



Національна енергетична компанія

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



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

№ _____

Про зауваження та пропозиції до проекту
постанови НКРЕКП

Відповідно до повідомлення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП), від 25.11.2022 про оприлюднення проекту, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», НЕК «УКРЕНЕРГО» надає на розгляд пропозиції та зауваження до зазначеного проекту постанови.

Просимо врахувати їх та розглянути на відкритих обговореннях проекту рішення НКРЕКП.

В електронному вигляді (у форматі.docx) матеріали надані на електронну адресу Volkov@nec.gov.ua.

Додаток: на 13 арк. у 1 прим.

Директор з управління ОЕС України –
головний диспетчер

Зайченко В.Б.

Полякова 238 34 31



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Сертифікат 58E2D9E7F900307B0400000042E92300032A8E00

Підписувач Зайченко Віталій Борисович

Дійсний з 12.01.2021 17:12:10 по 12.01.2023 17:12:10

НЕК "Укренерго"



Вих.№ 01/53861

від 05.12.2022

Порівняльна таблиця до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»

№ з/п	Пункт глава розділ КСП	Положення чинної редакції КСП	Зміст положень проекту постанови	Редакція, запропонована НЕК «УКРЕНЕРГО»	Обґрунтування
І. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ					
1. Визначення основних термінів та понять					
1.4. У цьому Кодексі терміни вживаються у таких значеннях:					
1.	п. 1.4 глави 1 розділу І	Термін відсутній	еталонний інцидент – максимальне додатне або від’ємне відхилення потужності, що виникає миттєво між генерацією та споживанням у синхронній зоні, враховується при визначенні параметрів РПЧ;	еталонний інцидент – максимальне додатне або від’ємне відхилення потужності, що виникає миттєво між генерацією виробництвом та споживанням у синхронній зоні області, яке враховується при визначенні параметрів РПЧ;	Пропонуємо замінити термін «генерація» на «виробництво». В Кодексі системи передачі в більшості випадків вживається термін «виробництво», стосовно як до електричної енергії так і до потужності. Також пропонується замінити термін «синхронна зона» на «синхронна область» для приведення у відповідність до визначення «синхронна область», що наявне у пункті 1.4 розділу І Кодексу системи передачі: синхронна область - область, охоплена синхронно об'єднаними енергосистемами інших держав;
2.	п. 1.4 глави 1 розділу І	Термін відсутній	звичайна аварійна ситуація – виникнення аварійної ситуації в одному елементі енергосистеми (вузлі);	звичайна аварійна ситуація – виникнення аварійної ситуації в одному елементі енергосистеми (енерговузлі);	Пропонуємо уточнити редакцію НКРЕКП враховуючи визначення в КСР терміну «енерговузол»: енерговузол - сукупність об'єктів енергосистеми, що розташовані на обмеженій частині території та об'єднані спільною інфраструктурою;
3.	п. 1.4 глави 1 розділу І	План захисту енергосистеми - підсумковий звід всіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для запобігання поширенню або загостренню аварії в системі передачі, з метою уникнення широкого	План захисту енергосистеми – підсумковий звід всіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для запобігання поширенню або загостренню аварії в системі передачі технологічних порушень в енергосистемі, з метою уникнення	План захисту енергосистеми – підсумковий звід всіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для запобігання поширенню або загостренню технологічних порушень в енергосистемі, з метою уникнення переходу системи передачі у	Пропозиція залишити у редакції запропонованій НЕК "УКРЕНЕРГО". Редакція відповідає підпункту підпункту 63 частини другої статті 3 Регламенту ЄС 2017/1485 від 02.08.2017 (SOGI).



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП
Сертифікат 58E2D9E7F900307B0400000042E92300032A8E00
Підписувач Зайченко Віталій Борисович
Дійсний з 12.01.2021 17:12:10 по 12.01.2023 17:12:10

НЕК "Укренерго"
Вих.№ 01/53861
від 05.12.2022

		розповсюдження порушення і режиму системної аварії;	широкого розповсюдження порушення і режиму системної аварії переходу системи передачі у стан широкомасштабного поширення та режим системної аварії;	широкомасштабний стан широкомасштабного поширення та режим системної аварії;	‘system defence plan’ means the technical and organisational measures to be undertaken to prevent the propagation or deterioration of a <u>disturbance</u> in the transmission system, in order to avoid a wide area state disturbance and blackout state
4.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Термін відсутній	режим широкомасштабного стану – виникнення такого передаварійного режиму, або аварійного режиму, або режиму системної аварії, коли існує ризик їх поширення на суміжні системи передачі;	широкомасштабний стан режим широкомасштабного стану – виникнення такого передаварійного режиму, або аварійного режиму, або режиму системної аварії, коли існує ризик їх його поширення на суміжні системи передачі;	<p>Пропозиція залишити у редакції запропонованій НЕК "УКРЕНЕРГО" та використовувати цей термін у всьому Проєкті (у новому пункті 2.9 до глави 2 розділу V КСП та внести відповідні зміни до підпункту 13.2.8 пункту 13.2 глави 13 розділу V КСП).</p> <p>Редакція відповідає підпункту 63 частини другої статті 3 Регламенту ЄС 2017/1485 від 02.08.2017 (SOGI).</p> <p>‘wide area state’ means the qualification of an alert state, emergency state or blackout state when there is a risk of propagation to the interconnected transmission systems;</p> <p>Необхідно врахувати, що відповідно до КСП: <u>режим системи</u> - робочий режим системи передачі по відношенню до меж операційної безпеки, <u>який може бути нормальним, передаварійним, аварійним, системної аварії, а також відновлення;</u></p> <p>Уточнення. Поширення стосується кожного режиму окремо, а не всіх разом.</p>
II. ПЛАНУВАННЯ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ					
6. Вимоги до змісту Плану та етапів його розроблення					
5.	п. 6.2 глави 2 розділу II	<p>6.2. План повинен містити:</p> <p>опис методології розробки Плану із зазначенням методів та засобів, які були використані при проведенні відповідних досліджень та моделювань;</p> <p>аналіз роботи ОЕС України за останні 3 - 5 років та опис поточної ситуації;</p> <p>аналіз виконання попереднього Плану;</p> <p>аналіз отриманих результатів досліджень та моделювання, у тому числі виявлених "вузьких місць" та обмежень пропускної</p>	<p>6.2. План повинен містити:</p> <p>опис методології розробки Плану із зазначенням методів та засобів, які були використані при проведенні відповідних досліджень та моделювань;</p> <p>аналіз роботи ОЕС України за останні 3 - 5 років та опис поточної ситуації;</p> <p>аналіз виконання попереднього Плану;</p> <p>аналіз отриманих результатів досліджень та моделювання, у тому числі виявлених "вузьких місць" та обмежень пропускної</p>	<p>6.2. План повинен містити:</p> <p>опис методології розробки Плану із зазначенням методів та засобів, які були використані при проведенні відповідних досліджень та моделювань;</p> <p>аналіз роботи ОЕС України за останні 3 - 5 років та опис поточної ситуації;</p> <p>аналіз виконання попереднього Плану;</p> <p>аналіз отриманих результатів досліджень та моделювання, у тому числі виявлених "вузьких місць" та обмежень пропускної</p>	<p>Відповідно до запропонованої НКРЕКП редакції НЕК «УКРЕНЕРГО» має відповідати за виконання усієї Концепції.</p> <p>Прийняте розпорядження Кабінету Міністрів України від 14 жовтня 2022 року № 908-р «Про схвалення Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року» містить як схвалену Концепцію впровадження «розумних мереж» так і затверджений План-заходів щодо реалізації Концепції. У запропонованій редакції НКРЕКП посилаються лише на Концепцію, але не на План-заходів. Укренерго може відповідати за виконання</p>

	<p>спроможності системи передачі, та формування вимог щодо цільових показників роботи системи передачі;</p> <p>перелік необхідних заходів з розвитку системи передачі на наступні 10 років, спрямованих на забезпечення ефективного функціонування системи передачі, з обґрунтуванням необхідності та/або доцільності їх реалізації та визначенням пріоритетності їх реалізації;</p> <p>аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі, можливих форс-мажорних обставин тощо;</p> <p>перелік основних об'єктів системи передачі, будівництво або реконструкція яких є доцільними протягом наступних 10 років;</p> <p>інформацію щодо об'єктів системи передачі, які мають бути збудовані та/або реконструйовані протягом наступних 10 років, строки їх будівництва та/або реконструкції, джерела фінансування;</p> <p>інформацію про інвестиції в об'єкти системи передачі, щодо яких уже прийняті рішення та які перебувають на стадії реалізації, із зазначенням прогнозних інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних 3 років.</p>	<p>спроможності системи передачі, та формування вимог щодо цільових показників роботи системи передачі;</p> <p>перелік необхідних заходів з розвитку системи передачі на наступні 10 років, спрямованих на забезпечення ефективного функціонування системи передачі, з обґрунтуванням необхідності та/або доцільності їх реалізації та визначенням пріоритетності їх реалізації;</p> <p>аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі, можливих форс-мажорних обставин тощо;</p> <p>інформацію щодо заходів спрямованих на виконання Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року, схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 14 жовтня 2022 року;</p> <p>перелік основних об'єктів системи передачі, будівництво або реконструкція яких є доцільними протягом наступних 10 років;</p> <p>інформацію щодо об'єктів системи передачі, які мають бути збудовані та/або реконструйовані протягом наступних 10 років, строки їх будівництва та/або реконструкції, джерела фінансування;</p> <p>інформацію про інвестиції в об'єкти системи передачі, щодо яких уже прийняті рішення та які перебувають на стадії реалізації, із зазначенням прогнозних інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних 3 років.</p>	<p>спроможності системи передачі, та формування вимог щодо цільових показників роботи системи передачі;</p> <p>перелік необхідних заходів з розвитку системи передачі на наступні 10 років, спрямованих на забезпечення ефективного функціонування системи передачі, з обґрунтуванням необхідності та/або доцільності їх реалізації та визначенням пріоритетності їх реалізації;</p> <p>аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі, можливих форс-мажорних обставин тощо;</p> <p>інформацію щодо заходів, що здійснюються ОСП спрямованих на впровадження та розвиток «розумних мереж»;</p> <p>.....</p>	<p>заходів згідно Плану заходів щодо реалізації Концепції.</p> <p>Пропонуємо видалити посилання на розпорядження КМУ та врахувати в уточненій редакції проекту постанови НКРЕКП, оприлюдненого на вебсайті НКРЕКП 25.11.2022 разом із відповідними матеріалами (файл «pr_143-d-2022.doc»), у якому зазначено:</p> <p>«2. У пункті 6.2 глави 6 розділу II після абзацу восьмого доповнити новим абзацом дев'ятим такого змісту:</p> <p>«інформацію щодо заходів, спрямованих на впровадження та розвиток «розумних мереж»».</p>
III. УМОВИ ТА ПОРЯДОК ПРИЄДНАННЯ ДО СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ, ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ				
2. Технічні вимоги до енергогенеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі				

6.	п. 2.3 глави 2 розділу III	2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти: ... 10) штучна інерція: одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію.	2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти: ... 10) штучна інерція: одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію. Принципи роботи систем управління, встановлені для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП шляхом надання технічних рекомендацій.	2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти: ... 10) штучна інерція: одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію. Принципи роботи систем управління, встановлених для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП шляхом надання технічних рекомендацій.	Редакція цього пункту відповідає пункту 2 (b) статті 20(21) Регламенту ЄС 2016/631 від 14.04.2016 RfG), яке стосується штучної інерції: ((b) the operating principle of control systems installed to provide synthetic inertia and the associated performance parameters shall be specified by the relevant TSO). Згідно цього ж пункту Регламенту відсутні слова «шляхом надання технічних рекомендацій».
4. Технічні вимоги до систем постійного струму високої напруги, які приєднані до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі					
7.	п. 4.1 глава 4 розділу III	4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання: ... Підпункт відсутній	4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання: ... 8) на вимогу ОСП системи ПСВН повинні бути обладнані незалежним модулем керування для модуляції вихідної активної потужності перетворювальної підстанції ПСВН в залежності від значення частоти у всіх точках підключення системи ПСВН для підтримки стабільної частоти енергосистеми. Принципи роботи, параметри та критерії активації цього регулятора частоти визначаються ОСП шляхом надання технічних рекомендацій.	4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання: ... 8) На вимогу ОСП системи ПСВН повинні бути обладнані незалежним модулем керування для модуляції вихідної активної потужності перетворювальної підстанції ПСВН в залежності від значення частоти у всіх точках підключення системи ПСВН для підтримки стабільної частоти енергосистеми. Принципи роботи, параметри та критерії активації цього регулятора частоти визначаються ОСП шляхом надання технічних рекомендацій.	Редакція цього пункту відповідає статті 16 Регламенту ЄС 2016/1447 від 26.08.2016 (HVDC). 1.If specified by the relevant TSO, an HVDC system shall be equipped with an independent control mode to modulate the active power output of the HVDC converter station depending on the frequencies at all connection points of the HVDC system in order to maintain stable system frequencies. 2. The relevant TSO shall specify the operating principle , the associated performance parameters and the activation criteria of the frequency control referred to in paragraph 1. Згідно цього ж пункту Регламенту відсутні слова «шляхом надання технічних рекомендацій».
8.	п. 4.4 глава 4 розділу III	4.4. Вимоги до систем ПСВН щодо реактивної потужності: ... Підпункт відсутній	4.4. Вимоги до систем ПСВН щодо реактивної потужності: ... 5) власник системи ПСВН повинен забезпечити, щоб реактивна потужність його перетворювальної підстанції ПСВН, що обмінюється з мережею в точці приєднання, була обмежена значеннями, визначеними відповідним системним оператором у координації з ОСП.	4.4. Вимоги до систем ПСВН щодо реактивної потужності: ... 5) власник системи ПСВН повинен забезпечити, щоб реактивна потужність його перетворювальної підстанції ПСВН, що обмінюється з мережею в точці приєднання, була обмежена значеннями, визначеними відповідним системним Оператором у координації за узгодженням з ОСП.	Пропозиція уточнити редакцію цього пункту. Відповідно до КСП: «відповідні Оператори - ОСП та/або ОСП, 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;» Відповідно до пункту 1 статті 21 Регламенту ЄС 2016/1447 від 26.08.2016 (HVDC): 1. The HVDC system owner shall ensure that the reactive power of its HVDC converter station

			<p>Зміни реактивної потужності, спричинені роботою регулювання реактивною потужністю перетворювальної підстанції ПСВН, не повинні призводити до зміни напруги, яка перевищує допустиме значення в точці приєднання. Максимально допустиме значення регулювання напруги визначає відповідний оператор за узгодженням з ОСП.</p>	<p>Зміни реактивної потужності, спричинені роботою регулювання реактивною потужністю перетворювальної підстанції ПСВН, не повинні призводити до зміни напруги, яка перевищує допустиме значення в точці приєднання. Максимально допустиме значення регулювання напруги визначає відповідний Оператор за узгодженням з ОСП.</p>	<p>exchanged with the network at the connection point is limited to values specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.</p> <p>2. The reactive power variation caused by the reactive power control mode operation of the HVDC converter Station, referred to in Article 22(1), shall not result in a voltage step exceeding the allowed value at the connection point. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify this maximum tolerable voltage step value.</p> <p>Пропонуємо у першому та другому абзацах цього підпункту використовувати єдиний вираз «за узгодженням з ОСП».</p>
9.	п. 4.9 глава 4 розділу III	Пункт відсутній	<p>4.9. Експлуатація систем ПСВН.</p> <p>Кожен агрегат перетворювача ПСВН системи ПСВН повинен бути обладнаний автоматичним контролером, здатним отримувати оперативні команди від ОСП. Цей автоматичний контролер має бути здатний узгоджено керувати агрегатами перетворювача ПСВН системи ПСВН. Відповідний Оператор повинен визначити ієрархію автоматичного контролера для кожного агрегата перетворювача ПСВН.</p> <p>Автоматичний контролер системи ПСВН має бути здатний передавати такі типи сигналів ОСП – оперативні сигнали та сигнали тривоги.</p> <p>Оперативні сигнали, що передаються, забезпечують:</p> <p>сигнали запуску;</p> <p>вимірювання змінної та постійної напруги;</p> <p>вимірювання змінного та постійного струму;</p> <p>вимірювання активної та реактивної потужності на стороні змінного струму;</p> <p>вимірювання потужності постійного струму;</p>	<p>4.9. Експлуатація систем ПСВН.</p> <p>Кожен агрегат перетворювача ПСВН системи ПСВН повинен бути обладнаний автоматичним контролером, здатним отримувати оперативні команди від ОСП. Цей автоматичний контролер має бути здатний узгоджено керувати агрегатами перетворювача ПСВН системи ПСВН. Відповідний Оператор повинен визначити ієрархію автоматичного контролера для кожного агрегата перетворювача ПСВН.</p> <p>Автоматичний контролер системи ПСВН має бути здатний передавати такі типи сигналів ОСП – оперативні сигнали та сигнали тривоги.</p> <p>Оперативні сигнали, що передаються, забезпечують:</p> <p>сигнали запуску;</p> <p>вимірювання змінної та постійної напруги;</p> <p>вимірювання змінного та постійного струму;</p> <p>вимірювання активної та реактивної потужності на стороні змінного струму;</p> <p>вимірювання потужності постійного струму;</p> <p>рівень (режим) роботи агрегату перетворювача ПСВН у багатополісному перетворювачі ПСВН;</p>	<p>Пропозиція уточнити редакцію цього пункту. Відповідно до статті 51 Регламенту ЄС 2016/1447 від 26.08.2016 (HVDC):</p> <p>Operation of HVDC systems:</p> <p>1. With regard to instrumentation for the operation, each HVDC converter unit of an HVDC system shall be equipped with an automatic controller capable of receiving instructions from the relevant system operator and from the relevant TSO. This automatic controller shall be capable of operating the HVDC converter units of the HVDC system in a coordinated way. The relevant system operator shall specify the automatic controller hierarchy per HVDC converter unit.</p> <p>2. The automatic controller of the HVDC system referred to in paragraph 1 shall be capable of sending the following signal types to the relevant system operator:</p> <p>(a) operational signals, providing at least the following:</p> <p>(i) start-up signals;</p> <p>(ii) AC and DC voltage measurements;</p> <p>(iii) AC and DC current measurements;</p> <p>(iv) active and reactive power measurements on the AC side;</p> <p>(v) DC power measurements;</p>

		<p>рівень (режим) роботи агрегату перетворювача ПСВН у багатополісному перетворювачі ПСВН;</p> <p>статус елементів мережі та топології;</p> <p>діапазони активної потужності в режимах роботи FSM, LFSM-O та LFSM-U.</p> <p>Сигнали тривоги, що передаються, забезпечують:</p> <p>аварійне блокування;</p> <p>блокування лінійної зміни навантаження;</p> <p>швидке реверсування активної потужності.</p> <p>Автоматичний контролер повинен мати можливість приймати такі типи сигналів від ОСП – оперативні сигнали та сигнали тривоги.</p> <p>Оперативні сигнали, що приймаються, забезпечують:</p> <p>команду запуску;</p> <p>задані значення уставки активної потужності;</p> <p>налаштування режиму, чутливого до частоти;</p> <p>уставки реактивної потужності, напруги або подібні задані значення уставок;</p> <p>режими регулювання реактивної потужності;</p> <p>управління демпфіруванням коливань потужності;</p> <p>штучну інерцію.</p> <p>Сигнали тривоги, що приймаються, забезпечують:</p> <p>команду аварійного блокування;</p> <p>команда блокування лінійної зміни навантаження;</p> <p>напрямок перетоку активної потужності;</p>	<p>статус елементів мережі та топології;</p> <p>діапазони активної потужності в режимах роботи FSM, LFSM-O та LFSM-U.</p> <p>Сигнали тривоги, що передаються, забезпечують:</p> <p>аварійне блокування;</p> <p>блокування лінійної зміни навантаження зміни активної потужності;</p> <p>швидке реверсування активної потужності.</p> <p>Автоматичний контролер повинен мати можливість приймати такі типи сигналів від ОСП – оперативні сигнали та сигнали тривоги.</p> <p>Оперативні сигнали, що приймаються, забезпечують:</p> <p>команду запуску;</p> <p>задані значення уставки активної потужності;</p> <p>налаштування режиму, чутливого до частоти;</p> <p>уставки реактивної потужності, напруги або подібні задані значення уставок;</p> <p>режими регулювання реактивної потужності;</p> <p>управління демпфіруванням коливань потужності;</p> <p>штучну інерцію.</p> <p>Сигнали тривоги, що приймаються, забезпечують: команду аварійного блокування;</p> <p>команда команду блокування лінійної зміни навантаження зміни активної потужності;</p> <p>напрямок перетоку активної потужності;</p> <p>команду швидкого реверсу активної потужності.</p> <p>Щодо кожного сигналу ОЕСР відповідний Оператор може визначати якість сигналу, що подається.</p>	<p>(vi) HVDC converter unit level operation in a multi-pole type HVDC converter;</p> <p>(vii) elements and topology status; and</p> <p>(viii) FSM, LFSM-O and LFSM-U active power ranges.</p> <p>(b) alarm signals, providing at least the following:</p> <p>(i) emergency blocking;</p> <p>(ii) ramp blocking;</p> <p>(iii) fast active power reversal.</p> <p>3. The automatic controller referred to in paragraph 1 shall be capable of receiving the following signal types from the relevant system operator:</p> <p>(a) operational signals, receiving at least the following:</p> <p>(i) start-up command;</p> <p>(ii) active power setpoints;</p> <p>(iii) frequency sensitive mode settings;</p> <p>(iv) reactive power, voltage or similar setpoints;</p> <p>(v) reactive power control modes;</p> <p>(vi) power oscillation damping control; and</p> <p>(vii) synthetic inertia.</p> <p>(b) alarm signals, receiving at least the following:</p> <p>(i) emergency blocking command;</p> <p>(ii) ramp blocking command;</p> <p>(iii) active power flow direction; and</p> <p>(iv) fast active power reversal command.</p> <p>4. With regards to each signal, the relevant system operator may specify the quality of the supplied signal.</p> <p>Статтею 13 Регламенту ЄС 2016/1447 від 26.08.2016 (HVDC) обумовлено питання керованості активною потужністю, діапазон регулювання та швидкість</p>
--	--	---	--	--

			<p>команду швидкого реверсу активної потужності.</p> <p>Щодо кожного сигналу ОСП може визначати якість сигналу, що подається.</p>		<p>зміни активної потужності. Так, пунктом 3 цієї статті визначено можливість забезпечення блокування зміни активної потужності (тобто блокування FSM, LFSM-O, LFSM-U). Зважаючи на зазначене, пропонуємо залишити цей пункт в уточненій редакції запропонованій НЕК «УКРЕНЕРГО».</p>
7. Порядок організації приєднання до системи передачі					
7.4. Розроблення та надання Замовнику технічних умов на приєднання					
10.	глава 7 розділ III	Підпункт відсутній	<p>7.4.4. У разі зміни Замовника (сторони договору) до технічних умов на приєднання (та всіх додатків до договору про приєднання) вносяться лише ті зміни, що стосуються зміни Замовника, за умови, що він підтвердив ОСП листом-повідомленням незмінність технічних параметрів та вимог до категорії з надійності електропостачання об'єкта будівництва, визначених у технічних умовах на приєднання.</p> <p>У випадку зміни (за ініціативою Замовника) комплексу умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, визначених у технічних умовах на приєднання, а саме типу електроустановки (споживання електричної енергії/виробництва електричної енергії/зберігання енергії), точки приєднання, рівня напруги в точці приєднання та замовленої потужності (якщо зміна потужності призводить до зміни точки забезпечення потужності) у встановленому законодавством порядку відбувається розірвання існуючого договору про приєднання у порядку, визначеному підпунктом 7.6.8 пункту 7.6 цієї глави, та після звернення Замовника із заявою про приєднання у порядку, встановленому пунктом 7.2 цієї глави, укладається новий договір про приєднання за цим об'єктом.</p>	<p>7.4.4. У разі зміни Замовника (сторони договору) до технічних умов на приєднання (та всіх додатків до договору про приєднання) вносяться лише ті зміни, що стосуються зміни Замовника, за умови, що він підтвердив ОСП листом-повідомленням незмінність технічних параметрів та вимог до категорії з надійності електропостачання об'єкта будівництва, визначених у технічних умовах на приєднання.</p> <p>У випадку зміни (за ініціативою Замовника) комплексу умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, визначених у технічних умовах на приєднання, а саме типу електроустановки (споживання електричної енергії/виробництва електричної енергії/зберігання енергії, зміна джерела енергії для виробництва), точки приєднання, рівня напруги в точці приєднання та замовленої потужності (якщо зміна потужності призводить до зміни точки забезпечення потужності) у встановленому законодавством порядку відбувається розірвання існуючого договору про приєднання у порядку, визначеному підпунктом 7.6.8 пункту 7.6 цієї глави, та після звернення Замовника із заявою про приєднання у порядку, встановленому пунктом 7.2 цієї глави, укладається новий договір про приєднання за цим об'єктом.</p>	<p>Пропонуємо залишити у редакції запропонованій «УКРЕНЕРГО».</p> <p>Зазначена пропозиція враховує, що Замовник ініціює зміну джерела енергії для виробництва електричної енергії, наприклад, СЕС на ВЕС чи БіоЕС чи високоманеврену генерацію.</p> <p>При цьому тип джерела енергії прямо впливає на специфіку роботи електростанції (графік роботи, вимоги до надійності схеми живлення), що в свою чергу впливає на суттєві умови договору як то точка приєднання (наприклад, ТЕС чи ВМГ не можуть бути приєднані по одній лінії, а СЕС чи ВЕС можуть), точка забезпечення потужності (відповідно до п.14.4 СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище» для кожного виду генерації виконуються режимні розрахунки в певних режимах роботи мережі, що впливає на визначення «вузьких місць» в мережі та як результат на т.з.п. для конкретного виду генерації), термін дії ТУ, що впливає на термін дії Договору (СЕС – 2 роки, ВЕС – 3 роки, ВМГ – не має обмежень по терміну дії ТУ).</p>

V. ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА СИСТЕМИ

8. Регулювання частоти та активної потужності

8.4. Регулювання частоти та потужності

8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та резерву підтримання частоти (резерв первинного регулювання):

11.	п.п. 24 п.п. 8.4.2 п. 8.4 глави 8 розділу V	<p>24) величина необхідного сумарного нормованого первинного резерву для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» залежить від режиму її роботи з енергосистемами інших країн, які впливають на величину прийнятого в синхронній області сумарного резерву первинного регулювання і коефіцієнта розподілу Сі для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:</p> <p>для роботи у складі ENTSO-E становить ± 3000 МВт;</p> <p>для роботи у складі енергооб'єднань країн СНД, Балтії і Грузії становить ± 1200 МВт;</p> <p>для ізолюваної роботи ОЕС України ± 1000 МВт).</p> <p>Частка РПЧ, що вимагається від ОСП в якості первісного зобов'язання і ґрунтується на сумі нетто виробництва та споживання області його управління, поділених на суму нетто виробництва та споживання синхронної області протягом періоду в один рік;</p>	Відсутня редакція	<p>24) величина необхідного сумарного нормованого первинного резерву для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» залежить від режиму її роботи з енергосистемами інших країн, які впливають на величину прийнятого в синхронній області сумарного резерву первинного регулювання і коефіцієнта розподілу Сі для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:</p> <p>для роботи у складі ENTSO-E становить ± 3000 МВт;</p> <p>для роботи у складі енергооб'єднань країн СНД, Балтії і Грузії становить ± 1200 МВт;</p> <p>для ізолюваної роботи ОЕС України ± 1000 МВт).</p> <p>Частка РПЧ, що вимагається від ОСП в якості первісного зобов'язання і ґрунтується на сумі нетто виробництва та споживання області його управління, поділених на суму нетто виробництва та споживання синхронної області протягом періоду в один рік;</p>	<p>Вважаємо за необхідне врахувати пропозицію НЕК «УКРЕНЕРГО», надану НКРЕКП листом від 09.11.2022 № 01/49490.</p> <p>Ці зміни взаємозалежні разом із іншими запропонованими змінами, які подавалися до Регулятора в межах проєкту змін до КСП, розробленого з метою забезпечення виконання <u>Постанови Кабінету Міністрів України</u> від 23 серпня 2022 року № 946 «Про припинення дії Угоди між Кабінетом міністрів України та Урядом Російської Федерації про заходи щодо забезпечення паралельної роботи Об'єднаної енергетичної системи України і єдиної енергетичної системи Російської Федерації» та у зв'язку із синхронізацією ОЕС України з енергосистемою Континентальної Європи ENTSO-E та припиненням дії договору про зону регулювання «острів Бурштинської ТЕС» у складі блоку регулювання PSE.</p>
12.	п.п. 25 п.п. 8.4.2 п. 8.4 глави 8 розділу V	<p>25) прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи:</p> <p>в ізолюваному режимі роботи ± 1000 МВт. У цьому режимі ця величина може бути загальним обсягом РПЧ та РВЧ;</p> <p>у режимі паралельної роботи з ENTSO-E та відокремлено від енергооб'єднання країн СНД та Балтії прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС</p>	<p>25) прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи:</p> <p>в ізолюваному режимі роботи ± 1000 МВт. У цьому режимі ця величина може бути загальним обсягом РПЧ та РВЧ;</p> <p>у режимі паралельної синхронної роботи з ENTSO-E та відокремлено від енергооб'єднання країн СНД та Балтії прийняті величини первісних зобов'язань із</p>	<p>25) прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи:</p> <p>в ізолюваному режимі роботи ± 1000 МВт. У цьому режимі ця величина може бути загальним обсягом РПЧ та РВЧ;</p> <p>у режимі паралельної синхронної роботи з ENTSO-E та відокремлено від енергооб'єднання країн СНД та Балтії прийняті величини первісних зобов'язань із</p>	

		України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення асамблеї ENTSO-E та публікуються на офіційному вебсайті ОСП в мережі Інтернет; у режимі паралельної роботи з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії та відокремлено від ENTSO-E прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення КОТК та публікуються на офіційному вебсайті ОСП в мережі Інтернет;	первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення асамблеї ENTSO-E та публікуються на офіційному вебсайті ОСП в мережі Інтернет; у режимі паралельної роботи з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії та відокремлено від ENTSO-E прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення КОТК та публікуються на офіційному вебсайті ОСП в мережі Інтернет;	первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення асамблеї ENTSO-E та публікуються на офіційному вебсайті ОСП в мережі Інтернет ; у режимі паралельної роботи з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії та відокремлено від ENTSO-E прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення КОТК та публікуються на офіційному вебсайті ОСП в мережі Інтернет;	Уточнення
8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):					
13.	п.п. 16 п.п. 8.4.3 п. 8.4 глави 8 розділу V	16) розрахункова величина РВЧ визначається виходячи з необхідності компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання та має становити: для області регулювання ОЕС України: на завантаження - 1000 МВт; на розвантаження - 500 МВт; для області регулювання "острів Бурштинської ТЕС": на завантаження - обсяг резерву визначається відповідно до алгоритму, визначеного у підпункті 15 цього підпункту; на розвантаження - 100 МВт. В ОЕС України РВЧ орієнтовно має розміщатися в окремі періоди не менше ніж на 30 генеруючих одиницях;	16) розрахункова величина РВЧ визначається виходячи з необхідності компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання та має становити: для області регулювання ОЕС України: на завантаження - 1000 МВт; на розвантаження - 500 МВт; для області регулювання "острів Бурштинської ТЕС": на завантаження обсяг резерву визначається відповідно до алгоритму, визначеного у підпункті 15 цього підпункту; на розвантаження 100 МВт. В ОЕС України РВЧ орієнтовно має розміщатися в окремі періоди не менше ніж на 30 генеруючих одиницях;	16) розрахункова величина РВЧ визначається виходячи з необхідності компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання. та має становити: для області регулювання ОЕС України: на завантаження – 1000 МВт; на розвантаження – 500 МВт; для області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»: на завантаження обсяг резерву визначається відповідно до алгоритму, визначеного у підпункті 15 цього підпункту; на розвантаження 100 МВт. В ОЕС України РВЧ орієнтовно має розміщатися в окремі періоди не менше ніж на 30 генеруючих одиницях;	Пропонуємо врахувати зміни, зазначені у редакції НЕК «Укренерго» і видалити величини РВЧ. Це пов'язано із тим, що величина РВЧ може змінюватися в залежності від величини потужності найбільшого енергоблока (перемаркування, наприклад) та найбільшого споживача в системі. Для уникнення фіксації в КСП цієї величини. Обсяг РВЧ має визначатись окремо для кожного відповідного періоду часу враховуючи склад генерації та споживання на цей період, та з огляду на необхідність в подальшому закупки необхідного обсягу РВЧ на ринку ДП.
14.	пп. 19 пп. 8.4.3 п. 8.4 глави 8 розділу V	19) мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими: активація одиниці (групи) надання РВЧ повинна відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд;	19) мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими: активація одиниці (групи) надання РВЧ аРВЧ повинна відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд;	19) мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими: активація одиниці (групи) надання аРВЧ повинна відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд;	Пропонуємо доповнити редакцію цього пункту. Редакція НЕК «УКРЕНЕРГО» та НКРЕКП не суперечать одна одній, а доповнюють та відповідають вимогам Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.

		<p>час введення в дію (повної активації) РВЧ не більше 15 хвилин;</p> <p>стійка видача РВЧ з моменту введення в дію (до введення в дію необхідного РЗ), тобто не менше 60 хвилин;</p> <p>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;</p> <p>вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом, не більшим ніж 1 секунда;</p> <p>одиниця (група) постачання РВЧ повинна виконувати вимоги зі швидкості зміни навантаження;</p> <p>...</p>	<p>час введення в дію (повної активації) РВЧ не більше 15 хвилин;</p> <p>стійка видача РВЧ з моменту введення в дію (до введення в дію необхідного РЗ), тобто не менше 60 хвилин;</p> <p>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;</p> <p>вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом, не більшим ніж 1 секунда;</p> <p>одиниця (група) постачання РВЧ повинна виконувати вимоги зі швидкості зміни навантаження;</p> <p>одиниці (групи) постачання РВЧ мають бути приєднані тільки до одного ОСП;</p> <p>...</p>	<p>час введення в дію (повної активації) РВЧ не більше 15 хвилин;</p> <p>стійка видача РВЧ з моменту введення в дію (до введення в дію необхідного РЗ), тобто не менше 60 хвилин;</p> <p>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;</p> <p>вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом, не більшим ніж 1 секунда;</p> <p>одиниця (група) постачання РВЧ повинна виконувати вимоги зі швидкості зміни навантаження;</p> <p>одиниці (групи) постачання РВЧ мають бути приєднані тільки до одного ОСП;</p> <p>управління резервами одиниці (групи) постачання РВЧ має здійснюватися тільки одним ОСП;</p> <p>...</p>	<p>Article 158 FRR minimum technical requirements.</p> <p>1. The FRR minimum technical requirements shall be the following:</p> <p>(a) each FRR providing unit and each FRR providing group shall be connected to only one reserve connecting TSO;</p> <p>...</p> <p>Управління резервами одиниці (групи) постачання РВЧ може (на основі відповідної угоди) здійснюватися ОСП до якого не приєднаний даний резерв.</p>
8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та резервів заміщення:					
15.	<p>пп. 10</p> <p>пп. 8.4.4</p> <p>п. 8.4</p> <p>глави 8</p> <p>розділу V</p>	Підпункт відсутній	10) одиниці (групи) постачання РЗ мають бути приєднаними тільки до одного ОСП;	<p>10) одиниці (групи) постачання РЗ мають бути приєднаними тільки до одного ОСП;</p> <p>11) управління резервами одиниці (групи) постачання РЗ має здійснюватися тільки одним ОСП;</p>	<p>Пропонуємо доповнити редакцію цього пункту новим підпунктом із зміною нумерації наступного підпункту.</p> <p>Редакція НЕК «УКРЕНЕРГО» та НКРЕКП не суперечать одна одній, а доповнюють та відповідають вимогам Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.</p> <p>Article 161 RR minimum technical requirements.</p> <p>1. RR providing units and RR providing groups shall comply with the following minimum technical requirements:</p> <p>(a) connection to <u>only one</u> reserve connecting TSO;</p> <p>...</p>

16.	пп. 11 пп. 8.4.4 п. 8.4 глави 8 розділу V	Підпункт відсутній	11) активація третинного регулювання повинна відбуватися у відповідності до оперативної команди ОСП.	11 12) активація третинного регулювання повинна відбуватися у відповідності до оперативної команди ОСП.	Зміна нумерації.
9. Регулювання напруги та реактивної потужності					
9.6. Режими регулювання напруги та реактивної потужності					
17.	пп. 9.6.7 п.9.6 глави 9 розділу V	<p>9.6.7. У разі вичерпання регулювального діапазону засобів, зазначених у підпунктах 9.6.2 та 9.6.5 цього пункту, для регулювання напруги можливо застосування таких обмежувальних дій:</p> <p>1) для запобігання зниженню напруги нижче допустимих значень:</p> <p>відімкнення однієї сторони довгих передавальних ліній ВН, якщо це допустимо за режимом роботи енергосистеми;</p> <p>перемикання агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим виробництва;</p> <p>додаткова оперативна команда ОСП про збільшення вироблення реактивної потужності тепловими електростанціями, окрім атомних електростанцій, за рахунок їхнього виробництва</p> <p>активної потужності, але у межах їхніх технічних обмежень;</p> <p>запит про підтримку реактивною потужністю з суміжних енергосистем;</p> <p>обмеження та вимкнення споживачів (ГAB, САВH) для запобігання лавини напруги, якщо всі інші ресурси регулювання напруги вичерпані;</p> <p>оперативні команди користувачам системи розподілу щодо регулювання напруги та реактивної потужності;</p> <p>...</p>	<p>9.6.7. У разі вичерпання регулювального діапазону засобів, зазначених у підпунктах 9.6.2 та 9.6.5 цього пункту, для регулювання напруги можливо застосування таких обмежувальних дій:</p> <p>1) для запобігання зниженню напруги нижче допустимих значень:</p> <p>відімкнення однієї сторони довгих передавальних ліній ВН, якщо це допустимо за режимом роботи енергосистеми;</p> <p>перемикання агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим виробництва;</p> <p>додаткова оперативна команда ОСП про збільшення вироблення реактивної потужності тепловими електростанціями, окрім атомних електростанцій, за рахунок їхнього виробництва активної потужності, але у межах їхніх технічних обмежень;</p> <p>запит про підтримку реактивною потужністю з суміжних енергосистем;</p> <p>обмеження та вимкнення споживачів (ГAB, САВH) для запобігання лавини лавиноподібному падінню напруги, якщо всі інші ресурси регулювання напруги вичерпані;</p> <p>оперативні команди користувачам системи розподілу щодо регулювання напруги та реактивної потужності;</p> <p>...</p>	<p>9.6.7. У разі вичерпання регулювального діапазону засобів, зазначених у підпунктах 9.6.2 та 9.6.5 цього пункту, для регулювання напруги можливо застосування таких обмежувальних дій:</p> <p>1) для запобігання зниженню напруги нижче допустимих значень:</p> <p>відімкнення однієї сторони довгих передавальних ліній ВН, якщо це допустимо за режимом роботи енергосистеми;</p> <p>перемикання агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим виробництва;</p> <p>додаткова оперативна команда ОСП про збільшення вироблення реактивної потужності тепловими електростанціями, окрім атомних електростанцій, за рахунок їхнього виробництва активної потужності, але у межах їхніх технічних обмежень;</p> <p>запит про підтримку реактивною потужністю з суміжних енергосистем;</p> <p>обмеження та вимкнення споживачів (ГAB, СГAB, САВH) для запобігання лавиноподібному падінню напруги, якщо всі інші ресурси регулювання напруги вичерпані;</p> <p>оперативні команди користувачам системи розподілу щодо регулювання напруги та реактивної потужності;</p> <p>...</p>	<p>Пропозиція уточнити редакцію та додати спеціальні графіки аварійних відключень до заходів для запобігання лавиноподібному падінню напруги.</p>

ІХ. НАДАННЯ/ВИКОРИСТАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ ОПЕРАТОРУ/ОПЕРАТОРОМ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ					
2. Вимоги до моніторингу надання ДП					
18.	п. 2.10 глави 2 розділу ІХ	2.10. Постачальники РПЧ мають право агрегувати відповідні дані згідно з пунктом 5.4 цієї глави для більше ніж однієї одиниці надання РПЧ, якщо максимальна потужність агрегованих одиниць нижче 10 МВт і можливе чітке підтвердження активації РПЧ. На вимогу ОСП щодо перевірки активації РПЧ постачальник РПЧ повинен надати дані, що стосуються технічних пристроїв, які є частиною однієї і тієї ж одиниці постачання РПЧ.	2.10. Постачальники РПЧ мають право агрегувати відповідні дані згідно з пунктом 5.4 2.6 цієї глави для більше ніж однієї одиниці надання РПЧ, якщо максимальна потужність агрегованих одиниць нижче 10 1 МВт і можливе чітке підтвердження активації РПЧ. На вимогу ОСП щодо перевірки активації РПЧ постачальник РПЧ повинен надати дані, що стосуються технічних пристроїв, які є частиною однієї і тієї ж одиниці постачання РПЧ.	2.10. Постачальники РПЧ мають право агрегувати відповідні дані згідно з пунктом 2.6 цієї глави для більше ніж однієї одиниці надання РПЧ, якщо максимальна потужність агрегованих одиниць нижче 10 1,5 МВт і можливе чітке підтвердження активації РПЧ. На вимогу ОСП щодо перевірки активації РПЧ постачальник РПЧ повинен надати дані, що стосуються технічних пристроїв, які є частиною однієї і тієї ж одиниці постачання РПЧ.	Пропонуємо врахувати в редакції запропонованій НЕК «Укренерго» з метою приведення редакції цього пункту у відповідність до вимог SOGL в частині «максимальна потужність агрегованих одиниць нижче 1,5 МВт» Відповідно до SOGL, Art 154: ... 9. Each FCR provider shall have the right to aggregate the respective data for more than one FCR providing unit if the maximum power of the aggregated units is below 1,5 MW and a clear verification of activation of FCR is possible. ...
ХІ. НАДАННЯ ПОСЛУГ З ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА З ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО (ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО) УПРАВЛІННЯ					
2. Вимоги щодо якості надання послуг з передачі електричної енергії					
19.	глави 2 розділу ХІ	Пункт відсутній	2.3. ОСП проводить моніторинг якості електричної енергії в мережах системи передачі, зокрема щодо вимірювання таких показників: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги. Система моніторингу має бути побудована на основі даних, отриманих на регулярній (за допомогою стаціонарних засобів) або вибіркової (за допомогою переносних засобів) основі. ОСП забезпечує на регулярній основі вимірювання показників якості електричної енергії на шинах підстанцій, від яких заживлені Користувачі. Вимірювання приладами контролю показників якості електричної енергії проводяться у випадку звернення Користувача щодо необхідності їх проведення на межі балансової належності у разі її розміщення на об'єкті Користувача та наявності на ньому не гірших за класом	2.3. ОСП проводить моніторинг якості електричної енергії в мережах системи передачі, зокрема щодо вимірювання таких показників: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги. Система моніторингу має бути побудована на основі даних, отриманих на регулярній (за допомогою стаціонарних засобів) або вибіркової (за допомогою переносних засобів) основі. ОСП забезпечує на регулярній основі вимірювання показників якості електричної енергії на шинах підстанцій, від яких заживлені Користувачі. Вимірювання переносними приладами контролю показників якості електричної енергії проводяться у випадку звернення Користувача щодо необхідності їх проведення на межі балансової належності у разі її розміщення на об'єкті Користувача та наявності на ньому не гірших за класом	Пропозиція зазначити пункт у редакції запропонованій НЕК "УКРЕНЕРГО". У першому абзаці цього пункту йде мова, що вимірювання можуть бути здійснені як стаціонарними засобами так і переносними. У другому абзаці деталізується процедура вимірювання та якими засобами вона здійснюється. В другому реченні першого абзацу даного пункту йде мова про вимірювання показників якості електроенергії (ПЯЕ) на регулярній та вибірковій основі, відповідно за допомогою стаціонарних та переносних засобів. Далі там же у другому абзаці цього пункту у редакції НЕК «УКРЕНЕРГО» деталізовано саме де застосовуються стаціонарні засоби і де переносні. Вилучення слова «переносними» руйнує побудову даного пункту, який передбачає проведення вимірювань ПЯЕ за допомогою переносних засобів при зверненні Користувача про необхідність проведення таких вимірювань. І якщо немає можливості провести у нього вимірювання стаціонарними засобами (через їхню відсутність), то там буде треба поставити

			<p>точності вимірювальних трансформаторів, ніж зі сторони ОСП.</p> <p>Дані вимірювання показників якості електричної енергії мають оброблятися, зберігатися ОСП протягом 5 років.</p>	<p>точності, ніж зі сторони ОСП, вимірювальних трансформаторів.</p> <p>Дані вимірювання показників якості електричної енергії мають оброблятися, зберігатися ОСП протягом 5 років.</p>	<p>переносні засоби. Тобто як проводити регулярний моніторинг ПЯЕ прописано, а як робити вибірковий моніторинг ПЯЕ – ні. Повернення слова «переносними» у другий абзац дозволить завершити побудову даного пункту за сенсом.</p>
Додатки 3 (тип А) – 3 (тип В) до Кодексу системи передачі					
ДОГОВІР про приєднання електроустановок до системи передачі (типова форма)					
3. Права та обов'язки Сторін					
20.	п. 3.6 глави 3 додатку 3 (тип А) до КСП	3.6. Підключення електроустановки Замовника до електричних мереж електропередавальної організації здійснюється на підставі заяви протягом 5 днів, якщо підключення не потребує припинення електропостачання інших споживачів, або 10 днів, якщо підключення потребує припинення електропостачання інших споживачів, після введення в експлуатацію об'єкта Замовника в порядку, установленому законодавством у сфері містобудування.	3.6. Підключення електроустановки Замовника до електричних мереж електропередавальної організації здійснюється на підставі заяви протягом 5 днів, якщо підключення не потребує припинення електропостачання інших споживачів, або 10 днів, якщо підключення потребує припинення електропостачання інших споживачів, після введення в експлуатацію об'єкта Замовника в порядку, установленому законодавством у сфері містобудування.	3.6. Підключення електроустановки Замовника до електричних мереж системи передачі електропередавальної організації здійснюється на підставі заяви протягом 5 днів, якщо підключення не потребує припинення електропостачання інших споживачів, або 10 днів, якщо підключення потребує припинення електропостачання інших споживачів, після введення в експлуатацію об'єкта Замовника в порядку, установленому законодавством у сфері містобудування.	Пропозиція уточнити редакцію відповідних пунктів Додатків 3 (тип А), (тип Б), (тип В) до КСП із врахуванням назви Договору про приєднання електроустановок до системи передачі .

02.12.2022 № 45/6-80/2022
На № _____ від _____

**Голові
Національної комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг
Ущиповському К.В.**

03057 м. Київ, вул. Сім'ї Бродських, 19

Щодо проєкту Постанови НКРЕКП
«Про затвердження змін до Кодексу системи передачі»

Шановний Костянтин Валерійовичу!

25 листопада 2022 року Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг оприлюднено на офіційному вебсайті НКРЕКП в мережі Інтернет проєкт рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі».

Проєктом постанови «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», пропонується, зокрема, актуалізувати положення Кодексу системи передачі в частині унормування порядку організації приєднання до системи передачі у разі зміни Замовника (сторони договору) або зміни (за ініціативою замовника) комплексу умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта замовника, визначених у технічних умовах на приєднання.

У відповідності до Порядку проведення відкритого обговорення проєктів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, що затверджений постановою НКРЕКП від 30.06.2017 № 866, надсилаємо зауваження та пропозиції до проєкту, що має ознаки регуляторного акта - постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі».

Просимо розглянути зазначені зауваження та пропозиції (спільно з листом Товариства від 26.10.2022 вих № 45/6-72/2022 (вих. НКРЕКП № 15672/1-22 від 27.10.2022)) та врахувати їх у змінах, що пропонуються.

Додаток. Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі».

З повагою,

**Виконувач обов'язків
Генерального директора**



О.М. Селищев



Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»

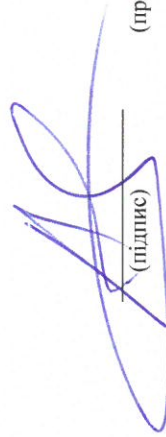
Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
<p>7.4.4. У разі зміни Замовника (сторони договору) до технічних умов на приєднання (та всіх додатків до договору про приєднання) вносяться лише ті зміни, що стосуються зміни Замовника, за умови, що він підтвердив ОСП листом - повідомленням незмінність технічних параметрів та вимог до категорії з надійності електропостачання об'єкта будівництва, визначених у технічних умовах на приєднання.</p>	<p>7.4.4. У разі зміни Замовника (сторони договору) до технічних умов (та всіх додатків до договору про приєднання) вносяться лише ті зміни, що стосуються зміни Замовника, за умови, що він підтвердив ОСП листом - повідомленням незмінність технічних параметрів та вимог до категорії з надійності електропостачання об'єкта будівництва, визначених у технічних умовах на приєднання.</p>	<p>Запропонована НЕК «УКРЕНЕРГО» редакція п.7.4.4. розділу III КСП дублює вже існуючу вимогу п.4.1.24 глави 4.1 розділу IV КСР та не враховує відмінностей у порядках приєднання електроустановок замовників до систем розподілу та передачі, відповідно, насамперед в частині визначення плати за приєднання, строку надання послуги з приєднання, виконання проектних робіт.</p> <p>Так, згідно КСР плата за приєднання (повністю або частково) визначається на момент укладання договору про приєднання, згідно ставок, визначених ,в т. ч. з урахуванням рівня напруги у точці приєднання, місця знаходження точки приєднання строки надання послуги з приєднання для переважної частини замовників є фіксованими, розробка проектної документації виконується як Замовником, так і ОСР. За вказаних умов, дійсно, зміна точки приєднання або рівня напруги у точці приєднання призводить до зміни суттєвих умов договору, зокрема вартості послуги з приєднання, строку її надання і вказана редакція є доречною.</p>
<p>У випадку зміни (за ініціативою Замовника) комплексу умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, визначених у технічних умовах на приєднання, а саме типу електроустановки (споживання електричної енергії/ виробництва електричної енергії/зберігання</p>	<p>У випадку зміни (за ініціативою Замовника) комплексу умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, визначених у технічних умовах на приєднання, а саме типу електроустановки (споживання електричної енергії/ виробництва електричної енергії/зберігання</p>	<p>У випадку КСП визначено інший порядок, зокрема, на момент укладання договору ні вартість послуги, ні строк її надання договором не визначені, а узгоджуються сторонами тільки після розробки Замовником проектної документації у повному обсязі.</p>

<p>енергії/зберігання енергії), точки приєднання, рівня напруги в точці приєднання та замовленої потужності (якщо зміна потужності призводить до зміни точки забезпечення потужності) у встановленому законодавством порядку відбувається розірвання існуючого договору про приєднання у порядку, визначеному підпунктом 7.6.8 пункту 7.6 цієї глави, та після звернення Замовника із заявою про приєднання у порядку, встановленому пунктом 7.2 цієї глави, укладається новий договір про приєднання за цим об'єктом.</p>	<p>енергії), точки приєднання, рівня напруги в точці приєднання (якщо зміна точки приєднання та/або рівня напруги в точці приєднання пов'язана із зміною схеми споживання або видачі електроенергії) та замовленої потужності (якщо зміна потужності призводить до зміни точки забезпечення потужності) у встановленому законодавством порядку відбувається розірвання існуючого договору про приєднання у порядку, визначеному підпунктом 7.6.8 пункту 7.6 цієї глави, та після звернення Замовника із заявою про приєднання у порядку, встановленому пунктом 7.2 цієї глави, укладається новий договір про приєднання за цим об'єктом.</p>	<p>При цьому, вартість послуги з приєднання не залежить від напруги приєднання і місця знаходження точки приєднання і визначається разом із строком надання послуги з приєднання на підставі розробленої Замовником проектної документації. Таким чином, внесення змін до ТУ в частині зміни точки приєднання та/або рівня напруги в точці приєднання не впливає на зобов'язання ОСП, а має вплив виключно на розробника проектної документації, тобто Замовника, який є ініціатором цих змін.</p> <p>Стосовно зміни точки приєднання і напруги приєднання можна навести наступний приклад. Точка приєднання визначається на межі земельної ділянки Замовника або за згодою Замовника, безпосередньо на земельній ділянці. У разі якщо, на етапі укладання договору про приєднання точку приєднання та відповідну напругу в ній було визначено на межі земельної ділянки, а в ході його виконання (наприклад, на етапі проектування), сторонами було досягнуто згоди щодо її (їх) зміни і встановлення точки приєднання на земельній ділянці Замовника (без зміни схеми споживання або видачі електроенергії), для сторін договору, фактично нічого не змінюється, оскільки Замовник як виконував проектні роботи так їх і виконує, а для ОСП зобов'язання щодо строків надання послуги та їх вартості, ще не визначені. Вважаємо, що для даного випадку відсутня необхідність в отриманні нових ТУ та укладанні нового договору про приєднання. З метою запобігання зловживанням щодо отримання фактично нових ТУ під виглядом внесення змін до діючих, пропонуємо передбачити умову, стосовно збереження схеми споживання або видачі електроенергії, передбаченої початковою редакцією ТУ.</p> <p>Одночасно, при збереженні існуючої схеми споживання або видачі електроенергії зберігається і відповідна точка забезпечення потужності, що узгоджується з наступною умовою стосовно зміни величини потужності.</p>
--	--	---

Відсутнє	<p>7.6.4. Термін виконання договору про приєднання встановлюється сторонами з урахуванням часу, необхідного для нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж, пов'язаних з приєднанням електроустановок Замовника.</p> <p>Договір про приєднання може бути продовжений на узгоджений сторонами строк після закінчення строку дії технічних умов визначеного Законом України «Про регулювання містобудівної діяльності», за умови, що протягом строку дії технічних умов оператором системи передачі було узгоджено проекту документацию на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника, або оплачено частково плату за приєднання.</p> <p>Під час дії договору про приєднання виконання технічних умов на приєднання до системи передачі є обов'язковим для всіх сторін договору.</p> <p>У разі відсутності проектної документації на будівництво,</p>	<p>Згідно положень п.7.3 типового договору про приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, до системи передачі, строк дії Договору може бути продовжений за вмотивованим зверненням однієї зі Сторін у передбаченому законодавством порядку.</p> <p>Одночасно, згідно ст.30 ЗУ «Про регулювання містобудівної діяльності», технічні умови є вихідними даними для проектування. Враховуючи, вищезазначене, а також положення абзацу першого даного пункту, строк дії ТУ і строк дії договору про приєднання не є тотожними. На сьогодні, як правило, строк дії договору про приєднання визначається з урахуванням строку дії ТУ. Пропонується конкретизувати умови продовження строку дії договорів про приєднання.</p> <p>Проте, з урахуванням дії воєнного стану на території України та, відповідно, форс мажорних обставин з метою уникнення, некоректного застосування даної норми, пропонуємо її застосовувати виключно для договорів про приєднання укладених після 24.02.2022 року або після набуття чинності змін до даного пункту.</p>
----------	---	---

	реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника, узгодженої оператором системи передачі протягом строку дії технічних умов або відсутності часткової оплати плати за приєднання у встановленому законодавством порядку відбувається розірвання існуючого договору про приєднання.	
--	--	--

"02" грудня 2022 року


(підпис)

Селищев О.М.
(прізвище, ім'я та по батькові)