

ОБҐРУНТУВАННЯ

щодо схвалення та оприлюднення на офіційному вебсайті НКРЕКП проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»

Відповідно до положень частини третьої статті 6 Закону України «Про ринок електричної енергії», до повноважень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП, Регулятор), на ринку електричної енергії належать, зокрема, затвердження кодексу системи передачі.

Відповідно до частини 6 статті 2 Закону України «Про ринок електричної енергії» Кодекс системи передачі має відповідати вимогам нормативно-правових актів Енергетичного Співтовариства.

Крім того, 15.12.2022 Радою Міністрів Енергетичного співтовариства було прийнято адаптовану версію Регламенту (ЄС) 2017/1485 від 02.08.2017 про встановлення настанов з експлуатації системи передачі електроенергії та Регламенту (ЄС) 2017/2196 від 24.11.2017 про встановлення мережевого кодексу з аварійних ситуацій в енергетиці та відновлення, положення яких Україна як Договірна сторона Енергетичного Співтовариства має імплементувати у термін до 31.12.2023.

З огляду на зазначене, НКРЕКП спільно з НЕК «Укренерго» як адміністратором Кодексу системи передачі розроблено проєкт постанови «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (далі - Проєкт постанови), які спрямовані на приведення його вимог у відповідність до Регламенту (ЄС) 2017/1485 та Регламенту (ЄС) 2017/2196.

Зазначеним Проєктом постанови передбачається:

визначення критеріїв (умов) настання надзвичайних ситуацій в ОЕС України;

умови застосування надзвичайних заходів з примусового зменшення величини споживаної електричної енергії та/або потужності;

порядок оголошення надзвичайної ситуації в ОЕС України;

уточнення вимог до системи передачі в умовах роботи в аварійних режимах та в режимі відновлення;

вимоги щодо розроблення Плану захисту енергосистеми;

приведення термінології у відповідність до Регламентів ЄС;

особливості експлуатації системи передачі електроенергії тощо.

Вказаний Проєкт постанови має ознаки регуляторного акта, у зв'язку з чим, згідно із статтею 15 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», він має бути оприлюднений на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою одержання зауважень і пропозицій.

Враховуючи зазначене, Департамент із регулювання відносин у сфері енергетики пропонує:

1. Схвалити проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»;



UB
НКРЕКП
№1980-17.1.3/23 від 16.11.2023
КЕП: Огньов А. В.
3FAA9288358EC0030400000A2901E00EC42C400

2. Оприлюднити зазначений проєкт постанови на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою одержання зауважень і пропозицій.

**Директор Департаменту із регулювання
відносин у сфері енергетики**

Андрій ОГНЬОВ



**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

ПОСТАНОВА

Київ

№ _____

Про затвердження Змін до
Кодексу системи передачі

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 Зміни до Кодексу системи передачі, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 309 (далі – Кодекс), що додаються.

2. Оператору системи передачі протягом двох тижнів з дати набрання чинності цією постановою забезпечити приведення Плану захисту енергосистеми відповідно до вимог Кодексу, про що повідомити Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у строк до 31 січня 2024 року з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів.

3. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

Голова НКРЕКП

Костянтин УЩАПОВСЬКИЙ

ЗАТВЕРДЖЕНО

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

№ _____

Зміни до Кодексу системи передачі

1. У розділі I:

1) пункт 1.4 викласти в такій редакції:

«1.4. У цьому Кодексі терміни вживаються у таких значеннях:

1) 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;

2) аварійна ситуація виняткового типу – одночасне виникнення декількох аварійних ситуацій, викликаних загальною причиною;

3) 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;

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

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

6) 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;

7) автоматичний РВЧ (аРВЧ) – РВЧ, що може бути активований пристроєм автоматичного керування;

8) агент з планування відключень – суб'єкт господарювання, завданням якого є планування статусу доступності релевантної генеруючої одиниці, УЗЕ релевантного об'єкта енергоспоживання або релевантного елемента мережі;

9) агент зі складання графіків – суб'єкт господарювання або суб'єкти господарювання, відповідальні за передачу графіків учасників ринку ОСП або третім сторонам (за необхідності);

10) 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 використовується для перетворення;

11) аналіз аварійних ситуацій – комп'ютерне моделювання аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій;

12) агрегований сальдований зовнішній графік – графік, який представляє сальдовану сукупність всіх зовнішніх графіків ОСП і графіків зовнішньої комерційної торгівлі між двома областями планування або між областю планування і групою інших областей планування;

13) аналіз операційної безпеки – увесь спектр комп'ютерних, ручних і автоматичних дій, що виконуються з метою оцінювання операційної безпеки системи передачі та визначення коригувальних дій необхідних для забезпечення операційної безпеки;

14) багатостороння угода про компенсацію між операторами систем передачі (далі – Договір ІТС) – багатостороння угода, яка визначає правила функціонування механізму компенсації між операторами систем передачі, що укладається оператором системи передачі з ENTSO-E/сторонами ІТС механізму;

15) балансова надійність – здатність енергосистеми задовольняти сумарний попит споживачів на електричну енергію нормативної якості у кожний момент часу з підтриманням необхідних обсягів відповідних резервів;

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

17) блок регулювання частоти та потужності (блок РЧП) – частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших блоків РЧП, що складається

з однієї або більше областей регулювання частоти та потужності, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з РЧП;

18) 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;

19) вертикальне навантаження – загальний обсяг електричної енергії, яка перетікає з системи передачі до приєднаних систем розподілу, кінцевих споживачів (у тому числі ОМСР), виробників, приєднаних до системи передачі (для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації);

20) вимоги щодо доступності РВЧ – набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РВЧ, що визначені ОСП блоку;

21) вимоги щодо доступності РЗ – набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РЗ, що визначені ОСП блоку;

22) вимушене відключення – незаплановане виведення з роботи релевантного активу з будь-якої термінової причини, що перебуває поза межами оперативного управління оператора релевантного активу;

23) 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;

24) 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;

25) висхідна стратегія відновлення електропостачання – стратегія, за якої електропостачання частини системи передачі може бути відновлене без допомоги іншого ОСП;

26) вихідні дані для розробки техніко-економічного обґрунтування 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;

27) 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;

28) відновлення електропостачання – підключення генеруючих потужностей і навантаження з метою подачі електропостачання до частин системи, які були відключені;

29) відповідальний за повторну синхронізацію – ОСП, що відповідає за повторну синхронізацію двох синхронізованих зон і призначений відповідно до вимог цього Кодексу;

30) відповідальний за управління частотою – ОСП, що відповідає за управління частотою в системі у межах синхронізованої зони або синхронної області для відновлення частоти системи до номінальної частоти зон і призначений відповідно до вимог цього Кодексу;

31) відповідні Оператори – ОСП та/або ОСР, до системи якого приєднані або будуть приєднані генеруюча одиниця та/або УЗЕ, об'єкт енергоспоживання, у тому числі з УЗЕ, електрична розподільна мережа чи система ПСВН;

32) 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;

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

34) відхилення частоти – різниця між фактичною та номінальною частотою синхронної області, яка може бути негативною або позитивною;

35) відхилення частоти для повної активації РПЧ – нормоване значення відхилення частоти, за якого РПЧ в синхронній області повністю активується;

36) віртуальна з'єднувальна лінія – додаткове вхідне значення від регуляторів задіяних областей РЧП, що має той самий ефект що і вимірне значення на міждержавній лінії електропередачі і яка надає можливість здійснювати обмін електричною енергією між відповідними областями;

37) внутрішній релевантний актив – релевантний актив, який є частиною області регулювання ОСП або релевантний актив, що знаходиться в системі розподілу, включаючи МСР, яка прямо або опосередковано приєднана до області регулювання ОСП;

38) внутрішня аварійна ситуація – аварійна ситуація, яка виникла в області регулювання ОСП, включаючи міждержавні лінії електропередачі;

39) генеруючий об'єкт – об'єкт, який призначений для перетворення первинної енергії в електричну енергію і який складається з однієї або більше генеруючих одиниць, приєднаних до електричної мережі в одній або більше точках приєднання;

40) генеруюча одиниця – синхронна генеруюча одиниця або одиниця енергоцентру;

41) графік виробництва/відпуску – графік, який представляє собою виробництво електричної енергії генеруючою одиницею або групою генеруючих одиниць/відпуск УЗЕ або групою УЗЕ;

42) графік внутрішньої комерційної торгівлі – графік, який представляє собою комерційний обмін електричною енергією в межах області планування між різними учасниками ринку;

43) графік зовнішньої комерційної торгівлі – графік, який представляє собою комерційний обмін електричною енергією між учасниками ринку в різних областях планування;

44) графік – набір контрольних значень, що виражають величини виробництва/відпуску, споживання/відбору або обміну електричної енергії протягом певного періоду часу;

45) графік споживання/відбору – графік, який представляє собою споживання електричної енергії об'єкта або групи об'єктів енергоспоживання/відбір УЗЕ;

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

47) графік $U-Q/P_{\max}$ – профіль, що представляє здатність до вироблення реактивної потужності генеруючою одиницею або системою ПСВН у функції зміни напруги в точці приєднання;

48) група постачання резерву – агрегація генеруючих одиниць/одиниць споживання/УЗЕ або одиниць постачання резерву, що приєднані через більше ніж одну точку приєднання та відповідає (-ють) вимогам до постачання РПЧ, РВЧ, РЗ;

49) дані для оцінки якості частоти – набір даних, який надає можливість розрахувати критерії оцінки якості частоти;

50) дані про миттєві значення частоти – набір вимірювань даних загальної частоти у системі для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює одній секунді або є коротшим, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;

51) дані про миттєві ПРВЧ (FRCE) – набір даних ПРВЧ (FRCE) блоку РЧП, період вимірювання яких дорівнює 10 секундам або є коротшим, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;

52) дані про середню ПРВЧ (FRCE) – сукупність даних, що складаються із середнього значення зареєстрованої миттєвої ПРВЧ (FRCE) в області РЧП або блоці РЧП у межах заданого вимірюваного періоду часу;

53) демпфірування коливань потужності – зменшення впливу електромеханічних перехідних процесів, пов'язаних з рухом роторів електричних машин, спричинених порушенням балансу між механічним моментом на валу машини та електромеханічним моментом;

54) джерело потужності – генеруючі потужності, УЗЕ та/або заходи управління попитом, які можуть забезпечити покриття попиту на електричну енергію;

55) діапазон ПРВЧ (FRCE) рівня 1 – перший діапазон, який використовується для оцінки якості частоти у системі на рівні блоку РЧП, у межах якого необхідно утримувати ПРВЧ (FRCE) протягом визначеного відсотка часу;

56) діапазон ПРВЧ (FRCE) рівня 2 – другий діапазон, який використовується для оцінки якості частоти у системі на рівні блоку РЧП, у межах якого необхідно утримувати ПРВЧ (FRCE) протягом визначеного відсотка часу;

57) 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;

58) дозвіл на підключення остаточний (ДПО) – документ (наряд), виданий відповідним Оператором на підставі укладеного договору власнику об'єкта електроенергетики, УЗЕ про надання дозволу на підключення його електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) до електричних мереж відповідного Оператора за умови, що такі електроустановки або їх черги будівництва (пускові комплекси) відповідають технічним умовам і вимогам цього Кодексу та визначені відповідними договорами;

59) дозвіл на подачу напруги (ДПН) – документ (наряд), виданий відповідним Оператором власнику генеруючого об'єкта, або об'єкта енергоспоживання, УЗЕ, ОСР або власнику системи ПСВН перед поданням напруги в їхню внутрішню мережу;

60) 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;

61) експлуатаційні випробування – випробування, які проводяться ОСП або ОСР для технічного обслуговування, розробки методів експлуатації системи і навчання, а також отримання інформації про роботу системи передачі в ненормальних умовах системи, і випробування, які проводяться значними користувачами для аналогічних цілей на їхніх об'єктах;

62) електричне відхилення часу – різниця в часі між синхронним часом і всесвітнім скоординованим часом;

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

64) електронна платформа ENTSO-E для оперативного планування (середовище даних оперативного планування ENTSO-E) – набір прикладних програм і обладнання, розроблене для зберігання, обміну та керування даними, що використовуються для процесів оперативного планування між ОСП;

65) елемент системи передачі – будь-яка складова системи передачі;

66) еталонний інцидент – максимальне додатне або від'ємне відхилення потужності, що виникає миттєво між виробництвом та споживанням у синхронній області, та враховується при визначенні параметрів РПЧ;

67) 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;

68) живучість енергосистеми – здатність енергосистеми зберігати обмежену працездатність в аварійних ситуаціях, протистояти аварійним ситуаціям виняткового типу та забезпечувати їх ліквідацію і відновлення енергопостачання споживачів;

69) загальна модель мережі – широкий набір даних, погоджений у відповідності до вимог нормативних актів ЄС та поширений на ОСП держав-сторін Енергетичного Співтовариства;

70) Замовник – фізична особа, у тому числі фізична особа-підприємець, або юридична особа, 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, або зберігання енергії;

71) замовник послуги з приєднання індустріального парку – ініціатор створення індустріального парку або керуюча компанія, які мають намір укласти договір про приєднання з ОСР або ОСП;

72) замовник послуги з приєднання МСР – юридична особа, яка має намір укласти з ОСР або ОСП договір про приєднання та здійснити будівництво електричних мереж, що за критеріями відповідатимуть закону;

73) затримка активації аРВЧ – період часу між заданням нового значення уставки регулятором відновлення частоти і початком фізичного надання аРВЧ;

74) звичайна аварійна ситуація – виникнення аварійної ситуації в одному елементі енергосистеми (енерговузлі);

75) 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;

76) значний користувач – користувач системи передачі/розподілу, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП;

77) зобов'язання щодо РПЧ – частина від загального обсягу РПЧ, що має забезпечуватися ОСП;

78) зовнішній графік ОСП – графік, який представляє собою обмін електричною енергією між ОСП у різних областях планування;

79) зовнішня аварійна ситуація – аварійна ситуація, яка виникла поза областю регулювання ОСП, виключаючи міждержавні лінії електропередачі, і яка має суттєвий вплив на область регулювання ОСП;

80) зустрічна торгівля – обмін електричною енергією між двома торговими зонами (областями регулювання частоти та потужності), ініційований оператором системи передачі та оператором системи передачі синхронної області з метою зменшення фізичного перевантаження;

81) ізольований (острівний) режим роботи – незалежна робота всієї або частини енергосистеми, що ізольована внаслідок від'єднання від об'єднаної енергосистеми, та має принаймні одну генеруючу одиницю, УЗЕ або систему ПСВН, що видає потужність в електричну мережу цієї енергосистеми та регулює частоту та напругу;

82) індивідуальна модель мережі – набір даних, що характеризує енергетичну систему (виробництво/відпуск, навантаження/відбір та топологію мережі) і відповідні правила зміни таких характеристик під час розрахунку пропускної спроможності, який підготовлений відповідальним ОСП для об'єднання з інших індивідуальних моделей мережі з метою створення загальної моделі мережі;

83) інтервал, близький до реального часу – період часу тривалістю не більше 15 хвилин між останнім закриттям воріт на внутрішньодобовому ринку та реальним часом;

84) інцидент, пов'язаний із визначенням параметрів – найбільший очікуваний миттєвий небаланс активної потужності у блоці РЧП, як у позитивний, так і у негативний бік;

85) коефіцієнт потужності – відношення абсолютного значення активної потужності до повної потужності;

86) 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 контрольних точках, а також інших даних щодо схеми електрозабезпечення Користувачів та режиму роботи обладнання;

87) контроль синхронного часу – процес контролю часу, за якого здійснюється корегування відхилення електричного часу між синхронним часом та всесвітнім скоординованим часом UTC до нуля;

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

89) коригувальна дія – будь-який захід, вжитий ОСП з метою підтримання операційної безпеки, у тому числі для виконання критерію N-1;

90) користувач системи передачі (Користувач) – фізична особа, у тому числі фізична особа-підприємець, або юридична особа, яка відпускає або приймає електричну енергію до/з системи передачі, у тому числі здійснює зберігання енергії, або використовує систему передачі для передачі електричної енергії;

91) країна ІТС механізму – держава, оператор системи передачі якої уклав Договір ІТС;

92) країна периметру – суміжна держава, до/з системи передачі якої здійснюється перетікання електричної енергії з/до системи передачі України, та оператор системи передачі, або суб'єкт господарювання, що виконує функції оператора системи передачі, якої не уклав Договір ІТС;

93) критерій очікуваної втрати навантаження (LOLE) – очікувана (ймовірна) кількість годин, упродовж яких наявні джерела потужності є недостатніми для покриття попиту на електричну енергію, у результаті чого в області регулювання у відповідний період часу утворюється позитивне значення ENS;

94) критерій очікуваної недопоставленої електричної енергії (EENS) – очікувана величина ENS (МВт·год);

95) критерії оцінки якості частоти – комплекс розрахунків, з використанням вимірювань частоти у системі, який надає можливість оцінити якість частоти у системі порівняно з цільовими параметрами якості частоти;

96) 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;

97) об'єкти критичної інфраструктури ОСП – 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;

98) критичний час усунення несправності – максимальна тривалість часу, протягом якого система передачі може забезпечувати стабільну роботу у випадку виникнення несправності;

99) К-фактор для області РЧП/блоку РЧП – значення, виражене в МВт/Гц, яке максимально близьке або більше за відношення суми значень автоматичного регулювання виробництва, саморегулювання навантаження, і внеску в РПЧ до максимального усталеного відхилення частоти;

100) лавиноподібне падіння напруги (в енергосистемі) – стрімке зниження напруги внаслідок порушення статичної стійкості енергосистеми та зростання дефіциту реактивної потужності;

101) локальний стан – виникнення передаварійного режиму, аварійного режиму або режиму системної аварії без ризику поширення наслідків за межі області регулювання, включно з міждержавними лініями електропередачі, підключеними до цієї області регулювання;

102) максимальна потужність відбору УЗЕ ($P_{\max.\text{відб.}}$) – максимальна довготривала активна потужність, з якою УЗЕ технічно спроможна здійснювати відбір електричної енергії;

103) максимальна потужність відпуску УЗЕ ($P_{\max.\text{вп.}}$) – максимальна довготривала активна потужність, з якою УЗЕ технічно спроможна здійснювати відпуск електричної енергії;

104) максимальна потужність генеруючої одиниці (максимальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці) – максимальна активна потужність, яку безперервно може виробляти генеруюча одиниця за вирахуванням потужності, яка витрачається виключно на забезпечення роботи цієї генеруючої одиниці;

105) максимальна пропускна здатність ПСВН за активною потужністю (P_{\max}) – максимальна безперервна активна потужність, якою система ПСВН може обмінюватися з мережею в кожній точці приєднання за погодженням між відповідним Оператором і власником системи ПСВН;

106) максимальний струм системи ПСВН – найвищий фазний струм, пов'язаний з робочою точкою всередині графіка $U-Q/P_{\max}$ перетворювальної підстанції ПСВН в умовах максимальної пропускної здатності ПСВН за активною потужністю;

107) максимальне миттєве відхилення частоти – максимальна очікувана абсолютна величина миттєвого значення відхилення частоти після виникнення небалансу, рівного або меншого ніж еталонний інцидент, у разі-перевищення якої активуються протиаварійні заходи;

108) максимальне усталене відхилення частоти – максимальне очікуване відхилення частоти після виникнення небалансу, рівного або меншого, ніж еталонний інцидент, за якого частота системи має бути стабілізована;

109) 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;

110) межі операційної безпеки – граничні межі безпечної роботи електричної мережі системи передачі, до яких віднесено межі термічної стійкості, межі напруги, межі струму короткого замикання, межі частоти, межі динамічної стійкості;

111) межі термічної стійкості – допустимі межі для роботи системи передачі, за яких дотримуються межі стабільності напруги, стійкості кута вибігу ротора та стабільності частоти;

112) мертва зона частотної характеристики – інтервал, який використовується, щоб зробити регулювання частоти нечутливим;

113) механізм компенсації між операторами систем передачі (далі – ІТС механізм) – механізм компенсації витрат, понесених сторонами ІТС механізму внаслідок прийняття (передачі) міждержавних (транскордонних) перетоків електричної енергії національними системами передачі, функціонування якого забезпечується ENTSO-E на підставі Договору ІТС;

114) миттєві значення відхилень частоти – набір вимірювань даних відхилень загальної частоти у системі для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює одній секунді або є коротшим, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;

115) мінімальна потужність відбору УЗЕ ($P_{\min.відб.}$) – мінімальна довготривала активна потужність, з якою УЗЕ технічно спроможна здійснювати відбір електричної енергії;

116) мінімальна потужність відпуску УЗЕ ($P_{\text{min.вп.}}$) – мінімальна довготривала активна потужність, з якою УЗЕ технічно спроможна здійснювати відпуск електричної енергії;

117) мінімальна пропускна здатність ПСВН за активною потужністю (P_{min}) – мінімальна безперервна активна потужність, якою система ПСВН може обмінюватися з мережею в кожній точці приєднання за погодженням між відповідним Оператором і власником системи ПСВН;

118) мінімальний рівень регулювання – мінімальна активна потужність, зазначена в договорі про приєднання або визначена за погодженням між відповідним Оператором і власником генеруючого об'єкта, до якої генеруюча одиниця та/або УЗЕ може регулювати активну потужність;

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

120) надзвичайні заходи – технічні та/або організаційні заходи, що застосовуються для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України, шляхом примусового зменшення величини споживаної електричної енергії та/або потужності, або відключення користувачів системи передачі/розподілу, або заходи, що застосовуються/ініціюються ОСП відповідно до Правил ринку;

121) 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;

122) небаланс блоку РЧП – сума ПРВЧ (FRCE), активації РВЧ і активації РЗ у блоці РЧП, а також обміну потужністю для нетінгу небалансів потужності, обміну потужністю для відновлення частоти та обміну потужністю РЗ цього блоку РЧП з іншими блоками РЧП;

123) недопоставлена електрична енергія (ENS) – обсяг попиту на електричну енергію (МВт·год), що не забезпечений наявними джерелами потужності в області регулювання у відповідному періоді часу;

124) непередбачена (або не врахована) аварійна ситуація (out-of-range) – одночасне виникнення кількох аварійних ситуацій без загальної причини або відключення генеруючих одиниць із загальною втратою генеруючої потужності, обсяг якої перевищує величину еталонного інциденту;

125) несправність – всі види коротких замикань (одно-, дво- і трифазні, із замиканням на землю і без нього), обрив проводу, розрив контуру або

переривчасте з'єднання, що призводять до постійної недоступності елемента системи передачі, що зазнав пошкодження;

126) несумісність планування відключень – стан, за якого комбінація статусу доступності одного або декількох релевантних елементів мережі, релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ і/або релевантних об'єктів енергоспоживання, та найкраща оцінка прогнозованої ситуації в електромережі призводить до порушення меж операційної безпеки, з урахуванням коригувальних дій без витрат зі сторони ОСП;

127) нетто навантаження – миттєве або усереднене (за будь-яким визначеним інтервалом часу) значення активної потужності, що спостерігається в певній точці системи, розраховане як різниця між навантаженням та генерацією (за звичай виражається у кіловатах (кВт) або мегаватах (МВт));

128) нетто-позиція області по змінному струму – сальдована сукупність всіх зовнішніх графіків по змінному струму у відповідній області;

129) нечутливість частотної характеристики – притаманна особливість системи регулювання, визначена як мінімальна величина зміни частоти або вхідного сигналу, що призводить до зміни вихідної потужності або вихідного сигналу;

130) низхідна стратегія відновлення електропостачання – стратегія, що передбачає допомогу іншого ОСП, щоб відновити живлення частин системи передачі;

131) номінальна (встановлена) потужність УЗЕ ($P_{nom.}$) – максимальна довготривала активна потужність, визначена заводом-виробником, з якою УЗЕ технічно спроможна здійснювати відпуск або відбір електричної енергії;

132) нормальний режим роботи – режим, коли система знаходиться в межах операційної безпеки в ситуації N та після виникнення ситуації, наведеної у переліку аварійних ситуацій, беручи до уваги наслідки наявних коригувальних дій;

133) об'єкти диспетчеризації – обладнання електроустановок об'єктів електроенергетики, УЗЕ або об'єктів енергоспоживання, 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;

134) об'єкт енергоспоживання – об'єкт, який призначений для споживання електричної енергії і приєднаний в одній або більше точках приєднання до системи передачі або системи розподілу (крім систем розподілу та/або джерел живлення власних потреб генеруючої одиниці);

135) 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;

136) область планування – область, у межах якої застосовуються обов'язки ОСП щодо планування у зв'язку з операційними або організаційними потребами;

137) область регулювання – невід'ємна частина об'єднаної енергосистеми, якою керує єдиний ОСП і включає приєднані навантаження та/або джерела генерації електричної енергії за їх наявності;

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

139) область спостереження – власна система передачі ОСП, відповідні частини систем розподілу та систем передачі суміжних ОСП, у яких ОСП здійснює моніторинг та моделювання в режимі реального часу для підтримання операційної безпеки в його області регулювання, включаючи міждержавні перетини;

140) обмежена по енергоємності УЗЕ – УЗЕ, що забезпечує повний обсяг РПЧ у випадку повної безперервної активації протягом 2 годин у позитивному чи негативному напрямі, що призведе до обмеження її здатності забезпечити повну активацію РПЧ через виснаження її енергоємності з урахуванням початкового стану використання енергоємності;

141) обмежений дозвіл на підключення (ОДП) – документ (наряд), виданий відповідним Оператором на підставі укладених договорів власнику об'єкта електроенергетики, УЗЕ, електроустановки або черги будівництва (пускові комплекси) якого/якої раніше досягли статусу ДПО, але на теперішній час втратили функціональність і не відповідають окремим вимогам та мають пройти реконструкцію/переобладнання і підтвердити дотримання відповідних технічних умов і вимог цього Кодексу та визначених відповідними договорами;

142) обмеження – ситуація, за якої виникає необхідність у підготовці та застосуванні коригувальної дії з метою дотримання меж операційної безпеки;

143) обмін потужністю для відновлення частоти – потужність якою обмінюються між областями РЧП в межах процесу транскордонної активації РВЧ;

144) обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності – взаємообмін потужністю між областями регулювання частоти та потужності, в рамках процесу нетінгу небалансів потужності;

145) обмін потужністю РЗ – потужність, якою обмінюються між областями РЧП в процесі транскордонної активації РЗ;

146) обмін резервами – можливість доступу ОСП до резерву потужності, підключеного до іншої області/блоку регулювання чи синхронної області, для виконання своїх вимог щодо резерву, що впливають 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 впливають з їх відповідних процесів розрахунку резерву;

147) одиниця енергоцентру – електроустановка, що призначена для виробництва електричної енергії або сукупність таких електроустановок, які або несинхронно приєднані до електричної мережі, або приєднані через силову електроніку, і мають єдину точку приєднання до системи передачі, системи розподілу, включаючи МСР, або системи ПСВН;

148) одиниця постачання резерву – окрема генеруюча одиниця/одиниця споживання/УЗЕ або їх агрегація, що приєднана (-і) через єдину точку приєднання та відповідає (-ють) вимогам до постачання РПЧ, РВЧ, РЗ;

149) оперативна команда – команда оперативного персоналу в межах своїх повноважень щодо виконання конкретних дій з управління технологічними режимами роботи ОЕС України та/або зміни оперативного стану об'єктів диспетчеризації;

150) оперативне відання – категорія диспетчерського управління об'єктом диспетчеризації, а також налаштування 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;

151) оперативне підпорядкування - оперативне управління чи оперативне відання;

152) оперативне розпорядження – письмове розпорядження керівника будь-якого рівня організаційної структури диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, яке надане з метою забезпечення операційної безпеки, щодо зміни режимів роботи ОЕС України та оперативного стану об'єктів диспетчеризації або внесення змін до оперативної документації;

153) 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 та розпорядженнями підпорядкованим персоналом і потребує координації дій підпорядкованого оперативного персоналу та узгодження їх дій на декількох об'єктах;

154) 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, розподілу електричної енергії та зберігання 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 оперативних команд та розпоряджень і контролю за їх виконанням;

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

156) 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;

157) ОСП, що забезпечує послугу з регулювання – ОСП, який ініціює активацію своєї резервної потужності для іншого ОСП, що отримує послугу з регулювання в рамках угоди про спільне використання резервів;

158) ОСП, що надає команди щодо резервів – ОСП, що відповідає за видачу команди щодо активації РВЧ та/або РЗ одиницею постачання резерву або групою постачання резерву;

159) ОСП, що отримує послугу з регулювання – ОСП, що розраховує резервну потужність, з урахуванням її доступності з боку іншого ОСП, що забезпечує послугу з регулювання в рамках угоди про спільне використання резервів;

160) ОСП, що приєднує резерв – ОСП, що відповідає за область моніторингу, до якої приєднана одиниця постачання резерву або група постачання резерву;

161) ОСП, що приймає резерв – ОСП, що задіяний у процесі обміну резервами з іншим ОСП, що приєднує резерв, і/або одиницею постачання резерву або групою постачання резерву, що приєднані до іншої області моніторингу або області РЧП;

162) ОСР, що приєднує резерв – ОСР, що відповідає за розподільну мережу, до якої приєднана одиниця постачання резерву або група постачання резерву, що забезпечують резерв для ОСП;

163) оцінка (достатності) ресурсів потужності (оцінка достатності ресурсів) – визначення можливості виконання вимог щодо балансової надійності ОЕС України при заданих ресурсах потужності або при їх формуванні з урахуванням пропускної спроможності електричних мереж та можливості їх розвитку;

164) оцінка динамічної стійкості – оцінювання операційної безпеки з точки зору динамічної стійкості;

165) параметр визначення якості частоти – основні змінні величини частоти у системі, які визначають принципи якості частоти;

166) 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;

167) передаварійний режим – режим, коли система знаходиться в межах операційної безпеки, але було виявлено аварійну ситуацію з переліку аварійних ситуацій, у разі поширення якої наявних коригувальних заходів недостатньо для збереження нормального режиму;

168) передиспетчеризація – захід, зокрема обмеження, ініційований оператором системи передачі, та/або операторами системи передачі синхронної області, та/або операторами системи розподілу, шляхом зміни графіку виробництва та/або графіку споживання, з метою зміни величин фізичних перетоків електричної енергії в системі передачі та/або системі розподілу, та зменшення фізичного перевантаження, або іншим чином забезпечення операційної безпеки;

169) перелік аварійних ситуацій – аварійні ситуації для моделювання з метою перевірки дотримання меж операційної безпеки;

170) 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;

171) 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;

172) 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;

173) період зміни потужності – період часу, що визначається фіксованою початковою точкою і тривалістю часу, протягом якого вхід і/або вихід активної потужності буде збільшений або зменшений;

174) підключення – виконання комплексу організаційно-технічних заходів з первинної подачі напруги на електроустановку Замовника згідно з проєктною схемою;

175) 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;

176) план доступності – сукупність всіх запланованих статусів доступності релевантного активу протягом певного періоду часу;

177) План відновлення – підсумковий звіт всіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для відновлення системи до нормального режиму;

178) план забезпечення безпеки – план, що містить оцінку ризику для критичних активів ОСП за сценаріями виникнення основних фізичних та кібернетичних загроз, з оцінкою потенційного впливу;

179) План захисту енергосистеми – підсумковий звіт усіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для запобігання поширенню або загостренню технологічних порушень в енергосистемі, з метою уникнення переходу системи передачі у широкомасштабний стан та режим системної аварії;

180) повна енергоємність УЗЕ – кількість електроенергії, яку УЗЕ може відпустити в мережу від часу, коли вона перебуває у стані повного заряду, до стану повного розряду;

181) повторна синхронізація – синхронізація та повторне з'єднання двох синхронізованих зон у точці повторної синхронізації;

182) показники операційної безпеки – показники, що використовуються ОСП для моніторингу операційної безпеки з точки зору режиму системи, а також несправностей і збурень, що впливають на операційну безпеку;

183) помилка області регулювання (АСЕ) – сума помилки регулювання потужністю (ΔP), що є різницею в реальному часі між вимірною фактичною (P) і плановою ($P_{пл}$) величинами обміну потужності конкретної області РЧП або блоку РЧП, та помилки регулювання частоти ($K \cdot \Delta f$), що є добутком K -фактора для області РЧП або блоку РЧП і відхилення частоти цієї конкретної області РЧП або блоку РЧП, де помилка області регулювання дорівнює $\Delta P + K \cdot \Delta f$;

184) помилка регулювання відновлення частоти (ПРВЧ) – помилка регулювання для ПРВЧ, яка тотожна помилці АСЕ в області РЧП або рівна відхиленню частоти, де область РЧП географічно збігається із синхронною областю;

185) попередня кваліфікація – процес перевірки відповідності одиниці постачання резерву або групи постачання резерву вимогам, встановленим ОСП;

186) попит на електричну енергію – сумарне споживання електричної енергії ОЕС України у кожний момент часу (з урахуванням технологічних витрат електричної енергії в електричній мережі);

187) поріг впливу аварійної ситуації – граничне числове значення, щодо якого перевіряються фактори впливу, а виникнення аварійної ситуації за межами області регулювання ОСП, з фактором впливу, вищим за поріг впливу аварійної

ситуації, вважається таким, що має значний вплив на область регулювання ОСП, включно з міждержавними лініями електропередачі;

188) постачальник послуг з відновлення – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов'язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану відновлення;

189) постачальник послуг із захисту – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов'язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану захисту енергосистеми;

190) постачальник резерву – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов'язана постачати РПЧ, РВЧ або РЗ з використанням щонайменше однієї одиниці постачання резерву або групи постачання резерву;

191) потужність, замовлена до приєднання – потужність у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання;

192) початкові зобов'язання РПЧ – обсяг РПЧ, розподілений для ОСП на основі принципу спільного використання резервів;

193) правила визначення обсягу РЗ – докладний опис (деталізація) процесу визначення обсягу РЗ блоку РЧП;

194) правила розрахунку обсягу РВЧ – докладний опис (деталізація) процесу визначення обсягів РВЧ блоку РЧП;

195) приєднання електроустановки до системи передачі – 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;

196) причетний ОСП – ОСП, для якого інформація про обмін резервами та/або спільне використання резервів, та/або процес нетінгу небалансів потужності, та/або процес транскордонної активації необхідні для аналізу та підтримання операційної безпеки;

197) програма регулювання – послідовність заданих значень для сальдованого обміну потужності в області РЧП або в блоці РЧП через міждержавні лінії електропередачі змінного струму;

198) 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;

199) 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;

200) процес відновлення частоти – процес, який спрямований на відновлення частоти до номінального значення, а для синхронних областей, що складаються з декількох областей РЧП – процес, який спрямований на відновлення балансу потужності до запланованої величини;

201) процес заміщення резервів – процес, який спрямований на відновлення активованих РВЧ;

202) процес застосування критеріїв – процес, який спрямований на обчислення цільових параметрів для синхронної області, блоку РЧП і області РЧП на основі даних, отриманих у процесі збору та передачі даних;

203) процес збору та передачі даних – процес, який спрямований на збір/передачу даних, необхідних для дотримання критеріїв оцінки якості частоти;

204) процес нетінгу небалансів потужності – узгоджений між ОСП процес, що дозволяє уникнути одночасної активації РВЧ у протилежних напрямках, враховуючи відповідні помилки регулювання відновлення частоти і активований РВЧ, шляхом коригування вхідних даних ПВЧ;

205) процес підтримки частоти – процес, який спрямований на стабілізацію частоти в системі шляхом компенсації небалансів за допомогою відповідних резервів;

206) процес поєднання частоти – процес, узгоджений між кожним ОСП двох синхронних областей, що надає можливість пов'язати (об'єднати) активацію РПЧ шляхом адаптації потоків ПСВН між синхронними областями;

207) процес транскордонної активації РВЧ – процес, узгоджений між ОСП, що беруть участь в процесі, який дозволяє активацію РВЧ, підключених в іншій області РЧП шляхом відповідного корегування вхідного значення контролера (LFC input) ПВЧ;

208) процес транскордонної активації РЗ – процес, узгоджений між ОСП, що беруть участь в процесі, який дозволяє активацію РЗ, підключених в іншій області РЧП шляхом відповідного корегування вхідного значення контролера (LFC input) ПЗР;

209) регіональний координаційний центр (РКЦ) – міжнародна організація, яка надає послуги операторам систем передачі, пов'язані, зокрема, з підтриманням операційної безпеки їх енергосистем;

210) регіон координації відключень – поєднання областей регулювання, для яких ОСП визначає процедури моніторингу та, за необхідності, координації статусу доступності релевантних активів у всіх часових проміжках;

211) регулювання активної потужності за рахунок управління попитом – зміна активної потужності споживання об'єкта енергоспоживання та/або потужності відбору УЗЕ, який доступний для управління ОСП;

212) регулювання напруги – ручне або автоматичне регулювання у вузлі генерації, на кінцевих вузлах ліній електропередачі змінного струму або систем ПСВН, на трансформаторах або на інших пристроях, призначених для підтримання заданого рівня напруги або заданого значення реактивної потужності;

213) регулювання реактивної потужності за рахунок управління попитом – зміна реактивної потужності об'єкта енергоспоживання, зміна режиму роботи УЗЕ або використання пристроїв компенсації реактивної потужності на об'єкті енергоспоживання, зміна режиму роботи УЗЕ системи розподілу, що доступні для управління ОСП;

214) регулювання частоти – здатність генеруючої одиниці, УЗЕ або системи ПСВН до регулювання своєї вихідної активної потужності у відповідь на вимірне відхилення частоти в енергосистемі від уставки з метою підтримання стабільної частоти в енергосистемі;

215) режим з обмеженою чутливістю до частоти – знижена частота (LFSM-U) – робочий режим генеруючої одиниці, УЗЕ 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;

216) режим відновлення – стан системи, в якому метою всіх заходів в системі передачі є відновлення роботи системи та підтримання операційної безпеки після режиму системної аварії або аварійного режиму;

217) режим з обмеженою чутливістю до частоти – підвищена частота (LFSM-O) - робочий режим генеруючої одиниці, УЗЕ 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;

218) режим нормованого ППЧ (частотно-чутливий режим) (FSM) – робочий режим генеруючої одиниці, УЗЕ або системи ПСВН, за яким вихідна активна потужність змінюється або змінюється режим роботи УЗЕ у відповідь на відхилення частоти від номінального значення в енергосистемі таким чином, що це допомагає відновленню частоти до цільового показника (значення);

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

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

221) режим системної аварії – стан системи, за якого припиняється робота частини або всієї системи передачі;

222) резерв активної потужності – резерви балансування, доступні для підтримки частоти;

223) 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;

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

225) резервна потужність – обсяг РПЧ, РВЧ або РЗ, який повинен бути доступний для ОСП;

226) резерв підтримки частоти – резерви активної потужності, наявні для регулювання частоти після виникнення небалансу;

227) 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;

228) резерв реактивної потужності – реактивна потужність, яка доступна для підтримання напруги;

229) релевантний актив – будь-який релевантний об'єкт енергоспоживання, релевантна генеруюча одиниця, УЗЕ, або релевантний елемент мережі, що беруть участь у координації відключень;

230) релевантна генеруюча одиниця/УЗЕ – генеруюча одиниця/УЗЕ, яка бере участь у координації відключень, і статус доступності якої впливає на транскордонну операційну безпеку;

231) релевантний елемент мережі – будь-який компонент системи передачі, у тому числі міждержавної лінії електропередачі або системи розподілу,—включно з МСР, такий як одна лінія, один контур, один трансформатор, один фазозсувний трансформатор або установка компенсації напруги, що беруть участь у координації відключень, і статус доступності яких впливає на транскордонну операційну безпеку;

232) релевантний об'єкт енергоспоживання – об'єкт енергоспоживання, який бере участь у координації відключень, і статус доступності якого впливає на транскордонну операційну безпеку;

233) рік наперед – рік, що передує календарному року операційної діяльності;

234) 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;

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

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

237) сертифікат відповідності – документ, виданий органом з оцінки відповідності вимогам цього Кодексу для устаткування, що використовується

генеруючою одиницею, УЗЕ, електроустановкою споживача, розподільною електричною мережею, об'єктом енергоспоживання або системою ПСВН, у якому зазначається сфера його дії на національному рівні, а для цілей заміни окремих частин процесу контролю відповідності він може містити моделі, що були перевірені на основі фактичних результатів випробувань;

238) синхронізована зона – частина синхронної області, охоплена об'єднаним ОСП, зі спільною частотою системи, що не синхронізована з рештою синхронної області;

239) 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);

240) синхронна область – область, охоплена синхронно об'єднаними енергосистемами інших держав;

241) 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;

242) 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;

243) 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;

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

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

246) ситуація N – ситуація, за якої жодний елемент системи передачі не є недоступним через пошкодження;

247) ситуація N-1 – ситуація, за якої в системі передачі або в системі розподілу виникла хоча б одна аварійна ситуація з переліку аварійних ситуацій, визначених відповідно до цього Кодексу;

248) стан заряду УЗЕ – обсяг електричної енергії, який може відпустити в мережу УЗЕ, у відсотках від повної ємності (0 % - розряджений (не здатний відпускати електричну енергію в мережу); 100 % – повністю заряджений);

249) сценарій – прогнозний стан енергосистеми для певного періоду часу;

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

251) 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 впливають 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;

252) стабільність напруги – здатність системи передачі підтримувати допустимі рівні напруги у всіх вузлах системи передачі за ситуації N та після виникнення збурень;

253) стабільність частоти – здатність системи передачі підтримувати стабільну частоту за ситуації N та після виникнення збурень;

254) ставка плати за послуги з передачі електричної енергії до/з країн периметру – розмір плати за користування системою передачі для країн периметру (perimeter fee), що забезпечує відшкодування оператору системи передачі витрат за користування системою передачі у разі експорту/імпорту до/з країн периметру. Ставка плати є фіксованою та щорічно розраховується ENTSO-E в євро/МВт·год відповідно до Регламенту комісії (ЄС) N 838/2010 від 23 вересня 2010 року;

255) стандартне відхилення частоти – абсолютне значення відхилення частоти, яке обмежує стандартний діапазон частоти;

256) стандартний діапазон частоти – визначений симетричний інтервал навколо номінальної частоти, у межах якого має перебувати частота у системі синхронної області;

257) статизм, $s(s)$ – відношення 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);

258) статус доступності – здатність генеруючої одиниці, УЗЕ, елемента мережі або об'єкта енергоспоживання надавати послугу протягом певного періоду часу, незалежно від того, чи працює він/вона чи ні;

259) 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;

260) 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;

261) стійкість кута вибігу ротора – здатність синхронних машин залишатися в синхронізмі в ситуації N та після збурень;

262) сторона ІТС механізму – оператор системи передачі, який уклав Договір ІТС;

263) структура відповідальності за процес регулювання – структура, що визначає обов'язки і зобов'язання щодо резервів активної потужності, на основі структури регулювання синхронною областю;

264) структура генеруючих потужностей – розподіл генеруючих потужностей за типами технологій виробництва електричної енергії, що розміщені на електростанціях, що працюють у складі ОЕС України і забезпечують покриття попиту на електричну енергію;

265) структура процесу активації резервів – структура класифікації процесів, що стосуються різних типів резервів активної потужності, з точки зору їх призначення та активації;

266) структура регулювання частоти та потужності – базова структура, яка враховує всі відповідні аспекти регулювання частоти та потужності, зокрема дотичні відповідні обов'язки і зобов'язання, а також типи і призначення для резервів активної потужності;

267) суб'єкт моніторингу блоку РЧП – ОСП, що відповідає за збір даних критеріїв оцінки якості частоти та застосування критеріїв оцінки якості частоти для блоку РЧП;

268) суб'єкт моніторингу синхронної області – ОСП, що відповідає за збір даних критеріїв оцінки якості частоти та застосування критеріїв оцінки якості частоти для синхронної області;

269) суміжний ОСП – ОСП, системи якого безпосередньо з'єднані принаймні однією міждержавною лінією електропередачі змінного або постійного струму;

270) 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;

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

272) техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) – обґрунтування вибору схеми приєднання об'єкта, що розробляється Замовником у випадках, визначених цим Кодексом;

273) 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;

274) технічний резерв пропускної спроможності – зарезервована частина пропускної спроможності міждержавних перетинів, що призводить до зменшення величини їх пропускної спроможності з метою врахування невизначеностей у процесі розрахунку пропускної спроможності;

275) 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, зберігання енергії), та є невід'ємним додатком до договору про приєднання;

276) технологічне порушення – порушення в роботі обладнання, об'єкта електроенергетики чи енергосистеми в цілому, яке супроводжується відхиленням хоча б одного з експлуатаційних параметрів від гранично-

допустимих 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;

277) тиждень наперед – тиждень, що передує календарному тижню операційної діяльності;

278) тимчасовий дозвіл на підключення (ТДП) – документ (наряд), виданий відповідним Оператором на підставі укладених договорів власнику об'єкта електроенергетики, УЗЕ про надання тимчасового доступу його об'єкта електроенергетики, УЗЕ до електричних мереж відповідного Оператора та підключення електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) цього об'єкта електроенергетики, УЗЕ впродовж обмеженого проміжку часу, та проведення додаткової перевірки на відповідність, щоб забезпечити дотримання відповідних технічних умов і вимог цього Кодексу та визначених відповідними договорами;

279) топологія – дані, що стосуються підключення різних елементів системи передачі або системи розподілу на підстанції, включно з даними про електричну конфігурацію та положення автоматичних вимикачів та роз'єднувачів;

280) 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;

281) точка повторної синхронізації – пристрій, як правило вимикач, що використовується для з'єднання двох синхронізованих зон;

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

283) 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;

284) уставка по частоті – цільове значення частоти, яке використовується в ПВЧ, яке визначається, як сума номінальної частоти у системі та значення зміщення, яке необхідне для зменшення електричного відхилення часу;

285) усталене відхилення частоти – абсолютне значення відхилення частоти після виникнення небалансу, як тільки частота системи була стабілізована;

286) установка зберігання енергії, яка є повністю інтегрованим елементом мережі ОСП, – електроустановка, яка використовується виключно з метою забезпечення ефективного, безпечного та надійного функціонування системи передачі і не використовується для балансування або управління перевантаженнями, купівлі та/або продажу електричної енергії на ринку електричної енергії чи для надання послуг з балансування та/або допоміжних послуг;

287) фактор впливу – числове значення, що використовується для кількісного визначення рівня впливу на будь-який елемент системи передачі від виходу з ладу елемента системи передачі, розташованого за межами області регулювання ОСП, за виключенням міждержавних ліній електропередачі, на зміни перетоків або напруги, що викликані таким виходом з ладу. Чим вище це значення, тим більший ефект;

288) фізичне перевантаження – будь-яка ситуація в електричній мережі, за якої прогнозні або реалізовані перетоки потужності порушують межі термічної стійкості елементів електричної мережі, стабільність напруги або стійкість фазового кута;

289) фонд ІТС – фонд, утворений ENTSO-E для компенсації витрат, понесених сторонами ІТС механізму внаслідок прийняття (передачі) міждержавних (транскордонних) перетоків електричної енергії системами передачі Сторін ІТС, у тому числі витрат, понесених ними при наданні доступу до відповідних систем передачі;

290) цільові параметри ПРВЧ (FRCE) – основні цільові показники блоку РЧП, на основі яких критерії визначення обсягу РВЧ і РЗ у блоці РЧП визначаються і оцінюються, і які використовуються для відображення стану блоку РЧП в нормальному режимі роботи;

291) цільовий параметр якості частоти – основний цільовий показник частоти у системі, за якого характер процесів активації РПЧ, РВЧ та РЗ оцінюються в нормальному режимі;

292) час активації передаварійного режиму – час, до якого активується передаварійний режим;

293) час відновлення частоти – для синхронних областей з однією областю регулювання частоти та потужності, - максимально очікуваний час після виникнення миттєвого небалансу потужності, меншого або рівного еталонному інциденту, за який частота системи повертається в діапазон відновлення частоти, і в разі синхронних областей з декількома областями регулювання частоти та потужності, – максимально очікуваний час після виникнення миттєвого небалансу потужності в області регулювання частоти та потужності, за який цей небаланс компенсується;

294) час повної активації аРВЧ – період часу між заданням нового значення уставки регулятором відновлення частоти і відповідною активацією або деактивацією аРВЧ;

295) час повної активації РПЧ – період часу між виникненням еталонного інциденту та відповідною повною активацією РПЧ;

296) час повної активації рРВЧ – період часу між зміною уставки за оперативною командою ОСП та відповідною активацією або деактивацією рРВЧ;

297) частота системи – електрична частота системи, яка може бути виміряна в усіх частинах синхронної області, за умови припущення, що в часовому інтервалі секунд значення в системі постійне з лише незначною різницею між різними точками вимірювання;

298) 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;

299) швидкість зміни активної потужності – значення зміни активної потужності генеруючою одиницею, об'єктом енергоспоживання, установкою зберігання енергії або системою ПСВН;

300) широкомасштабний стан – виникнення такого передаварійного режиму, або аварійного режиму, або режиму системної аварії, коли існує ризик його поширення на суміжні системи передачі;

301) шкала операційної безпеки – рейтинг, який використовується ОСП для моніторингу операційної безпеки, на основі показників операційної безпеки;

302) штучна інерція – здатність одиниці енергоцентру, УЗЕ або системи ПСВН, які підключені через інверторне обладнання, забезпечувати паралельну

роботу з ОЕС України з відтворенням ефекту інерції синхронної генеруючої одиниці до встановленого рівня;

303) якість електричної енергії – сукупність властивостей електричної енергії відповідно до встановлених стандартів, які визначають ступінь її придатності для використання за призначенням;

304) FACTS пристрої (гнучкі системи передачі змінного струму) – обладнання для передачі електроенергії змінного струму, яке забезпечує керування параметрами систем змінного струму та підвищення можливості передачі активної потужності.»;

2) пункт 1.7 викласти в такій редакції:

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

- 1) ACE – помилка області регулювання;
- 2) ACER – Агентство з питань співробітництва енергетичних регуляторів;
- 3) EENS - критерій очікуваної недопоставленої електричної енергії;
- 4) ENTSO-E – Європейська мережа ОСП;
- 5) FSM – частотно чутливий режим;
- 6) LFSM-O – режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота;
- 7) LFSM-U – режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота;
- 8) LOLE - критерій очікуваної втрати навантаження;
- 9) POD (power oscillation damping) – демпфірування коливань потужності;
- 10) PSS – функція стабілізатора енергосистеми;
- 11) SCADA – комплекс дистанційного управління та збору даних;
- 12) АПВ – автоматичне повторне включення;
- 13) аРВЧ – автоматичний резерв відновлення частоти;

- 14) АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
- 15) АРНТ – автоматичний регулятор напруги трансформатора;
- 16) АСДУ – автоматизована система диспетчерського управління;
- 17) АСУ ТП – автоматична система управління технологічними процесами;
- 18) АЧР – автоматичне частотне розвантаження;
- 19) ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
- 20) ВЕС – вітрова електростанція;
- 21) в. о. – відносні одиниці;
- 22) ГАВ – графіки аварійного відключення споживачів електричної енергії;
- 23) ГОЕ – графіки обмеження споживання електричної енергії;
- 24) ГОП – графіки обмеження споживання електричної потужності;
- 25) ГПВ - графіки погодинного відключення електроенергії;
- 26) ДП – допоміжні послуги;
- 27) ЗДТУ – засоби диспетчерського та технологічного управління;
- 28) КЗ – коротке замикання;
- 29) МСР – мала система розподілу;
- 30) ЛЕП – лінія електропередачі;
- 31) ОМСР – оператор малої системи розподілу;
- 32) ОСП – оператор системи передачі;
- 33) ОСР – оператор системи розподілу;
- 34) ОУЗЕ – оператор установки зберігання енергії;

- 35) ПА – протиаварійна автоматика;
- 36) ПВЧ – процес відновлення частоти;
- 37) ПДП – постачальник допоміжних послуг;
- 38) ППЧ – процес підтримки частоти;
- 39) ПСВН – постійний струм високої напруги;
- 40) ПЗР – процес заміщення резервів;
- 41) ПРВЧ (FRCE) - помилка регулювання відновлення частоти;
- 42) РВЧ – резерв відновлення частоти;
- 43) РДЦ – регіональні диспетчерські центри;
- 44) РЗ – резерв заміщення;
- 45) РЗА та ПА – пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- 46) РКЦ – регіональний координаційний центр;
- 47) РПН – регулятор напруги під навантаженням;
- 48) РПЧ – резерв підтримки частоти;
- 49) рРВЧ – ручний резерв відновлення частоти;
- 50) САВН – спеціальна автоматика відключення навантаження;
- 51) САРЧП – системи автоматичного регулювання частоти та потужності;
- 52) СГАВ – спеціальні графіки аварійних відключень;
- 53) СЕС – сонячна електростанція;
- 54) СК – синхронний компенсатор;
- 55) СЧХ – статична частотна характеристика;
- 56) ТПР – трансформатор поперечного регулювання;

- 57) УЗЕ – установка зберігання енергії;
- 58) ЦР – центральний регулятор;
- 59) ЧАПВ – частотне автоматичне повторне включення.».

2. У розділі III:

1) підпункт 5.2.6 пункту 5.2 глави 5 доповнити двома новими абзацами такого змісту:

«7) моделювання для систем ПСВН модифікації активної потужності у 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 визначеними цим розділом;

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.

Щодо випробувань, які проводяться відповідно до підпунктів 3 – 5 цього підпункту, ОСП може вибрати лише два з трьох варіантів регулювання для проведення випробування.»;

2) в абзаці п'ятому підпункту 8 пункту 6.3 глави 6 слова «процесі відновлення частоти» замінити аббревіатурою «ПВЧ»;

3) у тексті слова «первинного регулювання», «первинного регулювання частоти» та «первинному регулюванні» замінити аббревіатурою «ППЧ».

3. У розділі V:

1) у главі 1:

у пункті 1.13 слово «регулювання» замінити аббревіатурою «РЧП»;

доповнити двома новими пунктами такого змісту:

«1.14. ОСП для участі в обміні резервами потужності або спільному використанні резервів потужності або у процесі нетінгу небалансів потужності впроваджує відповідні процеси транскордонної активації.

З цією метою ОСП повинен укласти Операційну угоду синхронної області, де визначаються ролі та обов'язки ОСП, які здійснюють процес нетінгу небалансів потужності, процес транскордонної активації РВЧ або процес транскордонної активації РЗ між областями РЧП різних блоків РЧП або різних синхронних областей.

1.15. ОСП, які беруть участь в одному процесі неттінгу небалансів потужності, процесі транскордонної активації РВЧ або процесі транскордонної активації РЗ, визначають у відповідних угодах ролі та обов'язки всіх ОСП, зокрема:

надання всіх вхідних даних, необхідних для розрахунку обміну потужності відносно меж операційної безпеки та проведення аналізу операційної безпеки в реальному часі ОСП, які беруть участь, або причетними ОСП;

відповідальність за розрахунок обміну потужністю;

впровадження операційних процедур для забезпечення операційної безпеки.

ОСП, які беруть участь в одному процесі неттінгу небалансів потужності, процесі транскордонної активації РВЧ або процесі транскордонної активації РЗ, мають право визначити послідовний підхід до розрахунку обміну потужністю. Послідовний розрахунок обміну потужністю повинен дозволяти будь-якій групі ОСП, які управляють областями РЧП або блоками РЧП, з'єднаними міждержавними лініями електропередачі, обмінюватися потужністю при неттінгу небалансів потужності, відновленні частоти або заміщенні резервів між собою до обміну з іншими ОСП.»;

2) у главі 2:

абзаци другий та третій пункту 2.2 замінити трьома новими абзацами такого змісту:

«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 в режимі реального часу для будь-якого з типів резервів: РПЧ, РВЧ та РЗ;

абсолютна величина усталеного відхилення частоти системи знаходиться в межах 100-200 мГц протягом періоду часу, що не перевищує 15 хвилин;

абсолютна величина усталеного відхилення частоти системи в стабільному стані безперервно перевищує 50% від максимального усталеного відхилення частоти протягом періоду часу, що перевищує час активації передаварійного режиму (15 хвилин) або стандартний діапазон частот протягом періоду часу, що перевищує час для відновлення частоти;».

У зв'язку з цим абзаци четвертий та п'ятий вважати відповідно п'ятими та шостими;

в абзаці першому пункту 2.4 слово «виконується» замінити словом «наявна»;

пункт 2.5 викласти у такій редакції:

«2.5. Система передачі знаходиться у режимі відновлення, якщо після перебування системи передачі в аварійному режимі або у режимі системної аварії, ОСП розпочав активацію заходів Плану відновлення.»;

пункт 2.8 виключити.

У зв'язку з цим пункт 2.9 вважати пунктом 2.8;

3) у главі 3:

пункт 3.2 доповнити новими абзацами такого змісту:

«У разі виявлення структурних перевантажень або інших значних фізичних перевантажень між торговими зонами ENTSO - E та всередині них з моменту підтвердженого виявлення таких перевантажень ОСП може розробити та застосовувати національний або міжнародний плани дій або виконати перегляд і зміну конфігурації своєї торгової зони.

У разі розроблення національного або міжнародного плану дій проект такого плану надається ОСП на розгляд Регулятора.

ОСП враховує надані Регулятором пропозиції та зауваження до проекту національного або міжнародного плану дій. У разі не врахування відповідних пропозицій та зауважень ОСП надає Регулятору разом з доопрацьованим проектом плану обґрунтування такого неврахування.»;

у пункті 3.3:

в абзаці першому слово «активізації» замінити словом «активації»;

абзац другий після слів «застосовувати коригувальні дії» доповнити знаками, словами та цифрою «, визначені у главі 4 цього розділу»,»;

абзац третій доповнити словами, знаками та аббревіатурою «відповідно до методології підготовки коригувальних дій у координований спосіб, беручи до уваги їх транскордонне значення (із застосуванням координованої передиспетчеризації та зустрічної торгівлі) та з урахуванням рекомендацій РКЦ»;

пункт 3.4 викласти у такій редакції:

«3.4. При виборі відповідних коригувальних дій ОСП повинен застосовувати такі критерії:

активувати найбільш ефективні та економічно доцільні коригувальні дії;

активувати коригувальні дії в режимі, якомога наближеному до реального часу, ураховуючи очікуваний час активації і терміновість ситуації, пов'язаної з експлуатацією системи, яку вони повинні врегулювати;

ураховувати ризики відмов при застосуванні доступних коригувальних дій та їх вплив на операційну безпеку, зокрема ризики:

відмов або перевантаження обладнання, а також помилкових дій оперативного персоналу при реалізації коригувальних дій та їх вплив на операційну безпеку;

відмов або КЗ внаслідок зміни топології мереж;

відключень, спричинених змінами активної та реактивної потужності генеруючих одиниць або об'єктів енергоспоживання;

ризиків несправності, спричинені поведінкою обладнання;

надавати перевагу коригувальним діям, що забезпечують найбільший обсяг пропускної спроможності міждержавних перетинів для цілей розподілу пропускної спроможності, забезпечуючи дотримання меж операційної безпеки.»;

4) у главі 4:

пункт 4.1 викласти у такій редакції:

«4.1. ОСП має застосовувати такі типи коригувальних дій:

зміна тривалості планових відключень або повернення в роботу елементів системи передачі для забезпечення експлуатаційної готовності таких 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;

видача оперативної команди ОСР і значним Користувачам, приєднаним до системи передачі, щодо блокування автоматичного регулювання напруги та реактивної потужності трансформаторів або щодо активації на їхніх об'єктах таких коригувальних дій, як зміна положень РПН, зміна положень ТПР або зміна топології, якщо погіршення напруги становить загрозу для операційної безпеки або може призвести до лавини напруги в системі передачі;

застосування вимоги щодо зміни реактивної потужності або заданого значення напруги приєднаних до системи передачі генеруючих одиниць;

перерахунок на добу наперед та внутрішньодобово пропускної спроможності міждержавних перетинів відповідно до Правил управління обмеженнями та Порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів;

перерахунок графіків навантажень одиниць постачання послуг з балансування в області регулювання ОСП;

передиспетчеризація користувачів, приєднаних до системи передачі або системи розподілу в межах області регулювання ОСП, між двома або декількома ОСП;

зустрічна торгівля між користувачами суміжних систем передач;

регулювання перетоків активної потужності системи ПСВН;

застосування процедур управління відхиленнями частоти (корекція синхронного часу, помилки області регулювання);

зміна розподіленої пропускної спроможності міждержавних перетинів або запровадження плану дій, що містить конкретний графік вжиття заходів, спрямованих на скорочення виявлених структурних перевантажень протягом чотирьох років з моменту ухвалення рішення про наявність таких перевантажень;

у разі необхідності, – аварійне розвантаження (ручне обмеження споживання) в нормальному та передаварійному режимі.»;

доповнити новим пунктом такого змісту:

«4.2. У разі необхідності та обґрунтованості з метою забезпечення операційної безпеки, ОСП може розробити та застосувати додаткові коригувальні дії. ОСП повинен обґрунтовувати ці випадки та звітувати Регулятору протягом 10 календарних днів після застосування додаткових коригувальних дій, але не рідше одного разу на рік. Відповідні звіти та обґрунтування також мають бути опубліковані на офіційному вебсайті ОСП протягом 30 днів після їх надання Регулятору.»;

5) у главі 5:

пункти 5.3 та 5.4 замінити п'ятьма новими пунктами такого змісту:

«5.3. Під час підготовки і здійснення коригувальної дії, які мають вплив на приєднані до системи передачі електроустановки значних Користувачів та ОСР, ОСП, у разі якщо система передачі перебуває у нормальному або передаварійному режимі, повинен оцінити вплив таких коригувальних дій спільно із відповідними ОСР та значними користувачами і вибрати коригувальні дії, які сприятимуть підтримці нормального режиму та безпечній роботі системи передачі, систем розподілу та електроустановок значних Користувачів. Значний Користувач та ОСР повинні надавати ОСП всю необхідну інформацію для підготовки коригувальних дій.

5.4. ОСП повинен забезпечити готовність, надійність і резервування засобів зв'язку та наведених нижче засобів, які необхідні для роботи системи передачі:

засоби моніторингу поточного режиму системи передачі, включно із засобами оцінювання стану та засобами автоматичного регулювання частоти та потужності;

засоби управління перемиканнями комутаційного обладнання, РПН трансформаторів та іншого обладнання, яке призначене для управління елементами системи передачі;

засоби зв'язку з диспетчерськими пунктами іншого ОСП синхронної області, ОСР, Користувачів та РКЦ;

програмно-технічні засоби аналізу операційної безпеки;

механізми та засоби взаємодії (зв'язку) з іншим ОСП синхронної області, які необхідні для забезпечення здійснення міждержавних ринкових операцій.

5.5. Якщо інструменти, засоби та обладнання ОСП, зазначені в пункті 5.4 цієї глави впливають на ОСР або значних користувачів, які приєднані до системи передачі та беруть участь у наданні послуг з балансування, ДП, заходах захисту або відновлення системи, або наданні оперативних даних в режимі реального часу, ОСП, відповідні ОСР та такі значні Користувачі повинні співпрацювати та координувати дії для визначення та забезпечення доступності, надійності та резервування таких інструментів, засобів та обладнання.

ОСП приймає та принаймні щорічно переглядає свій план забезпечення безперервної роботи, у якому визначаються заходи реагування на втрату критичних інструментів, засобів та обладнання, а також вимоги щодо їх технічного обслуговування, заміни та розвитку, та оновлює його за необхідності, зокрема після будь-якої істотної зміни критичних інструментів, засобів та обладнання або відповідних умов експлуатації системи. ОСП повинен надавати частини плану забезпечення безперервної роботи, які впливають на ОСР і значних користувачів, відповідним ОСР та значним користувачам.

5.6. При підготовці та застосуванні коригувальних дій, кожен ОСП повинен, якщо система передачі не знаходиться в нормальному режимі або в передаварійному режимі, у межах можливості координувати коригувальні дії із значними користувачами та ОСР, приєднаними до системи передачі, які зазнають впливу, для забезпечення операційної безпеки і цілісності системи передачі.

Під час застосування ОСП коригувальних дій, кожен приєднаний до системи передачі значний Користувач та ОСР, які зазнають впливу повинні виконувати оперативні команди, видані ОСП.

5.7. Якщо обмеження мають наслідки тільки для локального стану в області регулювання ОСП, і порушення операційної безпеки не потребує скоординованого управління, ОСП, що відповідає за управління, може прийняти рішення не застосовувати коригувальні дії, які передбачають фінансові витрати ОСП для зняття цих обмежень.»;

б) у главі 7:

у тексті глави слова «критичної інфраструктури» в усіх відмінках замінити відповідно словами та аббревіатурою «об'єктів критичної інфраструктури ОСП» в усіх відмінках;

пункт 7.3 викласти у такій редакції:

«7.3. У плані забезпечення безпеки має бути врахований потенційний вплив на системи передачі інших країн, що синхронно працюють в одній синхронній області, а також організаційні та фізичні заходи, спрямовані на пом'якшення виявлених ризиків.

ОСП повинен регулярно переглядати План забезпечення безпеки з метою врахування змін сценаріїв загроз та відображення розвитку системи передачі.»;

7) у главі 8:

підпункти 8.1.6 – 8.1.8 пункту 8.1 викласти у такій редакції:

«8.1.6. Операційна угода синхронної області, укладена відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності розробляється ОСП синхронної області відповідно до стандартів та правил ENTSO-E та повинна включати, зокрема:

правила визначення обсягів, розподілу та місць розміщення резервів потужності та їх характеристик;

розподіл обов'язків між ОСП синхронної області;

визначення параметрів якості частоти та цільові параметри якості частоти в синхронній області, а також ~~розрахунки~~ цільові параметри помилки регулювання відновлення частоти (FRCE) для кожного блоку РЧП;

методологію оцінювання ризику та розвитку ризику виснаження РПЧ у синхронній області;

схему організації системи регулювання частоти та потужності;

положення щодо суб'єкта моніторингу роботи синхронної області;

розрахунки програм обміну нетто-позиції області по змінному струму з використання спільного періоду зміни потужності для розрахунку АСЕ для синхронної області з більш ніж однією областю РЧП;

структуру регулювання частоти та потужності;

методику щодо зменшення відхилення електричного часу;

операційні процедури у разі виснаження РПЧ;

вимоги щодо доступності, надійності та резервованості програмно-технічних засобів та засобів зв'язку для регулювання частоти та потужності;

правила роботи у нормальному та аварійному режимах;

операційні процедури для зменшення відхилення частоти системи для відновлення режиму системи до нормального режиму та обмеження ризику переходу в аварійний режим;

функції та обов'язки ОСП, які впроваджують процес нетінгу небалансів потужності, процес транскордонної активації РВЧ або процес транскордонної активації РЗ;

мінімальний період активації, який повинен бути забезпечений постачальниками РПЧ;

методології визначення обмежень обсягу спільного використання РПЧ між синхронними областями;

методології визначення обмежень обсягу обміну РВЧ, РЗ між синхронними областями, та методології визначення обмежень обсягу спільного використання РВЧ, РЗ між синхронними областями.

8.1.7. Операційна угода блоку РЧП, укладена відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності, має відповідати стандартам та правилам ENTSO-E та крім вимог, встановлених у підпункті 8.1.6 цього пункту, включає:

цільові параметри помилки регулювання відновлення частоти (FRCE) для кожної області РЧП, якщо блок РЧП складається з більш ніж однієї області РЧП;

визначення суб'єкта моніторингу блоку РЧП;

обмеження швидкості зміни активної потужності у блоці РЧП;

розподіл відповідальності між ОСП блоку РЧП;

операційні процедури у разі виснаження РВЧ або РЗ;

будь-які обмеження обміну РПЧ між різними областями РЧП у синхронній області та обміну РВЧ або РЗ між областями РЧП блоку РЧП у синхронній області, що складається з більш ніж одного блоку РЧП;

координацію дій та заходи щодо зменшення помилки регулювання відновлення частоти (FRCE) блоку РЧП.

8.1.8. ОСП має право за необхідності укласти з іншими ОСП своєї синхронної області операційні угоди області РЧП, операційні угоди області моніторингу, угоди, що стосуються врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків, нетінгу небалансів потужності, транскордонної активації РВЧ та РЗ, спільного використання резервів потужності, обміну

резервами потужності, а також інші угоди та методики, що вимагаються стандартами та правилами ENTSO-E.»;

у пункті 8.2:

підпункт 8.2.1 доповнити новим абзацом такого змісту:

«В операційній угоді синхронної області, до якої приєднався ОСП, можуть бути встановлені відмінні від зазначених у цьому підпункті цільові показники частоти, яких повинен дотримуватись ОСП.»;

підпункт 8.2.3 викласти у такій редакції:

«8.2.3. Якщо ОСП входить у блок РЧП, який складається більше ніж з однієї області РЧП, він повинен зазначити в Операційній угоді блоку РЧП значення цільових параметрів ПРВЧ (FRCE) для кожної області РЧП.»;

після підпункту 8.2.3 доповнити новим підпунктом 8.2.4 такого змісту:

«8.2.4. ОСП повинен щорічно перевіряти дотримання цільових параметрів ПРВЧ (FRCE).».

У зв'язку з цим підпункти 8.2.4 – 8.2.7 вважати відповідно підпунктами 8.2.5 – 8.2.8;

підпункти 8.2.6 – 8.2.8 викласти у такій редакції:

«8.2.6. Критерії оцінки якості частоти повинні включати:

1) для синхронної області під час роботи в нормальному режимі або передаварійному режимі на місячній основі для даних про миттєву частоту:

середнє значення;

стандартне відхилення;

1-й, 5-й, 10-й, 90-й, 95-й та 99-й процентиля;

загальний час, протягом якого абсолютне значення миттєвого відхилення частоти перевищувало стандартне відхилення частоти, окремо для від'ємних і додатних миттєвих відхилень частоти;

загальний час, протягом якого абсолютне значення миттєвого відхилення частоти перевищувало максимальне миттєве відхилення частоти, окремо для від'ємних і додатних миттєвих відхилень частоти;

кількість випадків, коли абсолютне значення миттєвого відхилення частоти в синхронній області перевищувало 200 % від стандартного відхилення частоти і миттєве відхилення частоти не було повернуто до значення 50% від стандартного відхилення частоти для синхронної області протягом часу відновлення частоти. Дані повинні визначатися окремо для від'ємних і додатних відхилень частоти;

2) для блоку РЧП під час роботи в нормальному режимі або передаварійному режимі на місячній основі:

для набору даних, який містить середні значення FRCE для блоку РЧП протягом часових інтервалів, які дорівнюють часу відновлення частоти:

середнє значення,

стандартне відхилення,

1-й, 5-й, 10-й, 90-й, 95-й та 99-й процентиля,

кількість часових інтервалів, коли середнє значення FRCE перебувало за межами діапазону ПРВЧ (FRCE) рівня 1, окремо для від'ємних і додатних значень FRCE;

кількість часових інтервалів, коли середнє значення FRCE перебувало за межами діапазону ПРВЧ (FRCE) рівня 2, окремо для від'ємних і додатних значень FRCE;

для набору даних, який містить середні значення FRCE для блоку РЧП протягом часових інтервалів тривалістю одна хвилина: кількість випадків протягом місячного періоду, коли значення FRCE перевищувало 60 % резервної потужності РВЧ і не повернулося до 15 % резервної потужності РВЧ протягом часу відновлення частоти, окремо для додатних і від'ємних значень FRCE;

інтегральну тривалість знаходження частоти в певному діапазоні значень протягом доби, місяця (гістограми 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.

8.2.7. ОСП синхронній області повинні визначити в Операційній угоді синхронної області спільну методологію оцінювання ризику та розвитку ризику виснаження РПЧ у синхронній області. Така методологія повинна використовуватися принаймні щорічно і повинна ґрунтуватися щонайменше на даних про миттєву частоту системи за минулий період тривалістю не менше 1 року. ОСП синхронної області повинні надавати необхідні вхідні дані для такого оцінювання.

8.2.8. ОСП має визначити в Операційній угоді блоку РЧП такі заходи для усунення АСЕ (зменшення до нуля) блоку РЧП і зменшення відхилень частоти, беручи до уваги технологічні обмеження генеруючих одиниць, УЗЕ і одиниць споживання:

зобов'язання щодо швидкості зміни навантаження, а також щодо часу початку зміни навантаження;

координація зміни навантаження генеруючих одиниць, УЗЕ та одиниць споживання у блоці РЧП.»;

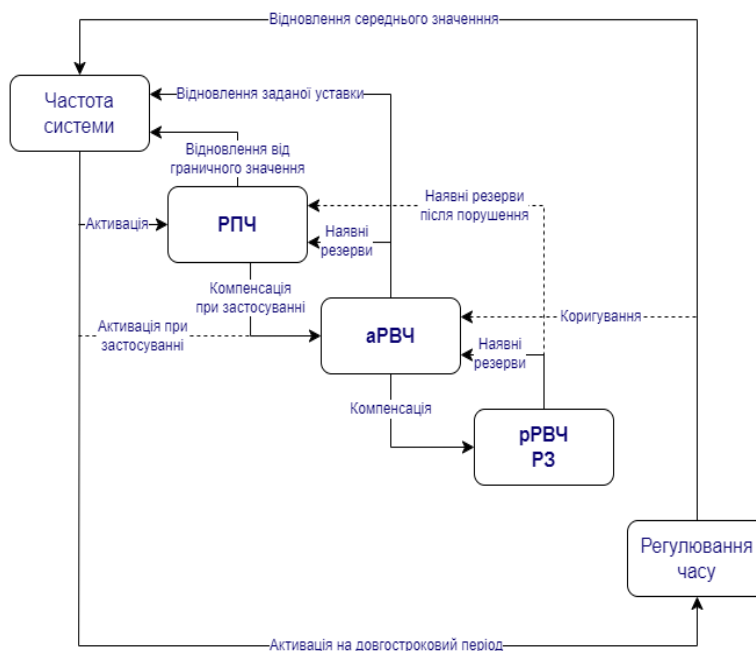
пункт 8.3 викласти у такій редакції:

«8.3. Структура регулювання частоти та потужності, структура відповідальності за процес регулювання

8.3.1. РЧП 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).

8.3.2. Функціональну структуру побудови системи регулювання частоти та потужності в ОЕС України наведено на рисунку 18.

Рисунок 18



8.3.3. Заходи з регулювання здійснюються на різних послідовних етапах, кожний з яких має різні характеристики та якості, і всі вони є взаємозалежними: надання РПЧ розпочинається протягом 0,1-2 секунди з урахуванням відповідних технічних вимог до електроустановок, визначених розділом III цього Кодексу, як спільна дія всіх учасників паралельної роботи;

аРВЧ вводиться в дію централізовано у блоці РЧП/синхронній області протягом декількох десятків секунд, вивільняє РПЧ, відновлює нормальні параметри частоти та сальдо зовнішніх перетоків;

рРВЧ та РЗ вводиться в дію у блоці РЧП/синхронній області і вивільняє аРВЧ централізованим переплануванням 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 РЧП (ОЕС України) з дотриманням планових значень міждержавних обмінів.

8.3.5. ОСП для свого блоку РЧП повинен узгодити в Операційній угоді блоку РЧП розподіл обов'язків між ОСП цього блоку РЧП для дотримання зобов'язань, викладених в підпункті 8.3.28 цього пункту.

8.3.6. ОСП для своєї синхронної області повинен узгодити в Операційній угоді синхронної області розподіл обов'язків між ОСП цієї синхронної області для дотримання зобов'язань, викладених в підпункті 8.3.29 цього пункту.

8.3.7. Нормований РПЧ полягає в утриманні частоти та зменшення відхилень частоти від номінального значення за рахунок активації РПЧ. 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 РВЧ.

8.3.8. РВЧ 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 АСЕ до нуля протягом часу для відновлення частоти (не більше 15 хвилин), а також у відновленні активованого РПЧ шляхом активації РВЧ.

8.3.9. ПЗР полягає у поступовому відновленні активованих РПЧ та РВЧ шляхом активації РЗ. ПЗР може здійснюватися вручну відповідно до оперативних команд ОСП або автоматично.

8.3.10. Для зменшення кількості одночасних активацій РВЧ в різних напрямках різних областей РПЧ, ОСП може застосовувати процес нетінгу небалансів потужності, шляхом обміну потужностями між ними.

8.3.11. ОСП має право здійснювати процес нетінгу небалансів потужності для областей РЧП в одному блоці РЧП, між різними блоками РЧП або між різними синхронними областями, шляхом укладання угоди щодо нетінгу небалансів потужності.

8.3.12. ОСП повинен впроваджувати процес нетінгу небалансів потужності таким чином, щоб не впливати на:

стабільність регулювання частоти та потужності синхронної області або синхронних областей, залучених до процесу нетінгу небалансів потужності;

стабільність РВЧ і РЗ кожної області РПЧ ОСП-учасникам або причетним ОСП;

операційну безпеку.

8.3.13. ОСП здійснює обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності між областями РЧП синхронної області принаймні одним з наступних шляхів:

шляхом визначення потоку активної потужності через віртуальну лінію зв'язку, що має бути частиною розрахунку FRCE;

шляхом регулювання потоків активної потужності через міждержавні лінії електропередачі ПСВН.

8.3.14. ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності між областями РПЧ різних синхронних областей шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.

8.3.15. ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності в області РПЧ таким чином, щоб не перевищувати фактичний обсяг активації РВЧ, необхідний для регулювання FRSE цієї області РПЧ до нуля без обміну потужністю для нетінгу небалансів потужності.

8.3.16. ОСП, який бере участь в процесі нетінгу небалансів потужності, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для нетінгу небалансів потужності дорівнювала нулю.

8.3.17. Процес нетінгу небалансів потужності повинен включати резервний механізм, який гарантує, що обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності в кожній області РПЧ дорівнює нулю або обмежений значенням, для якого може бути гарантована операційна безпека.

8.3.18. Якщо блок РПЧ складається з більш ніж однієї області регулювання частоти та потужності та РВЧ та РЗ розраховується на основі небалансів блоку РПЧ, ОСП одного і того ж блоку РПЧ здійснює процес нетінгу небалансів потужності і обмінюються максимальним обсягом потужності нетінгу небалансів потужності, визначеним в підпункті 6 цього пункту, з іншими областями РПЧ того ж блоку РПЧ.

8.3.19. Якщо процес нетінгу небалансів потужності здійснюється для областей РПЧ різних синхронних областей, ОСП обмінюється максимальним обсягом потужності нетінгу небалансів потужності, визначеним в підпункті 6 цього пункту, з іншим ОСП тієї ж синхронної області, що бере участь в цьому процесі нетінгу небалансів потужності.

8.3.20. Якщо процес нетінгу небалансів потужності здійснюється для областей РПЧ які не є частиною одного блоку РПЧ, ОСП відповідних блоків РПЧ повинні виконувати зобов'язання, передбачені угодами між блоками РПЧ, незалежно від обміну потужністю для нетінгу небалансів потужності.

8.3.21. 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 суміжного ОСП або надавати аварійну допомогу суміжному ОСП (за умови, що це не призведе до виникнення

передаварійного, аварійного режиму роботи або режиму системної аварії та/або вичерпання резервів регулювання частоти та потужності в ОЕС України) відповідно до договорів, укладених з цим суміжним ОСП або з іншими суб'єктами господарювання, уповноваженими на підписання таких договорів відповідно до чинних нормативно-правових актів суміжних країн.

8.3.22. Допомога суміжному ОСП через міждержавні лінії електропередачі ПСВН, надається з урахуванням технічних характеристик і здатності системи ПСВН щодо:

заходів з ручного регулювання передаваної активної потужності, щоб допомогти ОСП у аварійному режимі привести перетоки потужності до меж операційної безпеки або частоту суміжної синхронної області - до меж частоти у системі в передаварійному режимі;

автоматичного регулювання передаваної активної потужності;

автоматичного регулювання частоти в ізольованому (острівному) режим роботи;

регулювання напруги та реактивної потужності;

будь-які інші доцільні дії.

8.3.23. При визначенні структури відповідальності за виконання процесу регулювання частоти та потужності ОСП для своєї синхронної області має враховувати принаймні такі критерії:

обсяг повної інерції синхронної області, включно зі штучною інерцією;

структуру/топологію мережі;

поведінку навантаження, виробництва, УЗЕ та систем ПСВН.

8.3.24. ОСП має визначати в Операційній угоді синхронної області мінімальні вимоги до доступності, надійності та резервованості програмно-апаратних засобів та засобів зв'язку, зокрема:

точність, циклічність, доступність та резервованість телевимірів значень перетоків активної потужності по міждержавних лініях електропередач;

доступність і резервованість каналів передачі даних;

протоколи інформаційного обміну.

8.3.25. ОСП має визначити додаткові вимоги до готовності, надійності і резервованості технічної інфраструктури в Операційній угоді блоку РПЧ.

8.3.26. ОСП області РЧП повинен:

забезпечувати достатню якість і надійність здійснення розрахунку FRCE;

здійснювати моніторинг якості розрахунку FRCE в режимі реального часу;

вживати заходів у разі помилок при розрахунку FRCE;

не менше одного разу на рік виконувати постфактум моніторинг якості розрахунку FRCE шляхом порівняння фактичних значень сальдо перетоків з плановими (договірними) значеннями.

8.3.27. ОСП разом з іншим ОСП синхронної області бере участь у розробці загальної пропозиції, що стосується визначення блоків РЧП, які мають відповідати таким вимогам:

область моніторингу відповідає або є частиною тільки однієї області РЧП;
 область РЧП відповідає або є частиною тільки одного блоку РЧП;
 блок РЧП відповідає або є частиною тільки однієї синхронної області;
 кожен елемент мережі є частиною тільки однієї області моніторингу, тільки однієї області РЧП і тільки одного блоку РЧП.

8.3.28. ОСП блоку РЧП зобов'язаний:

забезпечувати виконання цільових параметрів ПРВЧ/FRCE в блоці РЧП, визначених в Операційній угоді блоку РЧП відповідно до підпункту 8.2.3 пункту 8.2 цієї глави, та

дотримуватися правил визначення обсягу РВЧ відповідно до підпункту 8.4.3 пункту 8.4 цієї глави, та правил визначення обсягу РЗ відповідно до підпункту 8.4.4 пункту 8.4 цієї глави.

8.3.29. ОСП синхронної області зобов'язаний:

впроваджувати та експлуатувати ППЧ для синхронної області;
 дотримуватися правил визначення обсягів РПЧ, відповідно до підпункту 8.4.2 пункту 8.4 цієї глави, та

забезпечувати виконання цільових параметрів якості частоти, визначених у підпункті 8.2.1 пункту 8.2 цієї глави.

8.3.30. ОСП разом з іншим ОСП декількох областей РЧП, об'єднаних міждержавними перетинами, мають право створювати блок РЧП, якщо дотримані вимоги до блоку РПЧ, визначені в підпункті 8.3.28 цього пункту.»;

у пункті 8.4:

у підпункті 8.4.1:

абзац другий підпункту 1 після слів та знака «завантаження/розвантаження» доповнити знаками та словами «, які можуть включати спільне використання резервів або обмін резервами.»;

підпункти 2 – 4 замінити чотирма новими підпунктами такого змісту:

«2) ОСП повинен визначати 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 режиму системи до нормального і обмеження ризику входження в аварійний режим. Процедури управління повинні передбачати право ОСП відхилитися від звичайного ПВЧ;

3) якщо система працює в передаварійному режимі через недостатню кількість резервів активної потужності, ОСП повинен у тісній співпраці з іншим ОСП своєї синхронної області та ОСП інших синхронних областей вжити заходи для відновлення та заміни необхідних рівнів активних резервів потужності. Для цього ОСП блоку регулювання частоти та потужності має право вимагати від

користувачів системи передачі/розподілу зміни виробництва або споживання електричної енергії в межах своєї області регулювання, щоб зменшити або усунути порушення вимог до резерву активної потужності;

4) ОСП має право вимагати внесення змін у виробництво або споживання активної потужності генеруючих одиниць і об'єктів енергоспоживання у відповідних областях, щоб зменшити ПРВЧ (FRCE), якщо:

1-хвилинна середня ПРВЧ (FRCE) блоку РЧП перевищує діапазон ПРВЧ (FRCE) рівня 2, щонайменше, протягом часу, необхідного на відновлення частоти, і якщо ОСП блоку РЧП не очікує, що ПРВЧ (FRCE) буде значно зменшена шляхом вживання заходів активації наявних регулюючих резервів (у тому числі і транскордонних);

ПРВЧ (FRCE) блоку РЧП перевищує 25% від еталонного інциденту синхронної області, протягом більше 30 хвилин поспіль, і якщо ОСП блоку РЧП не очікує зменшення ПРВЧ (FRCE) в достатній мірі після вживання заходів активації наявних регулюючих резервів (у тому числі і транскордонних).

Суб'єкт моніторингу блоку РЧП несе відповідальність за виявлення будь-якого порушення меж, зазначених в цьому підпункті, а також:

інформує іншого ОСП в блоці РЧП;

разом з ОСП блоку РЧП виконує узгоджені дії для зменшення ПРВЧ (FRCE), які визначаються в Операційній угоді блоку РЧП;

5) суб'єкт моніторингу синхронної області повинен визначати режим системи відносно частоти системи та забезпечувати інформування всіх ОСП у синхронній області, якщо відхилення частоти системи відповідатиме одному із критеріїв передаварійного режиму.»;

у підпункті 8.4.2:

в абзаці першому слова, аббревіатуру та знаки «**та РПЧ (резерв первинного регулювання)**» замінити знаком, словами та аббревіатурами «**нормованого ППЧ та РПЧ**»;

у підпункті 1:

в абзаці першому слова «і нормоване первинне регулювання частоти» замінити словами та аббревіатурою «первинне регулювання частоти і нормований ППЧ»;

абзаци другий та третій після слів «первинному регулюванні» доповнити словом «частоти»;

в абзаці четвертому слова «блоку регулювання» замінити словом та аббревіатурою «блоку РЧП»;

у підпункті 2 слово «енергопостачання» замінити словом «електропостачання»;

у підпункті 3 слова «нормоване первинне регулювання» замінити словом та аббревіатурою «нормований ППЧ», слова «вторинного регулювання» замінити аббревіатурою «ПВЧ» та слова «первинного регулювання» замінити аббревіатурою «ППЧ»;

у підпункті 4 слова «первинне регулювання» замінити аббревіатурою «ППЧ»;

у підпункті 5 слова «первинного регулювання» замінити аббревіатурою «ППЧ» а після слів «загальним первинним регулюванням» доповнити словом «частоти»;

у підпункті 6 слова «первинних резервів» замінити аббревіатурою «РПЧ», а слова «первинне регулювання» замінити аббревіатурою «ППЧ»;

підпункти 7 та 8 викласти у такій редакції:

«7) для всіх генеруючих одиниць типу В, С, D та УЗЕ типу А1, А2, В, С, D в ОЕС України (блоку РЧП) нормою участі в загальному первинному регулюванні частоти є забезпечення:

дії ППЧ в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (у тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 та з налаштуванням систем регулювання УЗЕ;

стійкої видачі наявного РПЧ з моменту відхилення частоти від номінальної на $\pm 0,2$ Гц та більше і до входу відхилення частоти в мертву зону загального первинного регулювання частоти $\pm 0,2$ Гц, тобто не менше 15 хвилин;

динаміка зміни потужності генеруючої одиниці у процесі загального первинного регулювання частоти визначається її наявними системами регулювання і має відповідати вимогам ГКД 34.20.507, а для УЗЕ визначається їхніми наявними системами регулювання та вимогами цього Кодексу;

8) для всіх генеруючих одиниць типу В (відповідно до їх технічної спроможності), С, D та УЗЕ типу А1, А2, В, С, D в ОЕС України під час системних випробувань в ізолюваному (острівному) режимі роботи ОЕС України/блоку РЧП вимогами щодо участі в загальному первинному регулюванні частоти є забезпечення:

дії ППЧ в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (у тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 та з налаштуванням систем регулювання УЗЕ;

можливості гнучкого налаштування величини мертвої зони в діапазоні від 0 до 0,2 Гц у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання;

стійкої видачі наявної потужності при виході частоти за межі встановленої мертвої зони і до входу відхилення частоти в мертву зону загального первинного регулювання частоти протягом не менше ніж 15 хвилин;

можливості змінювати уставку статизму у діапазоні:

від 2% до 12% (для всіх генеруючих одиниць типу В, С, D відповідно до їх технічної спроможності),

від 0,1% до 12% (для УЗЕ типу А1, А2, В, С, D) у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання;

динаміки зміни потужності генеруючої одиниці у процесі загального первинного регулювання частоти, що визначається їх наявними системами регулювання, зокрема для генеруючих одиниць, які мають чинне Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з РПЧ – динаміка зміни потужності згідно з підпунктом 13 цього підпункту, а для УЗЕ визначається наявними в них системами регулювання та вимогами цього Кодексу;»;

у підпункті 10 слова «нормоване первинне регулювання» замінити словом та аббревіатурою «нормований ППЧ», а слова «вторинного регулювання» замінити аббревіатурою «ПВЧ»;

у підпункті 11 слова «первинної регулюючої» виключити а слова, знаки та аббревіатуру «статичної частотної характеристики (СЧХ)» замінити аббревіатурою «СЧХ»;

у підпункті 12 слово «регулювання» замінити аббревіатурою «РЧП»;

у підпункті 13 слова «нормована первинна регулююча» виключити;

підпункт 14 викласти у такій редакції:

«14) характеристики нормованого ППЧ в різних блоках РЧП/енергосистемах синхронної області мають бути за можливістю аналогічними, щоб уникнути коливань і динамічного перерозподілу потужності у процесі компенсації небалансу потужності блоків РЧП/синхронної області;»;

у підпункті 18 слова «статичної частотної характеристики» замінити аббревіатурою «СЧХ»;

у підпунктах 19 та 20 слова «первинне регулювання» у всіх відмінках замінити аббревіатурою «ППЧ»;

у підпунктах 21 – 23 слово «регулювання» замінити аббревіатурою «РЧП»;

у підпункті 24:

в абзаці першому слова «первинного резерву» замінити аббревіатурою «РПЧ»;

а абзаці четвертому слова «резерву первинного регулювання» замінити словами та аббревіатурою «його області РЧП»

в абзацах першому та третьому підпункту 25 слова «первинного резерву» замінити аббревіатурою «РПЧ»;

у підпункті 26 слова «одиниць генеруючої потужності» замінити словами, знаком та аббревіатурами «генеруючих одиниць, УЗЕ, систем ПСВН»;

у підпункті 29 слова «первинного регулювання» у всіх відмінках замінити аббревіатурою «ППЧ»;

підпункт 30 викласти такій редакції:

«30) обладнання енергоблоків АЕС та їх системи регулювання мають забезпечувати загальне первинне регулювання частоти та нормований ППЧ в заданих діапазонах без порушення діючих відповідних технологічних регламентів безпечної експлуатації енергоблоків АЕС.»;

у підпункті 8.4.3:

абзац перший викласти в такій редакції:

«8.4.3. Вимоги до ПВЧ та РВЧ»;

підпункт 1 викласти у такій редакції:

1) ПВЧ провадиться для:

підтримки частоти в допустимих межах;
підтримки балансу потужності ОЕС України/блоку РЧП/синхронної області шляхом регулювання заданого з частотною корекцією сумарного зовнішнього перетоку ОЕС України/блоку РЧП/синхронної області;

підтримки сальдо перетоків потужності по внутрішніх та зовнішніх зв'язках і перетинах у допустимих діапазонах;

забезпечення відновлення РПЧ.

ПВЧ реалізується за допомогою процесу автоматичного відновлення частоти та/або процесу ручного відновлення частоти;»;

у підпункті 2 слова «блоку регулювання» у всіх відмінках та числах замінити словом та аббревіатурою «блоку РЧП» у відповідних відмінках та числах а слова «вторинне регулювання частоти» замінити аббревіатурою «ПВЧ»;

у підпункті 3 слова «вторинного регулювання частоти» замінити аббревіатурою «ПВЧ»;

у підпункті 4 слова «дії системи вторинного регулювання» замінити аббревіатурою «ПВЧ», а слова «блоку регулювання» замінити словом та аббревіатурою «блоку РЧП»;

підпункт 5 викласти у такій редакції:

«5) система, що забезпечує реалізацію автоматичного відновлення частоти в ОЕС України/блоці РЧП/синхронній області не має реагувати на небаланси потужності, що виникли в сусідніх блоках РЧП/енергосистемах синхронної області. У той же час така система має не перешкоджати дії РПЧ ОЕС України/блоку РЧП/синхронної області. У міру того як ПВЧ ОЕС України/блоку РЧП/синхронної області, впливаючи на свої генеруючі одиниці, УЗЕ, одиниці споживання, компенсує небаланс потужності, що в ній виник, РПЧ мають відновлюватися до початкових значень;»;

підпункт 7 викласти у такій редакції:

«7) перевантаження мають виявлятися і ліквідуватися АОП, а за його відсутності/неефективності – оперативно за мінімальний час, але, як правило, не більше 20 хвилин у статичних режимах. Для перетинів, зазначених у підпункті 6 цього підпункту, ОСП повинен визначити електростанції з розміщенням на них резерву, достатнього для запобігання (ліквідації) перевантаження;»;

у підпункті 8:

в абзаці першому слово «вторинне» виключити;

в абзацах сьомому та восьмому слова «блоку регулювання» у всіх відмінках замінити словом та аббревіатурою «блоку РЧП» у відповідних відмінках;

у підпункті 9 слова «блоку регулювання» замінити словом та аббревіатурою «блоку РЧП»;

підпункт 10 викласти у такій редакції:

«10) у разі відділення ОЕС України від синхронної області на роботу в ізольованому режимі ПВЧ в ОЕС України має забезпечити перехід на астатичне регулювання частоти. У разі з'єднання ОЕС України на паралельну роботу з синхронною областю система, що забезпечує реалізацію автоматичного відновлення частоти має бути переведена в режим регулювання сумарного

зовнішнього перетоку потужності блоку РЧП/синхронної області з узгодженою частотною корекцією;»;

у підпункті 11 слова, знак та аббревіатуру «регулювання/синхронній області вторинне регулювання ОЕС» замінити аббревіатурами, знаком та словами «РЧП/синхронній області процес автоматичного відновлення частоти в ОЕС України»;

підпункт 13 викласти у такій редакції:

«13) РВЧ для області регулювання ОЕС України/блока РЧП/синхронної області на завантаження і розвантаження виділених електростанцій мають створюватися і постійно підтримуватися для забезпечення цілей, зазначених у підпункті 1 цього підпункту;»;

в абзацах першому та четвертому підпункту 14 слова «блоці регулювання» замінити словом та аббревіатурою «блоці РЧП»;

у підпункті 15:

в абзацах третьому п'ятому та шостому слова «блоці регулювання» замінити словом та аббревіатурою «блоці РЧП»;

в абзаці восьмому слова «діапазон вторинного регулювання» замінити словами та аббревіатурою «сумарний діапазон РВЧ»;

підпункт 17 викласти у такій редакції:

«17) в області регулювання ОЕС України вибір одиниць постачання РВЧ, визначення для них діапазонів РВЧ на завантаження і розвантаження здійснюється ОСП відповідно до Правил ринку.

До автоматичного ПВЧ слід залучати маневрені генеруючі одиниці, УЗЕ, а також регульоване навантаження споживачів, які задовольняють вимогам такого процесу, здатних під дією центрального регулятора змінити потужність у межах заданого резерву. Генеруючі одиниці, що залучаються до автоматичного ПВЧ, 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 регульовальному діапазоні).

Під час вибору електростанцій для надання аРВЧ слід урахувувати їх маневреність і регульовальні можливості, при цьому такі резерви мають розміщуватися на електростанціях так, щоб їх можна було б використовувати для розвантаження переобтяжених зв'язків і перетинів;»;

в абзацах першому та другому підпункту 18 слова «вторинного регулювання» замінити аббревіатурою «РВЧ»;

підпункти 19 та 20 замінити сімома новими підпунктами такого змісту:

«19) розрізняють стандартні та спеціальні продукти РВЧ.

Спільні мінімальні технічні вимоги до стандартних та спеціальних продуктів РВЧ:

точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РВЧ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж $\pm 1,0\%$ 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;

одиниці (групи) постачання РВЧ мають бути приєднані тільки до одного ОСП;

20) мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного продукту аРВЧ повинні бути такими:

активація і деактивація аРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від САРЧП ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд;

період виконання команди аРВЧ не має перевищувати 5 хв;

час повної активації аРВЧ дорівнює періоду виконання команди аРВЧ та не має перевищувати 5 хв;

стійка видача аРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (15 хв);

час деактивації аРВЧ не має перевищувати 5 хв;

21) мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного продукту рРВЧ повинні бути такими:

активація і деактивація рРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП;

час підготовки команди не має перевищувати 2,5 хв;

час виконання команди не має перевищувати 10 хв;

час повної активації рРВЧ не має перевищувати сумарного часу підготовки команди та часу виконання команди (12,5 хв);

стійка видача рРВЧ не менше ніж максимальний період постачання для відповідного типу активації (15 хв для запланованої активації та 30 хв для прямої активації);

час деактивації рРВЧ не має перевищувати 10 хв;

22) мінімальні технічні вимоги до застосування спеціального продукту аРВЧ повинні бути такими:

активація аРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від САРЧП ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд;

період виконання команди аРВЧ не має перевищувати 15 хв;

час повної активації аРВЧ дорівнює періоду виконання команди аРВЧ та не має перевищувати 15 хв;

стійка видача аРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (60 хв);

23) мінімальні технічні вимоги до застосування спеціального продукту рРВЧ повинні бути такими:

активація рРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП;

час підготовки команди не має перевищувати 3 хв;

час виконання команди не має перевищувати 15 хв;

час повної активації рРВЧ не має перевищувати 15 хв (за умови що час підготовки команди становить 0 хв, а час виконання команди становить 15 хв);

стійка видача рРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (60 хв);

24) кожен постачальник РВЧ повинен:

підтвердити, що його одиниці (групи) постачання РВЧ виконують мінімальні технічні вимоги до РВЧ, вимоги до готовності РВЧ, вимоги до швидкості зміни потужності;

виконувати вимоги щодо доступності РВЧ;

повідомляти свого ОСП, що надає команди щодо резервів, про зниження фактичної готовності або аварійне відключення своєї одиниці (групи, частини групи) постачання РВЧ якомога швидше.

25) ОСП для свого блоку РЧП повинен визначити в Операційній угоді блоку РЧП процедуру попередження ескалації випадків ризику недостатності РВЧ у блоці РЧП.»;

у підпункті 8.4.4:

в абзаці першому слова «**третинного регулювання частоти**» замінити аббревіатурою «ПЗР»;

у підпункті 1 слова «блоці регулювання» замінити словом та аббревіатурою «блоці РЧП», слова «третинне регулювання» у всіх відмінках замінити аббревіатурою «ПЗР», слова «резерв заміщення» замінити аббревіатурою «РЗ», а слова «первинного та вторинного регулювання» замінити аббревіатурами та словом «ППЧ та ПВЧ»;

підпункт 2 викласти у такій редакції:

«2) планова потужність генеруючої одиниці, УЗЕ або одиниці споживання, що бере участь у ПЗР розраховується так, щоб забезпечувалась можливість використання заданих діапазонів РПЧ і РВЧ;»;

у підпункті 3 слова «третинне регулювання» замінити аббревіатурою «РЗ»;

підпункт 4 викласти у такій редакції:

«4) мінімальні технічні вимоги до стандартного та спеціального продукту РЗ:

активація одиниці (групи) надання РЗ за оперативною командою ОСП повинна розпочинатися якомога швидше, без штучної затримки, і відбуватися з максимальною швидкістю зміни потужності, допустимою на даному обладнанні;

максимальний обсяг РЗ визначається виходячи з максимальної швидкості зміни потужності, допустимої на цьому обладнанні, та граничного часу повної активації РЗ;

стійка видача РЗ з моменту його введення в дію не менше 60 хв;

час підготовки команди не має перевищувати 30 хв;

час виконання команди не має перевищувати 30 хв;

час повної активації РЗ не має перевищувати 30 хв (за умови що час підготовки команди становить 0 хв, а час виконання команди становить 30 хв);

точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РЗ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж $\pm 1,0 \%$ від номінальної потужності одиниці (групи) надання РЗ;

вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом не більшим ніж 1 секунда.

Для стандартного продукту РЗ додатково регламентується час деактивації, який не має перевищувати 30 хв;»;

в абзаці першому підпункту 5 слова «первинного і вторинного регулювання» замінити аббревіатурами та словом «ППЧ та ПВЧ»;

у підпункті 6 слова «резерв заміщення» замінити аббревіатурою «РЗ»;

у підпункті 7 слова «резерв заміщення» замінити аббревіатурою «РЗ» а слова «первинного і вторинного регулювання» замінити аббревіатурами та словом «ППЧ та РВЧ»;

в абзаці першому підпункту 8 слова «резерв заміщення» замінити аббревіатурою «РЗ»;

у підпункті 12 слова «третинного регулювання» замінити аббревіатурою «РЗ»;

доповнити новим підпунктом 13 такого змісту:

«13) ОСП для свого блоку РЧП повинен визначити в Операційній угоді блоку РЧП процедуру попередження ескалації випадків ризику недостатності РЗ у блоці РЧП.»;

у пункті 8.5:

у підпункті 8.5.2 слова «вторинного регулювання» замінити аббревіатурою «РВЧ»;

у підпункті 8.5.3:

в абзаці першому слова «всіх вторинних регуляторів» замінити аббревіатурою «РВЧ»;

в абзаці другому слово «Контролером» замінити словом «контролером»;

8) після абзацу другого пункту 10.4 глави 10 доповнити новим абзацом третім такого змісту:

«враховувати міжнародні стандарти;».

У зв'язку з цим третій вважати абзацом четвертим;

9) у главі 12:

підпункти 12.1.4 та 12.1.5 пункту 12.1 викласти у такій редакції:

«12.1.4. ОСП повинен координувати аналіз аварійних ситуацій принаймні з тим ОСП, що входить до його області спостереження. ОСП повинен повідомити ОСП своєї області спостереження про перелік зовнішніх аварійних ситуацій, включених у його перелік аварійних ситуацій.

12.1.5. ОСП повинен завчасно інформувати ОСП своєї області спостереження про будь-які заплановані зміни топології в елементах його системи передачі, які включені як зовнішні аварійні ситуації в перелік аварійних ситуацій такого ОСП.»;

пункт 12.2 доповнити новим підпунктом такого змісту:

«12.2.5. Кожний ОСП має оцінити ризик, пов'язаний з аварійною ситуацією після оцінки впливу кожної аварійної ситуації з його переліку аварійних

ситуацій, а також оцінити можливість дотримання меж операційної безпеки в ситуації N-1.

Кожен ОСП повинен забезпечити, щоб потенційні порушення меж операційної безпеки його області регулювання, виявлені під час аналізу аварійних ситуацій, не загрожували операційній безпеці його системи передачі або роботі міждержавних ліній електропередачі.»;

10) пункт 13.2 глави 13 доповнити новим підпунктом такого змісту:

«13.2.9. Вимоги до мінімальної інерції, необхідні для забезпечення стабільності частоти на рівні синхронної області:

1) ОСП спільно з ОСП своєї синхронної області проводить дослідження в синхронній області з метою визначення необхідності встановлення вимог до мінімальної необхідної інерції, з урахуванням витрат і вигод, а також потенційних альтернатив. ОСП повинен повідомляти Регулятора про результати дослідження, а також виконувати періодичний перегляд і оновлення дослідження кожні два роки;

2) якщо дослідження вказують на необхідність встановлення вимог до мінімальної необхідної інерції, ОСП спільно з ОСП своєї синхронної області розробляє методологію для визначення мінімальної інерції, необхідної для забезпечення операційної безпеки і запобігання порушенню меж стійкості. Така методологія повинна враховувати принципи ефективності та пропорційності, розробляється протягом шести місяців після завершення досліджень, зазначених в підпункті 1 цього пункту, і оновлюється протягом шести місяців після оновлення та отримання результатів досліджень;

3) ОСП в режимі реального часу повинен забезпечити мінімальну інерцію у власній області регулювання відповідно до визначеної методології і результатів, отриманих відповідно до підпункту 2 цього пункту.»;

11) доповнити двома новими главами такого змісту:

«14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України

14.1. Надзвичайна ситуація в ОЕС України виникає у разі дії хоча б одного з критеріїв, визначених у цій главі, та продовжується до моменту його усунення за умови, що інші критерії настання надзвичайної ситуації в ОЕС України не діють.

14.2. Порушення режиму роботи системи передачі, що має місце при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України, характеризується виникненням хоча б одного з наступних критеріїв (умов):

1) порушення меж операційної безпеки елементів системи передачі, викликаних виходом за межі граничних значень термічної стійкості, струму

короткого замикання, частоти, статичної та динамічної стійкості, напруги (та/або реактивної потужності), визначених графіками напруги в контрольних точках системи передачі, рівні яких визначає ОСП шляхом проведення відповідних розрахунків;

2) порушення меж стійкості, що викликано та/або супроводжується хоча б одним із наступних випадків:

зниженням запасу необхідних рівнів статичної стійкості в контрольних точках електричної мережі системи передачі, значення якого складає менше 8 % під час ситуації N-1 на основі розрахунків електричних режимів;

перевищенням порогових значень максимально допустимих перевантажень обладнання та тривалістю за періодами часу, з точки зору теплових характеристик елементів системи передачі та струмових навантажень відповідно до технічних документів, розроблених та затверджених ОСП;

зниженням частоти електричного струму в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,6 Гц, та відсутності необхідних резервів потужності в ОЕС України для відновлення значення частоти до 50,0 Гц;

порушенням режиму допустимих перетоків в контрольованих перетинах (визначається для кожного контрольованого перетину інструкціями та положеннями, розробленими та затвердженими ОСП);

3) порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;

4) дефіцит потужності ОЕС України більше 1000 МВт, та відсутність/зниження нижче допустимого рівня гарантованих резервів потужності, який визначається прогнозним балансом потужності ОЕС України;

5) критичний стан забезпечення паливом виробників електричної енергії, що мають у своєму складі ТЕС, зокрема зниження рівня гарантованих запасів вугілля на більшості ТЕС нижче 10-денного (для марки Г + Д) або 20-денного (для марки АШ + П) обсягу середньодобових витрат вугілля відносно діючого графіка накопичення обсягів вугілля, затвердженого центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі та/або зниження рівня запасів природного газу в підземному сховищі газу нижче обсягів природного газу, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та із врахуванням поточної ситуації в ОЕС України.

6) порушення гранично допустимих режимів роботи ГЕС та правил експлуатації водосховищ Дніпровського та/або Дністровського каскаду ГЕС, визначених центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну

політику у сфері розвитку водного господарства, у галузі управління і контролю за використанням і охороною вод та відтворенням водних ресурсів;

7) знеструмлення ОЕС України або її окремих частин внаслідок дії режиму системної аварії (blackout state).

14.3. Відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо реалізація протиаварійних заходів виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, наведених у пункті 14.2 цієї глави, застосовуються надзвичайні заходи (ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ, засоби автоматичного відключення навантаження (САВН, АЧР)).

За оперативною командою/оперативним розпорядженням диспетчера ОСП/ОСР або автоматично реалізуються надзвичайні заходи у таких випадках:

1) застосовуються ГОЕ при критичному стані забезпечення паливом виробників електричної енергії, які у своєму складі мають ТЕС і ТЕЦ та реалізуються відповідно до пункту 5.4 глави 5 розділу VIII цього Кодексу, а також у разі виникнення дефіциту гідроресурсів;

2) застосовуються ГОП у разі виникнення дефіциту електричної енергії та/або потужності та відсутності резерву потужності в ОЕС України з метою недопущення перевантаження окремих елементів системи передачі або розподілу;

3) застосовуються ГАВ у разі виникнення хоча б однієї з таких умов:
зниження частоти в ОЕС України нижче рівня 49,6 Гц, у режимі відокремленої роботи ОЕС України з енергетичними системами інших держав, незважаючи на заходи, вжиті ОСП відповідно до пункту 3.1 глави 3 розділу VIII цього Кодексу;

порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;

порушення режимів граничних перетоків або недопустимого перевантаження устаткування, зниження рівня напруги в контрольних точках;

якщо не вистачає часу для введення ГОП або введені обмеження є недостатньо ефективними;

4) застосовуються СГАВ за умов недостатньої ефективності введених ГАВ у разі хоча б однієї з наступних умов:

зниження частоти електричного струму нижче 49,4 Гц;

розділення ОЕС України по одному із внутрішніх перетинів електромережі;

виникнення режиму системної аварії, пов'язаної із загрозою відокремлення ОЕС України від/з енергетичних систем інших держав;

5) застосовуються ГПВ з метою ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України та можуть замінити ГАВ у разі їх тривалого застосування.

Відключення електроустановок споживачів, заведених під дію САВН, здійснюється автоматично або за оперативною командою диспетчера ОСП/ОСР шляхом застосування відповідних кнопок (ключів) управління САВН на об'єктах електроенергетики. Умови і порядок оперативного застосування пристроїв САВН для утримання в допустимих межах частоти і напруги в ОЕС України визначаються у Плані захисту енергосистеми.

До пристроїв САВН допустимо підключати навантаження споживачів, які внесені до ГАВ (включаючи спеціальні – СГАВ) та ГПВ, а також споживачів, підключених до АЧР (крім спеціальної черги АЧР).

Дозволяється підключати до пристроїв САВН приєднання, що живлять райони навантаження, до яких підключені генеруючі одиниці, що використовують ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС.

Крім цього, до пристроїв САВН системного значення можуть бути задіяні приєднання споживачів, заведені під дію САВН місцевого значення.

АЧР призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти в разі виникнення дефіциту активної потужності в ОЕС України або її окремій частині шляхом вимкнення частини навантаження споживачів.

14.4. Складання та застосування ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ здійснюється відповідно до інструкцій, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

14.5. Порядок підключення електроустановок споживачів до САВН та умови їх залучення до диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОСП та/або ОСР з метою запобігання та/або ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України визначається правилами, затвердженими центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

14.6. Правила застосування системної протиаварійної автоматики із запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти визначаються центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

14.7. Особливості функціонування ринку електричної енергії в умовах настання надзвичайної ситуації в ОЕС України визначаються Правилами ринку.

14.8. У разі настання надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП може застосувати заходи обмеження міждержавних торгівельних операцій електричної енергії.

Заходи обмеження міждержавних торгівельних операцій електричної енергії використовуються ОСП у випадку коли коригуюча передиспетчеризація або зустрічна торгівля неможливі та не повинні допускати дискримінацію.

14.9. При виникненні надзвичайної ситуації в ОЕС України диспетчерський персонал ОСП повинен якнайшвидше:

оцінити масштаби надзвичайної ситуації в ОЕС України, її розвиток та можливий вплив на безпечну роботу ОЕС України;

доповісти про виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України своєму керівництву;

повідомити наявними та доступними каналами зв'язку Користувачів, яких стосується або може стосуватися надзвичайна ситуація в ОЕС України, про її настання та заходи, що вживаються, і які необхідно вживати до моменту повернення системи передачі в нормальний режим роботи;

визначити та застосувати заходи, необхідні для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України із Плану захисту енергосистеми/Плану відновлення;

зафіксувати відповідну інформацію в оперативній документації диспетчерського персоналу ОСП.

14.10. При виникненні надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше наступного робочого дня з дня її виникнення, повідомити про її настання:

Регулятора;

центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі та центральний орган виконавчої влади, який забезпечує формування та реалізує державну політику у сфері цивільного захисту відповідно до наказу Міністерства внутрішніх справ України та Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 02 березня 2017 року № 178/164 «Про затвердження Інструкції про порядок обміну інформацією у сфері запобігання виникненню та реагування на надзвичайні ситуації між Державною службою України з надзвичайних ситуацій і Міністерством енергетики та вугільної промисловості України», зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 28 березня 2017 року за № 410/30278;

центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики відповідно до наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 грудня 2012 року № 1054 «Про затвердження Регламенту оперативних повідомлень щодо порушень у роботі підприємств паливно-енергетичного комплексу України» (у редакції наказу Міністерства енергетики України від 21 вересня 2020 року № 606);

місцеві органи виконавчої влади;

ОСП суміжних держав, якщо відбулося порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи

ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до укладених договорів.

14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, в якому зазначається наступна інформація:

умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;

час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;

частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;

протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.

14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережевих елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.

14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті.

Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.

15. Обмін резервами потужності

15.1. Процес транскордонної активації РВЧ

15.1.1. Метою процесу транскордонної активації РВЧ є надання ОСП можливості здійснювати РВЧ шляхом обміну потужністю відновлення частоти між областями РЧП.

ОСП мають право здійснювати процес транскордонної активації РВЧ для областей РЧП в межах одного блоку РЧП, між різними блоками РЧП або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РВЧ.

15.1.2. ОСП повинен здійснювати процес транскордонної активації РВЧ таким чином, щоб не впливати на:

стабільність ППЧ синхронної області або синхронних областей, що беруть участь у транскордонному процесі активації РВЧ;

стабільність ПВЧ та ПЗР кожної області РЧП, якою управляють ОСП-учасники або причетні ОСП;
операційну безпеку.

15.1.3. ОСП здійснює обмін РВЧ між областями РЧП однієї синхронної області за допомогою однієї з наступних дій:

визначення потоку активної потужності через віртуальну з'єднувальну лінію, яка має бути частиною розрахунку FRCE, якщо активація РВЧ автоматизована;

коригування програми регулювання або визначення потоку активної потужності по віртуальній з'єднувальній лінії між областями РЧП, де активація РВЧ здійснюється вручну;

регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.

15.1.4. ОСП повинен здійснювати обмін потужністю відновлення частоти між областями РЧП різних синхронних областей шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.

15.1.5. ОСП, який бере участь в одному транскордонному процесі активації РВЧ, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужності відновлення частоти дорівнювала нулю.

15.1.6. Процес транскордонної активації РВЧ повинен включати резервний механізм, який гарантує, що обмін потужністю відновлення частоти в кожній області РЧП дорівнює нулю або обмежений значенням, для якого може бути гарантована операційна безпека.

15.2. Процес транскордонної активації РЗ

15.2.1. Метою процесу транскордонної активації РЗ є надання ОСП можливості здійснювати ПЗР шляхом реалізації програми регулювання між областями РЧП.

ОСП має право здійснювати процес активації транскордонної активації РЗ для областей РЧП в межах одного блоку РПЧ, між різними блоками РПЧ або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РЗ.

15.2.2. ОСП повинен впроваджувати процес транскордонної активації таким чином, щоб не впливати на:

стабільність РПЧ синхронної області або синхронних областей, що беруть участь в процесі транскордонної активації РЗ;

стабільність ПВЧ та ПЗР кожної області РЧП, якою управляють ОСП -учасники або причетні ОСП;
операційну безпеку.

15.2.3. ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РПЧ однієї синхронної області, виконуючи, щонайменше, одну з наступних дій:
 визначення перетоку активної потужності через віртуальну з'єднувальну лінію, яка є частиною розрахунку FRCE;
 коригування програми регулювання;
 коригування перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.

15.2.4. ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РПЧ різних синхронних областей, шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.

15.2.5. ОСП повинен забезпечити, щоб сума активацій, передбачених всіма програмами регулювання, дорівнювала нулю.

15.2.6. Процес транскордонної активації РЗ повинен включати резервний механізм, який гарантуватиме, що сума активацій, передбачених програмою регулювання кожної області РЧП, дорівнював нулю або обмежувався значенням, для якого може бути гарантована операційна безпека.

15.3. Обмін та спільне використання резервів в межах синхронної області

15.3.1. ОСП має право брати участь в обміні РПЧ в синхронній області. Обмін РПЧ передбачає передачу зобов'язання щодо підтримки РПЧ від ОСП, що отримує резерв, до ОСП, що приєднує резерв, на відповідний обсяг РПЧ.

15.3.2. ОСП, задіяні в обміні РПЧ в межах синхронної області, повинні дотримуватися обмежень і вимог до обміну РПЧ в межах синхронної області, визначених угодами синхронної області та враховувати наступні обмеження:

1) ОСП суміжних блоків РЧП повинен забезпечити, щоб принаймні 30 % їхніх загальних сумарних початкових зобов'язань РПЧ фізично надавалося всередині їх блоку РЧП. Обсяг резервної потужності РПЧ, фізично розташованому в блоці РЧП в результаті обміну РПЧ з іншими блоками РЧП, повинен бути обмежений максимумом:

30 % загальних сумарних початкових зобов'язань РПЧ для ОСП блоку РЧП, до якого фізична підключена резервна потужність РПЧ;
 100 МВт резервної потужності РПЧ;

2) ОСП областей РЧП в одному блоці РЧП повинен мати право визначати в Операційній угоді блоку РЧП внутрішні обмеження для обміну РПЧ між областями РЧП в одному блоці РЧП, щоб:

уникнути внутрішніх перевантажень у разі активації РПЧ;

забезпечити рівномірний розподіл резервної потужності РПЧ на випадок розділу мережі;

уникати негативного впливу на стабільність РПЧ або на операційну безпеку.

15.3.3. У разі обміну РПЧ, ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, повідомляють про це іншого ОСП синхронної області.

15.3.4. Будь-який ОСП, що приєднує резерв, ОСП, що отримує резерв, або причетний ОСП, що беруть участь в обміні РПЧ, може відмовитися від обміну РПЧ, якщо це призведе до перетоків потужності, які порушують межі операційної безпеки при активації РПЧ, що підлягає обміну.

15.3.5. У випадку потенційного впливу на область РЧП, в результаті транскордонного обміну РПЧ, ОСП повинен перевірити, чи його технічний резерв пропускної спроможності міждержавних електричних мереж є достатнім для забезпечення перетоків потужності, що виникають в результаті активації резервної пропускної спроможності РПЧ, що підлягає обміну.

15.3.6. ОСП в області РЧП повинен відрегулювати параметри розрахунку FRCE для врахування обміну РПЧ.

15.3.7. ОСП, що приєднує резерв, несе відповідальність за дотримання вимог щодо розміщення РПЧ передбачених цим Кодексом та Операційною угодою синхронної області.

15.3.8. Одиниця або група постачання РПЧ несе відповідальність перед ОСП, що приєднує резерв, за активацію РПЧ.

15.3.9. ОСП повинен забезпечити, щоб обмін РПЧ не впливав на дотримання іншими ОСП вимог щодо РПЧ, які застосовуються до синхронної області.

15.3.10. ОСП не повинен спільно використовувати РПЧ з іншими ОСП синхронної області для виконання його зобов'язань щодо РПЧ і зменшення загального обсягу РПЧ у синхронній області.

15.3.11. ОСП визначають в Операційній угоді синхронної області функції та обов'язки ОСП, що приєднує резерв, ОСП, що отримує резерв, і причетного ОСП для обміну РВЧ та/або РЗ.

15.3.12. У разі, якщо має місце обмін РВЧ та РЗ відбувається, ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, інформують про такий обмін іншого ОСП синхронної області.

15.3.13. ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, що беруть участь в обміні РВЧ та РЗ, повинні визначити в угоді про обмін РВЧ та РЗ, власні функції та обов'язки, в тому числі:

відповідальність ОСП, що надає команди щодо резервів, за резервну потужність РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ та РЗ;

обсяг резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ та РЗ;

впровадження процесу транскордонної активації РВЧ та РЗ;

мінімальні технічні вимоги до РВЧ та РЗ, пов'язані з процесом транскордонної активації РВЧ та РЗ, якщо ОСП, що приєднує резерв, не є ОСП, що надає команди щодо резервів;

виконання попередньої кваліфікації РВЧ та РЗ;

відповідальність за моніторинг виконання технічних вимог до РВЧ та РЗ і вимог щодо доступності РВЧ та РЗ для резервної потужності РВЧ і РЗ, що є предметом обміну;

процедури для забезпечення того, що обмін РВЧ та РЗ не призведе до перетоків потужності, які порушують межі операційної безпеки.

15.3.14. ОСП, що приєднує резерв, ОСП, що отримує резерв, і причетний ОСП, що беруть участь в обміні РВЧ або РЗ, може відмовитися від обміну, передбаченого в пункті 15.3.12, якщо це може призвести до перетоків потужності, що порушують межі операційної безпеки під час активації резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ або РЗ.

15.3.15. ОСП повинен забезпечити, щоб обмін РВЧ та РЗ не заважав ОСП виконувати вимоги до обсягів РВЧ або РЗ.

15.3.16. ОСП разом з ОСП блоку РЧП визначає в Операційній угоді блоку РЧП власні функції та обов'язки в якості ОСП, що приєднує резерв, ОСП, що отримує резерв, і причетного ОСП для обміну РВЧ та/або РЗ з ОСП інших блоків РЧП.

15.3.17. ОСП повинен визначити в Операційній угоді синхронної області функції та обов'язки ОСП, що забезпечує можливість регулювання, ОСП, що отримує можливість регулювання, і причетного ОСП при спільному використанні РВЧ та РЗ.

15.3.18. У разі спільного використання РВЧ та РЗ, ОСП, що забезпечує можливість регулювання, і ОСП, що отримує можливість регулювання, інформують про такий обмін іншого ОСП синхронної області.

15.3.19. ОСП, що забезпечує можливість регулювання, і ОСП, що отримує можливість регулювання, які беруть участь в спільному використанні РВЧ та РЗ, визначають, в угоді про спільне використання РВЧ та РЗ, функції та обов'язки, в тому числі:

обсяг резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом спільного використання РВЧ та РЗ;

впровадження процесу транскордонної активації РВЧ та РЗ;

процедури для забезпечення того, що активація резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом спільного використання РВЧ та РЗ, не призведе до перетоків потужності, порушують межі операційної безпеки.

15.3.20. ОСП, що забезпечує можливість регулювання, ОСП, що отримує можливість регулювання, і причетний ОСП, що беруть участь в спільному використанні РВЧ та РЗ, можуть відмовитися від спільного використання РВЧ та РЗ, якщо це може привести до перетоків потужності, що порушують межі операційної безпеки під час активації резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом спільного використання РВЧ та РЗ.

15.3.21. У разі спільного використання РВЧ та РЗ, ОСП, що забезпечує можливість регулювання, повинен надати ОСП, що отримує можливість регулювання, частку власної резервної потужності РВЧ та РЗ, необхідну для виконання вимог до обсягів резервів РВЧ та/або РЗ. ОСП, що забезпечує можливість регулювання, може бути:

ОСП, що надає команди щодо резервів, для резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом спільного використання РВЧ та РЗ;

ОСП, що має доступ до резервної потужності РВЧ та РЗ для спільного використання РВЧ та РЗ через впроваджений процес транскордонної активації РВЧ та РЗ, в рамках угоди про обмін РВЧ та РЗ.

15.3.22. ОСП, що отримує можливість регулювання, несе відповідальність за врегулювання інцидентів і небалансів у випадку, якщо резервна потужність РВЧ та РЗ, що підлягає спільному використанню РВЧ та РЗ, є недоступною через:

обмеження, щоб забезпечити відновлення частоти або налаштувати програму контролю, пов'язану з операційною безпекою;

часткове або повне використання резерву потужності РВЧ та РЗ ОСП, що забезпечує можливість регулювання.

15.3.23. ОСП повинен визначити в Операційній угоді блоку РЧП власні функції та обов'язки в якості ОСП, що забезпечує можливість регулювання, ОСП, що отримує можливість регулювання, і причетного ОСП для спільного використання РВЧ та РЗ з ОСП інших блоків РЧП.

15.3.24. ОСП в синхронній області, що складається з декількох блоків РЧП, які беруть участь в обміні РВЧ в синхронній області, дотримуються таких вимог і обмежень:

1) ОСП різних блоків РЧП повинен гарантувати, щоб принаймні 50 % їхньої загальної сумарної резервної потужності РВЧ, що визначається згідно з

правилами визначення розмірів РВЧ, і до будь-якого скорочення внаслідок спільного використання РВЧ, залишається в межах свого блоку РЧП;

2) ОСП областей РЧП в одному блоці РЧП має право, якщо необхідно визначати внутрішні обмеження для обміну РВЧ між областями РЧП блоку РЧП в Операційній угоді блоку РЧП для того, щоб:

уникнути внутрішніх перевантажень за рахунок активації резервної потужності РВЧ за умови обміну РВЧ;

забезпечити рівномірний розподіл РВЧ по всій синхронній області та блоках РЧП у разі розділу мережі;

уникнути негативного впливу на стабільність РВЧ або на операційну безпеку.

15.3.25. ОСП в блоці РЧП має право спільно використовувати РВЧ з іншими блоками РЧП синхронної області в межах встановлених правил визначення обсягу РВЧ.

15.3.26. ОСП в синхронній області, що складається з декількох блоків РЧП, які беруть участь в обміні РЗ в синхронній області, дотримуються таких вимог і обмежень:

1) ОСП різних блоків РЧП повинен забезпечити, щоб принаймні 50 % їхньої загальної сумарної резервної потужності РЗ, що визначається згідно з правилами визначення розмірів РЗ, і до будь-якого скорочення внаслідок спільного використання РЗ, залишалася в межах свого блоку РЧП;

2) ОСП областей РЧП в одному блоці РЧП має право, якщо необхідно визначати внутрішні обмеження для обміну РЗ між областями РЧП блоку РЧП в Операційній угоді блоку РЧП для того, щоб:

уникнути внутрішніх перевантажень за рахунок активації резервної потужності РЗ за умови обміну РЗ;

забезпечити рівномірний розподіл РЗ по всій синхронній області у разі розділу мережі;

уникнути негативного впливу на стабільність РЗ або на операційну безпеку.

15.3.27. ОСП в блоці РЧП має право спільно використовувати РЗ з іншими блоками РЧП синхронної області, в межах встановлених правил визначення обсягу РЗ.»

4. У розділі VI:

1) у главі 6:

в абзаці першому слово «енергосистеми» виключити;

у пункті 6.1 слова «підтримання операційної безпеки енергосистеми» замінити словами «її підтримання»;

в абзаці першому пункту 6.2 слово «окремі» замінити словом «індивідуальні»;

пункт 6.3 викласти у такій редакції:

«6.3. Індивідуальні моделі мережі повинні включати структурну інформацію, і дані, викладені в пунктах 5.7 та 5.8 глави 5 цього розділу, а також у пункті 6.2 глави 6 розділу X цього Кодексу.»;

пункт 6.4 викласти у такій редакції:

«6.4. ОСП повинен спільно з іншим ОСП своєї синхронної області розробити загальний перелік сценаріїв на рік наперед, за якими вони оцінюють роботу синхронної області на наступний рік. Сценарії мають містити інформацію про такі складові:

попит на електричну енергію;

генерацію ВДЕ;

планові обсяги імпорту-експорту, у тому числі узгоджені базові значення, що дозволяють вирішувати взаємопов'язані завдання;

моделювання генерації та режиму роботи УЗЕ з урахуванням її доступності;

розвиток мережі на наступний рік.

При розробці сценаріїв ОСП повинен враховувати:

типові шаблонні транскордонні обміни для різних рівнів споживання електричної енергії та її виробництва з ВДЕ та на об'єктах традиційної генерації;

імовірність розвитку подій за сценаріями;

потенційні порушення меж операційної безпеки для кожного сценарію;

обсяги виробництва/відпуску і споживання/відбору об'єктами генерації/УЗЕ та споживання, об'єктами енергоспоживання, приєднаними до мереж систем розподілу.»;

пункт 6.7 викласти у такій редакції:

«6.7. ОСП повинен визначити на рік наперед індивідуальну модель мережі для кожного із сценаріїв, розроблених відповідно до пункту 6.5 цієї глави, використовуючи найкращі оцінки складових змінних, визначених у пункті 6.4 цієї глави, та опублікувати моделі мережі на електронній платформі ENTSO - E для проведення аналізу операційної безпеки.

ОСП надає індивідуальну модель мережі на рік наперед, побудовану відповідно до обраного сценарію, у середовище оперативного планування ENTSO - E.

Для побудови індивідуальної моделі мережі на рік наперед ОСП керується методологічними засадами, загальноприйнятими іншими ОСП своєї синхронної області або узгодженими із ними.

Інформація по індивідуальним моделям мережі, яка міститься у середовищі оперативного планування ENTSO – E повинна об'єднуватись у загальну модель мережі для проведення аналізу операційної безпеки.

Якщо ОСП змінює або оголошує про зміну найкращих оцінок складових, визначених у пункті 6.4 цієї глави, що впливають на операційну безпеку, то він

повинен оновити індивідуальні моделі мережі на наступний рік та опублікувати їх у середовищі експлуатаційного планування ENTSO - E.»;

в абзаці другому підпункту 2 пункту 6.8 слово «чистих» замінити словом «сальдо»;

пункт 6.10 доповнити новим абзацом такого змісту:

«ОСП співпрацює з відповідним РКЦ з питань створення загальних моделей мережі своєї синхронної області з використанням узгоджених форматів даних, що застосовуються у середовищі оперативного планування ENTSO-E.»;

після пункту 6.11 доповнити новим пунктом 6.12 такого змісту:

«6.12. ОСП спільно застосовує методологію побудови загальної моделі мережі на добу наперед та протягом доби на основі індивідуальних моделей мережі на добу наперед та протягом доби.

Індивідуальна модель мережі на добу наперед та протягом доби розробляється ОСП на підставі методики, розробленої ОСП синхронної області, має надаватись відповідно до регламенту зазначеному в цій методиці, та відповідати відповідним вимогам.

Індивідуальна модель мережі повинна включати:

актуальні прогнози генерації та навантаження;

доступні результати процесів на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку;

доступні результати планування;

агреговані значення відпуску активної потужності за типом джерела енергії для генеруючих об'єктів, приєднаних до електричних мереж системи розподілу;

актуальну топологію мережі;

включати усі коригувальні дії які були застосовані, із наданням інформації щодо виробництва/відпуску, споживання/відбору та зміни топології мережі.

ОСП має опублікувати створені індивідуальні моделі мережі на добу наперед та протягом доби у середовищі оперативного планування ENTSO - E.

ОСП повинен здійснювати аналіз точності вхідних даних, що використовуються при створенні індивідуальних моделей мережі на добу наперед та протягом доби та визначати заходи та процеси необхідні для покращення точності у випадку, коли ОСП вважає, що точність незадовільна для оцінки операційної безпеки.

ОСП повинен співпрацювати з надавачами вхідних даних для підготовки індивідуальної моделі мережі на добу наперед та протягом доби з метою покращення якості таких даних, у випадку коли точність вважається незадовільною.

Якість індивідуальної моделі мережі має відповідати стандартам якості до індивідуальних моделей мереж прийнятими для синхронною області.».

У зв'язку з цим пункти 6.12 – 6.24 вважати відповідно пунктами 6.13 – 6.25;

в абзаці шостому пункту 6.24 слова «резервів первинного та вторинного регулювання» замінити аббревіатурами та словом «РПЧ та РВЧ»;

у пункті 6.25 слова «резервів із підтримки частоти, відновлення частоти та резервів заміщення» замінити аббревіатурою, знаком та словом «РПЧ, РВЧ та РЗ»;

2) у главі 7:

в абзаці першому слово «Визначення» замінити словом «Розрахунок»;

у пункті 7.2:

в абзаці першому слово «Визначення» замінити словом «Розрахунок»;

після абзацу п'ятого доповнити новим абзацом шостим такого змісту:
«внутрішньодобових;».

У зв'язку з цим абзац шостий вважати абзацом сьомим;

у пункті 7.3 слово «Визначення» замінити словом «Розрахунок»;

3) доповнити п'ятьма новими главами такого змісту:

«8. Регіональний розрахунок пропускної спроможності

8.1. ОСП приєднується до регіону розрахунку пропускної спроможності відповідно до досягнутих домовленостей із ОСП синхронної області з метою координованого регіонального визначення пропускної спроможності міждержавних перетинів.

8.2. Участь ОСП і взаємодія між ОСП та РКЦ або іншими суб'єктами господарювання відповідальними за розрахунок пропускної спроможності у регіоні розрахунку пропускної спроможності регламентується угодами з ОСП синхронної області, та/або іншими угодами та методиками, передбаченими та розробленими відповідно до вимог та правил, що застосовуються до синхронної області, зокрема:

- загальна методика розрахунку пропускної спроможності;
- методика визначення технічного резерву пропускної спроможності;
- методика визначення меж операційної безпеки, аварійних ситуацій при розрахунку та обмежень щодо розподілу пропускної спроможності;
- методика визначення впливу генерації на потокорозподіл;
- методика визначення коригувальних дій при розрахунку пропускної спроможності;
- методика валідації пропускної спроможності;
- процедура визначення пропускної спроможності;
- інші правила та положення щодо регіонального розрахунку пропускної спроможності, передбачені вимогами та правилами, що застосовуються до синхронної області.

8.3. Для координованого визначення пропускної спроможності на наступну добу, визначається пропускна спроможність для кожної одиниці часу ринкового дня. Для внутрішньодобового координованого визначення пропускної спроможності, пропускна спроможність визначається для кожної одиниці часу що залишилась цієї доби.

8.4. Для координованого розрахунку пропускної спроможності на наступну добу ОСП має надавати РКЦ найактуальнішу інформацію щодо стану системи передачі, отриману не пізніше 16:00 Д-2.

8.5. Для регіонального розрахунку пропускної спроможності ОСП спільно з ОСП регіону розрахунку пропускної спроможності повинен щороку переглядати:

межі операційної безпеки, аварійні ситуації та обмеження що використовуються при розрахунку пропускної спроможності;

ймовірність розподілу відхилень між прогнозованими під час розрахунку пропускної спроможності перетоками та фактичними перетоками при визначенні технічного резерву пропускної спроможності;

коригувальні дії, які враховуються при розрахунку пропускної спроможності;

застосування методик:

щодо визначення впливу генерації на поточкорозподіл;

визначення технічного резерву пропускної спроможності;

визначення меж операційної безпеки, аварійних ситуацій при розрахунку та обмежень щодо розподілу пропускної спроможності.

8.6. ОСП повинен дотримуватись вимог щодо якості даних, що надаються ним для регіонального розрахунку пропускної спроможності і кожні два роки переглядати якість цих даних.

9. Процес складання графіків

9.1. При впровадженні процесу складання графіків, ОСП бере до уваги і, в разі необхідності, доповнює робочі умови методології надання даних про виробництво та навантаження.

9.2. Якщо торгова зона охоплює тільки одну область регулювання, географічний масштаб області планування збігається з торговою зоною. Якщо область регулювання охоплює кілька торгових зон, географічний масштаб області планування збігається з торговою зоною. Якщо торгова зона охоплює кілька областей регулювання, ОСП у межах такої торгової зони може спільно приймати рішення щодо загального процесу планування, в іншому випадку, кожна область регулювання в межах такої торгової зони вважається окремою областю планування.

9.3. Для кожного генеруючого об'єкта, УЗЕ та об'єкта енергоспоживання згідно з вимогами до складання графіків власник цього генеруючого об'єкта, УЗЕ та об'єкта енергоспоживання призначає або виступає в ролі агента зі складання графіків.

9.4. Кожен учасник ринку і торговий агент згідно з вимогами до складання графіків призначає або виступає у ролі агента зі складання графіків.

9.5. Кожен відповідальний ОСП області планування, повинен впровадити заходи, необхідні для складання графіків, що надаються агентами зі складання графіків.

9.6. Якщо область планування охоплює більше однієї області регулювання, ОСП, відповідальні за області регулювання, повинні призначити відповідальний ОСП відповідної області планування.

9.7. Кожен агент зі складання графіків, крім агентів зі складання графіків торгових агентів, повинен надати відповідальному ОСП області планування, на запит ОСП, і, у разі необхідності, третій стороні, графіки:

- виробництва/випуску;
- споживання/відбору;
- внутрішньої комерційної торгівлі; і
- зовнішньої комерційної торгівлі.

9.8. Кожен агент зі складання графіків торгового агента або, у разі необхідності, центрального контрагента, надає відповідальному ОСП області планування, із функцією сполучення ринків, на запит зацікавленого ОСП, і, у разі необхідності, третій стороні, графіки:

- 1) зовнішньої комерційної торгівлі, такі як:
 - багатосторонні обміни між областю планування і групою інших областей планування;
 - двосторонні обміни між областю планування та іншою областю планування;
- 4) внутрішньої комерційної торгівлі між торговим агентом і центральними контрагентами;
- 3) внутрішньої комерційної торгівлі між торговим агентом і іншими контрагентами.

9.9. Кожен відповідальний ОСП області планування, перевіряє, чи є збалансованими виробництво, споживання, графіки зовнішньої комерційної торгівлі і зовнішні графіки ОСП у власній області планування.

9.10. Для зовнішніх графіків ОСП, кожен ОСП повинен узгоджувати значення графіків з відповідним ОСП. У разі відсутності узгодження, застосовуються нижчі значення.

9.11. Для двосторонніх обмінів між двома областями планування, кожен ОСП повинен узгоджувати графік зовнішньої комерційної торгівлі з відповідним ОСП. У разі відсутності узгодження значень графіків комерційної торгівлі, застосовуються нижчі значення.

9.12. Всі відповідальні ОСП областей планування, забезпечують, щоби всі агреговані сальдовані зовнішні графіки між всіма областями планування, у межах синхронної області, були збалансованими. Якщо виникає невідповідність і у разі, коли ОСП не погоджують значення агрегованих сальдованих зовнішніх графіків, застосовуються нижчі значення.

9.13. Кожен агент зі складання графіків торгового агента або, у разі необхідності, центральний контрагент, надає ОСП, на його запит, значення зовнішніх комерційних торгових графіків кожної області планування, із функцією сполучення ринків, у вигляді агрегованих сальдованих зовнішніх графіків.

9.14. Кожна організація, що розраховує запланований обмін, повинна надати ОСП, на його запит, значення запланованих обмінів, пов'язаних з областями планування, із функцією сполучення ринків, у вигляді агрегованих сальдованих зовнішніх графіків, включаючи двосторонні обміни між двома областями планування.

9.15. На запит іншого ОСП, ОСП повинен розрахувати і забезпечити: агрегований сальдований зовнішній графік; нетто-позицію області по змінному струму, де область планування з'єднана з іншими областями планування за допомогою ліній передачі змінного струму.

9.16. У разі необхідності, для створення загальних моделей мережі кожен відповідальний ОСП області планування, надає іншому ОСП за відповідним запитом, таку інформацію:

- графіки виробництва/відпуску;
- графіки споживання/відбору.

10. Регіональна координація відключень

10.1. Кожен ОСП, за підтримки РКЦ, забезпечує координацію відключень з метою перевірки статусу доступності релевантних активів, і узгоджує власні плани доступності з метою забезпечення операційної безпеки системи передачі.

10.2. При регіональній координації відключень ОСП повинен керуватись процедурами, методиками та вимогами, що застосовуються у відповідному регіоні координації відключень, що включають таке:

- частоту, обсяг і тип координації, щонайменше, на рік наперед і на тиждень наперед;
- положення, що стосуються використання оцінок, проведених РКЦ;
- практичні заходи щодо ухвалення планів доступності релевантних елементів мережі на рік наперед відповідно до вимог пункту 22 цієї глави.

10.3. Кожен ОСП бере участь у координації відключень у власному регіоні координації відключень і застосовує регіональні операційні процедури координації, зазначені у пункті 2 цієї глави.

10.4. ОСП повинен взаємодіяти з ОСП синхронної області та РКЦ з метою усунення несумісності виведення з роботи обладнання, якщо така виникає під час планування.

10.5. ОСП повинен повідомляти інших ОСП регіону координації відключень про актуальну інформацію щодо інфраструктурних проектів що відносяться до системи передачі, систем розподілу, МСР, генеруючих одиниць, УЗЕ, або об'єктів енергоспоживання, що можуть мати потенційний вплив на роботу області регулювання іншого ОСП регіону координації відключень.

10.6. ОСП повинен застосовати для синхронної області методологію визначення релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, об'єктів енергоспоживання і релевантних елементів мережі, що розташовані в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР.

10.7. Переліки релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ та релевантних об'єктів енергоспоживання

10.7.1. ОСП спільно з ОСП регіону координації відключень оцінює вплив генеруючих одиниць, УЗЕ і об'єктів енергоспоживання для координації відключень на основі методології, зазначеної у пункті 7 цієї глави, а також складає єдиний перелік релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ і релевантних об'єктів енергоспоживання для кожного регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.

10.7.2. ОСП повинен інформувати Регулятора про перелік релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних об'єктів енергоспоживання для кожного регіону координації відключень, в якому він бере участь.

10.7.3. Для кожного внутрішнього релевантного активу, який є генеруючою одиницею, УЗЕ, або об'єктом енергоспоживання, ОСП зобов'язується:

інформувати власників релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, та релевантних об'єктів енергоспоживання про включення до переліку;

інформувати ОСР про релевантні генеруючі одиниці, УЗЕ, та релевантні об'єкти енергоспоживання, які приєднані до системи розподілу; і

інформувати ОМСР про релевантні генеруючі одиниці, УЗЕ, та релевантні об'єкти енергоспоживання, які приєднані до МСР.

10.8. Оновлення переліків релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних об'єктів енергоспоживання

10.8.1. Щороку до 01 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок впливу об'єктів генерації, УЗЕ, споживання та елементів мережі із застосуванням методології, зазначеної у пункті 6 цієї глави.

10.8.2. До 01 серпня кожного року ОСП регіону координації відключень повинен прийняти рішення щодо необхідності оновлення переліку релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних об'єктів енергоспоживання в такому регіоні координації.

10.8.3. Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складає оновлений перелік релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, релевантних об'єктів енергоспоживання для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовище даних оперативного планування ENTSO-E.

10.8.4 Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 3 пункту 7 цієї глави про зміст оновленого переліку релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних об'єктів енергоспоживання.

10.9. Переліки релевантних елементів мережі

10.9.1. При регіональній координації відключень кожен ОСП регіону координації відключень повинен відповідно до досягнутих домовленостей та методологій, які застосовуються в такому регіоні координації відключень здійснювати оцінку впливу і координації відключень елементів мережі, що розташовані в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, і складати єдиний перелік релевантних елементів мережі для регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.

10.9.2. Перелік релевантних елементів мережі в регіоні координації відключень повинен містити всі елементи мережі в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, що розташовані в цьому регіоні координації відключень, які були визначені як релевантні шляхом застосування методології, зазначеної у пункті 7 цієї глави.

10.9.3. ОСП повинен інформувати Регулятора про перелік релевантних елементів мережі для кожного регіону координації відключень, в якому він бере участь.

10.9.4. Для кожного релевантного активу, який є елементом мережі, ОСП зобов'язується:

інформувати власників релевантних елементів мережі про включення до переліку;

інформувати ОСР про релевантні елементи мережі, які приєднані до системи розподілу;

інформувати ОМСР про релевантні елементи мережі, які приєднані до МСР.

10.10. Оновлення переліку релевантних елементів мережі

10.10.1. Щороку до 1 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок впливу координації відключень елементів мережі, що розташовані в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, на основі методології, зазначеної у пункті 7 цієї глави.

10.10.2. До 1 серпня кожного року ОСП регіону координації відключень повинен прийняти рішення щодо необхідності оновлення переліку релевантних елементів мережі в регіоні координації відключень.

10.10.3. Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складає оновлений перелік релевантних елементів мережі для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовище даних оперативного планування ENTSO-E.

10.10.4. Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 4 пункту 9 цієї глави про зміст оновленого переліку релевантних елементів мережі.

10.11. Кожен ОСП діє у ролі агента з планування відключень для кожного релевантного елемента мережі, яким він управляє.

Для всіх інших релевантних активів власник призначає або діє в ролі агента з планування відключень для релевантного активу, і інформує відповідного ОСП про таке призначення.

10.12. Кожен ОСП координує з ОСР/ОМСР планування відключень внутрішніх релевантних активів, приєднаних до його системи розподілу/його МСР.

10.13. Кожен ОСП синхронної області може спільно домовитися про ухвалення і дотримання строків координації відключень на рік наперед, які відрізняються від строків, визначених у пунктах 15, 18 та 20 цієї глави, за умови, що координація відключень не впливатиме на інші синхронні області.

10.14. Загальні положення щодо планів доступності

10.14.1. Плани доступності релевантних активів повинні містити інформацію щодо статусів доступності, а саме:

«доступний», коли релевантний актив доступний та готовий до надання послуги, незалежно від режиму роботи;

«недоступний», коли релевантний актив не доступний або не готовий до надання послуги;

«на випробуваннях», коли перевіряється готовність релевантного активу до надання послуги.

10.14.2. Статус «на випробуваннях» застосовується тільки у разі потенційного впливу на систему передачі і в такі строки:

між першим приєднанням і остаточним введенням в експлуатацію релевантного активу; і

безпосередньо після технічного обслуговування релевантного активу.

10.14.3. Плани доступності повинні містити, зокрема, наступну інформацію:

причина статусу «недоступний» релевантного активу;

умови, за яких релевантний актив набуває статусу «недоступний» в режимі реального часу; і

час, необхідний для повернення релевантного активу в експлуатацію, за необхідності, для забезпечення операційної безпеки.

10.14.4. Статус доступності для кожного релевантного активу на рік наперед визначається з щодобовою дискретністю.

10.14.5. Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору надаються ОСП відповідно до пунктів 7 і 8 глави 8 цього розділу, при цьому дозвіл за часом статусів доступності узгоджується з такими графіками.

Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору мають відповідати планам доступності.

10.15. До 1 серпня кожного календарного року, агент з планування відключень, крім ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, ОСР або ОМСР, повинен надати ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, і, у разі необхідності, ОСР або ОМСР, план доступності кожного з релевантних активів що охоплює наступний календарний рік.

ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, розглядає отриманий запит про внесення змін до плану доступності. У разі недоцільності, він розглядає запит про внесення змін до плану доступності після завершення координації відключень на рік наперед у послідовності отримання запитів, застосовуючи порядок, встановлений відповідно до пункту 22 цієї глави.

10.16. Координація на рік наперед статусу доступності релевантних активів, для яких агент з планування відключень не є ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, а також не є ОСР або ОМСР

10.16.1 Кожен ОСП оцінює можливість виникнення несумісностей планування відключень на рік наперед за планами доступності, отриманими у відповідності з пунктом 15 цієї глави.

10.16.2. Якщо ОСП виявляє несумісності планування відключень, він дотримується такого порядку:

інформує кожного причетного агента з планування відключень щодо умов, які він повинен виконати для зменшення впливу виявлених несумісностей планування відключень;

може надати запит, щоб один або декілька агентів з планування відключень надали альтернативний план доступності; і

здійснює повторну оцінку відповідно до підпункту 1 цього пункту, з метою визначення, чи залишилися несумісності планування відключень.

10.16.3. Після запиту ОСП відповідно до підпункту 10.16.2 цього пункту про альтернативний план доступності, у разі ненадання агентом з планування відключень альтернативного плану доступності, спрямованого на зменшення впливу несумісностей планування відключень, ОСП розробляє альтернативний план доступності, який:

враховує вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСР або ОМСР, де це доречно;

обмежує лише ті зміни альтернативного плану доступності, які є строго необхідні для зменшення впливу несумісностей планування відключень;

інформує регуляторні органи, причетних ОСР і ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про альтернативний план доступності, в тому числі про причини його створення, а також вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень і, де це доречно, ОСР або ОМСР.

10.17. Координація на рік наперед статусу доступності релевантних активів, для яких агент з планування відключень є ОСП, який бере участь у регіоні координації відключень, ОСР або ОМСР

10.17.1. Кожен ОСП планує статус доступності релевантних елементів мережі, які з'єднують різні області регулювання, в яких він виступає в якості агента з планування відключень, в координації з ОСП одного регіону координації відключень.

10.17.2. Кожен ОСП, ОСР і ОМСР повинен планувати статус доступності релевантних елементів мережі, в яких він виконує обов'язки агента з планування

відключень і які не з'єднують різні області регулювання, ґрунтуючись на планах доступності, складених відповідно до підпункту 1 цього пункту.

10.17.3. При встановленні статусу доступності релевантних елементів мережі відповідно до підпунктів 10.17.1 і 10.17.2 цього пункту, ОСП, ОСР і ОМСР зобов'язуються:

мінімізувати вплив на ринок, зі збереженням операційної безпеки; і ґрунтуватися на планах доступності, наданих і складених відповідно до пункту 15 цієї глави.

10.17.4. Якщо ОСП виявляє несумісність планування відключень, він має право пропонувати внесення змін до планів доступності внутрішніх релевантних активів, якщо агент з планування відключень не є ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, а також не є ОСР або ОМСР, і має розробити рішення про координацію з агентами з планування відключень, ОСР і ОМСР, використовуючи доступні засоби.

10.17.5. Якщо статус «недоступний» релевантного елемента мережі не був запланований після впровадження заходів з підпункту 10.17.4 цього пункту і відсутність планування може поставити під загрозу операційну безпеку, ОСП зобов'язується:

вжити необхідних заходів для планування статусу «недоступний», із забезпеченням операційної безпеки, беручи до уваги вплив, про який ОСП звітують причетні агенти з планування відключень;

повідомити про заходи, визначені в абзаці вище, всі причетні сторони; і інформувати відповідні регуляторні органи, причетних ОСР або ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСР або ОМСР, у разі необхідності.

10.17.6. Кожен ОСП забезпечує передачу до середовища даних оперативного планування ENTSO-E всієї інформації про умови, пов'язані з енергосистемою, які повинні бути виконані, і про коригувальні дії, які повинні бути підготовлені і застосовані до ініціації статусу «недоступний» або «на випробуваннях» релевантного елемента мережі.

10.18. До 1 листопада кожного календарного року:

для всіх внутрішніх релевантних активів через середовище даних оперативного планування ENTSO-E кожен ОСП надає іншому ОСП регіону координації відключень попередні плани доступності на наступний календарний рік;

для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в системі розподілу, ОСП надає ОСР попередній план доступності на рік наперед;

для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в МСР, ОСП надає ОМСР попередній план доступності на рік наперед.

10.19. Ухвалення планів доступності на рік наперед в регіонах координації відключень

10.19.1. Кожен ОСП проводить аналіз виникнення несумісностей планування відключень, беручи до уваги всі попередні плани доступності на рік наперед.

10.19.2. За відсутності несумісностей планування відключень, кожен ОСП регіону координації відключень узгоджує плани доступності на рік наперед для всіх релевантних активів регіону координації відключень.

10.19.3. Якщо ОСП виявляє несумісність планування відключень, залучений ОСП регіону (регіонів) координації відключень спільно визначає рішення, в узгодженні з відповідними агентами з планування відключень, ОСР і ОМСР, використовуючи доступні засоби, дотримуючись при цьому, наскільки це можливо, планів доступності, представлених агентами з планування відключень, які не є ОСП, що беруть участь в координації відключень, а також не є ОСР або ОМСР, і складені відповідно до пунктів 16 та 17 цієї глави. У разі, якщо вирішення знайдено, тоді кожен ОСП регіону (регіонів) координації відключень оновлює та повторно узгоджує плани доступності на рік наперед для всіх релевантних активів.

10.19.4. У разі відсутності рішення про усунення несумісності планування відключень, ОСП, за умови проведення консультацій із центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та Регулятором, як це визначає Договірна Сторона, зобов'язаний:

примусово застосувати статус «доступний», статус «недоступний» або статус «на випробуваннях» до релевантних активів, що залучені до процесу оцінювання несумісності планування відключень, протягом відповідного періоду; і

інформувати відповідні регуляторні органи, причетних ОСР або ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСР або ОМСР, у разі необхідності.

10.19.5. ОСП регіонів координації відключень, за необхідності, оновлює плани доступності на рік наперед для всіх релевантних активів.

10.20. До 1 грудня кожного календарного року:

кожен ОСП зобов'язується завершити координацію відключень на рік наперед для внутрішніх релевантних активів та завершити плани доступності на рік наперед для внутрішніх релевантних активів і зберігати їх в середовище даних оперативного планування ENTSO-E;

ОСП надає відповідному агенту з планування відключень фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього релевантного активу;

ОСП надає відповідному ОСР/ОМСР фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в системі розподілу/МСР.

10.21. Оновлення фінальних планів доступності на рік наперед

10.21.1. Агент з планування відключень має право ініціювати процедуру внесення змін до фінального плану доступності на рік наперед в період з моменту його погодження і до моменту його виконання в режимі реального часу.

10.21.2. Агент з планування відключень, який не є ОСП, що бере участь у регіоні координації відключень має право направити відповідному ОСП запит про внесення змін до фінального плану доступності на рік наперед для релевантних активів, що перебувають у зоні його відповідальності.

10.21.3. У разі отримання запиту про внесення змін відповідно до підпункту 2 цього пункту, застосовується така процедура:

ОСП, який отримує запит, підтверджує його отримання і якнайшвидше оцінює вплив змін на несумісності планування відключень;

у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає вирішення, в координації з відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСР та ОМСР, використовуючи доступні засоби;

у разі, якщо несумісність планування відключень не виявлена або несумісність планування відключень була усунута, ОСП, який отримує запит, перевіряє запропоновану зміну, і зацікавлений ОСП інформує всі причетні сторони і оновлює остаточний план доступності на рік наперед в середовище даних оперативного планування ENTSO-E; і

у разі, якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене, ОСП, що отримує запит, відхиляє запропоновану зміну.

10.21.4. Якщо ОСП, який бере участь у координації відключень у регіоні, має намір внести зміни до фінального плану доступності на наступний рік релевантного активу, для якого він виступає в ролі агента з планування відключень, він ініціює застосування такої процедури:

ОСП, який надсилає запит, готує пропозицію щодо внесення змін до плану доступності на наступний рік, включно з оцінкою впливу на несумісність планування відключень, і надає свою пропозицію всім іншим ОСП в одному регіоні (регіонах) координації відключень;

у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає рішення, в координації з відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСП та ОМСР, використовуючи доступні засоби;

у разі, якщо несумісність планування відключень не була виявлена або якщо рішення несумісності планування відключень було віднайдене, зацікавлений ОСП перевіряє запропоновану зміну і після цього інформує всі причетні сторони, а також оновлює фінальний план доступності на рік наперед в середовище даних оперативного планування ENTSO-E;

якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене,

ОСП, що надсилає запит, відкликає запропоновану зміну.

10.22. Керування статусом «на випробуваннях» релевантних активів

10.22.1. Агент з планування відключень релевантного активу, статус доступності якого змінений на «на випробуваннях», надає ОСП, і, у разі його приєднання до системи розподілу, в тому числі, до МСР, ОСП або ОМСР, протягом одного місяця до початку застосування статусу «на випробуваннях», таку інформацію:

детальний план випробування;

орієнтовний графік виробництва/відпуску або споживання/відбору, якщо релевантний актив є релевантною генеруючою одиницею, УЗЕ, або релевантним об'єктом енергоспоживання; і

зміни в топології системи передачі або системи розподілу, якщо релевантний актив є релевантним елементом мережі.

10.22.2. Агент з планування відключень оновлює інформацію, зазначену в підпункті 1 цього пункту, після внесення будь-яких змін.

10.22.3. ОСП релевантного активу, стан доступності якого змінений на «на випробуваннях», надає інформацію, отриману відповідно до підпункту 1 цього пункту, іншому ОСП регіону (регіонів) координації відключень на його вимогу.

10.22.4. У разі, якщо релевантний актив, зазначений в підпункті 1 цього пункту, є релевантним елементом мережі, що з'єднує дві або декілька областей регулювання, то ОСП у відповідних областях регулювання узгоджує інформацію, яка повинна бути надана відповідно до підпункту 1 цього пункту.

10.23. Порядок дій при вимушених відключеннях

10.23.1. Кожен ОСП розробляє порядок дій, якщо вимушене відключення ставить під загрозу операційну безпеку. Такий порядок дій повинен передбачати можливість ОСП змінювати статус «доступний» або «недоступний» інших релевантних активів в області регулювання на «недоступний» або «доступний», відповідно.

10.23.2. ОСП дотримується порядку дій, зазначеного в підпункті 1 цього пункту, тільки у разі відсутності домовленості з агентами з планування відключень щодо рішень про вимушені відключення. ОСП повинен інформувати про це Регулятора.

10.23.3. Слідуючи порядку дій, ОСП дотримується технічних меж релевантних активів наскільки це можливо.

10.23.4. Агент з планування відключень повинен проінформувати ОСП про таке вимушене відключення одного або декілька релевантних активів і, у випадку приєднання до системи розподілу або до МСР, проінформувати ОСР або ОМСР, відповідно, якнайшвидше після початку вимушеного відключення.

10.23.5. При інформуванні про вимушене відключення, агент з планування відключень надає таку інформацію:

причину вимушеного відключення;

очікувану тривалість вимушеного відключення; і

у разі необхідності, вплив вимушеного відключення на статус доступності інших релевантних активів, для яких він є агентом з планування відключень.

10.23.6. Якщо ОСП виявляє, що одне або декілька вимушених відключень, зазначених в підпункті 1 цього пункту, можуть вивести систему передачі з нормального режиму, тоді він інформує причетного агента (агентів) з планування відключень про строк, протягом якого операційна безпека не буде забезпечуватися, якщо релевантний актив (активи) у стані вимушеного відключення не повертається (-ються) до статусу «доступний». Агенти з планування відключень інформують ОСП про їхню здатність дотримуватись такого строку, і надають аргументоване обґрунтування у разі недотримання такого строку.

10.23.7. Після внесення будь-яких змін до плану доступності через вимушені відключення зацікавлений ОСП оновлює середовище даних оперативного планування ENTSO-E найактуальнішою інформацією.

10.24. Виконання планів доступності в режимі реального часу

10.24.1. Кожен власник генеруючого об'єкта, УЗЕ повинен забезпечити, щоб всі релевантні генеруючі одиниці, УЗЕ, що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «доступний», були готові до виробництва/відпуску електричної енергії відповідно до заявлених технічних характеристик, якщо це необхідно для забезпечення операційної безпеки, за винятком випадків вимушених відключень.

10.24.2. Кожен власник генеруючого об'єкта, УЗЕ повинен забезпечити, щоб всі релевантні генеруючі одиниці, УЗЕ, що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «недоступний», не виробляли/не здійснювали відпуск електричної енергії.

10.24.3. Кожен власник об'єкта енергоспоживання, УЗЕ повинен забезпечити, щоб всі релевантні об'єкти енергоспоживання, УЗЕ що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «недоступний», не споживали електричну енергію/не здійснювали відбір енергії.

10.24.4. Кожен власник релевантного елемента мережі повинен забезпечити, щоб всі релевантні елементи мережі, що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «доступний», були готові до транспортування електричної енергії відповідно до оголошених технічних характеристик, якщо це необхідно для забезпечення операційної безпеки, за винятком випадків вимушених відключень.

10.24.5. Кожен власник релевантного елемента мережі повинен забезпечити, щоб всі релевантні елементи мережі, що знаходяться у його власності і для яких оголошено «недоступний», не транспортували електричну енергію.

10.24.6. Якщо певні умови пов'язані з мережею, застосовуються для виконання статусу «недоступний» або статусу «на випробуваннях» релевантного елемента мережі відповідно до підпункту 6 пункту 17 цієї глави, то ОСП, ОСР або ОМСР оцінюють дотримання таких умов до зміни статусу. Якщо такі умови не дотримуються, він доручає власнику релевантного елемента мережі не виконувати статус «недоступний» або статус «на випробуваннях», повністю або частково.

10.24.7. У разі, якщо ОСП виявляє, що виконання статусу «недоступний» або статусу «на випробуваннях» релевантних активів виводить або може вивести систему передачі з нормального режиму, він доручає власнику релевантного активу, якщо він приєднаний до системи передачі, або ОСР або ОМСР, якщо він приєднаний до системи розподілу або до МСР, відкласти виконання статусу «недоступний» або статусу «на випробуваннях» таким релевантним активом відповідно до наданих інструкцій і, наскільки це можливо, дотримуючись технічних меж і меж безпеки.

10.25. У разі відсутності доступу до середовища даних оперативного планування ENTSO-E, ОСП має право передавати інформацію, визначену у цій главі, іншими шляхами, які визначені відповідними домовленостями з ОСП або РКЦ.

11. Регіональне співробітництво

11.1. При синхронній роботі ОЕС України в складі синхронної області Континентальної Європи ОСП повинен взаємодіяти на підставі укладених договорів з, принаймні, одним РКЦ.

11.2. ОСП має взаємодіяти з РКЦ, принаймні, в наступних напрямках:
координований аналіз операційної безпеки;
використання загальної моделі мережі;
регіональне планування відключень;
регіональна оцінка достатності ресурсів.

ОСП може звертатися до РКЦ з питань, зазначених у підпункті 6.9.2 пункту 6.9 глави 6 розділу X цього Кодексу.

Координований аналіз операційної безпеки здійснюється ОСП відповідно до методології координації аналізу операційної безпеки, з використанням загальної моделі мережі для таких періодів:

рік наперед;
місяць наперед та тиждень наперед, якщо це застосовується;
день наперед;
протягом доби.

В рамках координованого аналізу операційної безпеки ОСП повинен надавати РКЦ, принаймні:

останню версію переліку аварійних ситуацій;
оновлений перелік потенційних коригувальних дій із інформацією щодо орієнтовної вартості вжиття таких заходів, якщо вони включають передиспетчеризацію та зустрічну торгівлю направлену на зняття обмежень в регіоні;

інформацію щодо меж операційної безпеки.

11.3. У разі отримання ОСП від РКЦ результатів координованого аналізу операційної безпеки з пропозиціями щодо застосування коригувальних дій, ОСП повинен оцінити рекомендовані коригувальні дії що відносяться до його області регулювання частоти та потужності та визначати доцільність застосування рекомендованих коригувальних дій. У разі визначення недоцільності застосування рекомендованих РКЦ коригувальних дій, ОСП повинен повідомити РКЦ про своє рішення з наведеною аргументацією. У разі визначення за доцільне застосування рекомендованого РКЦ заходу, ОСП має застосовувати такий захід за умови, що його застосування відповідає умовам, що складаються в режимі реального часу.

В рамках побудови загальної моделі мережі ОСП повинен зробити доступними для РКЦ створені індивідуальні моделі мережі для кожного часового проміжку через середовище даних оперативного планування ENTSO-E, чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ.

На вимогу РКЦ ОСП повинен скорегувати індивідуальні моделі мережі, якщо вона не відповідає встановленим вимогам до індивідуальних моделей мережі для синхронної області.

В рамках координованого планування відключень, ОСП повинен надавати РКЦ через середовище даних оперативного планування ENTSO-E чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ інформацію, для виявлення і усунення несумісності відключень, включаючи:

плани доступності релевантних елементів своєї області РЧП;

плани відключень нерелевантних елементів своєї області регулювання частоти та потужності якщо такі елементи мають потенційний вплив на аналіз несумісності оперативного планування та, або такі елементи моделюються в індивідуальних моделях мережі, що використовуються при аналізі несумісності оперативного планування;

сценарії при яких несумісність відключень має бути досліджена та які використовуються для створення загальної моделі мережі для відповідного часового проміжку.

11.4. Визначаючи, чи має перевантаження транскордонний вплив, ОСП повинен брати до уваги перевантаження, яке виникне за відсутності обміну енергією між областями регулювання.

11.5. ОСП повинен враховувати та взаємодіяти з РКЦ щодо виявлення та усунення несумісності відключень у випадку коли РКЦ фіксує несумісність відключень при регіональному оперативному плануванні.

В межах регіональної оцінки достатності ресурсів ОСП повинен надати РКЦ через середовище даних оперативного планування ENTSO-E, чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ, принаймні, таку інформацію:

очікуване загальне навантаження та генерацію та наявні ресурси управління попитом на електричну енергію;

доступність генеруючих одиниць/УЗЕ;

межі операційної безпеки.

ОСП повинен взаємодіяти з РКЦ при оцінці достатності ресурсів та оцінити рекомендації РКЦ щодо заходів направлених на усунення ризиків виявлених під час оцінки.

12. Скоординована передиспетчеризація та зустрічна торгівля

12.1. ОСП має право застосовувати в регіоні розрахунку пропускної спроможності скоординовану передиспетчеризацію і зустрічну торгівлю відповідно до загальної методології, розробленою і погодженою ОСП такого регіону.

12.2. Методологія скоординованої передиспетчеризації і зустрічної торгівлі повинна включати дії, що мають транскордонний вплив, і повинна дозволяти кожному ОСП в регіоні розрахунку пропускної спроможності ефективно усунути фізичні перевантаження, незалежно від того, чи причини фізичного перевантаження лежать в основному за межами їхньої області регулювання, чи ні. Методологія скоординованої передиспетчеризації і

зустрічної торгівлі повинна враховувати той факт, що її застосування може суттєво впливати на перетоки за межами області регулювання ОСП.

12.3. ОСП може здійснювати передиспетчеризацію всіх доступних генеруючих одиниць, УЗЕ і одиниць навантаження відповідно до розроблених механізмів і угод, укладених з власниками генеруючих одиниць, УЗЕ і одиниць навантаження, що здійснюють діяльність в області регулювання ОСП, включаючи міждержавні лінії електропередачі.

Механізми і підходи щодо передиспетчеризації та зустрічної торгівлі розробляються та затверджуються ОСП після проведення консультацій з Регулятором та центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

12.4. ОСП утримується від односторонніх або нескоординованих заходів з передиспетчеризації і зустрічної торгівлі, що мають транскордонне значення. ОСП координує використання ресурсів передиспетчеризації і зустрічної торгівлі, беручи до уваги їх вплив на операційну безпеку і економічну ефективність.

12.5. Відповідні генеруючі одиниці, УЗЕ та одиниці навантаження повинні надавати ОСП ціни передиспетчеризації та зустрічної торгівлі до того, як будуть використані ресурси передиспетчеризації та зустрічної торгівлі.

Ціноутворення на передиспетчеризацію та зустрічну торгівлю повинно базуватися на:

цінах на відповідних ринках електричної енергії за відповідний період часу; або

вартості ресурсів передиспетчеризації та зустрічної торгівлі, розрахованої прозоро на основі понесених витрат.

12.6. Генеруючі одиниці, УЗЕ та одиниці навантаження повинні попередньо надати всю інформацію, необхідну для розрахунку вартості передиспетчеризації та зустрічної торгівлі ОСП. Ця інформація може передаватись іншим ОСП лише з метою перерегулювання частотидиспетчеризації та зустрічної торгівлі.».

5. У розділі VII:

1) у пункті 1.3 глави 1 слово «електроспоживання» замінити словом «енергоспоживання»;

2) в абзаці першому пункту 5.10 глави 5 слова та знаки «вторинного (автоматичного та неавтоматичного) та третинного регулювання» замінити аббревіатурами, знаком та словом «aPВЧ, pPВЧ та PЗ»;

3) в абзаці четвертому пункту 6.1 глави 6 слова та знак «резервів первинного, вторинного і третинного регулювання частоти» замінити аббревіатурами, знаком та словом «РПЧ, РВЧ і РЗ»;

6. Розділ VIII викласти такій редакції:

«VIII. РОБОТА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ ТА У РЕЖИМІ ВІДНОВЛЕННЯ

1. Аварійні режими роботи системи передачі та порядок їх оголошення

1.1. Рішення про класифікацію режиму роботи системи передачі як аварійного, режиму системної аварії або режиму відновлення приймає черговий диспетчер ОСП на підставі умов, зазначених у пунктах 2.3 – 2.5 глави 2 розділу V цього Кодексу.

1.2. Усі заходи, які вживаються для запобігання виникненню та розвитку аварійного режиму, а також для відновлення нормального режиму роботи системи передачі визначаються та здійснюються відповідно до Плану захисту енергосистеми та Плану відновлення, що є частиною Плану захисту енергосистеми.

1.3. При виникненні аварійного режиму диспетчерський персонал ОСП повинен якнайшвидше:

оцінити масштаби аварійного режиму, його розвиток та можливий вплив на безпечну роботу ОЕС України;

доповісти про виникнення аварійного режиму своєму керівництву;

повідомити наявними та доступними каналами зв'язку Користувачів, яких стосується або може стосуватися аварійний режим, про його настання та заходи, що вживаються, і які необхідно вживати до моменту повернення системи передачі в нормальний режим роботи;

визначити та застосувати заходи, необхідні для ліквідації аварійного режиму із Плану захисту енергосистеми;

зафіксувати відповідну інформацію в оперативній документації диспетчерського персоналу ОСП.

1.4. При виникненні режиму системної аварії, який кваліфікується як надзвичайна ситуація в ОЕС України, ОСП діє згідно з положеннями глави 14 розділу V цього Кодексу.

1.5. Розподіл обов'язків і відповідальності між ОСП та користувачами системи передачі/розподілу під час виконання Плану захисту енергосистеми визначається відповідними інструкціями, що розробляються ОСП та користувачами системи передачі/розподілу відповідно до оперативної

підпорядкованості об'єктів диспетчеризації та деталізують і конкретизують положення і заходи Плану захисту енергосистеми.

В інструкціях також визначаються дії оперативного персоналу ОСП та користувачів системи передачі/розподілу під час порушення функціонування програмно-технічних засобів АСДУ, диспетчерського та технологічного зв'язку, каналів передачі даних тривалістю більше 5 хвилин.

Інструкції користувачів системи передачі/розподілу, які задіяні у Плані захисту енергосистеми, мають бути узгоджені з ОСП.

1.6. Інформація щодо виникнення, розвитку та ліквідації аварійного режиму в системі передачі (фіксація, класифікація, повідомлення, оголошення, виконані протиаварійні заходи тощо) має бути занесена до оперативної документації диспетчерського персоналу ОСП.

1.7. Упродовж 30 днів після застосування заходів з примусового обмеження величини споживаної електричної енергії та/або потужності або оперативного (ручного) відключення користувачів системи передачі/розподілу згідно з вимогами підпункту 4) пункту 3.5 глави 3 цього розділу для упередження порушення сталої роботи енергосистеми, ОСП готує звіт та подає його Регулятору, а також публікує його на власному офіційному вебсайті. Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.

1.8. Користувачі системи передачі/розподілу не мають права перешкоджати суб'єктам диспетчерського управління ОЕС України, які задіяні у Плані захисту енергосистеми, 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. Розробка та застосування Плану захисту енергосистеми

2.1. Для ліквідації аварійних режимів роботи системи передачі, протидії їх негативним наслідкам для ОЕС України і енергосистем суміжних держав, які працюють паралельно з ОЕС України, ОСП після консультацій з ОСР, значними користувачами, Регулятором, суміжним ОСП та іншим ОСП його синхронної області, зобов'язаний розробити План захисту енергосистеми, який має передбачати всі необхідні протиаварійні та/або надзвичайні заходи для найбільш імовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації аварійної або надзвичайної ситуації в ОЕС України.

Виконання Плану захисту енергосистеми є обов'язковим для всіх користувачів системи передачі/розподілу, задіяних у його виконанні, а відмова від участі у Плані захисту енергосистеми або неналежне виконання передбачених у ньому положень і заходів, яке завдало шкоди енергосистемі та користувачам системи передачі/розподілу, є правопорушенням на ринку електричної енергії.

2.2. План захисту енергосистеми має на меті недопущення та усунення аварійного режиму або надзвичайної ситуації в ОЕС України, повернення енергосистеми до нормального режиму, зокрема:

забезпечення з'єднання частин енергосистеми в разі їх відокремлення із застосуванням АЛАР або в інший спосіб;

здійснення заходів для включення всіх відключених споживачів або зняття обмеження щодо споживання ними електричної енергії та потужності;

досягнення необхідного рівня запасу стійкості енергосистеми;

забезпечення відновлення необхідних обсягів РПЧ і РВЧ, а також інших видів резервів.

2.3. План захисту енергосистеми має визначати, зокрема:

умови (критерії), за яких він активується та застосовується;

порядок його доведення до відома користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг із захисту;

загальний порядок дій та взаємодії оперативного персоналу ОСП та користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальники послуг із захисту, об'єкти електроенергетики яких приєднані до електричних мереж ОЕС України, під час ліквідації аварійних режимів (у тому числі надзвичайної ситуації в ОЕС України);

заходи, які підлягають узгодженню або координації в режимі реального часу з визначеними сторонами;

порядок взаємодії з ОСП суміжних держав;

розподіл обов'язків і відповідальності між ОСП та користувачами системи передачі/розподілу, зокрема постачальниками послуг із захисту, які задіяні у його виконанні;

перелік заходів, які мають бути здійснені ОСП на його електроустановках;

перелік заходів, які мають бути здійснені ОСР, і перелік ОСР, відповідальних за здійснення таких заходів на їхніх електроустановках;

перелік значних користувачів з високим пріоритетом, відповідальних за здійснення на їхніх установках заходів передбачених Планом захисту енергосистеми, та перелік заходів, що підлягають здійсненню такими значними користувачами;

перелік значних користувачів, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження електропостачання, та умов їх відключення та відновлення електропостачання;

кінцеві терміни здійснення кожного заходу, перерахованого у Плані захисту енергосистеми;

порядок видачі попереджень про впровадження заходів та дій значних користувачів, зокрема постачальників послуг із захисту у разі отримання цього попередження;

заходи 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, зокрема процедури управління відхиленнями частоти, відхиленнями напруги, перетоками потужності, процедура надання допомоги в забезпеченні активною потужністю;

конкретні протиаварійні та/або надзвичайні заходи, які ОСП застосовує на період дії кожного аварійного режиму (у тому числі настання надзвичайної ситуації в ОЕС України), режиму системної аварії для найбільш ймовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації аварійної та/або надзвичайної ситуації в ОЕС України;

порядок відновлення режимів роботи енергосистеми у процесі ліквідації аварійного режиму роботи системи передачі;

порядок застосування заходів, обсяги та послідовність їх упровадження, а також перелік контрольних точок, в яких оцінюється рівень та тривалість відхилення напруги;

заходи з примусового зменшення величини споживаної потужності та аварійного відключення користувачів системи передачі/розподілу (надзвичайні заходи) для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України;

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.

оперативні заходи щодо відновлення режиму роботи енергосистеми після виникнення режиму системної аварії, у тому числі заходи захисту енергосистеми:

у разі виникнення синхронних коливань в енергосистемі,
при зниженні або підвищенні частоти,
при відхиленні рівня напруги за допустимі межі,
з регулювання споживання електричної енергії та потужності,
при порушенні синхронного режиму роботи окремих частин ОЕС України та/або генеруючих одиниць,

у разі перевищення максимально допустимо перетоку та сальдо-перетоку потужності по міждержавних перетинах ОСП,

у разі перевищення величини допустимої генерації окремих генеруючих одиниць в ремонтних та післяаварійних схемах прилеглої мережі,

у разі перевантаження елемента мережі по струму.

Заходи, передбачені у Плані захисту енергосистеми повинні відповідати таким принципам:

вони повинні мати мінімальний вплив на користувачів системи передачі/розподілу;

вони повинні бути економічно ефективними;

тільки необхідні заходи підлягають активації; та

вони не повинні призводити до аварійного режиму або режиму системної аварії в системі передачі ОСП або в об'єднаних системах передачі.

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 інших ОСП синхронної області.

2.4. План захисту енергосистеми розробляється ОСП та підлягає перегляду не рідше одного разу на 5 років, крім необхідності позачергового перегляду у разі:

введення в експлуатацію нових генеруючих одиниць, що можуть бути задіяні в ньому;

виведення з експлуатації генеруючих одиниць, які були задіяні у ньому;

приєднання нових значних користувачів до мереж ОСП/ОСР, які мають вплив на його реалізацію;

зміни конфігурації мереж ОСП, що впливає на нього;

введення в експлуатацію нових міждержавних ліній електропередачі, що впливає на нього;

настання ситуації в ОЕС України, не передбаченої в ньому, на основі результатів моделювання роботи енергосистеми в умовах аварійних режимів, проведених випробувань та тестувань щодо дій в умовах аварійних режимів, а також практики застосування Плану захисту енергосистеми в різних ситуаціях та відповідного досвіду ОСП суміжних держав;

якщо при виникненні, розвитку та ліквідації аварійного режиму зафіксовані обставини, не передбачені Планом захисту енергосистеми, або дії автоматичних пристроїв чи оперативного персоналу будь-якого рівня диспетчерського управління згідно з Планом захисту енергосистеми за результатами розслідування відповідного технологічного порушення виявились недостатньо ефективними.

Під час регулярного перегляду Плану захисту енергосистеми ОСП повинен враховувати:

стан розвитку його мережі з моменту останнього перегляду або першої розробки;

можливості нового обладнання, встановленого в системах передачі та розподілу з моменту останнього перегляду або першої розробки;

значних користувачів, обладнання яких було введене в експлуатацію з моменту останнього перегляду або першої розробки, їхні можливості та відповідні пропоновані послуги;

проведені випробування та аналіз системних подій;

експлуатаційні дані, зібрані в нормальному режимі та після порушень.

ОСП повинен переглядати відповідні заходи свого Плану захисту енергосистеми перед будь-якою суттєвою зміною конфігурації мережі.

Зміни до Плану захисту енергосистеми вносяться за ініціативою ОСП після консультацій з Регулятором.

2.5. ОСП залучає для консультацій ОСР, відповідних користувачів системи передачі/розподілу, значних користувачів, у яких виникають зобов'язання брати участь у передбачених ОСП заходах захисту/відновлення ОЕС України,

регуляторні органи, суміжний ОСП та інший ОСП у його синхронній області під час процесу складання та/або перегляду ОСП Плану захисту енергосистеми та Плану відновлення.

2.6. ОСП повинен впровадити заходи, передбачені Планом захисту енергосистеми, які мають бути впроваджені в системі передачі. Він повинен надалі підтримувати впроваджені заходи.

2.6.1. ОСП повинен повідомити приєднаних до системи передачі ОСР про заходи, включно з кінцевими термінами впровадження, що підлягають впровадженню:

- на установках ОСР відповідно до Плану захист енергосистеми;
- на установках значних користувачів, визначених відповідно Плану захисту енергосистеми і приєднаних до їхніх систем розподілу;
- на установках надавачів послуг із захисту, приєднаних до їхніх систем розподілу;
- на установках ОСР, приєднаних до їхніх систем розподілу.

2.6.2. ОСП повинен повідомити значних користувачів, визначених відповідно до Плану захист енергосистеми, або постачальників послуг із захисту, безпосередньо приєднаних до системи передачі, про заходи, які мають бути впроваджені на їхніх електроустановках, включно з кінцевими термінами їх впровадження.

2.6.3. ОСП повинен безпосередньо повідомити значних користувачів, визначених відповідно до Плану захисту енергосистеми, постачальників послуг із захисту чи ОСР, приєднаних до систем розподілу, про заходи, які мають бути впроваджені на їхніх установках, включно з кінцевими термінами їх впровадження. Він повинен інформувати відповідного ОСР про таке повідомлення.

2.6.4. Після отримання повідомлення від ОСП, ОСР повинен невідкладно повідомити значних користувачів, постачальників послуг із захисту та ОСР, приєднаних до його системи розподілу, про заходи Плану захисту енергосистеми, які вони повинні впровадити на їхніх відповідних електроустановках, включно з кінцевими термінами їх впровадження.

2.6.5. Кожен повідомлений ОСР, значний користувач і постачальник послуг із захисту повинен:

- впровадити заходи, повідомлені відповідно до Плану захисту енергосистеми, протягом 12 місяців з дати повідомлення;
- підтвердити впровадження заходів відповідному Оператору, що надав повідомлення. Якщо відповідний Оператор є ОСР, він повинен повідомити ОСП про таке підтвердження; та
- підтримувати заходи, впроваджені на його електроустановках.

2.6.6. Кожен ОСР, якого стосується впровадження відключення навантаження при зниженні частоти на своєму обладнанні, повинен раз на рік оновлювати повідомлення для відповідного Оператора, що надав повідомлення, зазначене у підпункті 2.6.5 цього пункту. Таке повідомлення має містити значення частоти, за яких ініціюється відключення нетто-навантаження, і відсоток нетто-навантаження, яке відключають при досягненні кожного з таких значень.

2.6.7. ОСП повинен здійснювати моніторинг належного впровадження відключення навантаження при зниженні частоти на основі щорічного письмового повідомлення, зазначеного в підпункті 2.6.6 цього пункту, а також на основі даних про впровадження електроустановок ОСП, де це можливо.

2.7. Доведення Плану захисту енергосистеми до відома користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг із захисту, здійснюється ОСП у такому порядку:

1) згідно з Планом захисту енергосистеми РДЦ ОСП розробляють інструкції для свого регіону, якими мають керуватися користувачі системи передачі/розподілу;

2) на підставі отриманих від РДЦ ОСП інструкцій користувачі системи передачі/розподілу, які задіяні у виконанні Плану захисту енергосистеми, зокрема постачальники послуг із захисту, розробляють власні інструкції з захисту окремих об'єктів електроенергетики, в яких визначають координацію дій власного оперативного персоналу з оперативним персоналом інших суб'єктів господарювання, які беруть участь у цьому процесі, та послідовність дій із захисту підпорядкованих об'єктів. Інструкції з захисту окремих об'єктів електроенергетики погоджуються з РДЦ ОСП. Перелік окремих об'єктів електроенергетики по яким інструкції погоджуються з РДЦ ОСП визначаються РДЦ ОСП та доводяться до користувачів системи передачі/розподілу, які задіяні у виконанні Плану захисту енергосистеми, зокрема постачальників послуг із захисту;

3) інструкції з захисту окремих об'єктів електроенергетики мають визначати ознаки та величини, що характеризують аварійні режими, та відповідні дії оперативного персоналу та ПА у разі:

втрати стійкості енергосистеми або її частини;

підвищення або зниження частоти;

підвищення або зниження напруги;

порушення режиму допустимих перетоків у контрольованих перетинах енергосистеми;

перевантаження (перевищення допустимих струмових навантажень) елементів електричної мережі;

виникнення коливань активної потужності;
порушення функціонування програмно-технічних засобів АСДУ, диспетчерського та технологічного зв'язку, каналів передачі даних;

4) в інструкції з захисту об'єктів електроенергетики для захищених споживачів окремо зазначаються умови обмеження, відключення електропостачання та тривалість залучення до виконання Плану захисту енергосистеми;

5) у разі внесення ОСП змін до Плану захисту енергосистеми кожен із користувачів системи передачі/розподілу, який бере участь у його виконанні, зокрема постачальник послуг із захисту, зобов'язаний привести у відповідність до цих змін інструкції з захисту окремих об'єктів електроенергетики у строк, установлений ОСП у відповідному супровідному листі;

6) ОСП визначає режим доступу користувачів системи передачі/розподілу до Плану захисту енергосистеми з урахуванням їх участі у його виконанні.

Користувачі системи передачі/розподілу зобов'язані надавати ОСП інформацію, що необхідна для розробки Плану захисту енергосистеми, а ОСП має забезпечити її конфіденційність.

2.8. При виконанні Плану захисту енергосистеми ОСП може залучати користувачів системи передачі/розподілу в рамках заходів, які передбачені пунктом 2.3 цієї глави, та протягом часу відповідно до ситуації, яка склалась в енергосистемі.

2.9. У доповнення до заходів захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту відповідно до пунктів 3.2 – 3.3, підпункту 3.4.1 пункту 3.4 глави 3 цього розділу, ОСП повинен активувати процедуру Плану захисту енергосистеми, якщо:

система залишається в аварійному режимі після застосування всіх необхідних коригувальних дій і немає доступних заходів для відновлення системи до нормального стану;

аналіз операційної безпеки вказує на необхідність застосування відповідних заходів з Плану захисту енергосистеми додатково до активованих коригувальних дій.

2.10. Під час застосування ОСП Плану захисту енергосистеми користувач системи передачі/розподілу зобов'язаний без будь-якої затримки виконувати інструкції та процедури згідно з Планом захисту енергосистеми, відповідні оперативні команди і розпорядження ОСП.

2.11. Активація заходів, визначених у Плані захисту енергосистеми, які мають вплив на системи передачі суміжних держав, має бути узгоджена з відповідним ОСП суміжної держави.

2.12. Принципи взаємодії ОСП з упровадження заходів Плану захисту енергосистеми з ОСП суміжних держав визначаються у відповідних операційних угодах, що стосуються питань операційної безпеки та регламентують умови паралельної роботи енергосистем цього ОСП.

ОСП, за відповідним запитом суміжного ОСП в аварійному режимі, повинен надати через міждержавні перетини будь-яку посильну допомогу ОСП, що подав запит, за умови, що це не призведе до аварійного режиму або режиму системної аварії в системі передачі або в об'єднаних системах передачі.

Якщо допомогу необхідно надавати через міждержавні лінії електропередачі постійного струму, вона може полягати у здійсненні таких дій з урахуванням технічних характеристик і здатності системи ПСВН:

заходи з ручного регулювання передаваної активної потужності, щоб допомогти ОСП в аварійному режимі привести перетоки потужності в межі операційної безпеки або частоту суміжної синхронної області - у межі частоти системи в передаварійному режимі;

функції автоматичного регулювання передаваної активної потужності на основі сигналів і критеріїв;

автоматичне регулювання частоти при роботі в острівного режимі;

регулювання напруги та реактивної потужності;

будь-які інші доцільні дії.

2.13. ОСП може відключити будь-який елемент системи передачі, що має вплив на паралельну роботу енергосистеми суміжних держав, з дотриманням таких вимог:

відключення має бути узгоджене з ОСП суміжної держави;

відключення не призведе до аварійного режиму або режиму системної аварії в енергосистемах суміжних держав.

2.14. За виняткових обставин, що включають порушення меж операційної безпеки, для запобігання ризикам життю і здоров'ю персоналу або ймовірності пошкодження обладнання, ОСП може без узгодження ОСП суміжної держави відключити будь-який елемент системи передачі, що має транскордонний вплив, у тому числі міждержавну лінію електропередачі. Протягом 30 днів після інциденту ОСП має підготувати звіт, що містить детальне пояснення про обґрунтованість, реалізацію та наслідки таких дій та надати його Регулятору, а також відповідним ОСП (принаймні англійською мовою) та користувачам системи передачі/розподілу, що зазнали впливу від такого відключення.

2.15. Загальний порядок дій та взаємодії оперативного персоналу ОСП та користувачів системи передачі/розподілу, які задіяні у виконанні Плану захисту енергосистеми, зокрема постачальники послуг із захисту під час ліквідації аварійних режимів (у тому числі при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України) повинен бути спрямований на:

запобігання розвитку аварійного режиму;

відновлення в найкоротший термін електроживлення споживачів та якості електричної енергії;

зняття в найкоротший термін обмежень з допустимих величин навантажень контрольованих перетинів та джерел генерації;

створення максимально надійної післяаварійної схеми електричної мережі або окремих її частин;

з'ясування стану устаткування, відключення якого відбулося під час аварійної або надзвичайної ситуації в ОЕС України, і можливості введення його в роботу.

Користувачі системи передачі/розподілу, задіяні в заходах, що передбачені Планом захисту енергосистеми, повинні діяти відповідно до погоджених з РДЦ ОСП інструкцій.

2.16. Для запобігання порушенню операційної безпеки разом з упровадженими коригувальними діями, що передбачені розділом V цього Кодексу, за результатами проведення аналізу операційної безпеки ОСП повинен впроваджувати заходи Плану захисту енергосистеми, залучаючи користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг із захисту в обсягах та тривалістю, які необхідні для забезпечення надійного режиму роботи енергосистеми.

ОСП залучає користувачів системи передачі/розподілу до виконання Плану захисту енергосистеми шляхом:

регулювання поточної потужності генеруючих одиниць;

включення/відключення генеруючих одиниць;

зміни режиму роботи УЗЕ;

застосування заходів з обмеження споживання (ГОЕ, ГОП) при виникненні надзвичайної ситуації в ОЕС України.

2.17. У разі загрози настання форс-мажорних обставин, що за своїм спрямуванням та розвитком можуть спричинити аварійний режим роботи системи передачі, ОСП вживає заходів щодо запобігання або мінімізації його наслідків шляхом:

надання відповідного попередження про впровадження Плану захисту енергосистеми суб'єктам диспетчерського управління ОЕС України за ієрархічною структурою та, у разі загрози настання системної аварії, інформування Регулятора, відповідних центральних та місцевих органів виконавчої влади про характер ймовірної загрози, силу її впливу та прогнозу 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 яких покладені функції координації з ліквідації наслідків впливу форс-мажорних обставин, мають бути визначені відповідними

інструкціями суб'єктів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України.

3. Заходи Плану захисту енергосистеми

3.1. Заходи захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту:

1) автоматичні протиаварійні заходи з захисту енергосистеми здійснюються пристроями релейного захисту та автоматики обладнання електричних мереж, а також системами ПА ОЕС України.

Пристрої РЗА та ПА діють без втручання оперативного персоналу та мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів щодо чутливості, швидкодії, вибіркості та надійності;

2) ПА повинна забезпечувати в ОЕС України:
попередження часткового чи повного знеструмлення енергосистеми;
попередження втрати стійкості електростанцій, енергосистеми або її частини;
усунення асинхронних режимів;
обмеження зниження/підвищення частоти або напруги;

3) автоматичне запобігання та/або ліквідація порушення стійкості ОЕС України, зокрема, забезпечуються такими 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);

4) пристрої ПА, що призначені для АЗПС, повинні виявляти аварійне збурення за фактом фіксації:
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 ПА;
наявності та параметрів несиметрії електричної мережі;
спрацювання пристроїв релейного захисту;
вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються ПА.

За зазначеними 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 реєстраторами аварійних подій;

5) АОЗЧ або АОПЧ мають забезпечувати живучість ОЕС України в разі виникнення в енергосистемі чи окремих її частинах дефіциту або профіциту 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;

6) АОЗН або АОПН має забезпечувати автоматичне регулювання напруги за допомогою використання оперативно керованих енергоблоків, УЗЕ, перемикачів відгалужень автотрансформаторів під навантаженням, пристроїв повздовжнього та поперечного регулювання, засобів компенсації реактивної потужності, а також включення/відключення шунтувальних реакторів або ліній електропередачі;

7) 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 діленням енергосистеми на несинхронно працюючі частини з заборонаю всіх видів АПВ вимкнених повітряних ліній;

8) САВН має забезпечувати:

збереження стійкості в контрольованих внутрішніх і міждержавних перетинах під час їх роботи з недостатнім (нижче нормативного) запасом стійкості при відключенні найбільш завантажених повітряних ліній перетину або генерації в дефіцитній частині;

ліквідацію (попередження) технологічних порушень в ОЕС України в разі недопустимого зниження напруги;

ліквідацію недопустимого струмового перевантаження обладнання електричних мереж напругою 110 кВ і вище;

9) АВВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту енергоблоків інших електростанцій ОЕС України;

10) 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 одиниць, УЗЕ;
- відключення/включення генераторів, УЗЕ;
- вимкнення навантаження;
- ділення енергосистеми;
- виділення енергоблока на власні потреби;
- виділення електростанції на збалансоване навантаження;

11) оперативний персонал користувачів системи передачі/розподілу не повинен втручатися в роботу пристроїв РЗА та ПА. Порядок дій оперативного персоналу у разі відмови автоматичних пристроїв ПА визначається Планом захисту енергосистеми.

3.2. Заходи, що застосовуються при зниженні частоти:

1) у разі зниження частоти в ОЕС України нижче 49,8 Гц, незважаючи на вичерпання РПЧ та дію аРВЧ, ОСП має невідкладно:

- з'ясувати причини зниження частоти та оцінити потреби в регулюванні потужності для її відновлення;
- підняти навантаження генераторів, використовуючи обертовий резерв;
- здіяяти необхідні резерви потужності.

2) у разі зниження частоти в ОЕС України нижче 49,6 Гц, незважаючи на вжиті заходи, ОСП має здійснити такі заходи:

- запустити резервні гідроагрегати;
- перевести оборотні гідроагрегати ГАЕС з насосного режиму до генераторного;
- перевести гідроагрегати в режим генерації активної потужності, якщо вони працювали в режимі СК;
- збільшити генерацію електричної потужності теплових електростанцій, що працюють у теплофікаційному режимі, за рахунок зменшення теплового навантаження в допустимих межах експлуатації теплових мереж;
- завантажити енергоблоки до максимально допустимих меж;
- тимчасово перевантажити елементи електричних мереж до максимально допустимих меж; ввести в роботу зупинені генеруючі одиниці, котли та турбіни яких ще перебувають у гарячому стані;
- відкласти планове технічне обслуговування генеруючих одиниць, УЗЕ;
- ввести (протягом часу аварійної готовності) в роботу обладнання електричних мереж, що впливає на величину та надійність видачі потужності електростанцій;
- підготувати схеми мережі 110/150 кВ для застосування СГАВ;

3) якщо частота в ОЕС України не відновлюється до значення рівного або більшого ніж 49,6 Гц, незважаючи на попередньо вжиті протиаварійні заходи, ОСП має вжити надзвичайні заходи щодо примусового зменшення величини споживаної потужності.

4) у разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,2 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін шляхом виконання таких заходів:

вимкнення споживачів дією АЧР;
вимкнення споживачів шляхом застосування САВН, СГАВ;
відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації при рівнях частоти, яка є небезпечною для обладнання генеруючих одиниць;

5) здійснення оперативних та автоматичних заходів, що застосовуються при зниженні частоти, має відбуватися згідно з Планом захисту енергосистеми.

3.2.1. Схема автоматичного регулювання у випадку зниження частоти, передбачена Планом захисту енергосистеми, повинна містити АЧР при зниженні частоти та налаштування режиму (LFSM-U) в області РЧП ОСП.

У Плані захисту енергосистеми ОСП повинен передбачити активацію режиму (LFSM-U) перед активацією АЧР при зниженні частоти, якщо це дозволяє швидкість зміни частоти.

3.2.2. ОСП і ОСР перед активацією АЧР повинні передбачити, щоб УЗЕ, що підключені до їх мереж та здійснюють відбір електричної енергії:

автоматично перемикалися в режим відпуску впродовж періоду часу та з уставкою активної потужності, встановленим ОСП у Плані захисту енергосистеми; або

якщо УЗЕ не здатна перемикатися впродовж періоду часу, встановленого ОСП у Плані захисту енергосистеми, автоматично відключати таку УЗЕ, що діє як навантаження.

3.2.3 ОСП повинен встановити у Плані захисту енергосистеми порогові значення частоти, за яких має відбуватися автоматичне перемикання або відключення УЗЕ. Такі порогові значення частоти повинні бути нижчі або дорівнювати граничній частоті системи передачі, що знаходиться в аварійному режимі і повинні бути вищі за граничну частоту обов'язкового початкового рівня відключення навантаження.

Перш ніж активувати схему автоматичного відключення навантаження при зниженні частоти, і за умови, що це дозволяє швидкість зміни частоти, ОСП повинен безпосередньо, або через відповідного ОСР надавати оперативні команди постачальникам послуг із захисту щодо активації управління попитом на електричну енергію, та:

перемкнути УЗЕ, що діють як навантаження, у режим відпуску з уставкою активної потужності, встановленою ОСП у Плані захисту енергосистеми; або якщо УЗЕ не здатна перемикатися настільки швидко, щоб стабілізувати частоту, відключити таку УЗЕ у ручному режимі.

3.2.4. У разі впровадження АЧР при зниженні частоти ОСП та ОСР повинен:

1) уникати встановлення навмисної затримки часу на додачу до часу спрацювання реле й автоматичних вимикачів;

2) мінімізувати відключення генеруючих одиниць, особливо тих, що забезпечують інерцію;

3) обмежити ризик того, що схема призведе до відхилень перетоків потужності та відхилень напруги за межі операційної безпеки.

Якщо ОСР не може виконати зазначені вимоги в пунктах 2 і 3, він повинен повідомити ОСП і запропонувати вимогу, яка має застосовуватися. ОСП спільно з ОСР повинні встановити застосовні вимоги на основі спільного аналізу витрат і вигід.

3.2.5. АЧР при зниженні частоти Плану захисту енергосистеми може передбачати відключення навантаження на основі градієнта частоти за умови, що АЧР:

1) активується тільки:

коли відхилення частоти перевищує максимальне відхилення частоти в усталеному режимі, а градієнт частоти перевищує значення при еталонному інциденті;

доки частота не досягне частоти обов'язкового початкового рівня відключення навантаження,

2) відповідає вимогам пункту 3.6 глава 3 розділу III цього Кодексу; та

3) необхідне та виправдане для ефективного підтримання операційної безпеки.

3.2.6. Якщо АЧР при зниженні частоти Плану захисту енергосистеми передбачає відключення нетто навантаження на основі градієнта частоти, як описано в пункті 3.2.5 цієї глави, ОСП повинен подати Регулятору, протягом 30 днів з моменту впровадження, звіт з детальним поясненням причин, ходу впровадження та наслідків такого заходу.

3.2.7. ОСП може передбачити у АЧР при зниженні частоти Плану захисту енергосистеми додаткові кроки відключення нетто навантаження нижче обов'язкового кінцевого рівня відключення навантаження згідно з вимогами пункту 3.6 глави 3 розділу III цього Кодексу.

3.2.8. ОСП має право впроваджувати додаткові схеми захисту системи, які активуються при частоті, що нижча або дорівнює частоті обов'язкового кінцевого рівня відключення навантаження, і які спрямовані на пришвидшення процесу відновлення. ОСП повинен забезпечити, щоб такі додаткові схеми далі не погіршували частоту.

3.3. Заходи, що застосовуються при підвищенні частоти:

1) якщо частота в ОЕС України підвищується до значення вищого ніж 50,2 Гц, незважаючи на дію аРВЧ, 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, що працюють у режимі генератора, та/або запустити їх у насосний режим;

розвантажити генеруючі одиниці, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії;

визначити можливість тимчасового перевантаження елементів електричних мереж до максимально допустимих меж;

2) якщо, незважаючи на попередньо вжиті заходи, частота в ОЕС України підвищується вище 50,3 Гц, її відновлення здійснюється в найкоротший строк шляхом:

відключення працюючих гідроагрегатів;

відключення генеруючих одиниць, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії;

відключення енергоблоків теплових електростанцій та розвантаження атомних електростанцій;

3) якщо, незважаючи на вжиті заходи, частота в ОЕС України підвищується вище 50,5 Гц, ОСП повинен урахувати спрацювання ПА на відключення частини енергоблоків атомних електростанцій та застосувати заходи для недопущення можливого аварійного зниження частоти у разі такого спрацювання;

4) здійснення оперативних та автоматичних заходів, що застосовуються при підвищенні частоти, має відбуватися згідно з Планом захисту енергосистеми.

3.3.1. Схема автоматичного регулювання у випадку підвищення частоти Плану захисту енергосистеми повинна призводити до автоматичного зниження загальної активної потужності, що подається в кожен область регулювання.

3.3.2. ОСП, після консультацій з ОСП синхронної області, повинен визначити наступні параметри схеми автоматичного регулювання у випадку підвищення частоти:

- порогові значення частоти для її активації;
- коефіцієнт зниження інжекції активної потужності.

3.3.3. ОСП повинен розробити схему автоматичного регулювання у випадку підвищення частоти з урахуванням можливостей генеруючих одиниць у LFSM-О та УЗЕ у своїй області регулювання. Якщо LFSM-О відсутній або недостатній для виконання вимог підпункту 3.3.2 цього пункту, ОСП повинен додатково налаштувати покрокове лінійне відключення генеруючих потужностей у своїй області регулювання частоти та потужності. ОСП також повинен встановити максимальний розмір кроків відключення генеруючих одиниць та/або систем ПСВН після консультацій з ОСП синхронної області.

3.4. Заходи, що застосовуються у разі відхилення напруги:

1) при зниженні напруги в контрольних точках ОЕС України нижче мінімальної межі припустимих діапазонів, що визначені відповідно до пункту 9.3 глави 9 розділу V цього Кодексу, що призводить до порушення меж операційної безпеки та спричиняє виникнення аварійного режиму, ОСП має невідкладно з'ясувати причини зниження напруги та здійснити один або декілька з таких заходів:

- відключення частини шунтувальних реакторів;
- підвищення напруги трансформаторами (автотрансформаторами), обладнаними РПН;
- зміна топології мережі ОЕС України;
- підвищення видачі реактивної потужності генеруючими одиницями;
- переведення агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим генерації;
- переведення УЗЕ в режим відпуску;
- переведення частини гідрогенераторів у режим СК;
- направлення запиту до ОСП суміжних держав щодо підвищення рівня напруги у прилеглих до міждержавного перетину підстанціях;
- примусове зменшення електроспоживання в вузлах (їх аварійне розвантаження) при зниженні напруги в вузлах до недопустимих значень;

2) при підвищенні напруги в системі передачі вище максимальної межі допустимих діапазонів, які визначені відповідно до пункту 9.3 глави 9 розділу V цього Кодексу, що призводить до порушення меж операційної безпеки та спричиняє виникнення аварійного режиму роботи енергосистеми системи передачі, ОСП має невідкладно з'ясувати причини підвищення напруги та здійснити один або декілька з таких заходів:

- включення шунтувальних реакторів;
- зниження напруги трансформаторами (автотрансформаторами), обладнаними РПН;

зміна топології мережі ОЕС України;
зниження видачі реактивної потужності генеруючими одиницями;
відключення гідрогенераторів, працюючих у режимі СК;
переведення агрегатів ГАЕС з режиму відпуску електричної енергії в мереж у насосний режим;
переведення УЗЕ в режим відбору.

3) здійснення оперативних та автоматичних заходів, що застосовуються у разі відхилення напруги, має відбуватися відповідно до Плану захисту енергосистеми.

3.4.1. Автоматична схема проти лавиноподібного падіння напруги Плану захисту енергосистеми може включати в себе одну або більше таких схем, залежно від результатів оцінювання безпеки системи ОСП:

схема відключення навантаження при зниженні напруги;
схема блокування перемикача відгалужень під навантаженням;
схеми захисту системи для управління напругою.

3.4.2. Крім випадків, коли за результатами оцінювання відповідно до підпункту 3.4.1 цього пункту необов'язково впроваджувати схему блокування, щоб запобігти лавиноподібному падінню напруги в області регулювання ОСП, ОСП повинен встановити умови, за яких перемикач відгалужень під навантаженням блокуватиметься, у тому числі принаймні:

метод блокування (на місці чи віддалено з диспетчерського пункту);
порогове значення напруги в точці приєднання;
напрямок перетоку реактивної потужності;
максимальний часовий інтервал між виявленням порогового значення та блокуванням.

3.5. Заходи, що застосовуються для захисту енергосистеми шляхом регулювання споживання електричної енергії та потужності:

1) при розробленні Плану захисту енергосистеми ОСП має врахувати протиаварійні заходи з примусового зменшення величини споживаної електричної енергії та/або потужності або відключення користувачів системи передачі/розподілу для упередження порушення сталої роботи енергосистеми та надзвичайні заходи у разі настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, згідно з вимогами глави 14 розділу V цього Кодексу

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 та/або потужності;

3) протиаварійні заходи з примусового зменшення величини споживаної електричної енергії та/або потужності для упередження та усунення порушення сталої роботи ОЕС України 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.

Якщо реалізація протиаварійних заходів відповідно до Плану захисту енергосистеми виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з наведених у пункті 14.2 глави 14 розділу V цього Кодексу критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, застосовуються надзвичайні заходи визначені у пункті 14.3 глави 14 розділу V цього Кодексу.

Заходи, зазначені у підпункті 3 цього пункту, можуть реалізовуватись шляхом:

автоматичного відключення навантаження (АЧР, САВН, локальні пристрої ПА);

обмеження (часткового зменшення) величини споживаної електричної енергії та/або потужності на вимогу ОСП (ГОЕ, ГОП);

оперативного (ручного) відключення навантаження оперативним персоналом ОСП, або ОСР за оперативною командою ОСП (ГАВ, ГПВ).

Зазначені у цьому пункті заходи можуть застосовуватися окремо або одночасно в будь-якій комбінації.

3.6. Заходи, що застосовуються у разі порушення синхронного режиму роботи окремих частин ОЕС України та/або електростанцій:

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 генеруючої одиниці значної потужності;

коротке замикання не усунене за розрахунковий час внаслідок відмови комутаційних апаратів або пристроїв РЗА;

відмова або недостатня ефективність дії 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;

2) у разі виникнення в ОЕС України коливань струму, напруги та активної потужності диспетчер повинен вжити заходів для їх припинення відповідно до Плану захисту енергосистеми;

3) у разі асинхронного режиму роботи електростанцій відносно енергосистеми асинхронний режим має ліквідуватись автоматикою АЛАР шляхом зниження її генерації або відключення ЛЕП видачі потужності;

4) у разі порушення стійкості окремих частин енергосистеми асинхронний режим має ліквідуватися АЛАР через відділення цих частин від основної мережі в точках встановлення пристроїв АЛАР;

5) 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) при виникненні незагасаючих коливань потужності через несправність або некоректну роботу систем збудження генеруючої одиниці оперативний персонал генеруючої одиниці має самостійно розвантажити по активній потужності та завантажити по реактивній потужності генеруючу одиницю до ліквідації незагасаючих коливань та негайно повідомити про це ОСП.

3.7. Процедура регулювання перетоків потужності Плану захисту енергосистеми повинна передбачати комплекс заходів для регулювання перетоків потужності поза межами операційної безпеки.

3.8. ОСП має право встановлювати уставку активної потужності, яку повинен підтримувати кожен значний користувач, задіяний у Плані захисту енергосистеми, за умови урахування технічних обмежень значного користувача. ОСП має право встановлювати уставку активної потужності, яку повинен підтримувати кожен постачальник послуг із захисту, за умови, що такий захід застосовується до них відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо така уставка враховує технічні обмеження постачальників послуг із захисту. Значні користувачі та постачальники послуг із захисту повинні невідкладно виконувати інструкції, видані ОСП прямо або опосередковано через ОСР, і повинні підтримувати відповідний стан до отримання подальших інструкцій. У разі видачі прямих інструкцій ОСП повинен невідкладно повідомити про це відповідним ОСР.

3.9. ОСП має право відключати значних користувачів і постачальників послуг із захисту прямо або опосередковано через ОСР. Значні користувачі і постачальники послуг із захисту повинні залишатися відключеними до отримання подальших інструкцій. У разі прямого відключення значного користувача ОСП повинен невідкладно повідомити про це відповідним ОСР.

Упродовж 30 днів з моменту події ОСП повинен підготувати звіт із докладним поясненням причин, ходу реалізації та впливу такої дії та подати його Регулятору.

3.10. Для регулювання планового сальдо-перетоку потужності по міждержавних перетинах ОСП застосовує такі заходи:

- активацію доступного обертового резерву генеруючих одиниць;
- включення додаткових генеруючих одиниць з резерву;
- відключення працюючих генеруючих одиниць у резерв;
- активацію аварійної допомоги від ОСП суміжних держав;
- коригування погодженого графіка обміну електричної енергії;
- активацію засобів примусового зниження електроспоживання – ГАВ, СГАВ.

3.11. Для регулювання перетоку по внутрішніх контрольованих перетинах ОЕС України ОСП застосовує такі заходи:

- активацію доступного обертового резерву генеруючих одиниць, що мають найбільший вплив на контрольований перетин;
- включення додаткових генеруючих одиниць з резерву;
- відключення працюючих генеруючих одиниць у резерв;
- активацію засобів примусового зниження електроспоживання – ГАВ, САВН, СГАВ.

3.12. При перевищенні допустимої величини видачі потужності електростанцією або окремими генеруючими одиницями типу С та D в ремонтних (післяаварійних) схемах прилеглої мережі ОСП повинен:

- перевірити коректну роботу автоматики з розвантаження та/або відключення генеруючої одиниці (у разі її спрацювання);
- оперативно розвантажити генеруючу одиницю до заданої величини потужності.

При перевищенні видачі потужності електростанцією або окремою генеруючою одиницею персонал електростанції має негайно повідомити про це ОСП.

3.13. Для недопущення перевантаження елемента системи передачі по струму ОСП застосовує такі заходи:

- активацію доступного обертового резерву генеруючих одиниць, що мають найбільший вплив на елемент мережі;
- включення додаткових генеруючих одиниць з резерву;
- відключення працюючих генеруючих одиниць у резерв;
- активацію засобів примусового зниження електроспоживання – ГАВ, САВН, СГАВ.

4. Відновлення режиму роботи енергосистеми після режиму системної аварії

4.1. Якщо реалізація заходів Плану захисту енергосистеми виявилася неефективною, розвиток аварійного режиму може призвести до режиму системної аварії.

4.2. Залежно від масштабів системної 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.

4.3. ОСП має забезпечувати вжиття всіх необхідних заходів, що дозволять швидко та ефективно відновити роботу енергосистеми в разі часткового чи повного знеструмлення.

4.4. Відновлення режиму роботи ОЕС України після системної аварії має здійснюватися відповідно до Плану відновлення, який є складовою частиною Плану захисту енергосистеми.

4.5. Для відновлення ОЕС України використовуються генеруючі одиниці та об'єкти диспетчеризації ОСП та ОСР, які визначені у Плані відновлення. При настанні системної аварії персонал генеруючої одиниці має приступити до підготовчих операцій з пуску енергоблоків визначених генеруючих одиниць. ОСП та ОСР мають приступити до підготовки мережі для відновлення роботи ОЕС України чи окремої її частини. Синхронізація енергоблоків з ОЕС України та набір їх навантаження здійснюється тільки за оперативною командою ОСП.

4.6. Відновлення роботи енергосистеми може бути здійснено за участю та з використанням:

усіх наявних електростанцій, здатних до автономного пуску, для подачі живлення в частину ОЕС України (електростанції пуску після системної аварії) на підставі договорів про надання допоміжних послуг із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій;

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 енергосистем суміжних держав;

наявних засобів телекомунікації та джерел резервного живлення користувачів системи передачі/розподілу, які визначені у Плані відновлення.

4.7. Відновлення роботи ОЕС України або її частини шляхом використання електропостачання із зовнішнього джерела можна здійснювати лише за наявності розгалужених електричних зв'язків з енергосистемами суміжних держав та укладених ОСП з операторами синхронної області регулювання відповідних угод щодо забезпечення електропостачання для відновлення ОЕС України або її частини (регіону) в разі знеструмлення під час системної аварії в ОЕС України.

З цією метою ОСП повинен визначити можливість електропостачання від енергосистем суміжних держав та укласти відповідні угоди щодо забезпечення електропостачання у разі знеструмлення під час системної аварії в ОЕС України.

Порядок взаємодії та проведення консультацій з ОСП суміжних держав у процесі складання та/або перегляду ОСП Плану захисту енергосистеми та Плану відновлення для можливості надання аварійної допомоги в рамках відповідних операційних угод, регіональної координації визначається відповідно до вимог цього Кодексу.

5. Порядок розробки та застосування Плану відновлення

5.1. План відновлення розробляється та затверджуються ОСП після консультацій з ОСР, значними користувачами, Регулятором, суміжним ОСП та іншим ОСП його синхронної області, доводиться до відома всіх визначених ним учасників та підлягає перегляду не рідше одного разу на 5 років, крім випадків перегляду у разі:

- введення в експлуатацію нових генеруючих одиниць, які можуть бути задіяні у відновленні енергосистеми;

- виведення з експлуатації генеруючих одиниць, які були задіяні у відновленні енергосистеми;

- приєднання нових значних користувачів до мереж ОСП, які мають вплив на його реалізацію;

- зміни конфігурації мереж ОСП, що на нього впливає;

- введення в експлуатацію нових міждержавних ліній електропередачі, що на нього впливає.

5.2. План відновлення має передбачати найбільш імовірні прогнози варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України або її частинах, у тому числі внаслідок негативного впливу явищ природного та техногенного характеру.

Під час розроблення Плану відновлення ОСП повинен враховувати принаймні такі елементи:

- режими (параметри) та можливості навантаження і генерації;

- конкретні потреби значних користувачів з високим пріоритетом, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження та відновлення електропостачання;

- характеристики мереж системи передачі та приєднаних систем розподілу.

5.3. Відновлення роботи ОЕС України або її частин має бути гнучким і передбачати альтернативні шляхи ліквідації системної аварії, а також обов'язкове резервування (дублювання) обладнання, що використовується в ліквідації системної аварії.

5.4. При визначенні шляхів відновлення після системної аварії керуються такими вимогами:

наявність альтернативних шляхів відновлення з незалежних джерел для кожного об'єкта;

пропускна спроможність шляху відновлення забезпечує мінімальну потужність, необхідну для відновлення роботи об'єкта;

відсутність можливості виникнення самозбудження синхронних енергоблоків у разі включення розвантаженої магістральної лінії;

відсутність можливості підвищення рівнів напруги вище допустимих значень у системі передачі під час визначення шляхів відновлення;

забезпечується необхідна чутливість пристроїв релейного захисту;

забезпечується необхідний резерв активної потужності для регулювання частоти в енергосистемі в допустимих межах;

забезпечується можливість управління навантаженням.

5.5. План відновлення має містити:

умови його активації;

порядок отримання інформації від користувачів системи передачі/розподілу, включених до нього, зокрема постачальників послуг з відновлення, щодо оперативного та технічного стану генеруючих одиниць, елементів електричних мереж та засобів телекомунікації, що беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми;

дії ОСП з його активації;

заходи, що підлягають консультаціям та координації в режимі реального часу з ОСП суміжних держав;

перелік заходів, які мають бути здійснені ОСП на його установках;

перелік заходів, які мають бути здійснені ОСР, і перелік ОСР, відповідальних за впровадження відповідних заходів у системі розподілу;

перелік заходів, що слід впровадити значним користувачам, та перелік значних користувачів, відповідальних за впровадження відповідних заходів на своєму устаткуванні;

перелік значних користувачів, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження електропостачання, та умов їх відключення та відновлення електропостачання;

перелік підстанцій, що задіяні в заходах з відновлення ОЕС України;

перелік електростанцій в області регулювання ОСП, необхідних для відновлення живлення в ОЕС України або її частині з використанням висхідної стратегії відновлення електропостачання, здатних до автономного пуску, швидкої повторної синхронізації та острівного режиму роботи;

кінцеві терміни виконання кожного заходу з відновлення;

- процедуру повторної синхронізації;
- процедуру регулювання частоти;
- процедуру відновлення електропостачання;
- порядок призначення відповідального за управління частотою при відновленні синхронної роботи енергосистеми;

можливі варіанти відновлення за допомогою: електростанцій, здатних до автономного пуску, 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; енергосистем суміжних держав;

- схемно-режимні заходи реалізації заходів з відновлення ОЕС України;
- вимоги щодо балансування навантаження з метою підтримання відповідних рівнів напруги та частоти в кожному окремому енерговузлі енергосистеми;

- вимоги щодо забезпечення можливості відключення релейним захистом пошкодженого елемента мережі у процесі відновлення ОЕС України та її частин;

- перелік місць синхронізації на основних транзитних зв'язках між регіонами ОЕС України, а також між ОЕС України та енергосистемами суміжних держав;

- вимоги до засобів телекомунікації, у тому числі до сумісності систем голосового зв'язку, та їх резервного живлення;

- 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;

- порядок дій оперативного персоналу у разі часткової або повної втрати диспетчерського та технологічного зв'язку під час ліквідації системної аварії.

Заходи, передбачені у Плані відновлення повинні відповідати таким принципам:

- вони повинні мати мінімальний вплив на користувачів системи передачі/розподілу;

- вони повинні бути економічно ефективними;

- тільки необхідні заходи підлягають активації;

- вони не повинні призводити до аварійного режиму або режиму системної аварії в суміжних об'єднаних системах передачі.

5.6. ОСП повинен попередньо повідомляти про заходи з відновлення режиму роботи енергосистеми, що будуть міститися у Плані відновлення включно з кінцевими термінами їх впровадження, на опрацювання ОСР, відповідним користувачам системи передачі/розподілу, які будуть задіяні у відновленні енергосистеми, зокрема постачальникам послуг з відновлення, які приєднані безпосередньо до системи передачі з метою підготовки їх електроустановок до реалізації заходів Плану відновлення.

5.7. РДЦ ОСП, та кожен із користувачів системи передачі/розподілу, які беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми, зокрема постачальники послуг з відновлення, мають на підставі Плану відновлення складати відповідні місцеві (регіональні) Плани відновлення та/або відповідні інструкції, які визначають координацію дій власного оперативного персоналу з оперативним персоналом інших суб'єктів господарювання, які беруть участь у цьому процесі, та послідовність дій з відновлення на підпорядкованих об'єктах.

У випадках, передбачених законодавством, ОСП повинен безпосередньо повідомити значних користувачів, постачальників послуг з відновлення та ОСР, приєднаних до систем розподілу, і поінформувати відповідних ОСР про таке повідомлення.

У випадку, коли ОСП повідомляє відповідного ОСР згідно з пунктом 5.6 цієї глави, ОСР, у свою чергу, повинен невідкладно повідомити значних користувачів, постачальників послуг з відновлення та ОСР, приєднаних до його системи розподілу, про заходи Плану відновлення, які вони повинні впровадити на їхніх відповідних електроустановках, включно з кінцевими термінами їх впровадження.

Кожен повідомлений ОСР, значний користувачі і постачальник послуг з відновлення повинен:

- впровадити повідомлені заходи протягом 12 місяців з дати повідомлення;
- підтвердити впровадження заходів відповідному Оператору, що надав повідомлення. Якщо відповідний Оператор є ОСР, він повинен повідомити ОСП про таке підтвердження; та
- підтримувати заходи, впроваджені на його електроустановках.

5.8. Місцевий (регіональний) План відновлення має містити окремі вказівки щодо відновлення режиму роботи енергосистеми в умовах відсутності зв'язку з ОСП.

5.9. У разі внесення ОСП змін до Плану відновлення кожен із користувачів системи передачі/розподілу, які беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми, зокрема постачальник послуг з відновлення, має привести у відповідність до цих змін місцеві (регіональні) Плани відновлення та/або інструкції в термін, встановлений ОСП у супровідному листі.

5.10. Інформація наведена у Плані відновлення є конфіденційною. Режим доступу користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг з відновлення, до цієї інформації з урахуванням їх участі у відновленні режиму роботи енергосистеми, визначає ОСП.

Користувачі системи передачі/розподілу, зокрема постачальники послуг з відновлення, не мають права відмовити ОСП в наданні інформації, необхідної для розробки Плану відновлення, у тому числі віднесеної до конфіденційної інформації.

ОСП забезпечує конфіденційність інформації, отриманої від користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг з відновлення, що використовується ним для розробки Плану відновлення.

5.11. На запит ОСП відповідні користувачі системи передачі/розподілу, зокрема постачальники послуг з відновлення, зобов'язані надати письмове підтвердження можливості режиму роботи генеруючого обладнання електростанцій:

що залишаються в роботі з виділенням генеруючого обладнання на власні потреби або здатних до продовження живлення виділеного енерговузла під час системної аварії;

здатних до автономного пуску.

На підставі інформації, отриманої від користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг з відновлення, ОСП складає перелік наявних генеруючих одиниць, що здатні до автономного пуску. У разі включення таких електростанцій до Плану відновлення вони мають надавати ДП з відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій.

Участь користувачів системи передачі/розподілу, що є ПДП, у відновленні функціонування ОЕС України після системної аварії здійснюється на засадах надання ДП відповідно до вимог цього Кодексу та на підставі договорів, укладених з ОСП згідно з Правилами ринку.

5.12. Користувачі системи передачі/розподілу мають терміново повідомляти ОСП про аварійні режими роботи їх електроустановок, настання явищ незворотної та непереборної сили, що можуть призвести до аварійної ситуації, наслідком якої може бути системна аварія.

6. Порядок активації та впровадження Плану відновлення

6.1. ОСП повинен впровадити процедури Плану відновлення в координації з ОСР та значними користувачами, визначеними у пункті 5.5 глави 5 цього розділу, зокрема постачальниками послуг з відновлення, у випадках якщо:

система передачі знаходиться в аварійному режимі згідно з умовами, визначеними у пункті 2.3 глави 2 розділу V цього Кодексу, як тільки система передачі буде стабілізована після активації заходів Плану захисту енергосистеми;

система передачі знаходиться в режимі системної аварії згідно з умовами визначеними у пункті 2.4 глави 2 розділу V цього Кодексу.

У разі впровадження заходів Плану відновлення, ОСП має оформити його відповідним чином в оперативних документах диспетчерського персоналу ОСП із зазначенням основних причин, часу настання та орієнтовного терміну дії системної аварії та передати інформацію для відповідного реагування суб'єктам диспетчерського управління ОЕС України.

6.2. У процесі реалізації Плану відновлення ОСП повинен визначити та відслідковувати:

розмір та межі синхронізованої області або синхронізованих областей, що належать до його зони регулювання;

ОСП, з якими він поділяє синхронізовану область або синхронізовані області;

наявні резерви активної потужності області (областей) регулювання.

6.3. Активація заходів Плану відновлення, що мають значний вплив на енергосистеми суміжних держав, має бути узгоджена з відповідним ОСП суміжної держави.

6.4. Кожен ОСР та значний користувач, визначений у пункті 5.5 глави 5 цього розділу, зокрема кожен постачальник послуг з відновлення, повинен невідкладно та відповідно до процедур, визначених Планом відновлення, виконувати надані ОСП оперативні команди та розпорядження з його реалізації.

6.5. Користувачі системи передачі/розподілу, зокрема постачальники послуг з відновлення, які отримали оперативні команди або розпорядження ОСП, мають діяти відповідно до місцевого (регіонального) Плану відновлення та/або інструкції із захисту окремих об'єктів електроенергетики.

У разі повного знеструмлення обладнання та за відсутності зв'язку ОСП та користувачі системи передачі/розподілу, зокрема постачальники послуг з відновлення, які задіяні у відновленні режиму роботи енергосистеми, мають діяти відповідно до місцевого (регіонального) Плану відновлення та/або інструкції із захисту окремих об'єктів електроенергетики.

6.6. 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 надавати відповідні оперативні команди та розпорядження користувачам системи передачі/розподілу, зокрема постачальникам послуг з відновлення, які задіяні в цьому процесі, з відповідною фіксацією таких оперативних команд та розпоряджень в оперативних документах диспетчерського персоналу ОСП.

6.7. ОСП завершує виконання заходів за Планом відновлення після заживлення власних потреб усіх електростанцій та включення генераторів електростанцій на синхронну роботу в ОЕС України, що дозволило заживити понад 50 % споживання в контрольованій ОСП області регулювання, та оформлює таке завершення відповідним записом в оперативних документах диспетчерського персоналу ОСП. Про завершення здійснення заходів за Планом відновлення ОСП невідкладно повідомляє користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг з відновлення, які брали участь у виконанні заходів Плану відновлення.

6.8. Подальша робота з ліквідації наслідків аварійної ситуації, що призвела до аварійного режиму або системної аварії, здійснюється згідно з Планом захисту енергосистеми та до досягнення мети, що визначена у пункті 2.2 глави 2 цього розділу.

7. Випробування на відповідність і періодичний перегляд Плану відновлення

7.1. ОСП повинен переглядати заходи свого Плану відновлення на основі випробувань методом комп'ютерного моделювання з використанням даних, отриманих від ОСР, визначених відповідно до пункту 5.5. глави 5 цього розділу, та постачальників послуг з відновлення, принаймні кожні п'ять років.

ОСП повинен визначити такі випробування методом моделювання у відповідній процедурі випробувань, що охоплює принаймні:

схему відновлення електропостачання постачальниками послуг з відновлення зі здатністю до автономного пуску або до роботи в острівному режимі;

живлення основних допоміжних систем генеруючих одиниць;

процес повторного підключення навантаження; та

процес повторної синхронізації мереж в острівному режимі.

7.2. Якщо ОСП вважає за необхідне для забезпечення ефективності Плану відновлення, ОСП повинен провести випробування частин Плану відновлення в реальних умовах у координації з ОСР, визначеними відповідно до пункту 5.5. глави 5 цього розділу, та постачальниками послуг з відновлення. ОСП повинен визначити, після консультацій з ОСР та постачальниками послуг з відновлення, такі випробування в реальних умовах у відповідній процедурі випробувань.

7.3. ОСП повинен принаймні раз на 5 років переглядати свій План відновлення, щоб оцінити його ефективність.

7.4. ОСП повинен переглядати відповідні заходи свого Плану відновлення згідно з пунктом 7.1 цієї глави і перевіряти їхню ефективність перед будь-якою суттєвою зміною конфігурації мережі.

7.5. Якщо ОСП виявить необхідність у внесенні змін до заходів Плану відновлення, він повинен внести зміни до свого Плану відновлення та впровадити відповідні заходи свого Плану відновлення.

8. Відновлення електропостачання

8.1. Процедура відновлення електропостачання Плану відновлення повинна передбачати комплекс заходів, що дає змогу ОСП застосовувати:

низхідну стратегію відновлення електропостачання;

висхідну стратегію відновлення електропостачання.

Висхідна стратегія відновлення електропостачання процедури відновлення електропостачання повинна включати принаймні такі заходи:

управління відхиленнями напруги та частоти, пов'язаними з відновленням електропостачання;

моніторингу та регулювання роботи в острівному режимі;

повторної синхронізації областей з острівним режимом роботи.

8.2. ОСП, при впровадженні процедури відновлення електропостачання повинен визначити стратегію, яка підлягає застосуванню, беручи до уваги:

наявність джерел живлення, здатних забезпечити відновлення електропостачання в області регулювання;

очікувану тривалість і ризику можливих стратегій відновлення електропостачання;

стан електроенергетичної системи;

стан безпосередньо приєднаних систем, у тому числі стан міждержавних перетинів;

значних Користувачів з високим пріоритетом, визначених відповідно до пункту 5.5 глави 5 цього розділу;

можливість поєднання висхідної та низхідної стратегій відновлення електропостачання.

8.3. ОСП, при застосуванні низхідної стратегії відновлення електропостачання, повинен керувати приєднанням навантаження та генеруючих потужностей з метою регулювання частоти для досягнення номінальної частоти з максимальним допустимим значенням відхилення частоти в усталеному режимі.

ОСП повинен застосовувати умови приєднання навантаження та генеруючих потужностей, визначені відповідальним за управління частоти, якщо вона призначена відповідно до глави 10 цього розділу.

8.4. ОСП, при застосуванні висхідної стратегії відновлення енергопостачання, повинен керувати приєднанням навантаження та генеруючих потужностей з метою регулювання частоти до цільової частоти, встановленої відповідно до пункту 9.1.3 глави 8 цього розділу.

8.5. Під час відновлення електропостачання ОСП повинен, після консультацій з ОСР, встановити та повідомити величину нетто навантаження, що підлягає повторному підключенню до мереж систем розподілу.

ОСР повинен повторно підключити повідомлену величину нетто навантаження з дотриманням блокового навантаження та урахуванням автоматичного повторного підключення навантаження та генеруючих потужностей в його мережі.

8.6. ОСП повинен повідомити суміжного ОСП про свою здатність підтримувати низхідну стратегію відновлення електропостачання.

8.7. ОСП, при активації низхідної стратегії відновлення електропостачання, повинен звернутися до суміжного ОСП із запитом про підтримання відновлення електропостачання. Така підтримка може полягати в наданні допомоги в забезпеченні активною потужністю.

Суміжний ОСП, який отримав запит, повинен надати таку допомогу у відновленні електропостачання, крім випадків, коли це може призвести до аварійної ситуації або режиму системної аварії в їхніх системах. У такому разі ОСП, який звернувся із запитом, повинен використовувати висхідну стратегію відновлення електропостачання.

9. Регулювання частоти під час відновлення

9.1. Процедура регулювання частоти

9.1.1. Процедура управління частотою Плану відновлення, повинна передбачати комплекс заходів, спрямованих на відновлення частоти в системі до номінальної частоти.

9.1.2. ОСП повинен активувати свою процедуру регулювання частоти: під час підготовки процедури повторної синхронізації, коли синхронна область поділена на кілька синхронізованих зон;
у випадку відхилення частоти в синхронній області;
у випадку відновлення електропостачання.

9.1.3. Процедура регулювання частоти повинна принаймні включати:
перелік дій з налаштування регулятора частоти та потужності перед призначенням відповідальних за управління частоти;
призначення відповідальних за управління частоти;
встановлення цільової частоти у випадку застосування висхідної стратегії відновлення електропостачання;
регулювання частоти в разі відхилення частоти;
регулювання частоти після поділу синхронної області;
визначення величини навантаження і генеруючих потужностей, які підлягають повторному підключенню, з урахуванням доступних резервів активної потужності в синхронізованій зоні, щоб уникнути значних відхилень частоти.

9.2. Призначення відповідального за управління частотою

9.2.1. Під час відновлення системи, якщо синхронна область поділена на кілька синхронізованих зон, ОСП у кожній синхронізованій зоні повинен

призначити відповідального за управління частотою відповідно до підпункту 9.2.3 цього пункту.

9.2.2. Під час відновлення системи, якщо синхронна область не поділена, але частота в системі перевищує граничні значення частоти для передаварійного режиму, ОСП у синхронній області повинен призначити відповідального за управління частотою відповідно до підпункту 9.2.3 цього пункту.

9.2.3. ОСП з найвищим, оціненим у режимі реального часу К-фактором для області/блоку РЧП, повинен бути призначений відповідальним за управління частотою, крім випадків, коли ОСП у синхронізованій зоні або в синхронній області домовився призначити відповідальним за управління частотою іншого ОСП. У такому випадку ОСП у синхронізованій зоні або синхронній області повинен враховувати такі критерії:

- обсяг доступних резервів активної потужності і, особливо, РВЧ;
- вільну пропускну спроможність міждержавних перетинів;
- доступність результатів вимірювань частоти ОСП у синхронізованій зоні або в синхронній області;
- доступність результатів вимірювань на критичних елементах у синхронізованій зоні або в синхронній області.

9.2.4. ОСП у синхронній зоні може призначити попередньо визначеного відповідального за управління частотою, якщо це дозволяють розмір відповідної синхронної зони та ситуація у режимі реального часу.

9.2.5. ОСП, призначений відповідальним за управління частотою згідно з підпунктами 9.2.1 – 9.2.2 пункту 9.2 цієї глави, повинен невідкладно повідомити іншого ОСП у синхронній області про своє призначення.

9.2.6. Призначений відповідальний за управління частотою повинен виконувати свою функцію до моменту:

- призначення іншого відповідального за управління частоти в його синхронізованій зоні;

- призначення нового відповідального за управління частотою в результаті повторної синхронізації його синхронізованої зони з іншою синхронізованою зоною;

- синхронна область повністю повторно синхронізована, частота в системі перебуває в межах стандартного діапазону частот і регулятор частоти та потужності, що використовується кожним ОСП у синхронній області, повернувся до нормального режиму роботи.

9.3. Регулювання частоти у випадку відхилення частоти

9.3.1. Під час відновлення системи, якщо був призначений відповідальний за управління частоти відповідно до підпункту 9.2.3 пункту 9.2 цієї глави, ОСП

у синхронній області, крім відповідального з управління частотою, повинен передусім призупинити ручну активацію РВЧ та РЗ.

9.3.2. Відповідальний за управління частотою повинен встановити, після консультацій з іншим ОСП у синхронній області, режим роботи, застосовний до регулятора частоти та потужності, що використовується кожним ОСП у синхронній області.

9.3.3. Відповідальний за управління частотою повинен керувати ручною активацією РВЧ та РЗ в синхронній області з метою регулювання частоти в синхронній області в межах номінальних значень частоти та з урахуванням меж операційної безпеки. За запитом, кожний ОСП у синхронній області повинен надавати підтримку відповідальному за управління частотою.

9.4. Регулювання частоти після поділу синхронної області

9.4.1. Під час відновлення системи, коли був призначений відповідальний за управління частотою відповідно до підпункту 9.2.3 пункту 9.2 цієї глави, ОСП у кожній синхронізованій зоні, за винятком відповідального за управління частотою, повинен передусім призупинити ручну активацію РВЧ та РЗ.

9.4.2. Відповідальний за управління частотою повинен встановити, після консультацій з іншими ОСП у синхронізованій зоні, режим роботи, застосовний до регулятора частоти та потужності, що використовується кожним ОСП у синхронізованій зоні.

9.4.3. Відповідальний за управління частотою повинен керувати ручною активацією РВЧ та РЗ в синхронізованій зоні з метою регулювання частоти в синхронізованій зоні в межах цільової частоти, встановленої відповідальним за повторну синхронізацію і з урахуванням меж операційної безпеки. Якщо в синхронізованій зоні не призначений відповідальний за повторну синхронізацію, відповідальний за управління частотою повинен намагатися регулювати частоту в межах номінальних значень частоти. За запитом кожний ОСП у синхронізованій зоні повинен надавати підтримку відповідальному за частотою.

10. Повторна синхронізація

10.1. Процедура повторної синхронізації Плану відновлення повинна передбачати принаймні:

призначення відповідального за повторну синхронізацію;
заходи, що дають змогу ОСП застосувати стратегію повторної синхронізації; та

максимальні значення відхилень кута зсуву фаз, частоти та напруги для з'єднувальних ліній.

10.2. Призначення відповідального за повторну синхронізацію

10.2.1. Під час відновлення системи, якщо дві синхронізовані зони можуть бути повторно синхронізовані без загрози для операційної безпеки систем передачі, відповідальні за управління частоти в таких синхронізованих зонах повинні призначити відповідального за повторну синхронізацію після консультацій принаймні з ОСП, що визначений (визначені) як потенційний відповідальний за повторну синхронізацію відповідно до підпункту 10.2.2 цього пункту. Кожен відповідальний за управління частоти повинен невідкладно повідомити ОСП у своїй синхронізованій зоні про призначення відповідального за повторну синхронізацію.

10.2.2. Для кожної пари синхронізованих зон, які підлягають повторній синхронізації, відповідальним за повторну синхронізацію повинен бути ОСП, що:

має в експлуатації принаймні одну підстанцію, обладнану паралельним комутаційним пристроєм на межі двох синхронізованих зон, що підлягають повторній синхронізації;

має доступ до результатів вимірювань частоти в обох синхронізованих зонах;

має доступ до результатів вимірювань напруги на підстанціях, між якими розташовані потенційні точки повторної синхронізації;

здатний регулювати напругу в потенційних точках повторної синхронізації.

10.2.3. Якщо кілька ОСП відповідають критеріям зазначених у підпункті 10.2.2 цього пункту, ОСП з найбільшою кількістю потенційних точок повторної синхронізації між двома синхронізованими зонами повинен бути призначений відповідальним за повторну синхронізацію, якщо тільки відповідальні за управління частоти двох синхронізованих зон не домовилися призначити відповідальним за повторну синхронізацію іншого ОСП.

10.2.4. Призначений відповідальний за повторну синхронізацію повинен виконувати цю функцію до моменту:

призначення іншого відповідального за повторну синхронізацію у двох синхронізованих зонах; або

коли дві синхронізовані зони повторно синхронізовані і виконані всі вимоги пункту 10.3 цієї глави.

10.3. Стратегія повторної синхронізації

10.3.1. Перед повторною синхронізацією відповідальний за повторну синхронізацію повинен:

1) встановити, з дотриманням граничних значень, зазначених у пункті 10.1 цієї глави:

цільове значення частоти для повторної синхронізації;
максимальну різницю частоти між двома синхронізованими зонами;
максимальне значення перетоків активної та реактивної потужності;
режим роботи, застосовний до РПЧ;

2) вибрати точку повторної синхронізації, враховуючи межі операційної безпеки в синхронізованих зонах;

3) визначити та підготувати всі дії, необхідні для повторної синхронізації двох синхронізованих зон в точці повторної синхронізації;

4) визначити та підготувати комплекс подальших дій, спрямованих на створення з'єднань між синхронізованими зонами;

5) оцінити готовність синхронізованих зон до повторної синхронізації, враховуючи умови, визначені в пункті 1 цього підпункту.

10.3.2. Під час виконання завдань, відповідно до підпункту 10.3.1 цього пункту, відповідальний за повторну синхронізацію повинен консультиватися з відповідальними за управління частоти у відповідних синхронізованих зонах, і, щодо завдань, перерахованих у пунктах 2 - 5, він також повинен консультиватися з ОСП, в управлінні якого перебувають підстанції, що використовуються для повторної синхронізації.

10.3.3. Кожен відповідальний за управління частоти повинен без необґрунтованої затримки повідомити ОСП у своїй синхронізованій зоні про планову повторну синхронізацію.

10.3.4. У разі виконання всіх умов, встановлених відповідно до пункту 1 підпункту 10.3.1 цього пункту, відповідальний за повторну синхронізацію повинен здійснити повторну синхронізацію шляхом активації дій, встановлених відповідно до пунктів 3 та 4 підпункту 10.3.1 цього пункту.».

7. У розділі IX:

1) в абзаці другому пункту 1.3 глави 1 знаки та слова «(первинне регулювання)», «(вторинне регулювання)» та «(третинне регулювання)» виключити;

2) у пункті 2.4 глави 2:
абзац перший після слова та аббревіатури «надавати ОСП» доповнити словом «результати»;

в абзацах другому і третьому слова «резерву заміщення» замінити аббревіатурою «РЗ».

8. У главі 6 розділу X:

1) у пункті 6.2:

в абзаці п'ятому підпункту 6.2.3 слово «вливання» замінити словами «дані щодо відпуску»;

підпункт 2 підпункту 6.2.4 доповнити знаком та словами «, включаючи опис таких перемикачів»;

абзац п'ятий підпункту 6.2.5 викласти в такій редакції:

«агрегований відпуск генерації»;»;

доповнити новим підпунктом такого змісту:

«6.2.7. Кожний ОСП має право запитувати іншого ОСП своєї області спостереження та повинен надавати на запит іншого ОСП його області спостереження зрізи стану розрахункових даних в області регулювання такого ОСП, якщо це необхідно для виконання аналізу операційної безпеки.»;

2) у пункті 6.3:

підпункти 6.3.1 та 6.3.2 викласти у такій редакції:

«6.3.1. ОСП повинен визначити область спостереження приєднаних до системи передачі систем розподілу для точного та ефективного визначення режимів системи передачі на основі методології координації аналізу операційної безпеки.

6.3.2. У тих випадках, коли система розподілу не має безпосереднього приєднання до системи передачі, але її електричний вплив вважається суттєвим з точки зору належного представлення поведінки системи передачі, така система розподілу повинна бути визначена ОСП як частина області спостереження.»;

підпункт 6.3.5 викласти у такій редакції:

«6.3.5. Кожний ОСР, приєднаний до системи передачі повинен надавати ОСП оновлену структурну інформацію пов'язану з областю спостереження, відповідно до підпункту 6.3.3 цього пункту – періодично, принаймні кожні півроку.»;

підпункт 6.3.7 викласти у такій редакції:

«6.3.7. Кожний ОСР повинен у режимі реального часу надавати ОСП інформацію, пов'язану з областю спостереження, включно з таким:

фактична топологія підстанції;

активна та реактивна потужність через комірку лінії;

активна та реактивна потужність через комірку трансформатора;

відпуск активної та реактивної потужності через комірку генеруючого об'єкта;

положення відгалужень трансформаторів, приєднаних до мережі системи передачі;

напруги на системах шин;

реактивна потужність через комірки реакторів і конденсаторів;
сукупне виробництво в області ОСР, яка є частиною області спостереження, з розподілом за джерелами первинної енергії (для генеруючих одиниць типу А та В);

виробництво в області ОСР, яка є частиною області спостереження, з розподілом за джерелами первинної енергії по кожній генеруючій одиниці типу С та D;

сукупне споживання в області ОСР, яка є частиною області спостереження.»;

3) у пункті 6.4:

у підпункті 6.4.1:

в абзаці шостому слова «резерви підтримки частоти» замінити аббревіатурою «РПЧ»;

в абзаці сьомому слова «резерви для відновлення частоти» замінити аббревіатурою «РВЧ»;

в абзаці восьмому слова «резерви заміщення» замінити аббревіатурою «РЗ»;
доповнити новим абзацом такого змісту:

«дані щодо вартості коригувальних дій, якщо такі передбачені цим Кодексом.»;

у підпункті 6.4.2:

в абзаці четвертому слова «резерви підтримки частоти» замінити аббревіатурою «РПЧ»;

в абзаці п'ятому слова «резерви для відновлення частоти» замінити аббревіатурою «РВЧ»;

в абзаці шостому слова «резерви заміщення» замінити аббревіатурою «РЗ»;
доповнити новим абзацом такого змісту:

«дані щодо вартості коригувальних дій, якщо такі передбачені цим Кодексом.»;

у підпункті 6.4.4:

в абзаці п'ятому слова «резерви підтримки частоти» замінити аббревіатурою «РПЧ»;

в абзаці шостому слова «резерви для відновлення частоти» замінити аббревіатурою «РВЧ»;

доповнити новими підпунктами такого змісту:

«6.4.11. ОСП має право запросити у власника генеруючого об'єкта, генеруюча одиниця якого приєднана до системи передачі, додаткову інформацію, у разі необхідності, для аналізу операційної безпеки.

6.4.12. Кожний власник міждержавних ліній електропередачі змінного струму повинен надати ОСП, принаймні, наступні дані:

паспортні дані установки; інформацію про електричні параметри лінії;

дані про захисти;

дані про свої планові відключення або обмеження.»;

4) доповнити трьома новими пунктами такого змісту:

«6.8. Обмін інформацією між ОСП та ENTSO-E з метою участі ОСП у процесі загальноєвропейської оцінки достатності ресурсів

6.8.1. Загальноєвропейська оцінка достатності ресурсів має на меті виявлення проблем достатності ресурсів шляхом проведення загальної оцінки достатності ресурсів в енергосистемі для задоволення поточних і прогнозованих потреб в електричній енергії на загальноєвропейському рівні, на рівні держав, ОСП яких є членами ENTSO-E, а також на рівні окремих торгових зон, де це доцільно, і проводиться щороку для кожного року з 10 наступних років, починаючи від року початку такої оцінки.

6.8.2. ОСП повинен брати участь у консультаціях з ENTSO-E, ОСП, який є членом ENTSO-E, державами-членами і Секретаріатом Енергетичного Співтовариства перед початком проведення загальноєвропейської оцінки достатності ресурсів. ОСП повинен надавати ENTSO-E дані, а також оприлюднювати власні прогнози для своєї області регулювання, які необхідні для проведення загальноєвропейської оцінки достатності ресурсів, у середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.

6.8.3. ОСП має брати участь у консультаціях щодо отриманих результатів загальноєвропейської оцінки достатності ресурсів.

6.9. Обмін інформацією між ОСП та РКЦ

6.9.1. ОСП у межах зобов'язань щодо співпраці з РКЦ, передбачених главою 11 розділу VI цього Кодексу, може взаємодіяти та надавати РКЦ інформацію для виконання таких завдань:

- ідентифікація та оцінка ризиків;
- забезпечення захисту та стійкості роботи системи;
- розробка моделей кризового управління для попередження та припинення всіх видів небезпек;
- оцінка узгодженості Планів захисту енергосистеми і Планів відновлення;
- оцінка достатності ресурсів на регіональному рівні на короткострокову перспективу (зокрема, на сезонну та на період принаймні від доби наперед до тижня наперед) і розробки заходів із пом'якшення ризиків;
- проведення аналізу роботи енергосистеми під час та після збурень і підготовки відповідних звітів;
- визначення обсягів резервних потужностей;
- сприяння регіональним закупівлям балансуєчих потужностей;
- розробляння сценаріїв регіональної енергетичної кризи.

6.9.2. ОСП може звертатися до РКЦ з питань:
оптимізації розрахунків з іншим ОСП;

визначення потреб ОСП у розвитку нових елементів системи передачі, потреб у модернізації наявних елементів системи передачі або їхніх альтернатив, які будуть представлені регіональним групам, та можуть бути включеними до Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років;

отримання інформації, яка необхідна для виконання скоординованих дій та рекомендацій РКЦ;

моделювання та підготовки до кризових ситуацій;

отримання результатів регіональної оцінки достатності ресурсів разом із рекомендаціями РКЦ щодо пом'якшення ризиків недостатності ресурсів у регіоні;

виконання інших завдань, які не висвітлені у чинних нормативно-правових актах.

6.10. Обмін інформацією між ОСП та Координаційною групою з безпеки постачання

6.10.1. ОСП має надавати інформацію за запитом Координаційної групи з безпеки постачання та враховувати рекомендації стосовно:

результатів, наведених у плані розвитку системи передачі на наступні 10 років;

результатів оцінки достатності ресурсів;

ефективності заходів, спрямованих на дотримання безпеки постачання електричної енергії, визначених з урахуванням критерію очікуваної недопоставленої електричної енергії (EENS) та критерію очікуваної втрати навантаження (LOLE);

результатів оцінки достатності ресурсів на сезонну перспективу;

методології проведення оцінки достатності ресурсів на короткострокову перспективу;

узгодженості планів готовності до ризиків в електроенергетиці;

інформації, що використовується для визначення сценаріїв національної кризи в електроенергетиці;

звіту про оцінку після закінчення енергетичної кризи;

методології визначення сценаріїв регіональної кризи в електроенергетиці.

6.10.2. ОСП спільно з Регулятором співпрацюють з ENTSO-E, Координаційною групою з безпеки постачання, Компетентними та регуляторними органами Договірних Сторін Енергетичного Співтовариства в межах підготовки сценаріїв регіональної кризи в електроенергетиці.»

8. В абзаці другому пункту 3.15 глави 3 розділу XI слова «електропостачання для запобігання виникненню надзвичайних ситуацій техногенного характеру» замінити словами «та відновлення електропостачання».

9. У розділі XII:

1) главу 3 доповнити новим пунктом такого змісту:

«3.8. Спільна мова для спілкування між працівниками ОСП, відповідальними за роботу в режимі реального часу.

Якщо інше не погоджено, загальною мовою спілкування між працівниками ОСП, відповідальними за роботу в режимі реального часу, та суміжного ОСП є англійська мова.

ОСП повинен забезпечити навчання своїх працівників, відповідальних за роботу в режимі реального часу, для досягнення ними достатнього рівня володіння ї спільною мовою спілкування, погодженою з суміжними ОСП.»;

2) доповнити новою главою такого змісту:

«6. «Співробітництво між ОСП у підготовці персоналу ОСП, відповідального за роботу в режимі реального часу

6.1. ОСП організовує регулярні заняття з суміжними ОСП для вдосконалення знань про характеристики суміжних систем передачі, а також для комунікації і координації між співробітниками суміжних ОСП, які відповідають за експлуатацію та технічне обслуговування обладнання електричних мереж в режимі реального часу. Сумісна підготовка ОСП має включати в себе детальні знання про узгоджені дії, необхідні для кожного режиму системи.

6.2. ОСП повинен визначити, у співпраці щонайменше з суміжним ОСП, необхідність та періодичність проведення спільної підготовки, в тому числі мінімальний зміст та обсяг таких занять, беручи до уваги рівень взаємного впливу і необхідне експлуатаційне співробітництво. Така сумісна підготовка ОСП може включати, зокрема, проведення спільних підготовчих семінарів і спільних навчальних занять на тренажері.

6.3. ОСП разом з іншими ОСП щонайменше один раз на рік повинен брати участь в підготовці з врегулювання проблем експлуатації в режимі реального часу. Періодичність має визначатися з урахуванням рівня взаємного впливу систем передачі і типу міжсистемного з'єднання - постійний або змінний струм.

6.4. ОСП повинен обмінюватися досвідом роботи в режимі реального часу, включаючи відвідування та обмін досвідом між співробітниками оператора системи, відповідальними за експлуатацію та технічне обслуговування обладнання електричних мереж в режимі реального часу, з суміжними ОСП, з іншим ОСП, з яким існує або існувала експлуатаційна взаємодія, і з відповідними РКЦ.».

10. У додатку 7:

1) пункти 5.10 – 5.12 глави 5 розділу I виключити;

2) у розділі II:

у рядку 4 графи 1 таблиці 1 пункту 1.2 глави 1 слова «первинному регулюванні» замінити аббревіатурою «ППЧ»;

у тексті глави 2 слова «первинного регулювання частоти», «первинного регулювання» та «резерву первинного регулювання» замінити аббревіатурою «РПЧ»;

у главі 3:

у назві слова «випробування вторинного регулювання частоти» замінити словом і аббревіатурою «випробувань аРВЧ»;

пункт 3.2 викласти у такій редакції:

«3.2. Випробування перевірки чутливості аРВЧ має на меті перевірити чутливість електроустановки до малої зміни уставки навантаження.

Для проведення цього випробування:

вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою:

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;

уставка активної потужності змінюється кроками $\pm 1\%$ і $\pm 2\%$ (відносно номінальної потужності одиниці надання ДП);

реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано максимум 5 хв);

випробування може здійснюватися зі SCADA шляхом імітації уставки;

вимірюються всі визначені сигнали.»;

пункт 3.4 викласти у такій редакції:

«3.4. Випробування з перевірки достовірності уставок аРВЧ має на меті перевірити здатність електроустановки змінювати навантаження відповідно до уставки.

Для проведення цього випробування:

вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою:

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;

реакція одиниці надання ДП на кожному кроці має бути попередньо розрахована й погоджена у програмі випробувань;

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;

реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано менше 5 хв);

випробування може виконуватися зі SCADA шляхом імітації уставки потужності;

вимірюються всі визначені сигнали.

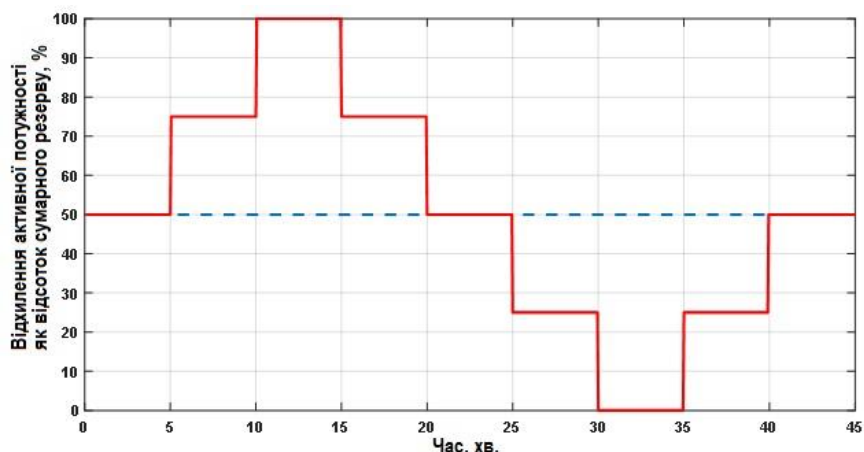


Рисунок 7. Сигнал АРП для перевірки петлі гістерезису аРВЧ як відсоток від повної резервної потужності одиниці надання ДП»;

пункти 3.5 в та 3.6 замінити одним пунктом 3.5 в такій редакції:

«3.5. Випробування з перевірки працездатності аРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву аРВЧ за час визначений підпункту 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.

Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:

$P_{\min} + P_{\text{аРВЧ}}$ та $P_{\max} - P_{\text{аРВЧ}}$

Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{\max.\text{відб.}}$ до $P_{\min.\text{відб.}}$ та від $P_{\min.\text{вп.}}$ до $P_{\max.\text{вп.}}$ та на розвантаження від $P_{\max.\text{вп.}}$ до $P_{\min.\text{вп.}}$ та від $P_{\min.\text{відб.}}$ до $P_{\max.\text{відб.}}$

Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання.

Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу аРВЧ окремо на завантаження та розвантаження.

Для режиму високого навантаження буде перевірено:

для спеціального продукту аРВЧ – активацію резерву на завантаження;

для стандартного продукту аРВЧ – активацію резерву на завантаження та його деактивацію.

Для режиму низького навантаження буде перевірено:

для спеціального продукту аРВЧ – активацію резерву на розвантаження;

для стандартного продукту аРВЧ – активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.

Щоб визначити затримку зв'язку, фіктивна змінна додається до вимірних значень і змінюється в момент подачі ступінчастого відхилення диспетчером ОСП. Це вимагає постійного зв'язку з диспетчером ОСП.

Випробування може виконуватися зі станційної системи SCADA шляхом імітації уставки одиниці надання ДП.

Вимірюються всі визначені сигнали.

Для спеціального продукту аРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності із затримкою, що не перевищує 30 сек, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності

($P_{ном}$) протягом 30 хв після досягнення уставки, час повної активації резерву не перевищує 15 хв.

Для стандартного продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 15 хв після досягнення уставки, час повної активації резерву не перевищує 5 хв та час деактивації не перевищує 5 хв.»;

главу 4 викласти у такій редакції:

«4. Порядок випробування рРВЧ та/або РЗ

4.1. Порядок проведення випробувань рРВЧ

4.1.1. Випробування з перевірки базового навантаження рРВЧ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.

Випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 глави 3 цього розділу.

4.1.2. Випробування з перевірки працездатності рРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву рРВЧ за час визначений у підпункту 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.

Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:

$P_{\min} + P_{\text{рРВЧ}}$ та $P_{\max} - P_{\text{рРВЧ}}$.

Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{\max.\text{відб.}}$ до $P_{\min.\text{відб.}}$ та від $P_{\min.\text{вп.}}$ до $P_{\max.\text{вп.}}$ та на розвантаження від $P_{\max.\text{вп.}}$ до $P_{\min.\text{вп.}}$ та від $P_{\min.\text{відб.}}$ до $P_{\max.\text{відб.}}$.

Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;

Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;

Для режиму високого навантаження буде перевірено:

для спеціального продукту рРВЧ – активацію резерву на завантаження;

для стандартного продукту рРВЧ – активацію резерву на завантаження та його деактивацію.

Для режиму низького навантаження буде перевірено:

для спеціального продукту рРВЧ – активацію резерву на розвантаження;

для стандартного продукту рРВЧ – активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.

Вимірюються всі визначені сигнали.

Для спеціального продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до

уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 15 хв.

Для стандартного продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 15 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 10 хв та час деактивації не перевищує 10 хв.

4.2. Порядок проведення випробувань РЗ

4.2.1. Випробування з перевірки базового навантаження РЗ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.

Це випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 пункту 3 цього розділу.

4.2.2. Випробування з перевірки працездатності РЗ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву РЗ за час визначений у підпункті 8.4.4. пункту 8.4 розділу V КСП.

Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:

$P_{min} + P_{РЗ}$ та $P_{max} - P_{РЗ}$.

Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вп.}$ до $P_{max.вп.}$ та на розвантаження від $P_{max.вп.}$ до $P_{min.вп.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$.

Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;

Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;

Для режиму високого навантаження буде перевірено:

для спеціального продукту РЗ – активацію резерву на завантаження;

для стандартного продукту РЗ – активацію резерву на завантаження та його деактивацію.

Для режиму низького навантаження буде перевірено:

для спеціального продукту РЗ – активацію резерву на розвантаження;

для стандартного продукту РЗ – активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.

Вимірюються всі визначені сигнали.

Для спеціального продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше

± 1 % від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв.

Для стандартного продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше ± 1 % від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв та час деактивації не перевищує 30 хв.».

Директор Департаменту
із регулювання відносин
у сфері енергетики

Андрій ОГНЬОВ