

**ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
«ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО»**

вул. Гоголя, 285, м. Черкаси, 18002
тел. (0472) 36-02-69, e-mail: kanc@cherkasyoblenergo.com
р/р UA 54354507000000260083001083 Філія Черкаське обласне управління АТ «Ощадбанк» код ЄДРПОУ 22800735

**ТЕХНІЧНІ УМОВИ №120/2023 від 12.05.2023
ТИМЧАСОВОГО ПРИЄДНАННЯ
до електричних мереж електроустановок
зі змінами від 16.11.2023**

Додаток 1
до договору про тимчасове
приєднання до електричних мереж
від 13.06.2023
№511-03/18-23

ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ»

1. Місце розташування об'єкта Замовника: в адміністративних межах Гельмязівської сільської ради, кадастровий номер №7121582300:04:004:0503, Золотоніський р-н.
Функціональне призначення об'єкта: об'єкт для виробництва електричної енергії з енергії сонячного випромінювання (СЕС/ФЕС).

2. Існуюча дозволена (приєднана) потужність згідно з договором про розподіл електричної енергії: 0 кВт

I категорія	0 кВт
II категорія	0 кВт
III категорія	0 кВт

3. Величина максимального розрахункового (прогнозного) виробництва електричної енергії з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності: 9 000 кВт,

3.1. Схема приєднання СЕС до електричних мереж відповідає II категорії надійності.

3.2. Потужність СЕС: 9 000 кВт.

3.3. Потужність електроустановок власних потреб станції: визначити проєктом

**ІЗ ВСТАНОВЛЕННЯМ ТОЧКИ ПРИЄДНАННЯ НА МЕЖІ ЗЕМЕЛЬНОЇ ДІЛЯНКИ
ЗАМОВНИКА (НА МЕЖІ ЦЬОЇ ЗЕМЕЛЬНОЇ ДІЛЯНКИ)**

4.1. Тимчасове джерело електропостачання: ПС 110/35/10 кВ «Гельмязів» - власник ПАТ "Черкасиобленерго".

4.2. Тимчасова точка забезпечення потужності:

4.2.1. I та II секція шин 35 кВ ПС 110/35/10 кВ «Гельмязів» - власник ПАТ "Черкасиобленерго".

4.3. Тимчасова точка приєднання:

4.3.1. На кінцевих опорах двох ПЛІ-35 кВ, що проєктуються на межі земельної ділянки ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ».

Напруга в точці приєднання: 35 кВ.

4.4. Лінії зв'язку з ОЕС України, задіяні в схемі видачі потужності СЕС:

4.4.1. ПЛІ-35 кВ «Гельмязів – РП-35 кВ СЕС (ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ»)».

4.5. Прогнозні межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності встановлюються в тимчасових точках приєднання електроустановки.

I. Вимоги до електроустановок Замовника

5. Для тимчасового одержання потужності Замовнику необхідно виконати:

5.1. Вимоги до будівництва, реконструкції та/або технічного переоснащення електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника (від точки приєднання до місця розташування електроустановок замовником):

5.1.1. Запросувати та побудувати РП-35 кВ на території Замовника, при цьому врахувати наступне:

5.1.1.1. Встановлення необхідної кількості комірок 35 кВ на базі вакуумних вимикачів з пружинним приводом. Тип та технічні параметри вимикачів визначити проєктом.

5.1.1.2. Встановлення необхідної кількості вимірювальних трансформаторів струму та напруги 35 кВ з литою ізоляцією.

5.1.1.3. Вид оперативного струму РП-35 кВ – постійний.

5.1.1.4. Встановлення шафи управління оперативним струмом (ШУОС), тип ШУОС визначається проєктом.

5.1.2. Запросувати та побудувати на території Замовника необхідну кількість ПС 35/0,4 кВ (ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ») із силовими трансформаторами 35 кВ необхідної потужності. Силові трансформатори передбачити з пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН). Тип та технічні параметри комутаційного обладнання, схема електричних з'єднань ТП-35 кВ визначається проєктом.

5.1.3. Запросувати та побудувати ЛЕП-35 кВ від точок приєднання до РП-35 кВ, що проєктується. Траєку прокладання, довжину, переріз та марку проводу (кабелю), визначити проєктом.

5.1.4. Запросувати та побудувати необхідну кількість ЛЕП-35 кВ від РП-35 кВ, що проєктується до ПС 35/0,4 кВ (ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ»), що проєктуються. Траєку прокладання, довжину, переріз та марку проводу (кабелю), визначити проєктом.

5.1.5. Запросувати та встановити необхідну кількість ВРП-0,4 кВ СЕС. Місця встановлення визначити проєктом.

5.1.6. Запросувати та встановити необхідну кількість ВРП-0,4 кВ для власних потреб станції. Місце встановлення визначити проєктом.

5.1.7. Запросувати та побудувати необхідну кількість ЛЕП-0,4 кВ від ПС 35/0,4 кВ СЕС (ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ») до ВРП-0,4 кВ СЕС. Довжину, марку та переріз проводів (кабелів) визначити проєктом.

5.1.8. Запросувати та побудувати необхідну кількість ЛЕП-0,4 кВ від ПС 35/0,4 кВ СЕС (ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ») до ВРП-0,4 кВ для власних потреб станції. Довжину, марку та переріз проводів (кабелів) визначити проєктом.

5.1.9. Визначити максимальну та мінімальну електричну потужність, що передбачається до видачі в ОЕС України.

5.1.10. Проєктом визначити можливість роботи СЕС в режимах відхилень напруги на шинах 110, 35, 10 кВ ПС 110/35/10 кВ «Гельмязів» в межах допустимих значень відповідно до діючої нормативної документації.

5.1.11. Запросувати та встановити фільтр-компенсуючі пристрої для електроенергії, що передається в електричній мережі ПАТ «Черкасиобленерго», їх тип та технічні параметри визначити проєктом.

5.1.12. Фактична оцінка впливу СЕС (ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ») на якість електричної енергії в прилягаючій електричній мережі (в точці продажу електричної енергії) та можливість паралельної роботи СЕС з ОЕС України визначається у відповідності до ДСТУ EN 50160:2014 при проведенні індивідуальних та комплексного випробування СЕС (ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ»).

5.1.13. Забезпечити відсутність інших електричних зв'язків з енергосистемою, в тому числі і по 0,4 кВ, або виконати їх через пристрої, що унеможливають такий зв'язок.

5.1.14. При визначенні режимів роботи СЕС, силових трансформаторів ПС 35/0,4 кВ СЕС (ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ») та інверторного обладнання СЕС врахувати наступне:

5.1.14.1. Режим роботи повинен забезпечувати нормативний рівень напруги на стороні 35 кВ ПС 35/0,4 кВ СЕС (ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ»). При цьому, нормативний рівень напруги прийняти не більшим 35,7 кВ.

5.1.14.2. Врахувати технічні параметри існуючих електричних мереж 110-35 кВ та потужність генеруючих установок в прилеглий мережі, існуючих та тих, що підключаються в перспективі, враховуючи при цьому ремонтно-аварійні режими роботи мережі 110-35 кВ, задіяних в схемі видачі потужності СЕС.

5.1.15. На стадії проєктування виконати комплекс розрахунків аварійних нормативних збурень відповідно до СОУ-НМЕВ 40.100100227-68:2012 «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки» для нормальних та ремонтних схем прилеглої мережі з метою оцінки аналізу стійкості СЕС (в тому числі компенсуючих пристроїв, які відносяться до СЕС) та надати відповідні висновки в частині забезпечення стабільної роботи станції. Розрахунки погодити з ПАТ «Черкасиобленерго», АТ «Полтаваобленерго» та НЕК «Укренерго». Модель об'єкту генерації передати до НЕК «Укренерго». За вихідними даними для виконання розрахунків звернутись до ПАТ «Черкасиобленерго» та АТ «Полтаваобленерго»

5.1.16. При визначенні режимів роботи ФЕС врахувати вимоги ДСТУ 8635:2016.

5.2. Вимоги до електричних мереж резервного живлення, у тому числі виділення відповідного електрообладнання на окремі резервні лінії живлення для збереження електропостачання цього електрообладнання у разі виникнення дефіциту потужності в об'єднаній енергосистемі: відсутні.

5.3. Вимоги до ізоляції, пристроїв захисного відключення, засобів стабілізації, захисту від перенапруги: згідно ПУЕ.

5.4. Вимоги до компенсації реактивної потужності:

5.4.1. Необхідність встановлення, тип та потужність пристроїв компенсації реактивної потужності визначити проєктом.

5.5. Вимоги до електропостачання приладів та пристроїв, які використовуються для будівництва та реконструкції об'єктів електромереж: відсутні.

5.6. Вимоги до безпеки електропостачання: обсяг заходів визначається проєктом.

5.7. Рекомендації щодо регулювання добового графіка навантаження:

5.7.1. Проєктом передбачити організацію системи прогнозування графіку роботи СЕС на 4-24-48 годин із застосуванням відповідної інформації при плануванні добового графіку навантаження на добу вперед.

5.8. Додаткові вимоги та умови:

5.8.1. Установлення засобів вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії (заповнюються за згодою Замовника):

5.8.1.1. Передбачити проєктом: моніторинг якості електричної енергії, яка надходить в мережу об'єднаної енергетичної системи України від СЕС з розробкою заходів щодо дотримання регламентованих параметрів електричної енергії відповідно до діючих нормативних документів. Вимоги щодо керування та моніторингу режимами роботи СЕС визначити на стадії проєктування та погодити з ПАТ «Черкасиобленерго», АТ «Полтаваобленерго» та НЕК «Укренерго».

5.8.2. Вимоги до автоматичного частотного розвантаження (АЧР), системної протиаварійної автоматики (СПА):

5.8.2.1. Вимкнення навантаження заведеного під АЧР повинно виконуватись з контролем напрямку перетоку потужності. (підпункт 1, пункту 3.6, Глави 3, Розділу III, Кодексу системи передачі).

5.8.2.2. Виконати налаштування технологічних захистів по частоті та напрузі СЕС у відповідності до «Правил застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах».

5.8.3. Вимоги до релейного захисту й автоматики, компенсації струмів однофазного замикання в мережах з ізольованою нейтраллю тощо:

5.8.3.1. Захист від пошкоджень та перевантажень обладнання, що проектується виконати згідно ПУЕ, із забезпеченням необхідної селективності і чутливості роботи цього захисту із суміжним захистом, з урахуванням розрахункових значень струмів КЗ на шинах 35-0,4 кВ ПС 35/0,4 кВ, що проектуються в максимальному та мінімальному режимах роботи електричних мереж.

5.8.3.2. Виконати розрахунок та вибір уставок РЗА ЛЕП-35 кВ, що проектується від РП-35 кВ.

5.8.3.3. Захист від пошкоджень та перевантажень обладнання, що проектується виконати згідно ПУЕ, із забезпеченням необхідної селективності і чутливості роботи цього захисту із суміжним захистом, з урахуванням розрахункових значень струмів КЗ на шинах 35-10(0,4) кВ РП-35 – ТП-35 кВ, що проектується в максимальному та мінімальному режимах роботи електричних мереж.

5.8.3.4. Згідно розділу III п.2.6 п.5 Кодексу системи передачі, генеруючі об'єкти (СЕС) обладнати засобами реєстрації аварійних подій.

5.8.3.5. Пристрої релейного захисту повинні відповідати вимогам п.6.2.3 СОУ НЕК «Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України

5.9. Вимоги до телемеханіки та зв'язку:

5.9.1. До зв'язку – забезпечити зв'язок персоналу СЕС з ЧД РДЦ Центрального регіону НЕК «Укренерго», ДП ЦДС ПАТ «Черкасиобленерго» та ДП ВСП Золотоніських ЕМ.

5.9.2. До телемеханіки:

5.9.2.1. Забезпечити обмін технологічною інформацією між об'єктом генерації та шлюзом обміну технологічною інформацією НЕК «Укренерго» по двох незалежних каналах зв'язку по протоколу IEC 60870-5-104. Канали організувати шляхом побудови IPsec VPN-з'єднання через мережу інтернет з використанням двох незалежних провайдерів та застосуванням стійких криптографічних алгоритмів (зобов'язання щодо вибору незалежних постачальників послуг інтернет залишається за користувачем системи, але їх має бути не менше двох). Для побудови IP-з'єднання на прикладному рівні передбачається виділення діапазону приватних IP адрес (RFC 1918) при підключенні. Допустимий час відсутності інформаційного обміну має відповідати технічним вимогам діючих нормативно-правових актів та нормативно-технічної документації, що регулює відносини на ринку електричної енергії. Обсяг та тип даних інформаційного обміну, а також схему підключення до шлюзу обміну технологічною інформацією погодити з НЕК «Укренерго».

5.9.2.2. Проектом передбачити передачу телеметричної інформації, вимірювань сумарної активної та реактивної потужності, частоти, рівнів напруги в точці приєднання на вузол ретрансляції ПАТ «Черкасиобленерго» в протоколі IEC 60-870-5-104. Обсяг телеметричної інформації погодити з ПАТ «Черкасиобленерго».

5.9.2.3. Обладнання телемеханіки та зв'язку повинно відповідати технічним вимогам Кодексу системи передачі (затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 309) для генеруючих одиниць типу В.

5.9.2.4. Керування режимами роботи СЕС: Для забезпечення керування СЕС повинна бути оснащена пристроями відповідно до вимог п.2.3. Розділу III Кодексу системи передачі, що забезпечують наступні функції управління:

- дистанційне включення/відключення;
- керуваність активною потужністю;

- автоматичне прислання;
- здатність до вироблення (регулювання) реактивної потужності.

5.9.2.5. Диспетчерський голосовий зв'язок організовується за наступною схемою:

- зі сторони РДЦ Центрального регіону НЕК «Укренерго» на диспетчерські пульти програмується екранні клавіші (основна та резервна) під номери мобільних терміналів диспетчера СЕС. При натисканні на клавішу диспетчерський комутатор генерує виклик через мережу ТмЗК на пристрій диспетчера СЕС. Ресстрація та запис розмов здійснюється штатними засобами ресстрації диспетчерських переговорів;
- виклики на основний та резервний термінали диспетчера СЕС повинні проходити через фізично окремі мережі різних операторів мобільного зв'язку;
- зі сторони об'єкта підключення, в якості кінцевих терміналів, можливо використовувати мобільні чи стаціонарні пристрої (на вибір оператора) з функцією фіксації та запису переговорів, а також можливістю їх зберігання не менше 3-х років.

5.10. Специфічні вимоги щодо живлення електроустановок замовника, які стосуються резервного живлення, допустимості паралельної роботи елементів електричної мережі:

5.10.1. Технічні параметри генеруючої електроустановки повинні відповідати технічним вимогам Кодексу системи передачі (затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №309) для генеруючих одиниць типу В.

5.10.2. Паралельна роботи силових трансформаторів між ПС 35/0,4 кВ СЕС (ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ») не допускається

6. Вимоги щодо влаштування засобу комерційного обліку:

6.1. Розрахунковий облік електроенергії організувати у відповідності до Кодексу комерційного обліку електричної енергії.

6.2. Розрахунковий облік електроенергії організувати на межі балансової належності, на базі двонаправлених, багатофункціональних електронних лічильників активної та реактивної енергії, внесених до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки, які пройшли державну повірку або державну метрологічну атестацію (рекомендовані: SL7000 (Iron), ZxD(Landis&Gyr), LZQJ (EMH) або інші з аналогічними технічними характеристиками основний та дублюючий).

6.3. Для організації розрахункового обліку електроенергії будівництва встановити комплекти вимірювальних трансформаторів струму з класом точності не нижче 0,5 S та трансформатори напруги класу точності не нижче 0,5 з використанням комутаційних колодок (рекомендовано: типу НК-КП 25 або APP6.724.001 або інші з аналогічними технічними характеристиками) та можливістю пломбування ТС та ТН.

6.4. Впровадити АСКОЕ у відповідності до технічних рекомендацій ПАТ «Черкасиобленерго».

6.5. Передбачити окремий облік для власних потреб виробництва електричної енергії. При влаштуванні обліку врахувати вимоги «Порядку комерційного обліку електричної енергії, виробленої на об'єктах електроенергетики з альтернативних джерел...» затверджених постановою НКРЕКП від 04.04.2017р №472.

6.6. Точки розміщення комерційних приладів обліку електроенергії, необхідна їх кількість, тип приладів обліку, схему підключення лічильників, встановлення АСКОЕ та формат протоколу передачі даних, види каналів зв'язку на стадії проектування погодити з ПАТ «Черкасиобленерго» (відділ балансів).

6.7. У зв'язку із значними різницями потужності генерації та потужності струмоприймачів власних потреб СЕС в спільних точках вимірів виданої електроенергії від СЕС в електричній мережі ПАТ «Черкасиобленерго» та прийнятої на власні потреби СЕС з мереж ПАТ «Черкасиобленерго» (при відносно малих об'ємах електроенергії прийнятої на власні потреби) – додати до робочого проекту розрахунки, що підтверджують роботу вимірювальних трансформаторів струму, трансформаторів напруги та лічильників в межах забезпечення достовірності обліку в цих точках в режимі прийому на власні потреби СЕС.

6.8. Передбачити облаштування обліку виробленої електроенергії, який повинен відповідати вимогам розрахункового та бути включеним до АСКОЕ.

7. **Погодження проєкту:** НЕК «Укренерго», ПАТ «Черкасиобленерго», ВСП Золотоніські ЕМ.

II. Вимоги до електроустановок оператора системи розподілу

7. Для тимчасового одержання потужності оператору системи розподілу необхідно виконати:

7.1. **Вимоги до будівництва, реконструкції та/або технічного переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника: –**

7.1.1. **Вимоги до зовнішніх електричних мереж ОСР:**

7.1.1.1. Визначення необхідності та обсягу реконструкції (технічного переоснащення) силового, комутаційного обладнання та вимірювальних трансформаторів на ПС 110/35/10 кВ «Гельмязів», у зв'язку із приєднанням електроустановок ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ». Тип та технічні параметри комутаційного обладнання та вимірювальних трансформаторів визначити проєктом.

7.1.2. **Вимоги до електромереж лінійної частини тимчасового приєднання:**

7.1.2.1. Проєктом виконати комплекс розрахунків та їх аналіз щодо забезпечення нормованих показників рівнів напруг на шинах 10(6) кВ ПС 110 кВ та достатності параметрів прилеглої мережі 110 кВ для нормальної роботи СЕС, з урахуванням потужності генеруючих установок в прилеглої мережі, існуючих та тих, що підключаються в перспективі, враховуючи при цьому ремонтно-аварійні режими роботи мережі 110-330 кВ, задіяних в схемі видачі потужності СЕС. У разі, якщо в певних режимах роботи електричної мережі пропускна здатність прилеглої мережі 110 кВ недостатня для видачі замовленої потужності СЕС та не забезпечується дотримання нормованих показників рівнів напруг на шинах 10(6) кВ ПС 110-35 кВ (п.1.2.22. ПУЕ-2017), проєктом передбачити необхідний обсяг реконструкції та/або нового будівництва лінійної частини приєднання від точки приєднання до найближчої точки в мережах ОСР від якої відповідно до норм проєктування може бути забезпечена потреба Замовника в заявленій потужності. Для перевірки пропускної спроможності прилеглої мережі 35-110 кВ розрахунки виконати згідно вимог СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 на період введення об'єкта в експлуатацію та на п'ятирічну перспективу з урахуванням запланованих заходів з розвитку як магістральної та розподільчої мережі відповідно до затверджених з боку НКРЕКП Планів розвитку та генеруючих джерел. Розрахунки погодити з НЕК «Укренерго», ПАТ «Черкасиобленерго» та АТ «Полтаваобленерго».

7.1.2.2. Виконати розрахунки струмів короткого замикання (КЗ) на шинах всіх класів напруги ПС 35-110 кВ прилеглої мережі з урахуванням 10-ти річної перспективи розвитку мереж. При розрахунках струмів КЗ врахувати існуючі генеруючі джерела та усі видані технічні умови на приєднання до електричної мережі Центрального регіону ОЕС України. При розрахунках врахувати план розвитку системи передачі та плани розвитку суміжних систем розподілу, що схвалені НКРЕКП. Перелік генеруючих джерел та виданих технічних умов приєднання до системи передачі та системи розподілу отримати за окремими запитами. На основі проведених розрахунків виконати аналіз на здатність до відключення перспективних струмів к.з. комутаційного обладнання з урахуванням підживлення від проєктованої СЕС. У разі виявлення неспроможності відключаючої здатності комутаційного обладнання у прилеглої мережі виконати заміну комутаційного обладнання. Розрахунки погодити з НЕК «Укренерго», ПАТ «Черкасиобленерго» та АТ «Полтаваобленерго».

7.1.2.3. Встановити та опинувати в РУ-35 кВ ПС 110/35/10 кВ «Гельмязів» на I та II секції шин 35 кВ дві лінійні комірочки 35 кВ на базі вакуумних вимикачів з пружинним приводом та комплектами трансформаторів струму ТС-35 кВ. Тип комірок, тип та технічні параметри вакуумних вимикачів, тип та технічні параметри трансформаторів струму, а також необхідність та обсяг реконструкції РУ-35 кВ ПС 110/35/10 кВ «Гельмязів» у зв'язку із встановленням додаткових лінійних комірок 35 кВ визначити проєктом.

7.1.2.4. На лінійних приєднаннях, улаштування яких передбачено п.7.1.2.3. цього розділу технічних умов, встановити технічний облік електричної енергії на базі електронних

лічильників активної та реактивної енергії внесених до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки, які пройшли державну повірку або державну метрологічну атестацію (рекомендовані: SL7000 (Itron); ZxD (Landis&Gyr); LZQJ (EMH) або інші з аналогічними технічними характеристиками) із введенням його в дію АСКОЕ ПАТ «Черкасиобленерго».

7.1.2.5. Будівництво двох ПЛ-35 кВ від I та II секції шин 35 кВ ПС 110/35/10 кВ «Гельмязів» до точок приєднання. Довжину, переріз та марку проводу визначити проєктом. При будівництві ПЛ-35 кВ, рекомендовано металеві опори передбачити оцинкованими, лінійну ізоляцію з використанням ПС-70. Габарит ПЛ-35 кВ не менше ніж 8,0 м між нижнім проводом та поверхнею ґрунту при температурі +40⁰С.

7.1.3. Вимоги до релейного захисту й автоматики, компенсації струмів однофазного замикання в мережах з ізольованою нейтраллю тощо:

7.1.3.1. Захист від пошкоджень та перевантажень обладнання, що проєктується виконати згідно ПУЕ, із забезпеченням необхідної селективності і чутливості роботи цього захисту із суміжним захистом, з урахуванням розрахункових значень струмів КЗ в максимальному та мінімальному режимах роботи електричних мереж.

7.1.3.2. Виконати розрахунок та вибір уставок РЗА ПЛ-35 кВ, що проєктуються згідно п.7.1.2.5. технічних умов.

7.1.3.3. Виконати уточнюючі розрахунки уставок ПЛ 35-110 кВ прилеглої мережі. Всі пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики мають бути виконані відповідно до вимог п.11.4. ДСТУ 8635:2016 «Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи. У разі визначення за результатами розрахунків необхідності виконання робіт в електричній мережі АТ «Полтаваобленерго», залучити зазначеного суміжного оператора системи розподілу до договору про приєднання. Розрахунки погодити з НЕК «Укренерго», ПАТ «Черкасиобленерго» та АТ «Полтаваобленерго».

7.2. Вимоги до ізоляції, пристроїв захисного відключення, засобів стабілізації, захисту від перенапруги: обсяг заходів визначається проєктом згідно ПУЕ.

7.3. Вимоги до телемеханіки та зв'язку:

7.3.1. Забезпечити передачу телеметричної інформації з ПС 110/35/10 кВ «Гельмязів» на ДП ЦДС ПАТ «Черкасиобленерго» в наступному обсязі:

- телевимірювання потужності на В-35 кВ лінійних приєднань СЕС, що проєктуються згідно п. 7.1.2.3. технічних умов;
- телесигналізація роботи захисту, автоматики та положення вимикачів лінійних приєднань, що проєктуються згідно п. 7.1.2.3. технічних умов;
- телекерування вимикачами лінійних приєднань, що проєктуються згідно п. 7.1.2.3. цього розділу технічних умов.

7.3.2. Необхідність заміни або розширення існуючого пристрою телемеханіки на ПС 110/35/10 кВ «Гельмязів» для виконання п. 7.3.1. технічних умов, визначити проєктом.

7.4. Вимоги до електропостачання приладів та пристроїв, які використовуються для будівництва та реконструкції об'єктів електромереж: відсутні.

7.5. Вимоги до безпеки електропостачання: обсяг заходів визначається проєктом.

Специфікація та вартість обладнання та матеріалів, необхідних для виконання будівельно-монтажних робіт лінійної частини приєднання:

№ з/п	Перелік обладнання, матеріалів та робіт, необхідних для надання послуги з приєднання	Вартість, тис. грн. (без ПДВ)	ПДВ, тис. грн.	Всього, вартість, тис. грн. (з ПДВ)
1	2	3	4	5
	Не зазначається у зв'язку із прийняттям Замовником рішення, щодо будівництва лінійної частини приєднання самостійно.			
Всього:				

**ІЗ ВСТАНОВЛЕННЯМ ТОЧКИ ПРИЄДНАННЯ, ЯКА НЕ ПЕРЕДБАЧАЄ
ЗДІЙСНЕННЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ (ТЕХНІЧНОГО ПЕРЕОСНАЩЕННЯ) МЕРЕЖ
ОПЕРАТОРА СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ***

- 8.1 Тимчасове джерело електропостачання: – .
8.2. Тимчасова точка забезпечення потужності: – .
8.3. Тимчасова точка приєднання: – .
8.4. Прогнозні межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності встановлюються в тимчасових точках приєднання електроустановки.

Вимоги до електроустановок Замовника

9. Для тимчасового одержання потужності Замовнику необхідно виконати:
- 9.1. Вимоги до будівництва, реконструкції та/або технічного переоснащення електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника: – .
9.2. Вимоги до ізоляції, пристроїв захисного відключення, засобів стабілізації, захисту від перенапруги: – .
9.3. Вимоги до електропостачання приладів та пристроїв, які використовуються для будівництва та реконструкції об'єктів електромереж: – .
9.4. Вимоги до безпеки електропостачання: – .
10. Вимоги щодо влаштування засобу комерційного обліку: відсутні.

**ІЗ ВСТАНОВЛЕННЯМ ТОЧКИ ПРИЄДНАННЯ В МЕРЕЖАХ СУБ'ЄКТА
ГОСПОДАРЮВАННЯ**

- 11.1. Суб'єкт господарювання: _____ – _____ .
11.2. Тимчасове джерело електропостачання: _____ – _____ .
11.3. Тимчасова точка забезпечення потужності: _____ – _____ .
11.4. Тимчасова точка приєднання: _____ – _____ .
11.5. Прогнозна межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності встановлюються в тимчасовій точці приєднання електроустановки.

Вимоги до електроустановок Замовника

12. Для тимчасового одержання потужності Замовнику необхідно виконати:
- 12.1. Вимоги до будівництва, реконструкції та/або технічного переоснащення електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника (від точки приєднання до місця розташування електроустановок замовником): відсутні.
12.2. Вимоги до ізоляції, пристроїв захисного відключення, засобів стабілізації, захисту від перенапруги: відсутні.
12.3. Вимоги до електропостачання приладів та пристроїв, які використовуються для будівництва та реконструкції об'єктів електромереж: відсутні.
12.4. Вимоги до безпеки електропостачання: відсутні.

13. Вимоги щодо влаштування засобу комерційного обліку: відсутні.

14. Замовником погоджено встановлення точки приєднання:

- на межі земельної ділянки (на території цієї земельної ділянки) замовника (виконання будівельно-монтажних робіт зовнішніх електричних мереж (нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення) від точки забезпечення потужності до точки приєднання здійснюється оператором системи розподілу) _____ ;
- яка не передбачає здійснення реконструкції (технічного переоснащення) мереж оператора системи розподілу _____ ;

- в мережах суб'єкта господарювання: присіднання від електричних мереж іншого суб'єкта господарювання не передбачається.

Оператор системи розподілу:

ПАТ "Черкасиобленерго"

18002, м. Черкаси, вул. Гоголя, 285

Код ЄДРПОУ 22800735

Інд. код 228007323019

Свідоцтво пл. под. № 200007943

тел./факс: (0472) 360263

Електронна адреса та офіційний вебсайт:

kanc@cherkasyoblenergo.com,

<http://cherkasyoblenergo.com>

Номер поточного рахунка:

UA623223130000026008000001354

в АТ "Укресімбанк"

МФО 322313

Замовник:

ТОВ "КАН ЕНЕРДЖІ"

вул. М. Залізняка, буд. 138/8, м. Черкаси,

18000

Рахунок UA793204780000026007924875479

в АБ "УКРГАЗБАНК"

МФО 320478

Код ЄДРПОУ 43215197

М. П.

В.М. Шевчук

(підпис, П. І. Б.)

«___» 20___ року

М. П.

А.А. Денутат

(підпис, П. І. Б.)

«___» 20___ року

Примітка.

1. Обґрунтованість вимог технічних умов може бути оскаржена до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики.

2.* За згодою Замовника вимоги, щодо тимчасового присіднання електроустановок Замовника із встановленням точки присіднання, яка не передбачає здійснення реконструкції (технічного переоснащення) мереж оператора систем розподілу не зазначаються.

3. Для об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання, технічні умови є чинними не більше двох років з дня їх видачі незалежно від зміни замовника (пункт 7, статті 30 Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності»).

4. Відповідно до п. 6.2 Розділу XI Кодексу системи передачі (затверджено постановою НКРЕКП від 14.03.2018р. № 309) необхідно заключити договір з надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління між НЕК «Укренерго» та ТОВ «КАН ЕНЕРДЖІ».

5. Дані технічні умови набирають чинності після погодження з «НЕК «Укренерго». За результатами погодження з НЕК «Укренерго», до них можуть бути внесені зміни або доповнення.

6. До даних технічних умов внесено зміни у відповідності з листами НЕК «Укренерго» №01/36205 від 25.07.2023 та №01/61714 від 16.11.2023.