу ОСП повинен узгодити своє рішення з відповідним ОСР.

У випадку якщо програма випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП) не відповідає вимогам цього Порядку, ОСП повідомляє ПДП (потенційного ПДП) про відхилення програми з обґрунтуванням

причин відхилення. Потенційний ПДП має усунути вказані недоліки та повторно направити ОСП програму випробувань не пізніше ніж за 10 робочих днів до дати випробувань. Після повторного розгляду програми випробувань ОСП приймає рішення щодо погодження/непогодження такої програми. У разі незадовільного рішення ОСП повідомляє ПДП (потенційного ПДП) про відхилення програми та скасування дати проведення випробувань електроустановок ПДП.

5.4. Орган з оцінки відповідності проводить випробування електроустановок ПДП (потенційного ПДП) за участі ПДП (потенційного ПДП), ОСП та ОСР у випадку приєднання електроустановок ПДП (потенційного ПДП) до електричних мереж системи розподілу за погодженою з ОСП програмою випробувань. Присутність представників ОСП при проведенні випробувань є обов’язковою.

5.5. Після проведення випробування електроустановки ПДП (потенційного ПДП) орган з оцінки відповідності складає протокол випробувань. Протокол випробувань має бути затверджений ПДП (потенційним ПДП).

5.6. На підставі затвердженого протоколу випробувань орган з оцінки відповідності розробляє та надає ПДП (потенційному ПДП) технічний звіт про результати проведеного випробування, що має бути направлений ПДП (потенційним ПДП) на погодження ОСП.

5.7. У випадку якщо технічний звіт про результати проведеного випробування та протокол випробувань встановлює відповідність електроустановок ПДП (потенційного ПДП) вимогам КСП та інших нормативно-технічних документів, ОСП погоджує його та повідомляє про це ПДП протягом 10 робочих днів з дати отримання технічного звіту від ПДП (потенційного ПДП).

5.8. Орган з оцінки відповідності на основі погодженого ОСП технічного звіту про результати проведеного випробування приймає рішення щодо відповідності електроустановки ПДП (потенційного ПДП) вимогам КСП щодо надання ДП та надає ПДП Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП, яке має бути погоджено ОСП.

ОСП вносить ПДП до реєстру ПДП, який оприлюднюється ОСП на власному вебсайті в мережі Інтернет, протягом одного робочого дня з моменту отримання інформації від ПДП про отримання ним Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП.

{Пункт 5.8 глави 5 розділу I із змінами, внесеними згідно Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2267 від 05.11.2019}

5.9. На основі погодженого з ОСП технічного звіту про результати проведеного випробування для перевірки відповідності електроустановок ПДП (потенційного ПДП) вимогам до аРВЧ ПДП також може отримати Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП щодо надання ДП з рРВЧ та/або РЗ в обсягах, визначених за результатами випробувань.

5.10. Починаючи з 01 листопада 2019 року та на період, протягом якого потенційний ПДП здійснюватиме організаційно-технічні заходи, визначені вимогами глави 4 цього розділу, ОСП може надати потенційному ПДП, який мав підтверджений ОСП успішний досвід надання ручних резервів відновлення частоти та/або резервів заміщення протягом попередніх 12 місяців (в обсягах, що відповідають зазначеним у декларативних даних електроустановки), Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП на підставі декларативних даних електроустановки щодо надання РЗ, рРВЧ з терміном дії до 01 травня 2020 року на підставі подання потенційним ПДП:

1) заяви-декларації про відповідність положенням КСП в частині РЗ, рРВЧ;

2) декларативних даних електроустановок (енергоблок, гідроагрегат тощо) одиниці надання ДП щодо мінімальної і максимальної потужності (Pmin і Pmax), швидкості завантаження і розвантаження, обсягу РЗ, рРВЧ (на завантаження і розвантаження), що планується використовувати для надання ДП відповідно до Правил ринку;

3) протоколів останніх випробувань електроустановок одиниці надання ДП;

4) пропозиції щодо дати проведення випробувань відповідно до вимог цього Порядку;

5) підтвердження відповідності системи моніторингу ПДП вимогам додатка 6 до Правил ринку.

{Главу 5 5 розділу I доповнено новим пунктом 5.10 згідно Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2267 від 05.11.2019}

5.11. ОСП повинен розглянути документи, подані потенційним ПДП відповідно до пункту 5.10 цієї глави, протягом 10 робочих днів та, за відсутності зауважень та спроможності здійснення ОСП моніторингу

надання ДП ПДП, надати йому Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з терміном дії до 01 травня 2020 року.

У випадку отримання Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП за результатами проведення перевірки ПДП згідно з пунктами 5.1 - 5.9 цієї глави до 31 грудня 2019 року Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП, видане відповідно до пункту 5.10 цієї глави, втрачає дію.

{Главу 5 5 розділу I доповнено новим пунктом 5.11 згідно Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2267 від 05.11.2019}

5.12. Якщо за результатами моніторингу виконання ПДП зобов'язань з надання ДП відповідно до Правил ринку ОСП 2 рази поспіль виявлена невідповідність встановленим критеріям щодо обсягів чи якості надання ДП, термін дії Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП на підставі декларативних даних електроустановки достроково завершується. Повторно надана заява-декларація про відповідність положенням КСП ОСП не розглядається.

{Главу 5 розділу I доповнено новим пунктом 5.12 згідно Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2267 від 05.11.2019}

6. Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП

6.1. Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП має містити:

найменування ПДП;

{Пункт 6.2 глави 6 доповнено новим абзацом другим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1724 від 16.09.2020}

місцезнаходження електроустановок ПДП;

{Пункт 6.2 глави 6 доповнено новим абзацом третім згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1724 від 16.09.2020}

EIC-код учасника ринку;

EIC-код області регулювання, де розташовані електроустановки ПДП (потенційного ПДП);

EIC-код одиниці надання допоміжної послуги;

вид ДП, на яку видане Свідоцтво;

підтверджений за результатами випробувань об’єм резерву потужності (для РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ);

підтверджений діапазон регулювання реактивної потужності (для послуги регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК);

час активації та об’єм резерву потужності, що може бути затребувана під час активації послуги із відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономного пуску);

дату видачі Свідоцтва;

термін дії Свідоцтва;

підстави надання Свідоцтва;

{Пункт 6.2 глави 6 доповнено новим абзацом тринадцятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1724 від 16.09.2020}

найменування органу з оцінки відповідності, що видав Свідоцтво.

{Пункт 6.1 глави 6 із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1724 від 16.09.2020}

6.2. Додатком до Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП має бути технічний звіт про результати проведеного випробування.

{Пункт 6.2 глави 6 із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1724 від 16.09.2020}

6.3. Якщо одиниця надання ДП, на яку видано Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП, термін дії якого не завершився, передана на праві власності, оренди або іншому праві користування іншому учаснику ринку, такий учасник ринку (потенційний ПДП) має право звернутися до ОСП щодо надання нового Свідоцтва за умови незмінності технічних характеристик одиниці надання ДП та технологічних процесів, що впливають або можуть вплинути на якість надання ДП.

Заява на отримання нового Свідоцтва потенційного ПДП має містити:

найменування ПДП - попереднього отримувача Свідоцтва;

вид ДП, на який подається запит щодо отримання нового Свідоцтва;

технічні відомості про обладнання.

До заяви додається технічний звіт про результати проведеного випробування, що був додатком до попереднього Свідоцтва.

ОСП протягом 10 робочих днів на підставі заяви про анулювання Свідоцтва попереднього отримувача, заяви потенційного ПДП на отримання нового Свідоцтва та підтвердження незмінності об'ємів резерву потужності (для РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ) і діапазонів регулювання реактивної потужності (для послуги регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК), а також у разі відповідності інформації щодо одиниці надання ДП, на яку видано попереднє Свідоцтво, інформації, зазначеній у заяві потенційного ПДП, надає нове Свідоцтво ПДП, уносить відповідні зміни до Реєстру ПДП та Реєстру одиниць надання ДП.

Термін дії нового Свідоцтва не змінюється.

Додатком до Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП є технічний звіт про результати проведеного випробування. У новому Свідоцтві робиться відмітка про підстави його надання.

Під час розгляду заяви потенційного ПДП ОСП має право на проведення перевірки відповідності потенційного ПДП вимогам КСП у разі порушення умов надання ДП ПДП протягом шести календарних місяців у більше ніж 20 % випадків.

У випадку якщо за результатами цієї перевірки виявлено, що потенційний ПДП не відповідає вимогам КСП, то потенційний ПДП має провести випробування електроустановок згідно з алгоритмом перевірки ПДП, який передбачено розділом V цього Порядку.

{Главу 6 розділу I доповнено новим пунктом 6.3 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1724 від 16.09.2020}

7. Термін дії Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП

7.1. Термін дії Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП складає 5 років.

7.2. Дострокове завершення терміну дії Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП відбувається в таких випадках:

технічні вимоги щодо надання ДП змінилися;

результати моніторингу засвідчують, що за останні 6 календарних місяців 3 рази не була надана відповідна ДП;

було проведено реконструкцію/переоснащення електроустановок ПДП;

неусунення ПДП невідповідностей електроустановок у терміни (строки), визначені ОСП.

7.3. У випадку завершення терміну дії Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП та ненадання інформації ПДП про продовження терміну дії ОСП виключає інформацію про такого ПДП з Реєстру ПДП.

{Главу 7 розділу I доповнено новим пунктом 7.3 згідно Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2267 від 05.11.2019}

8. Процедура оскарження результатів Перевірки ПДП

8.1. ПДП (потенційний ПДП) має право на оскарження рішення ОСП щодо непогодження технічного звіту про результати випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП) шляхом звернення до ОСП. ОСП повинен розглянути таке звернення у строк, що не перевищує 10 робочих днів з дати отримання звернення від ПДП (потенційного ПДП).

У разі незгоди з рішенням ОСП ПДП (потенційний ПДП) має право звернутися до Регулятора.

9. Організація контролю

9.1. ОСП організовує контроль роботи електроустановок ПДП, за допомогою яких надаються ДП, шляхом проведення перевірок та отримання інформації про електроустановки ПДП, виконання ПДП своїх зобов’язань у частині надання ДП та відповідності КСП. Контроль виконується протягом терміну дії Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП.

9.2. Критерієм для визначення необхідності у проведенні перевірок є зіставлення даних, отриманих за результатами випробувань, та результатів моніторингу.

9.3. При виявленні невідповідностей електроустановок, за допомогою яких надаються ДП, вимогам КСП ОСП повідомляє ПДП щодо виявлених невідповідностей та термінів їх усунення.

II. Порядок проведення випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП)

1. Загальні положення

1.1. Перед проведенням випробувань електроустановок ПДП (потенційних ПДП) перевіряється наявність у ПДП (потенційного ПДП) необхідного обладнання, програмного забезпечення та професійної кваліфікації щодо таких аспектів:

1) початковий стан електроустановок, за допомогою яких планується надання ДП: забезпечено готовність до випробування та необмеженої роботи в умовах проведення випробування зі звичайними уставками обмежувачів та захистів;

2) схема регулювання: належна схема керування повинна бути активована для регулятора частоти обертання та інших відповідних регуляторів (для ТЕС - енергоблок перебуватиме в режимі «котел відслідковує турбіну» або «скоординованого регулювання»);

3) подача сигналу на вимірювання швидкості: характеристика сигналу швидкості у регулятора повинна бути визначена, а відповідний генератор сигналу повинен бути доступний перед випробуванням. Для нового регулятора та/або станційної системи SCADA можливе введення необхідних випробувальних сигналів у регулятор частоти обертання та здійснення реєстрації за допомогою програмно-технічного інтерфейсу. Якщо така опція доступна, потрібно віддавати перевагу їй, а не подачі апаратного сигналу. Краще вводити імітаційний сигнал частоти - як у контур регулювання швидкості, так і в контур активної потужності. Якщо це неможливо, сигнал вводиться в контур регулювання активної потужності, а реальна частота системи реєструється. Умови випробувань повинні бути вказані в кожній програмі випробувань, орієнтованій на конкретну одиницю надання ДП;

4) реєстратор даних: записи випробувань мають бути заархівовані блочною системою SCADA, якщо ця система задовольняє очікування часової роздільної здатності, визначені нижче. Якщо ж ні, для збору випробувальних даних буде використовуватися зовнішній пристрій, який має такі можливості:

запис 16 сигналів, що мають точність вимірювання 0,001 в.о.;

мінімальний час вибірки 100 мс (10 зразків на секунду) часова роздільна здатність для кожного сигналу.

Якщо для реєстрації даних необхідний зовнішній пристрій, усі відповідні детальні параметри пристрою мають визначатись у методиці проведення випробувань конкретного енергоблока;

5) аварійне зупинення випробування: програмний параметр або апаратний перемикач, який вимикає підсумовування поданих сигналів заданої форми у разі аварії;

6) визначення вимірювальних сигналів: сигнали, які реєструватимуться під час випробувань на кожній одиниці надання ДП, мають докладно визначатися у програмах випробувань, орієнтованих на конкретну одиницю надання ДП. Точки вимірювання аналогових сигналів мають бути визначені разом з їхніми характеристиками (напруга/струм, діапазон сигналу). Для систем SCADA з можливістю реєстрації даних, сумісної з вимогами, мають бути визначені лише необхідні сигнали, тому ПДП може визначити належну реєстрацію даних у системі SCADA.

1.2. Випробування повинні виконуватися в координації з ОСП та оперативним персоналом, що експлуатує одиницю надання ДП, щоб уникнути будь-яких небажаних регулювальних дій. В усіх випробуваннях, пов’язаних з регулюванням частоти та активної потужності, має здійснюватися реєстрація наведених у таблиці 1 типових сигналів (у залежності від типу одиниці надання ДП) із відповідною часовою роздільною здатністю.

Таблиця 1

Назва сигналу	Роздільна здатність (не менше)
уставка частоти	100 мс
виміряне значення частоти/виміряне значення частоти обертання валу турбіни	100 мс
активна вихідна потужність одиниці надання ДП, що бере участь у первинному регулюванні	100 мс
положення регулюючих клапанів турбіни	100 мс
тиск гострої пари перед турбіною*	1 с

температура свіжої пари*	1 с
витрата палива*	1 с
ручна уставка активної потужності	100 мс
дистанційна уставка активної потужності (від ЦР САРЧП)	1 с
температура пари проміжного перегріву*	1 с
команди керування регулюючими клапанами турбіни*	100 мс
тиск у камері згоряння*	1 с
рівень у барабані*	1 с
тиск у конденсаторі*	1 с
напір нетто (для гідроагрегатів)*	1 с

_____

Примітка. Наявність або відсутність пунктів, відмічених *, залежить від технічних характеристик одиниці надання ДП, яка випробовується.
У разі відсутності сигналу по витраті палива необхідно використовувати сигнал, що характеризує зміну витрати палива (наприклад, частота обертання пиложивильників).

1.3. Перед випробуваннями гідроагрегатів необхідно зафіксувати напір нетто.

1.4. Електроустановки ПДП (потенційного ПДП) мають бути оснащені системою моніторингу, що відповідає вимогам глави 5 розділу IX КСП та Порядку моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов’язань з надання допоміжних послуг, визначеного Правилами ринку (далі - Порядок моніторингу).

Перед проведенням випробувань перевіряється оснащеність електроустановок ПДП (потенційного ПДП) відповідними системами моніторингу надання ДП.

З цією метою ПДП (потенційний ПДП) повинен підтвердити:

наявність відповідного програмно-технічного комплексу, за допомогою якого забезпечується моніторинг надання ДП;

можливість фіксації всіх необхідних сигналів;

забезпечення точності вимірювання та дискретності всіх сигналів;

забезпечення виконання технічних вимог щодо організації каналів обміну інформацією між ОСП та ПДП;

забезпечення збереження інформації щодо моніторингу ДП.

2. Порядок проведення випробувань первинного регулювання частоти

2.1. Для всіх випробувань подача сигналу має здійснюватися у вимірюваний сигнал частоти або уставку частоти - у залежності від можливостей регулятора частоти обертання, як показано на рисунку 1.

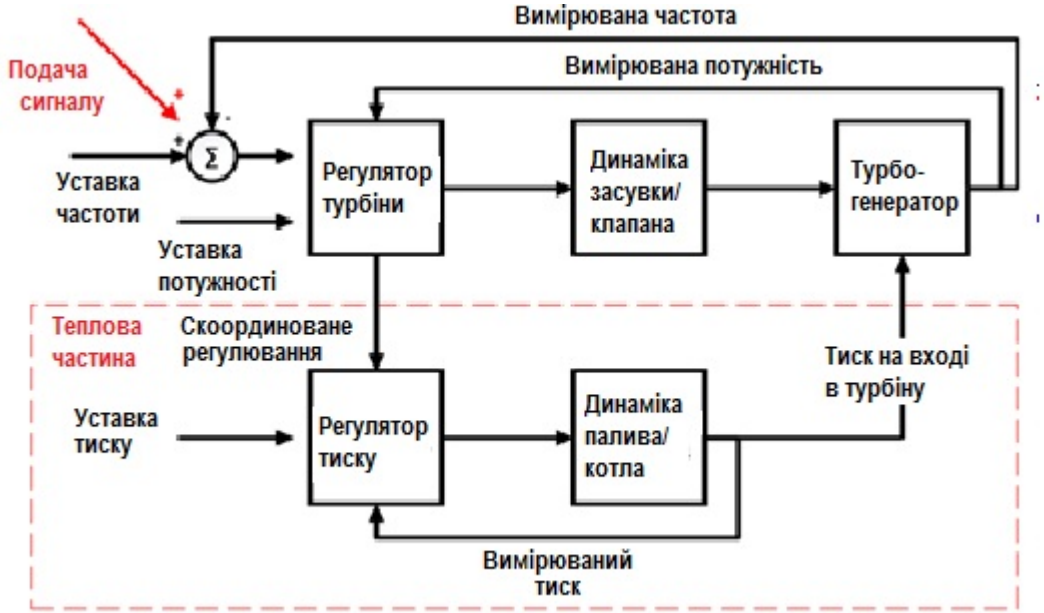


Рисунок 1. Приклад подачі сигналу регулятора

2.2. Випробування регулювання базового навантаження має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.

2.3. Методика випробування регулювання базового навантаження передбачає, що:

1) одиниця надання ДП повинна перебувати в режимі регулювання навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності (Рзад);

2) зона нечутливості частоти збільшується до високих значень, щоб не порушувати вихідну потужність;

3) спостерігати, чи є вихідна потужність одиниці надання ДП постійною впродовж 1 години (може бути скорегований за необхідності);

4) вимірюються всі визначені сигнали.

2.4. Для спостереження за чутливістю системи регулювання при випробуванні чутливості первинного регулювання частоти необхідно задавати малі відхилення частоти, як показано на рисунку 2. При цьому:

1) вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою

$$P_{зад} = P_{min} + \frac{P_{max} - P_{min}}{2},$$

P_{min} - мінімальне навантаження (технічний мінімум), що може нести одиниця надання ДП тривалий час,

P_{max} - максимальне навантаження (встановлена потужність), що може нести одиниця надання ДП тривалий час;

2) відповідний режим регулювання активний, а зона нечутливості по частоті встановлюється рівною нулю;

3) значення статизму встановлюватимуться в діапазоні 4-6 % (за замовчуванням для випробувань повинно бути 5 %);

4) сигнал, визначений на рисунку 2, подається як сигнал вимірювання частоти кроками по ±10 мГц і ±20 мГц;

5) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано менше 5 хвилин).

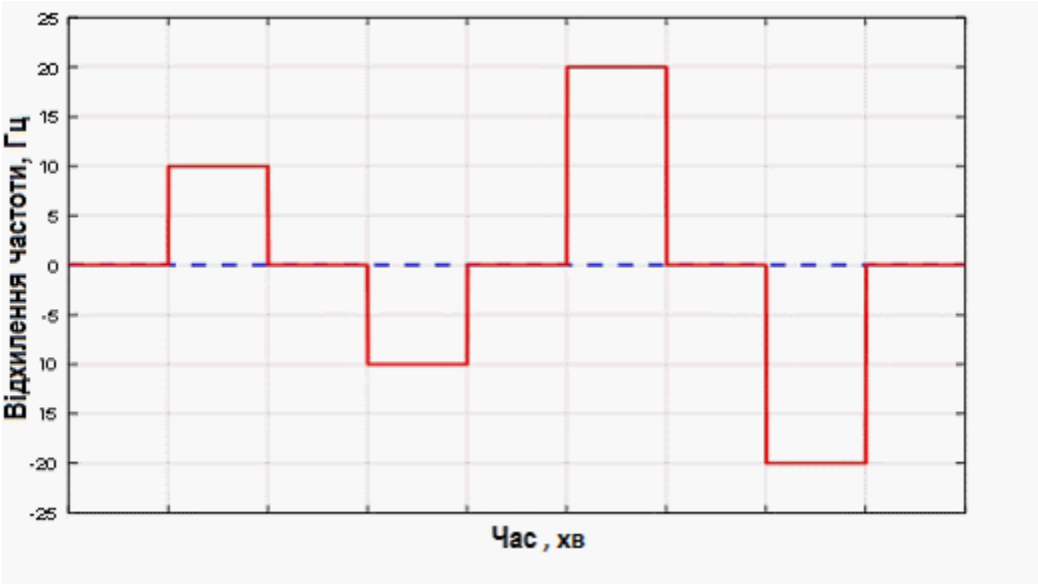


Рисунок 2. Малі сигнали відхилення частоти

2.5. Перевірка достовірності уставок РПЧ.

Перевірка достовірності уставок РПЧ виконується з метою підтвердження відповідності характеристик налаштування регулятора потужності (статизм і нечутливість до частоти на основі ступінчатих змін вимірюваної частоти), для чого задаються різні відхилення частоти для електроустановки надання ДП як показано на рисунку 3. При цьому:

1) вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання;

2) відповідний режим регулювання активний, а зона нечутливості по частоті встановлюється рівною нулю;

3) значення статизму встановлено в діапазоні 4-8 %. Випробування повторюється для 2 різних значень статизму. Випробувальні значення статизму під час випробування залежать від номінальної потужності одиниці надання ДП і максимальних ступенів частоти (усього - 200 мГц або 100 мГц). Точні значення мають бути вказані в кожній програмі випробувань для конкретної одиниці надання ДП;

4) реакція одиниці надання ДП на кожному кроці має бути попередньо розрахована й погоджена у програмі випробувань;

5) сигнал, визначений на рисунку 3, подається як сигнал вимірювання (у цілому ±200 мГц, з кроками 50 мГц);

6) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендується 5-7 хвилин).

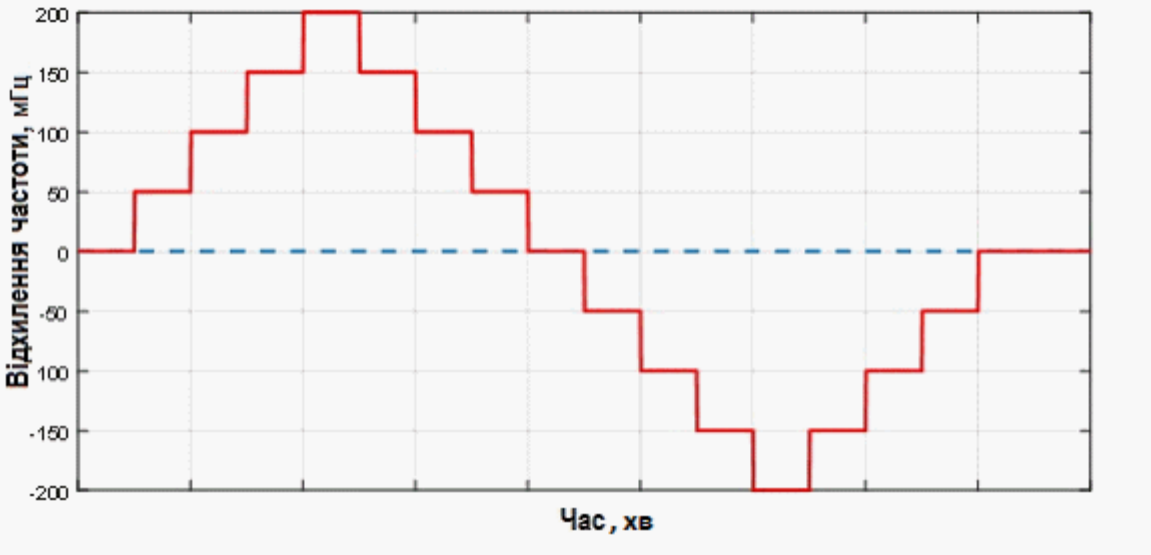


Рисунок 3. Малі сигнали відхилення частоти

2.6. Для спостереження характеристики первинного регулювання при перевірці працездатності первинного регулювання частоти для одиниці надання ДП необхідно задавати ступінчасті відхилення частоти, які є достатньо великими для активації всього резерву первинного регулювання, як показано на рисунку 4.

2.7. Методика випробування працездатності первинного регулювання передбачає, що:

1) випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів навантаження регулювання:

$P_{min}+P_{РПЧ}$ та $P_{max}-P_{РПЧ.}$

Відповідний режим регулювання - активний, а зона нечутливості по частоті встановлюється рівною 0 мГц;

2) значення статизму встановлюється в діапазоні 4-8 % (вибирається на основі резервної потужності енергоблока);

3) реакція одиниці надання ДП на кожному кроці має бути попередньо розрахована й погоджена у програмі випробувань;

4) сигнал, визначений на рисунку 4, подається як сигнал вимірювання частоти величиною ±200 мГц (буде перераховано для різних налаштувань статизму та обсягу основного резерву електростанції) такими кроками:

для режиму високого навантаження буде перевірена активація резерву на завантаження;

для режиму низького навантаження буде перевірена активація резерву на розвантаження;

5) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється упродовж 15 хвилин (кожний імітаційний сигнал частоти буде підтримуватися мінімум 15 хвилин);

6) вимірюються всі визначені сигнали.

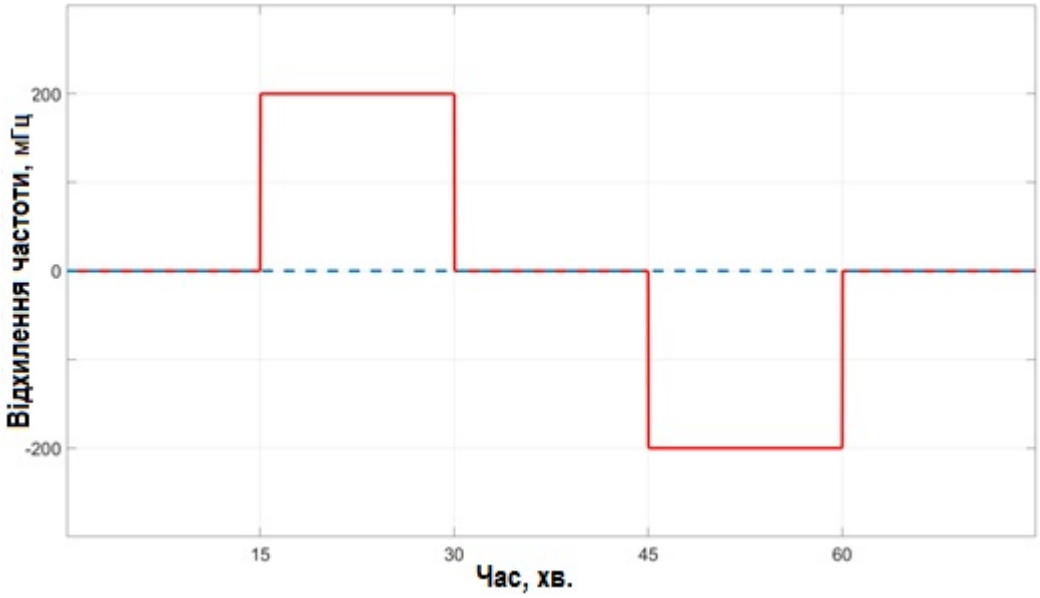


Рисунок 4. Подача сигналу частоти для випробування характеристик первинного регулювання у вимірювану частоту в разі мінімальної потужності

2.8. Випробування вважається проведеним успішно за умови видачі не менше 100 % РПЧ на завантаження/розвантаження за час не більше 30 сек. Під час навантаження/розвантаження допускається перерегулювання за умови, якщо воно не перевищує 1 % Рном та коливання потужності мають затухаючий характер.

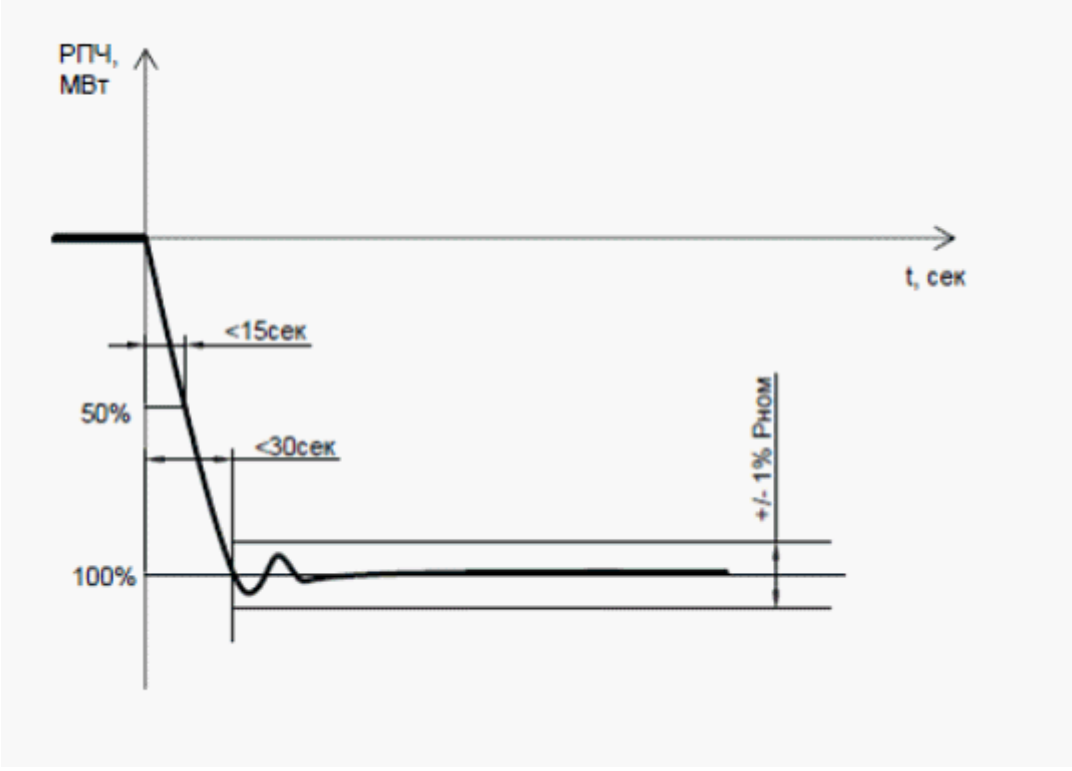


Рисунок 5. Процес активації РПЧ на завантаження для генерації і розвантаження для споживання (система накопичення може працювати як в режимі видачі, так і в режимі споживання електричної енергії)

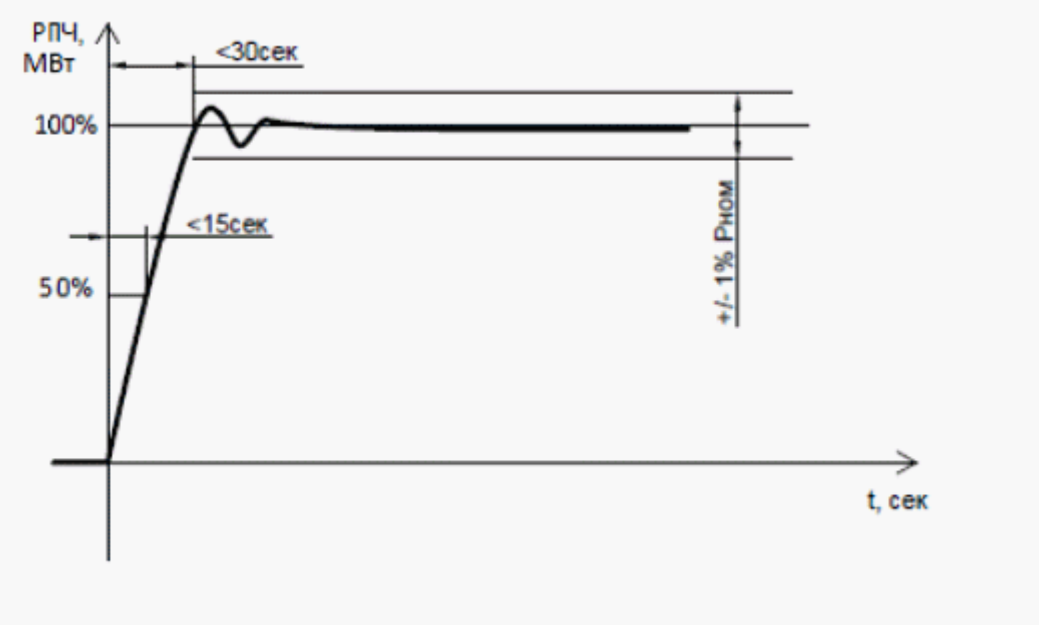


Рисунок 6. Процес активації РПЧ на розвантаження для генерації і навантаження для споживання (система накопичення може працювати як в режимі видачі, так і в режимі споживання електричної енергії)

3. Порядок проведення випробування вторинного регулювання частоти

3.1. Перевірка базового навантаження аРВЧ.

Це випробування має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.

Для проведення випробування:

електроустановка одиниці надання ДП повинна перебувати в режимі підтримки заданого навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності (Рзад);

зона нечутливості частоти збільшується до значень, що не порушуватимуть вихідну потужність (рекомендовано 500 мГц);

вихідна потужність електроустановки одиниці надання ДП має бути постійною впродовж 1 години (за необхідності може бути скореговано).

3.2. Методика випробування вторинного регулювання частоти передбачає, що:

1) вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою

$$P_{зад} = P_{min} + \frac{P_{max} - P_{min}}{2};$$

2) відповідний режим регулювання активний, а зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;

3) уставка активної потужності змінюється кроками ±1 % і ±2 % (відносно номінальної потужності одиниці надання ДП);

4) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано максимум 5 хвилин);

5) випробування може здійснюватися зі SCADA шляхом імітації уставки;

6) вимірюються всі визначені сигнали.

3.3. Перевірка достовірності уставок аРВЧ виконується з метою підтвердження зміни активної потужності у відповідності до заданих уставок через ступінчасті зміни в сигналі ЦР САРЧП.

3.4. Методика перевірки достовірності уставок аРВЧ передбачає, що:

1) вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою

$$P_{зад} = P_{min} + \frac{P_{max} - P_{min}}{2};$$

2) відповідний режим регулювання - активний, а зона нечутливості до частоти встановлена рівною нулю з метою з'ясування того, що одиниця надання ДП працює в обох режимах - вторинного і первинного регулювання;

3) реакція одиниці надання ДП на кожному кроці має бути попередньо розрахована й погоджена у програмі випробувань;

4) уставка активної потужності буде збільшена і зменшена в чотири кроки в позитивному і негативному напрямі. На кожному кроці вихідна потужність буде змінена на 25 % від повного резерву одиниці надання ДП, як показано на рисунку 7;

5) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано менше 5 хвилин);

6) випробування може виконуватися зі SCADA шляхом імітації уставки потужності;

7) вимірюються всі визначені сигнали.

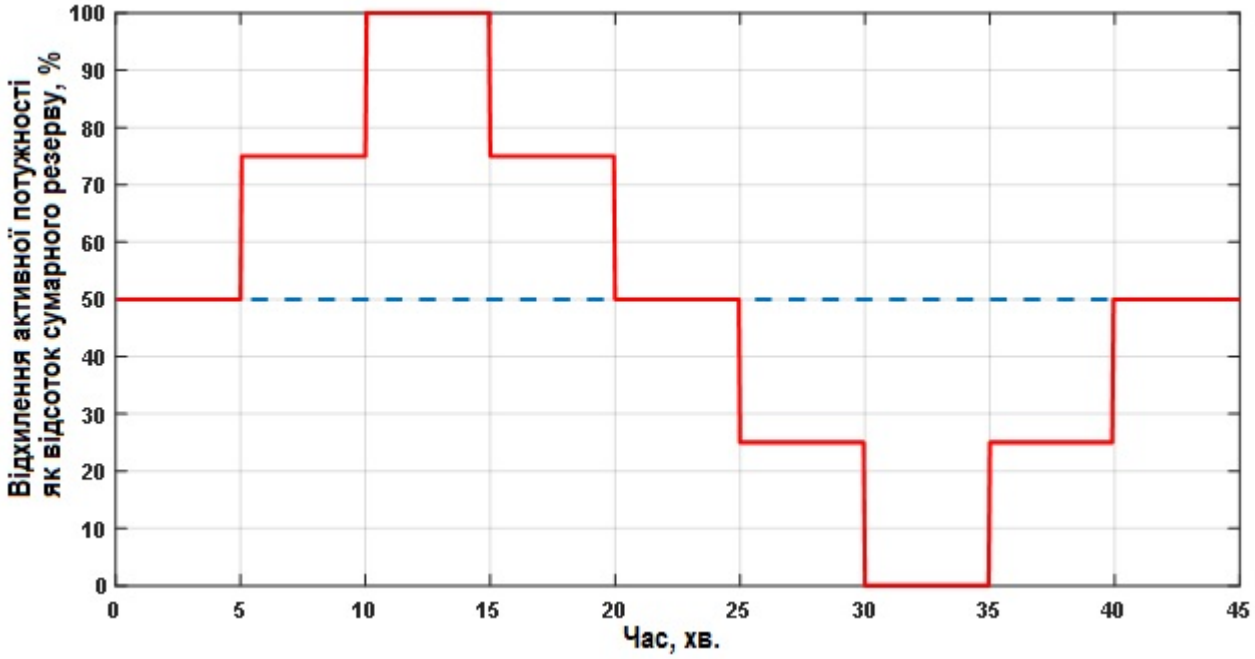


Рисунок 7. Сигнал АРП для перевірки петлі гістерезису вторинного регулювання як відсоток від повної резервної потужності одиниці надання ДП

3.5. Для спостереження характеристики вторинного регулювання при перевірці працездатності вторинного регулювання частоти для одиниці надання ДП задаються ступінчасті відхилення уставки потужності, які є достатньо великими для активації всього резерву вторинного регулювання.

3.6. Методика випробування аРВЧ передбачає, що:

1) випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:

$P_{min}+P_{аРВЧ}$ та $P_{max}-P_{аРВЧ}$.

У випадку перевірки спільної активації РПЧ та аРВЧ необхідно встановити зону нечутливості по частоті рівною нулю, а статизм 8 або 10 %. Резервну потужність одиниці надання ДП (Ррез) буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП.

2) відповідний режим регулювання - активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною нулю, а статизм може бути встановлений на рівні 8 або 10 % для перевірки максимуму вторинного резерву. Ррез буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП;

3) уставка потужності змінюється диспетчером ОСП, щоб активувати всю величину аРВЧ покроково на завантаження та розвантаження;

4) для режиму високого навантаження буде перевірена висхідна активація резерву;

5) для режиму низького навантаження буде перевірена низхідна активація резерву;

6) щоб визначити затримку зв'язку, фіктивна змінна додається до виміряних значень і змінюється в момент подачі ступінчастого відхилення диспетчером ОСП. Це вимагає постійного зв'язку з диспетчером ОСП;

7) випробування може виконуватися зі станційної системи SCADA шляхом імітації уставки одиниці надання ДП;

8) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється упродовж 5-15 хвилин у залежності від часу стабілізації кожної одиниці надання ДП;

9) вимірюються всі визначені сигнали.

4. Порядок випробування рРВЧ та/або РЗ

4.1. Метою випробувань рРВЧ та/або РЗ є перевірка здатності електроустановки одиниці надання ДП щодо забезпечення рРВЧ та/або РЗ за час введення в дію, визначений КСП.

Для проведення випробування:

електроустановка одиниці надання ДП повинна перебувати в режимі підтримки заданого максимального навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності (Рзад). Для цього зона нечутливості частоти збільшується до значень, що не порушуватимуть вихідну потужність (рекомендовано 500 мГц), або використовується інший доступний спосіб виведення електроустановки одиниці надання ДП з роботи в режимі слідкування за частотою;

вихідна потужність електроустановки надання ДП має бути постійною впродовж 1 години (за необхідності може бути скореговано).

4.2. Методика випробування рРВЧ та/або РЗ передбачає, що:

1) диспетчером ОСП видається тестова диспетчерська команда на активацію рРВЧ та/або РЗ для випробуваної одиниці надання ДП і після цього реєструється видача активної потужності. Диспетчерська команда містить дату та час активації, напрям, зміну потужності та тривалість (або дату та час повернення до попереднього режиму);

2) одиниця надання ДП повинна видати прогнозований рівень потужності протягом 15 хвилин для рРВЧ та 30 хвилин для РЗ з моменту команди на активацію, продемонструвати утримання стабільного рівня потужності під час заданого періоду постачання і повернення до початкового рівня видачі потужності після завершення періоду постачання. Випробування проводяться один раз на завантаження і один раз на розвантаження потужності;

3) вимірюються всі визначені сигнали.

Складається два графіка потужності P-t, один для завантаження і один для розвантаження, на основі зареєстрованих значень видачі та зміни активної потужності.

5. Порядок випробування регулювання напруги та реактивної потужності для генераторів у режимі синхронного компенсатора

5.1. Підтвердження здатності генераторів надавати ДП із регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора здійснюється шляхом надання до ОСП технічної документації заводів-виробників відповідного обладнання із закладеними в такій документації технічними характеристиками. Відповідну технічну документацію ПДП (потенційний ПДП) зобов’язаний надати ОСП протягом 20 робочих днів із дня отримання відповідного запиту від ОСП.

Метою випробувань регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора є перевірка здатності одиниці надання ДП надання послуги з регулювання напруги та визначення максимальних обсягів реактивної потужності.

При перевірці регулювання напруги в режимі синхронного компенсатора на вузлі записується таке:

1) задана напруга Uz;

2) напруга вузла Up;

3) активна потужність генератора PG;

4) реактивна потужність генератора QG;

5) напруга генератора UG;

6) вимірювані величини записуються за допомогою реєстраційного пристрою з періодом запису t = 1 секунда.

5.2. Перевірка максимального та мінімального значення реактивної потужності одиниці надання ДП в режимі СК.

Методика випробування:

1) ОСП видає команду ПДП на видачу максимальної реактивної потужності протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП виробляє максимальну реактивну потужність протягом години;

2) ОСП видає команду ПДП на споживання максимальної реактивної потужності протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП споживає максимальну реактивну потужність протягом години;

3) вимірюються всі сигнали, визначені в пункті 5.1 цієї глави.

5.3. Методика випробування здатності регулювання напруги передбачає, що:

1) на початку випробування напруга встановлюється на початковому значенні;

2) ОСП надає покроково команди ПДП на регулювання (зміну) напруги протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП виконує команду;

3) вимірюються всі сигнали, визначені в пункті 5.1 цієї глави.

За результатами вимірювань визначають:

графік і час стабілізації напруги у вузлі,

аперіодичний графік,

час стабілізації $t0 - tu \leq 5$ хв,

точність стабілізації напруги у вузлі,

діапазон регулювання реактивної потужності відповідного генератора (Qmax і Qmin).

Графіки повинні бути зроблені на основі виміряних значень величин UG, PG, UP, QG.

Результати повинні бути оброблені з періодом запису t = 1 секунда.

6. Порядок проведення випробування здатності забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій

6.1. Метою таких випробувань є перевірка здатності одиниці надання ДП забезпечити надання послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій у разі виникнення такої системної аварії з реєстрацією таких параметрів:

1) напруга генератора UG;

2) напруга власних потреб одиниці надання ДП Uвп;

3) частота обертання одиниці надання ДП fG;

4) час надання та виконання команд;

5) вимірювані величини записуються за допомогою реєстраційного пристрою з періодом запису t = 1 секунда.

6.2. Методика випробування здатності забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій передбачає, що:

1) одиниця надання ДП, що випробовується, повинна бути зупинена;

2) автономні джерела живлення (дизельні генератори тощо), які будуть використовуватись під час проведення випробувань, повинні бути вимкнені;

3) перевіряються на працездатність основні та резервні засоби зв’язку;

4) необхідно забезпечити відключення живлення власних потреб одиниці надання ДП, що випробовується;

5) після підтвердження інформації про відсутність напруги на шинах власних потреб одиниці надання ДП виконується запуск автономного джерела живлення;

6) виконується живлення шин власних потреб одиниці надання ДП, що випробовується, від автономного джерела живлення, виконується запуск одиниці надання ДП;

7) процедура повторюється тричі;

8) після третього успішного запуску одиниця надання ДП має забезпечити живлення власних потреб, після чого автономне джерело живлення має бути вимкнене;

9) одиниця надання ДП має працювати протягом години з номінальною напругою та частотою;

10) вимірюються всі визначені сигнали.

{Кодекс системи передачі доповнено новим Додатком згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1120 від 21.06.2019; із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2267 від 05.11.2019, № 1724 від 16.09.2020}