

**Обґрунтування технічних та якісних характеристик предмета закупівлі, очікуваної вартості предмета закупівлі:**

Коригування Схеми перспективного розвитку оператора системи розподілу ДП «Регіональні електричні мережі» на 2024-2033 роки за кодом ЄЗС ДК 021:2015 – 71320000-7 «Послуги з інженерного проектування»

(відповідно до пункту 4<sup>1</sup> постанови КМУ від 11.10.2016 №710 «Про ефективне використання держаних коштів»)

- 1. Найменування замовника:** ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ»
- 2. Назва предмета закупівлі із зазначенням коду за Єдиним закупівельним словником:** Коригування Схеми перспективного розвитку оператора системи розподілу ДП «Регіональні електричні мережі» на 2024-2033 роки за кодом ЄЗС ДК 021:2015 – 71320000-7 «Послуги з інженерного проектування»
- 3. Ідентифікатор закупівлі:** UA-2026-05-25-006859-a  
<https://prozorro.gov.ua/uk/tender/UA-2026-05-25-006859-a>
- 4. Обґрунтування технічних та якісних характеристик предмета закупівлі:** Інформація про технічні, якісні та кількісні характеристики предмета закупівлі наведена в Додатку. Технічні та якісні характеристики предмета закупівлі визначені відповідно до потреб замовника та з урахуванням вимог законодавства.
- 5. Очікувана вартість предмета закупівлі:** 107 389,80 грн з ПДВ (сто сім тисяч триста вісімдесят дев'ять гривень 80 коп.) з ПДВ.
- 6. Обґрунтування очікуваної вартості закупівлі:** Визначення очікуваної вартості – згідно п. 1.6.1. схваленої НКРЕКП Інвестиційної програми ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» на 2026 р. з урахуванням збільшення суми на 5% від початкової на підставі п. 4.4. Постанови НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 зі змінами «Про затвердження порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу».

**Додаток** – Технічне завдання до предмета закупівлі: Коригування Схеми перспективного розвитку оператора системи розподілу ДП «Регіональні електричні мережі» на 2024-2033 роки за кодом ЄЗС ДК 021:2015 – 71320000-7 «Послуги з інженерного проектування»

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ до послуг:**  
**Коригування Схеми перспективного розвитку оператора системи розподілу**  
**ДП «Регіональні електричні мережі» на 2024-2033 роки**

**1. Назва:**

Коригування Схеми перспективного розвитку оператора системи розподілу ДП «Регіональні електричні мережі» на 2024-2033 роки (далі – Схема).

**2. Підстава для виконання коригування Схеми та нормативно-правові акти, що використовуються:**

- 2.1. Кодекс систем розподілу.
- 2.2. Кодекс системи передачі.
- 2.3. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 «Виконання схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила».
- 2.4. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище»
- 2.5. СОУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016 «Стандарт операційної безпеки функціонування Об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика».
- 2.6. Закон України «Про ринок електричної енергії».
- 2.7. ДСТУ EN 50160:2023 (EN 50160:2022, IDT) Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності.
- 2.8. ДСТУ 8292:2015 Вітроенергетика. Вітрові електричні станції. Приєднання до електроенергетичної системи.
- 2.9. ДСТУ 8635:2016 Геліоенергетика. Площинки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи.
- 2.10. ГКД 341.004.001-94 «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ» (крім розділу 2 «Схеми принципів електричні»).
- 2.11. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій» в частині розділу 2 «Схеми принципів електричні».
- 2.12. Правила улаштування електроустановок.
- 2.13. СОУ-Н ЕЕ 35.504:2006 «Облік та оцінювання роботи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики».
- 2.14. ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій та мереж. Правила».
- 2.15. СОУ-Н МЕВ 40.1 – 00100227 – 68:2012 «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки».
- 2.16. ГКД 34.35.604-96 (у редакції наказу Міністерства енергетики України від 01.10.2019 №417) «Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електричних станцій і підстанцій 110-750 кВ»

**3. Дані про замовника:**

Найменування: Державне підприємство «Регіональні електричні мережі»

Адреса: вул. Кирилівська, 85, м. Київ, 04080,

Телефон: (044) 206-62-80

e-mail: kanc@meregi.com

Код ЄДРПОУ 32402870

**4. Джерело фінансування:**

Власні кошти замовника.

**5. Вихідні дані для виконання коригування Схеми:**

**5.1. Основні обсяги надання послуг:**

№	Найменування змін	Стислий опис надання послуг
	<b>У зв'язку з розширенням зони ліцензійної діяльності Підприємства на частину об'єктів електричних мереж Гайсинського району Вінницької області (м.Ладижин, с.Степашки) додати:</b>	
1	Звітні дані щодо технічного стану ліній 6-110 (150) кВ (рік введення в експлуатацію, технічний стан, тип і рік встановлення опор тощо)	нове - доповнити: 1) 25 од. ТП/КТП 10/0,4 кВ (13 од. 1-трансформаторна, 12 од - 2-трансформаторна); 2) ЛЕП-10 кВ (1 од. - 0,03 км); 3) ЛЕП (КЛ) 6-10 кВ (32 од. - разом 13,71 км); 4) ЛЕП (КЛ, КПЛ, ПЛ) до 1 кВ (135 од - разом 14,8 км)
2	Захід «Реконструкція розподільчих мереж у м. Ладижин»	1) ТП-14 (2тр. ТМ-630/10): Реконструкція будівлі, заміна, наладка РУ 0,4 кВ; 2) ТП-2 (2тр. ТМ-315/10): Реконструкція будівлі, заміна, наладка РУ 10 кВ; 3) ТП-5 (2тр. ТМ-315/10): Реконструкція будівлі, заміна, наладка РУ 0,4 кВ; 4) ТП-11а (1тр. 250/10): Реконструкція будівлі, заміна покрівлі, збільшення потужності тр-ра на 400 кВА; 5) Реконструкція КЛ-10 кВ ПС 110 кВ Ладижин – ТП- 3 з заміною кабелю протяжністю 0,52 км; 6) Реконструкція КЛ-10 кВ ПС 110 кВ Ладижин – ТП- 5 з заміною кабелю протяжністю 0,68 км; 7) Реконструкція КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Ладижин-ТП-1 "Піонерська" з заміною кабелю протяжністю 0,68 км; 8) Реконструкція КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Ладижин-ТП-2 №1 з заміною кабелю протяжністю 0,23 км; 9) Реконструкція КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Ладижин-ТП-2 №2 з заміною кабелю протяжністю 0,23 км; 10) Реконструкція КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Ладижин-ТП "Профілакторій" з заміною кабелю протяжністю 0,76 км; 11) Реконструкція КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Ладижин-ТП "Фекальна насосна житлового містечка" №1 з заміною кабелю протяжністю 0,365 км; 12) Реконструкція КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Ладижин-ТП "Фекальна насосна житлового містечка" №2 з заміною кабелю протяжністю 0,365 км; 13) Реконструкція КЛ 10 кВ ТП-13 - ТП-14 з заміною кабелю протяжністю 0,674 км; 14) Реконструкція КЛ 10 кВ ТП-14 - ТП-18№2 з заміною кабелю протяжністю 0,42 км; 15) Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-10 - будинок 28 з заміною кабелю протяжністю 0,125 км; 16) Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-6 - будинок 11 з заміною кабелю протяжністю 0,095 км;

		<p>17) Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-6 - будинок 10 з заміною кабелю протяжністю 0,085 км;</p> <p>18) Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-5 - будинок 5 з заміною кабелю протяжністю 0,050 км;</p> <p>19) Реконструкція КЛ 0,4 кВ ТП-7 - будинок 15 з заміною кабелю протяжністю 0,195 км.</p> <p>20) Впровадження АСКОЕ для 2204 побутових споживачів та встановлення інтелектуальних (смарт) лічильників, є частиною стратегічного планування розвитку системи розподілу для забезпечення надійності, безпеки та економічної ефективності енергопостачання.</p>
<b>Волинська область (додати)</b>		
1	Звітні дані щодо технічного стану ліній 6-110 (150) кВ (рік введення в експлуатацію, технічний стан, тип і рік встановлення опор тощо)	нове - доповнити: 1) 1 од. ТП 6/0,4 кВ (ТП-57)
2	Захід «Реконструкція ТП-57»	Заміна трансформатора ТМ320/6/0,4кВА на ТМ-400/6/0,4кВА – 1 шт.; заміна роз'єднувача РВ6/400 - 1шт; заміна вимикачів навантаження ВН-16-200 - 4шт.; заміна панелі ЩО-59-2 - 5шт.; заміна КРУ-6кВ на КСО-393 -7шт.
3	Захід «Будівництво КЛ-6 кВ від ТП-57 до КТП-209»	Будівництво другої лінії живлення (КЛ 6 кВ резервного живлення).
<b>Львівська область (додати)</b>		
1	Звітні дані щодо технічного стану ліній 6-110 (150) кВ (рік введення в експлуатацію, технічний стан, тип і рік встановлення опор тощо)	нове - доповнити: 1) 1 од. ПС 6 кВ (ПС-6 кВ «Великомостівська»);
2	Захід «Реконструкція ПС-6 кВ «Великомостівська»	Заміна трансформатора ТМ 560/6/0,4кВА на ТМ-560/6/0,4кВА – 1 шт.; Заміна трансформатора ТС 560/6/0,4кВА на ТМ-560/6/0,4кВА – 1 шт.; Заміна трансформатора ТМ 100/6/0,4кВА на ТМ-100/6/0,4кВА – 1 шт.; Заміна масляних вимикачів ВМГ-144 – 19 шт.
<b>Донецька область</b>		
	Заходи з реконструкції з 2024-2025 років - перенести на 2030-2033 відповідно, на період після закінчення бойових дій та проведення оновленого обстеження стану об'єктів.	
<b>ДП "РЕМ"</b>		
1	Замінити назви "Західна філія", "Східна філія" на ДП "Регіональні електричні мережі" у відповідній області - на всіх графічних та текстових матеріалах	Західна філія – замінити на «ДП "Регіональні електричні мережі" (Волинська область) або ДП "Регіональні електричні мережі" (Львівська область) (відповідно до місця знаходження об'єкту); Східна філія – замінити на ДП "Регіональні електричні мережі" (Дніпропетровська область)

		або ДП "Регіональні електричні мережі" (Донецька область) (відповідно до місця знаходження об'єкту). Добавити - ДП "Регіональні електричні мережі" (Вінницька область) (відповідно до місця знаходження об'єкту у м. Ладижин, с. Степашки).
2	Дані щодо відхилень за рівнями напруг в мережі 6-110 (150) кВ, які визначені специфікою встановленого обладнання або режимами обмеження в мережі. Інформація про перспективний розвиток мереж на 10 річну перспективу. Пріоритетність виконання заходів.	в частині пріоритетності виконання заходів: 1. Додати елементи диспетчеризації, а саме пов'язати вимоги КСР та дод. 8 КСП (технічні вимоги) щодо телемеханіки (управління, сигналізація) з виведенням на диспетчерський пункт. 2. Створення "робочого" АРМ диспетчера (Волинська обл.), АРМ диспетчера (м. Ладижин, Вінницька обл.), АРМ диспетчера (м. Київ).

5.2. Вихідними даними для коригування Схеми також служать відомості, пропозиції, звіти за попередні періоди, перспективні плани та заходи, результати аудиту та діагностики технічного стану електричних мереж.

#### **6. Основні завдання та вимоги при виконанні коригування Схеми:**

6.1. Аналіз основних техніко-економічних показників електричних мереж оператора системи розподілу.

6.2. Аналіз технічного стану існуючих електричних мереж системи розподілу та загальна характеристика регіону.

6.3. Прогноз рівнів і структури розподілу електроспоживання та електричних навантажень в частині визначення приросту споживання, з визначенням орієнтовного балансу потужності та електричної енергії на п'яти і десятирічну перспективу.

6.4. Аналіз надійності живлення користувачів (споживачів) з урахуванням схем РУ діючих електростанцій та підстанцій.

6.5. Аналіз нормальних, ремонтних (післяаварійних) та ремонтно-аварійних режимів роботи розподільної електричної мережі в умовах максимальних, мінімальних та денного зниження навантаження для літнього та зимового періодів року на п'яти та на десятирічну перспективу, як з урахуванням максимальної потужності генерації ВДЕ, так і з нульовою генерацією ВДЕ (завантаження ЛЕП, трансформаторів, рівні напруги). Оцінка рівнів напруги в існуючій мережі системи розподілу з урахуванням приєднання нових генеруючих потужностей, виданих технічних умов. Виявлення «вузьких місць», розроблення рекомендацій із забезпечення параметрів режимів у межах допустимих значень. Обсяги перспективного вводу ВДЕ можуть бути розраховані для двох сценаріїв розвитку:

- ВДЕ, що мають діючі договори про приєднання до електромереж;
- ВДЕ, будівництво яких розпочато та які стали переможцями аукціонів з розподілу квоти підтримки ВДЕ згідно діючого законодавства України.

6.6. Перевірка відповідності системи розподілу вимогам надійності електропостачання, в тому числі зв'язків 110 кВ, які шунтують мережу системи передачі, а саме забезпечення аварійних (ремонтних) та ремонтно-аварійних режимів роботи мережі ОСР та ОСП.

6.7. Висновки щодо необхідності розвитку центрів живлення (завантаження трансформаторів та автотрансформаторів мережі ОСП, зміни струмів КЗ на шинах ПС), збільшення автотрансформаторної потужності ПС ОСП, необхідність спорудження нових центрів живлення для покриття прогнозованого зростання навантаження тощо.

6.8. Розроблення пропозицій на основі виконання техніко-економічного порівняння варіантів розвитку ОСР щодо нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення, ранжирування за часом введення основних об'єктів електричної мережі з урахуванням необхідності забезпечення резервів потужності для майбутніх приєднань споживачів.

6.9. Аналіз приєднання нових електроустановок виробництва електроенергії та нових споживачів, що будуть приєднані до мереж ОСР та електроенергетичної системи району розміщення ОСР з зазначенням точок такого приєднання, прогнозованої потужності та орієнтовних років вводу згідно виданих ТУ.

6.10. Оцінювання потреби в електротехнічному обладнанні в мережі ОСР 6-110(150) кВ, у т.ч. і з урахуванням введених в експлуатацію генеруючих потужностей в мережі ОСР та електроенергетичної системи району, виданих технічних умов.

6.11. Визначення місць в мережі системи розподілу де необхідно виконати встановлення та/або реконструкцію пристроїв компенсації реактивної потужності.

6.12. Оцінка відповідності параметрів комутаційного обладнання розрахунковим рівням струмів к.з на десятирічну перспективу з урахуванням введених в експлуатацію генеруючих потужностей, виданих технічних умов.

6.13. Оцінка існуючої протиаварійної автоматики та існуючого комплексу пристроїв РЗА на об'єктах системи розподілу та її достатність з урахуванням введених в експлуатацію генеруючих потужностей, виданих технічних умов та визначених для переведення енерговузлів на клас напруги 20 кВ.

6.14. Пропозиції щодо напрямків розвитку систем релейного захисту, каналів протиаварійного та технологічного управління, АСУТП, АСКОЕ (інтелектуального обліку електричної енергії), систем контролю якості електроенергії, телемеханіки та зв'язку (типові рішення, розміщення, обсяги дії та інше), протиаварійної автоматики. Визначення необхідності реконструкції існуючих релейних захистів та протиаварійної автоматики (за узгодженням з НЕК «Укренерго»).

6.15. Пропозиції з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років.

6.16. Аналіз розрахунків втрат електричної енергії в мережі ОСР та визначення заходів щодо їх зменшення.

6.17. Ранжирування по часу введів нових об'єктів в мережі 6-110(150) кВ ОСР.

6.18. Розробка заходів із розвитку автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного управління процесом прийому, передачі і розподілу електроенергії та телемеханіки.

6.19. Оцінка інвестицій в розвиток, модернізацію та реконструкцію мережі ОСР 6-110(150) кВ по роках прогнозованого періоду (з урахуванням інвестицій в розвиток РЗ, каналів технологічного управління, АСУТП, АСЗІ, СМПР, АСОЕ та інше).

6.20. Обґрунтування необхідності реалізації заходів з нового будівництва та реконструкції елементів системи розподілу рівня напруги 6 кВ і вище з визначенням загальної по запланованим заходам економічної ефективності інвестицій.

6.21. Висновки.

**7. Вимоги до оформлення та погодження результатів надання послуг з коригування Схеми:**

7.1. Послуги повинні бути надані відповідно до вимог Кодексу системи розподілу, Кодексу системи передачі, СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище», СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 «Виконання схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила».

7.2. Схемні рішення, які стосуються суміжних електропередавальних організацій, мають бути узгоджені з цими організаціями розробником/виконавцем схеми перспективного розвитку.

7.3. Результати наданих послуг з коригування Схеми разом із пояснювальною запискою та всіма додатками до неї необхідно погодити з усіма зацікавленими організаціями та ОСП.

7.4. Коригування Схеми з висновком ОСП подати на погодження до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

7.5. Коригування Схеми складається з пояснювальної записки та графічної документації (креслень) у паперовому та у електронному вигляді.

7.6. Графічна документація має містити:

- Однолінійні схеми електричної мережі 6-110(150) кВ на поточний рік та з урахуванням п'яти і десятирічної перспективи.

- Карти-схеми електричних мереж напругою 6-110(150) кВ на території ДП «Регіональні електричні мережі» на поточний рік та з урахуванням п'яти і десятирічної перспективи.

- Розрахункові схеми поточкорозподілу потужності в мережах 20(35)-110(150) кВ ДП «Регіональні електричні мережі» та прилеглих мережі системи передачі згідно зазначених вимог в розділі 5.

- Схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж оператора системи розподілу на десятирічну перспективу.

7.7. Після надання послуг з коригування Схеми виконавець передає замовнику виготовлене та погоджене коригування Схеми в чотирьох примірниках в паперовому та електронному вигляді (word, excel).

#### **8. Термін надання послуг.**

Відповідно календарного плану до договору.