

ПРОТОКОЛ

проведення відкритого обговорення отриманих пропозицій та зауважень до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», яке відбулось 10 березня 2023 року

від 10 березня 2023 року

м. Київ

№ 16-п/2023

*Відкрите обговорення
в режимі відеоконференції*

(з метою запобігання поширенню коронавірусу COVID-19 серед населення України та з метою дотримання та виконання вимог закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України, спрямованих на запобігання виникненню і поширенню коронавірусної хвороби (COVID-19)» та постанови Кабінету Міністрів України від 9 грудня 2020 року № 1236 «Про встановлення карантину та запровадження обмежувальних протиепідемічних заходів з метою запобігання поширенню на території України гострої респіраторної хвороби COVID-19, спричиненої коронавірусом SARS-CoV-2» обговорення проведено через засоби відеозв'язку)

Головуючий: Остап'юк Ю. В. – Заступник директора департаменту – начальник управління інвестиційної політики та технічного розвитку Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики

Присутні від НКРЕКП:

Огньов А.В.

Директор Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики

Волков С. А.

Заступник начальника управління – начальник відділу моніторингу приєднань та адміністрування кодексів мереж

Кічковський М. А.

Заступник начальника відділу моніторингу приєднань та адміністрування кодексів мереж

Жидченко Д. В

Головний спеціаліст відділу стратегічного розвитку енергетичних ринків та сфери комунальних послуг

Представники учасників ринку електричної енергії та інші зацікавлені сторони (дистанційна участь (відеозв'язок)):

Калашніков І. М.

Менеджер, представник АТ «ДТЕК Західенерго»

Уткін В.

Менеджер з проектів, ТОВ «ДТЕК»

Габа М. Ю.

Провідний інженер офісу інтеграції ОЕС України до ENTSO-E

Грабчак Р. В.

Начальник Департаменту балансової надійності

Дейкуп Степанчук К. І.

Провідний інженер відділу координації роботи АСУ ТІІ електростанцій та САРЧП

Карасевич Ю. М.	Начальник Департаменту забезпечення функціонування балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг
Лазарюк К. О.	Експерт з аналізу нормативного забезпечення відділу адміністрування Кодексу системи передачі
Лиховид Ю. Г.	Начальник відділу координації роботи АСУТП електростанцій та САРЧП
Лунський І. О.	Провідний інженер відділу організації та контролю робіт з нормативного забезпечення
Полякова Ю. В.	Начальник відділу адміністрування Кодексу системи передачі
Привалов Ю. Л.	Начальник відділу електричних режимів
Трофименко Ю. І.	Начальник відділу планування та розвитку мережі
Фандуль С. В.	Начальник Департаменту опер-дисп. роботи та забезпечення надійності ЕС
Мотовиловець О. С.	Начальник відділу взаємодії з учасниками ринку по внесенню змін до нормативно-правових актів
Найденко А. М.	Провідний інженер відділу взаємодії з учасниками ринку по внесенню змін до нормативно-правових актів
Реп'єв О. І.	Провідний інженер відділу взаємодії з учасниками ринку по внесенню змін до нормативно-правових актів
Шебета А. В.	Провідний інженер відділу взаємодії з учасниками ринку по внесенню змін до нормативно-правових актів

Порядок денний:

Обговорення пропозицій та зауважень до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», що були отримані у період з 16.02.2023 до 27.02.2023.

Слухали:

Остап'юка Ю. В., який звернувся до присутніх з привітальним словом та повідомив, що відкрите обговорення схваленого проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» проводиться на виконання Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2017 № 866.

З метою удосконалення Кодексу системи передачі НКРЕКП спільно з ІШК «Укрепэнерго» як адміністратором Кодексу розроблено проект постанови «Про

затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (далі – Проект постанови), яким передбачено визначити:

мінімальні технічні вимоги до резервів заміщення;

особливості налаштування уставок функції стабілізатора енергосистеми (PSS);

особливості налаштування уставок функції демпфірування коливань потужності (POD).

Зазначений Проект постанови розроблений з метою забезпечення відповідності положень Кодексу системи передачі вимогам, визначеним кодексами ENTSO-E щодо забезпечення уставок налаштування функцій стабілізатора енергосистеми (PSS) та демпфірування коливань потужності (POD), унормування вимог до третинного регулювання частоти та резервів заміщення, а також спрямований на підвищення надійності роботи енергооб'єднання Синхронної зони Континентальної Європи та повноцінної паралельної роботи ОЕС України з енергосистемою Континентальної Європи ENTSO-E.

Також **Остап'юк Ю. В.** озвучив отримані зауваження та пропозиції із зазначенням попередньої позиції НКРЕКП щодо їх врахування або відхилення (з обґрунтуванням).

Виступили: Калашніков І. М., Уткін В., Лиховид Ю. Г., Привалов Ю. Л. та інші учасники відкритого обговорення.

Вирішили:

1. Визнати, що відкрите обговорення Проекту постанови відбулося та проведено на засадах гласності та відкритості.

2. Оприлюднити Протокол відкритого обговорення Проекту постанови разом із відповідною таблицею узгоджених позицій.

3. Рекомендувати НКРЕКП прийняти постанову «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»

Додаток: на 19 арк. в 1 прим.

Головуючий



Остап'юк Ю. В.

Секретар



Кічковський М. А.

ТАБЛИЦЯ
узгоджених позицій до проєкту регуляторного акта
«Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»

№ з/п	ПУНКТ, ГЛАВА, РОЗДІЛ	РЕДАКЦІЯ СПІРНОЇ ЧАСТИНИ ПРОЕКТУ РІШЕННЯ/ЧАСТИНИ ПРОЕКТУ РІШЕННЯ	ЗАУВАЖЕННЯ ТА ПРОПОЗИЦІЇ	СПОСІБ ВРАХУВАННЯ АБО МОТИВИ ВІДХИЛЕННЯ ЗАУВАЖЕНЬ (ПРОПОЗИЦІЙ)
II. Планування розвитку системи передачі				
6. Вимоги до змісту Плану та етапів його розроблення				
1	п. 6.3 глава 6 розділ II		НЕК «Укренерго» 6.3. Вихідні дані для розробки Плану щорічно надаються ОСП Користувачами згідно з переліком, який визначається ОСП відповідно до глави 8 9 цього розділу, та у визначені ним терміни, але не пізніше ніж до 01 лютого року відповідно до пункту 1.9 глави 1 цього розділу	Враховано
III. Умови та порядок приєднання до системи передачі, технічні вимоги до електроустановок об'єктів електроенергетики				
2. Технічні вимоги до генеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі				
2	пп. 3 п. 2.5 глава 2 розділ III	2.5. Технічні вимоги щодо стабільності напруги: ... 3) система регулювання напруги Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці. Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою автоматичного регулювання збудження (АРЗ). Ця система має включати: функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота	НЕК «Укренерго» 2.5. Технічні вимоги щодо стабільності напруги: ... 3) система регулювання напруги Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці. Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою автоматичного регулювання збудження (АРЗ) АРЗ . Ця система має включати:	Враховано у наступній редакції 2.5. Технічні вимоги щодо стабільності напруги: ... 3) система регулювання напруги Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.

	характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях; обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості; обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму нижче вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів; обмежувач струму статора; функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу В, С і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D. Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше трьох місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП; ...	функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях; обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості; обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму нижче вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів; обмежувач струму статора; функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу В, С і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D. Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше трьох місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП; ... АТ «ДТЕК «Західенерго» 2.5. Технічні вимоги щодо стабільності напруги:	Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати: функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях; обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості; обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів; обмежувач струму статора; функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу В, С і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D. Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п'яти місяців після отримання
--	--	--	--

			... 3) система регулювання напруги Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці. Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою автоматичного регулювання збудження (АРЗ). Ця система має включати: функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших присьднаних до мережі генеруючих одиницях; обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості; обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму нижче вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів; обмежувач струму статора; функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу В, С і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.	відповідного розпорядження ОСП; ...	оперативного
--	--	--	--	---	---------------------

			Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше шести місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП; ...	
4. Технічні вимоги до систем постійного струму високої напруги, які приєднані до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі				
3	п.4.5 глава 4 розділ III	4.5. Вимоги до систем ПСВН щодо здатності до демпфірування коливань потужності Системи ПСВН мають бути здатними демпфірувати коливання потужності у приєднаній мережі змінного струму. ОСП повинен вказати частотний діапазон коливань, які схема керування має позитивно гасити. Системи ПСВН повинні мати функцію POD. Уставки налаштування функції POD вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Заходи з налаштування функції POD мають бути виконані власниками систем ПСВН у термін не більше трьох місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП.	НЕК «Укренерго» 4.5. Вимоги до систем ПСВН щодо здатності до демпфірування коливань потужності Системи ПСВН мають бути здатними демффірувати коливання потужності до POD у приєднаній мережі змінного струму. ОСП повинен вказати частотний діапазон коливань, які схема керування має позитивно гасити. Системи ПСВН повинні мати функцію POD. Уставки налаштування функції POD вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Заходи з налаштування функції POD мають бути виконані власниками систем ПСВН у термін не більше трьох місяців	Враховано

			після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП.	
5. Підтвердження відповідності електроустановок об'єктів електроенергетики, УЗЕ, які приєднуються до системи передачі або обладнання яких впливає на режими роботи системи передачі, технічним вимогам цього Кодексу шляхом проведення випробувань та/або моделювання відповідності				
4	п. 5.3 глави 5 розділу III		НЕК «Укренерго» 5.3. Технічні вимоги щодо підтвердження відповідності електроустановок об'єктів розподілу/енергоспоживання шляхом проведення випробувань/моделювань 5.3.1. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів розподілу/енергоспоживання ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні підтвердити їх відповідність установленим цим Кодексом технічним вимогам шляхом проведення таких випробувань: 1) випробування на здатність до повторного ввімкнення після випадкового відімкнення через порушення режиму мережі. Це повторне ввімкнення об'єктів розподілу/енергоспоживання, яке має досягатися через виконання методики повторного ввімкнення, переважно дією автоматики, дозволеної ОСП; 2) випробування синхронізації, які мають підтвердити можливості електроустановок об'єктів розподілу/енергоспоживання до синхронізації з електричною мережею відповідно до встановлених технічних вимог та перевірити уставки пристроїв	Враховано

			синхронізації. Випробування синхронізації повинні охоплювати такі аспекти: напругу; частоту; діапазон фазового кута; відхилення напруги і частоти; 3) випробування дистанційного від'єднання мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів розподілу/енергоспоживання до дистанційного відімкнення від мережі в точці (точках) присьєднання відповідно до встановлених технічних вимог; 4) випробування відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити здатність об'єктів розподілу/енергоспоживання до відімкнення навантаження в разі зниження частоти відповідно до встановлених технічних вимог; 5) випробування реле відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог; 6) випробування відімкнення навантаження за низької напруги, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів розподілу/енергоспоживання до відімкнення навантаження за низької напруги та до роботи об'єднано з блокуванням перемикача відгалужень під навантаженням відповідно до встановлених технічних вимог;	
--	--	--	--	--

			7) випробування щодо обміну інформацією між ОСП і ОСР/оперативним персоналом об'єктів енергоспоживання, у тому числі в режимі реального часу, які мають підтвердити здатність об'єктів розподілу/енергоспоживання задовольняти вимоги стандарту обміну інформацією, встановлені цим Кодексом. 5.3.2. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів розподілу, у доповнення до вимог підпункту 5.3.1 цього пункту, ОСР мають проводити моделювання здатності об'єктів розподілу до генерування реактивної потужності з дотриманням таких вимог: під час обчислення обміну реактивною потужністю за різних умов її генерування і споживання має використовуватися імітаційна модель усталеного поточкорозподілення навантаження для приєднаної до системи передачі розподільної мережі; частиною моделювань має бути поєднання режимів усталеного мінімального й максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчого та найвищого обміну реактивною потужністю; частиною моделювань має бути обчислення експортування у точці приєднання реактивної потужності за умови перетікання активної	
--	--	--	--	--

			потужності менше 25 % від максимально допустимого перетоку; результати моделювання мають підтвердити відповідність об'єктів розподілу встановленим технічним вимогам. 5.3.3. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, у доповнення до вимог підпункту 5.3.1 цього пункту, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель потокорозподілення навантаження приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання використовується для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах навантаження. Частиною моделювань мають бути режими мінімального і максимального навантаження, що призводять до найнижчого і найвищого обміну реактивною потужністю в точці приєднання; результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.	
--	--	--	---	--

			5.3.4. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, які можуть виробляти реактивну потужність, у доповнення до вимог підпункту 5.3.1 цього пункту, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель поточкорозподілення навантаження приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання має використовуватися для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах її генерування і споживання; частиною моделювань має бути поєднання режимів мінімального і максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчої та найвищої забезпеченості реактивною потужністю в точці приєднання; результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам. 5.3.5. Для електроустановок об'єктів енергоспоживання, які беруть участь у регулюванні активної потужності,	
--	--	--	--	--

			регулюванні реактивної потужності або управлінні системними обмеженнями за допомогою управління попитом власники об'єктів енергоспоживання повинні проводити такі випробування та моделювання: 1) випробування модифікації електроустановок, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до зміни їх споживаної потужності після отримання оперативної команди ОСП відповідно до встановлених технічних вимог. Випробування мають проводитися за оперативною командою або альтернативно, шляхом імітації отримання оперативної команди ОСП; 2) випробування відімкнення та/або повторного ввімкнення енергоустановок статичної компенсації об'єкта енергоспоживання, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання до регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог. Ці випробування мають проводитись шляхом імітації отримання оперативної команди ОСП на подальше відімкнення енергоустановок статичної компенсації та імітації отримання оперативної команди ОСП на подальше повторне ввімкнення цих енергоустановок; 3) моделювання електроустановок об'єктів енергоспоживання, які використовуються для забезпечення регулювання активної потужності за	
--	--	--	---	--

			допомогою управління попитом. Ці моделювання мають підтвердити технічну здатність електроустановки об'єкта енергоспоживання до забезпечення регулювання активної потужності за низької частоти відповідно до встановлених технічних вимог.	
V. Операційна безпека системи				
8. Регулювання частоти та активної потужності				
5	пп 8.3.8 п. 8.3. глави 8 розділу V		НЕК «Укренерго» 8.3.8. Процес вторинного регулювання (відновлення частоти) полягає у поверненні частоти до номінального значення при одночасному поверненні міждержавних обмінів до планових значень (при синхронній роботі з енергосистемами інших держав) шляхом зведення помилки області регулювання АСЕ до нуля протягом часу відновлення частоти (не більше 15 хвилин), а також у відновленні активованого РПЧ шляхом активації резервів відновлення частоти РВЧ (резервів вторинного регулювання).	Враховано
6	пп 8.3.9 п. 8.3. глави 8 розділу V		НЕК «Укренерго» 8.3.9. Процес третинного регулювання (заміщення резервів) полягає у поступовому відновленні активованих РПЧ та РВЧ шляхом активації резервів заміщення РЗ (резервів третинного регулювання). Третинне регулювання може здійснюватися вручну відповідно до оперативних команд ОСП або автоматично.	Враховано
7	пункт 8.4.4	8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та РЗ:	НЕК «Укренерго»	Враховано

глави 8 розділу V	1) для підтримання заданих величин РПЧ і РВЧ та відновлення цих резервів у разі їх використання у процесі регулювання частоти в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області має здійснюватися третинне регулювання і створюватися резерв заміщення (на розвантаження і завантаження). ОСП за умови виконання вимог підпункту 8.3.4 пункту 8.3 цієї глави та вимог до якості регулювання частоти, визначених пунктом 8.2 цієї глави, може використовувати для здійснення третинного регулювання наявні згідно з підпунктом 5 підпункту 8.4.4 цього пункту засоби без створення резерву такого заміщення. Третинним регулюванням задається потужність генеруючих одиниць, відносно якої розміщуються діапазони первинного та вторинного регулювання; 2) планова потужність генеруючої одиниці або одиниці споживання, що бере участь у третинному регулюванні розраховується так, щоб забезпечувалась можливість використання заданих діапазонів РПЧ і РВЧ; 3) ОСП повинен може застосовувати третинне регулювання до того, як буде вичерпано РВЧ. Третинне регулювання має може використовуватись ОСП у разі зменшення РВЧ на завантаження або розвантаження до 20 % від необхідного обсягу; При цьому ОСП повинен розраховувати оперативну команду на активацію резерву заміщення так, щоб не пізніше 30 хвилин від її видачі повністю відновити РВЧ;	8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та РЗ: 1) для підтримання заданих величин РПЧ і РВЧ та відновлення цих резервів у разі їх використання у процесі регулювання частоти в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області має здійснюватися третинне регулювання і створюватися резерв заміщення (на розвантаження і завантаження). ОСП, за умови виконання вимог підпункту 8.3.4 пункту 8.3 цієї глави та вимог до якості регулювання частоти визначених пунктом 8.2 цієї глави, може використовувати для здійснення третинного регулювання наявні згідно з підпунктом 5 підпункту 8.4.4 цього пункту засоби без створення РЗ резерву такого заміщення. Третинним регулюванням задається потужність генеруючих одиниць, відносно якої розміщуються діапазони первинного та вторинного регулювання; 2) планова потужність генеруючої одиниці або одиниці споживання, що бере участь у третинному регулюванні розраховується так, щоб забезпечувалась можливість використання заданих діапазонів РПЧ і РВЧ; 3) ОСП повинен може застосовувати третинне регулювання до того, як буде вичерпано РВЧ. Третинне регулювання має може використовуватись ОСП у разі зменшення РВЧ на завантаження або розвантаження до 20 % від необхідного обсягу; При цьому ОСП повинен розраховувати оперативну команду на	
-------------------	---	--	--

	4) мінімальні технічні вимоги до 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 резерву заміщення – 30 хвилин; стійка видача РЗ з моменту його введення в дію без обмежень у часі; 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; 4 5) для забезпечення третинного резерву РЗ для відновлення регулювальних можливостей первинного і вторинного регулювання мають використовуватися: пуск резервних генеруючих одиниць; зупинка працюючих генеруючих одиниць; пуск у генераторному або насосному режимі агрегатів ГАЕС; завантаження/розвантаження генеруючих одиниць; вимкнення/увімкнення одиниць споживання;	активацію резерву заміщення так, щоб не пізніше 30 хвилин від її видачі повністю відновити РВЧ; 4) мінімальні технічні вимоги до 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 резерву заміщення РЗ – 30 хвилин; стійка видача РЗ з моменту його введення в дію без обмежень у часі; 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; 4 5) для забезпечення РЗ для з метою відновлення регулювальних можливостей первинного і вторинного регулювання мають використовуватися: пуск резервних генеруючих одиниць;
--	---	---

	зміна графіків обміну перетоків потужності з іншими енергосистемами; робота УЗЕ в режимі відбору/відпуску; 5 6) резерв заміщення може використовуватись також для надання аварійної взаємодопомоги по запитах суміжних ОСП блоків регулювання/синхронної області, після оформлення через диспетчера ОСП відповідної корекції заданих режимів роботи (графіків навантаження генеруючих одиниць, заданого сальдо зовнішніх перетоків тощо) ОЕС України; 6 7) резерв заміщення має бути достатнім для забезпечення ефективного функціонування первинного і вторинного регулювання в заданому обсязі і при необхідній якості регулювання, а також для компенсації похибки планування балансу потужності і втрати генерації; 7 8) для ОЕС України розрахунковий резерв заміщення на основі статистичних даних про фактичні небаланси для області регулювання ОЕС України за попередні 10 років має складати: на завантаження - не менше 1000 МВт; на розвантаження - не менше 500 МВт; 8 9) кожен постачальник резерву заміщення повинен повідомляти ОСП про зниження фактичної готовності або про аварійне відключення своєї одиниці (групи) постачання резерву заміщення, або частини своєї групи постачання резерву заміщення, якомога швидше; 9 10) ОСП повинен забезпечити відповідність резерву заміщення технічним вимогам, вимогам до готовності та вимогам	зупинка працюючих генеруючих одиниць; пуск у генераторному або насосному режимі агрегатів ГАЕС; завантаження/розвантаження генеруючих одиниць; вимкнення/увімкнення одиниць споживання; зміна графіків обміну перетоків потужності з іншими енергосистемами; робота УЗЕ в режимі відбору/відпуску; 5 6) резерв заміщення може використовуватись також для надання аварійної взаємодопомоги по запитах суміжних ОСП блоків регулювання/синхронної області, після оформлення через диспетчера ОСП відповідної корекції заданих режимів роботи (графіків навантаження генеруючих одиниць, заданого сальдо зовнішніх перетоків тощо) ОЕС України; 6 7) резерв заміщення має бути достатнім для забезпечення ефективного функціонування первинного і вторинного регулювання в заданому обсязі і при необхідній якості регулювання, а також для компенсації похибки планування балансу потужності і втрати генерації; 7 8) для ОЕС України розрахунковий резерв заміщення на основі статистичних даних про фактичні небаланси для області регулювання ОЕС України за попередні 10 років має складати: на завантаження - не менше 1000 МВт;
--	---	---

	до приєднання щодо його одиниць (груп) постачання резерву заміщення; 10-11) одиниці (групи) постачання РЗ мають бути приєднаними тільки до одного ОСП; 11-12) активація третинного регулювання повинна відбуватися у відповідності до оперативної команди ОСП.	на розвантаження - не менше 500 МВт; 8 9) кожен постачальник резерву заміщення РЗ повинен повідомляти ОСП про зниження фактичної готовності або про аварійне відключення своєї одиниці (групи) постачання резерву заміщення РЗ, або частини своєї групи постачання резерву заміщення РЗ, якомога швидше; 9 10) ОСП повинен забезпечити відповідність резерву заміщення РЗ технічним вимогам, вимогам до готовності та вимогам до приєднання щодо його одиниць (груп) постачання резерву заміщення РЗ; 10 11) одиниці (групи) постачання РЗ мають бути приєднаними тільки до одного ОСП; 11 12) активація третинного регулювання повинна відбуватися у відповідності до оперативної команди ОСП. АТ «ДТЕК «Західенерго» 8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та РЗ: 1) для підтримання заданих величин РПЧ і РВЧ та відновлення цих резервів у разі їх використання у процесі регулювання частоти в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області має здійснюватися третинне регулювання і створюватися резерв заміщення (на розвантаження і завантаження). ОСП за умови виконання вимог підпункту 8.3.4 пункту 8.3 цієї глави та вимог до якості регулювання частоти, визначених пунктом 8.2 цієї глави, може	Відхилено за результатами відкритого обговорення
--	---	---	--

			використовувати для здійснення третинного регулювання наявні згідно з підпунктом 5 підпункту 8.4.4 цього пункту засоби без створення резерву такого заміщення. Третинним регулюванням задається потужність генеруючих одиниць, відносно якої розміщуються діапазони первинного та вторинного регулювання; 2) планова потужність генеруючої одиниці або одиниці споживання, що бере участь у третинному регулюванні розраховується так, щоб забезпечувалась можливість використання заданих діапазонів РПЧ і РВЧ; 3) ОСП повинен може застосовувати третинне регулювання до того, як буде вичерпано РВЧ. Третинне регулювання має може використовуватись ОСП у разі зменшення РВЧ на завантаження або розвантаження до 20 % від необхідного обсягу; При цьому ОСП повинен розраховувати оперативну команду на активацію резерву заміщення так, щоб не пізніше 30 хвилин від її видачі повністю відновити РВЧ; 4) мінімальні технічні вимоги до 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 резерву заміщення – 30 хвилин; стійка видача РЗ з моменту його введення в дію без обмежень у часі; точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РЗ та точність підтримання заданої потужності для нових генеруючих одиниць типу В, С і D повинні бути не гіршими ніж $\pm 1,0 \%$ від номінальної потужності одиниці (групи) надання РЗ, а для вже існуючих генеруючих одиниць типу В, С і D – $\pm 5,0 \%$; вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом не більшим ніж 10 секунд; 4 5) для забезпечення третинного резерву РЗ для відновлення регулювальних можливостей первинного і вторинного регулювання мають використовуватися: - пуск резервних генеруючих одиниць; - зупинка працюючих генеруючих одиниць; - пуск у генераторному або насосному режимі агрегатів ГАЕС; - завантаження/розвантаження генеруючих одиниць; - вимкнення/увімкнення одиниць споживання; - зміна графіків обміну перетоків потужності з іншими енергосистемами; робота УЗЕ в режимі відбору/відпуску; 5 6) резерв заміщення може використовуватись також для надання аварійної взаємодопомоги по запитах суміжних ОСП блоків	
--	--	--	--	--

			регулювання/синхронної області, після оформлення через диспетчера ОСП відповідної корекції заданих режимів роботи (графіків навантаження генеруючих одиниць, заданого сальдо зовнішніх перетоків тощо) ОЕС України; 6 7) резерв заміщення має бути достатнім для забезпечення ефективного функціонування первинного і вторинного регулювання в заданому обсязі і при необхідній якості регулювання, а також для компенсації похибки планування балансу потужності і втрати генерації; 8) для ОЕС України розрахунковий резерв заміщення на основі статистичних даних про фактичні небаланси для області регулювання ОЕС України за попередні 10 років має складати: на завантаження - не менше 1000 МВт; на розвантаження - не менше 500 МВт; 9) кожен постачальник резерву заміщення повинен повідомляти ОСП про зниження фактичної готовності або про аварійне відключення своєї одиниці (групи) постачання резерву заміщення, або частини своєї групи постачання резерву заміщення, якомога швидше; 10) ОСП повинен забезпечити відповідність резерву заміщення технічним вимогам, вимогам до готовності та вимогам до приєднання щодо його одиниць (груп) постачання резерву заміщення; 11) одиниці (групи) постачання РЗ мають бути приєднаними тільки до одного ОСП;	
--	--	--	---	--

			12) активація третинного регулювання повинна відбуватися у відповідності до оперативної команди ОСП.	
12. Аналіз аварійних ситуацій				
12.2. Аналіз аварійних ситуацій				
8	пп. 12.2.1 п. 12.2 глави 12 розділу V		НЕК «Укренерго» 12.2.1. ОСП повинен проводити аналіз аварійних ситуацій у своїй області спостереження для виявлення аварійних ситуацій, які ставлять під загрозу операційну безпеку своєї області спостереження регулювання, і визначення відповідних коригувальних дій.	Враховано