



**КАБІНЕТ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ**

**ПОСТАНОВА**

від \_\_\_\_\_ 2024 р. № \_\_\_\_\_

Київ

**Про затвердження Технічного регламенту  
природного газу**

Відповідно до статті 5 Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» Кабінет Міністрів України **постановляє**:

1. Затвердити Технічний регламент природного газу, що додається.
2. Міністерству енергетики забезпечити впровадження Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
3. Рекомендувати Національній комісії, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг привести власні акти у відповідність до Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
4. Ця постанова набирає чинності 1 травня, що настає за датою припинення або скасування воєнного стану в Україні.

**Прем'єр-міністр України**

**Д. ШМИГАЛЬ**



УВ  
Міністерство енергетики України  
№26/1.1-7.3-6554 від 18.03.2024  
КЕП: Галушенко Г. В. 18.03.2024 13:56  
3ED5083160DVC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

ЗАТВЕРДЖЕНО

постановою Кабінету Міністрів  
України

від \_\_\_\_\_ 2024 р. № \_\_\_\_\_

## ТЕХНІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ природного газу

### Загальна частина

1. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу, у тому числі біометану (далі – природний газ), який вводиться в обіг, надається на ринку та транспортується газотранспортною системою України (далі – ГТС), розподіляється системами Оператора газорозподільних систем (далі – Оператор ГРМ), закачується/відбирається до/з підземних сховищ газу Оператора підземних сховищ газу (далі – Оператор ПСГ), зріджується та регазифікується установками LNG (далі – Оператор установок LNG).

2. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману.

3. Дія цього Технічного регламенту не поширюється на стиснений природний газ та синтетичні гази.

4. У цьому Технічному регламенті терміни вживаються у таких значеннях:

1) біометан – біогаз, що за своїми фізико-хімічними характеристиками відповідає вимогам до природного газу для подачі до ГТС або газорозподільної системи (далі – ГРМ) цього Технічного регламенту;

2) верхня концентраційна межа діапазону займання – концентрація горючого газу або пари в повітрі, вище якої середовище не є вибухонебезпечним;

3) виробник природного газу – будь-яка фізична особа – підприємець чи юридична особа (резидент чи нерезидент України), яка видобуває або виробляє природний газ або змінює його фізико-хімічні показники в процесі обігу природного газу на ринку;

4) вища теплота згоряння – кількість теплоти, що вивільняється під час повного згоряння в повітрі заданої кількості газу, за виконання таких умов:



УВ  
Міністерство енергетики України  
№26/1.І-7.3-6554 від 18.03.2024  
КЕП: Галушенко Г. В. 18.03.2024 13:56  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

реакція триває за сталого тиску, а всі продукти згоряння повертаються до тієї самої встановленої температури, за якої реагенти перебували спочатку, залишаючись при цьому в газовому стані, за винятком води, утвореної під час згоряння, яка конденсується у рідинний стан за тієї самої встановленої температури;

5) відносна густина – відношення маси газу, що міститься в будь-якому об'ємі, до маси сухого повітря стандартного складу, який займав би такий самий об'єм, визначений за однакових умов;

6) група газів – зазначений діапазон чисел Воббе, в рамках якого перебувають визначені типи газів;

7) густина – маса одиниці об'єму газу, визначеного за заданих умов тиску і температури;

8) документ про якість – паспорт фізико-хімічних показників природного газу, який складається виробником природного газу або уповноваженим представником;

9) загальний вміст сірки – загальна кількість сірки, що є в природному газі;

10) запобіжні заходи – дії, що вчиняються задля усунення причин потенційної невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту;

11) зріджений природний газ (ЗПГ, LNG) – природний газ, зріджений після очищення для зберігання чи транспортування;

12) імпортер природного газу – будь-яка фізична чи юридична особа – резидент України, яка вводить в обіг на ринку України природний газ походженням з іншої країни;

13) інтенсивність запаху – сила сприймання запаху;

14) коригувальні заходи – дії, які виконують, щоб усунути причину невідповідності вимогам цього Технічного регламенту та запобігти її повторному виникненню;

15) ланцюг переміщення природного газу – послідовність суб'єктів господарювання, які забезпечують фізичну передачу природного газу від виробника природного газу до споживача;

16) масова концентрація – відношення маси кожного компонента до об'єму газової суміші за встановлених умов тиску й температури;

- 17) молярна частка – відношення кількості речовини індивідуального компонента (моль) до загальної кількості речовини компонентів суміші (моль);
- 18) надання природного газу на ринку – будь-яке платне або безоплатне постачання продукції для розповсюдження, споживання чи використання на ринку України в процесі здійснення господарської діяльності;
- 19) обіг природного газу на ринку – переміщення природного газу від виробника, імпортера, розповсюджувача (або постачальника) до прямого споживача, а саме: транспортування, зрідження, регазифікація, зберігання, розподіл, або будь-які інші дії пов'язані з даним процесом. Під час обігу, фізико - хімічні показники природного газу можуть змінюватися;
- 20) одорювання – додавання одорантів (зазвичай сірчистих сполук із сильним запахом) до природного газу, щоб за запахом виявити витіки газу за дуже низької концентрації (до того, як утвориться небезпечна концентрація газу в повітрі);
- 21) переміщення природного газу – процес зміни фізичного місця знаходження природного газу від точки надходження природного газу до точки передачі природного газу в системі газопроводів, під час якого можуть змінюватися його фізико-хімічні показники, зокрема, у загальному потоці методом змішування або заміщення;
- 22) прямий споживач природного газу – споживач природного газу, об'єкти якого безпосередньо підключені до ГТС або ГРМ, або газовидобувного підприємства;
- 23) розповсюдження природного газу – надання природного газу на ринку природного газу України після введення його в обіг;
- 24) синтетичний газ – очищений газ, який містить компоненти, нетипові для природного газу;
- 25) споживач – фізична особа, фізична особа – підприємець або юридична особа, яка отримує природний газ на підставі договору постачання природного газу з метою використання для власних потреб, а не для перепродажу, або використання як сировини;
- 26) стиснений природний газ (СПГ, CNG) – природний газ, який для зберігання та перевезення стискають до тиску більше ніж 100 бар та використовується як паливо у двигунах внутрішнього згорання;

27) стандартні умови – стандартні умови температури та тиску, що використовують для вимірювань та обчислень властивостей природного газу, визначені відповідно до Закону України «Про ринок природного газу»;

28) температура самозаймання вибухонебезпечного газового середовища – найменша температура нагрітої поверхні, яка в заданих умовах запалює горючий газ в суміші з повітрям;

29) температура точки роси за вологою – температура за заданого тиску, за якої водяна пара починає конденсуватися;

30) температура точки роси за вуглеводнями – температура за заданого тиску, за якої пари вуглеводнів починають конденсуватися;

31) тиск порівняння – це значення абсолютного тиску природного газу, до якого приводять значення температури точки роси за вологою для певних умов вимірювання;

32) точка контролю якості природного газу – місце відбирання проби природного газу з метою проведення контролю якості природного газу;

33) точка надходження природного газу – фізична точка в ГТС/ГРМ системі, в якій природний газ фізично передається до ГТС/ГРМ від виробників, суміжних ГРМ сусідніх країн, газосховищ, установок LNG, і яка вважається місцем введення природного газу в обіг або надання на ринок;

34) точка передачі природного газу – фізична точка, в якій природний газ фізично передається з/до ГТС/ГРМ, газосховища або споживача, але в будь-якому разі таке місце передачі повинно бути останнім на межі балансової належності об'єкта передачі і яка вважається місцем введення в обіг або надання на ринок;

35) фізико-хімічні показники – параметри природного газу, визначені у додатках 1–3, що містять, зокрема, компонентний склад, вищу теплоту згоряння, густину газу, масову концентрацію сірководню, меркаптанової сірки та механічних домішок, число Воббе, температури точок роси за вологою та вуглеводнями;

36) число Воббе вище – вища об'ємна теплота згоряння за встановлених умов, поділена на корінь квадратний відносної густини за тих самих встановлених умов вимірювання об'єму;

37) якість газу – це відповідність його фізико-хімічних показників встановленим нормам.

Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у Законах України «Про ринок природного газу», «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності», «Про стандартизацію», Кодексі газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2493 та зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1378/27823 (далі – Кодекс ГТС), Кодексі газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2494 та зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1379/27824 (далі – Кодекс ГРМ), Кодексі газосховищ, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2495 та зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825 (далі – Кодекс газосховищ).

### **Вимоги до природного газу**

5. Природний газ належить до групи газів «Н» [ейч], крім випадків, якщо інше не встановлено законодавством України, який вводиться в обіг або надається на ринку, фізично переміщується ГТС та ГРМ, зберігається в газосховищах, зріджується та регазифікується установками LNG, повинен відповідати застосовним вимогам, встановленим у додатках 1–3 до цього Технічного регламенту.

6. Якщо значення теплоти згоряння природного газу за стандартних умов, що вводиться в обіг або надається на ринку, більше ніж те що встановлено в додатку 1, то вважається, що природний газ за цим показником відповідає вимогам цього Технічного регламенту, в документі про якість зазначають фактичні значення, а для розрахунків приймається максимальне значення теплоти згоряння, що встановлене в додатку 1 цього Технічного регламенту.

7. Природний газ може переміщуватися за умови його відповідності вимогам цього Технічного регламенту та за наявності документа про якість, вимоги до якого встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

### **Окремі вимоги до природного газу**

8. Вимоги до фізико-хімічних показників природного газу для окремих населених пунктах України визначені у додатку 6 цього Технічного регламенту, а для точок надходження природного газу від/до ГРМ визначені у додатку 3 до цього Технічного регламенту.

## **Вимоги до складання маршрутів переміщення природного газу ГТС/ГРМ**

9. Маршрут переміщення природного газу складається Оператором ГТС та Оператором ГРМ, як схематичне зображення фізичного руху природного газу від точки його надходження (групи точок) до точки передачі (групи точок) місць передачі природного газу споживачам з ГТС та/або ГРМ, на якому Оператором ГТС та Оператором ГРМ забезпечуються ідентичні фізико-хімічні показники природного газу.

10. Значення фізико-хімічних показників природного газу на маршруті переміщення природного газу вважаються ідентичними, якщо відхилення значення вищої теплоти згорання природного газу протягом року не перевищує два відсотки від середнього значення.

11. За наявності в ГТС або ГРМ двох і більше джерел надходження природного газу, розробляються окремі маршрути:

1) при наданні на ринку в точці надходження/передачі природного газу та ГРС, що отримують незмішаний газ із будь-якого одного джерела;

2) при наданні на ринку в точці надходження/передачі природного газу та ГРС, що отримують змішаний газ із двох і більше джерел.

12. У разі якщо до точки надходження/передачі до/з ГТС природний газ надходить одночасно з різних джерел, визначення фізико-хімічних показників природного газу проводиться після точки змішування газу.

13. Маршрут може бути розроблений як для однієї точки передачі природного газу (ГРС, виробник теплової енергії, промисловий споживач тощо), так і для групи точок передачі (групи ГРС та/або споживачів) з ідентичними фізико-хімічними показниками природного газу.

14. При введенні в обіг та/або наданні на ринку в процесі транспортування та/або розподілу природного газу до точки передачі різними маршрутами, складаються і затверджуються всі можливі маршрути.

15. Оператор ГТС/Оператор ГРС має забезпечити актуалізацію маршрутів переміщення природного газу ГТС/ГРМ на постійній основі.

16. Значення фізико-хімічних показників природного газу, що були визначені в певній точці маршруту поширюються на всі ділянки маршруту.

17. Форма-зразок для складання маршруту переміщення природного газу наведена у додатку 5 до цього Технічного регламенту.

18. Маршрут Оператора ГРМ може бути продовженням маршруту ГТС про, що зазначається схематично.

19. Оператор ГТС/Оператор ГРС має затвердити та розмістити на офіційному вебсайті скан-копії розроблених маршрутів переміщення природного газу.

### **Контроль якості природного газу при введенні в обіг та наданні на ринку**

20. Дозволяється введення в обіг та надання на ринку природного газу, який відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

21. Під час обігу природного газу, виробник, Оператор ГТС, Оператор ГРМ, Оператор ПСГ, Оператор установки LNG повинні забезпечити контроль якості за фізико-хімічними показниками природного газу в своїх системах.

22. Засоби вимірювальної техніки, які застосовуються для вимірювань фізико-хімічних показників природного газу повинні відповідати вимогам чинного законодавства України.

23. Методики визначення фізико-хімічних показників природного газу, у тому числі щодо відбирання проб, встановлюються національними стандартами для цілей застосування цього Технічного регламенту, перелік яких затверджується відповідно до закону.

24. У разі відсутності національних стандартів для визначення фізико-хімічних показників природного газу, виробник приймає рішення про те, які методики вимірювання, у тому числі щодо відбирання проб, будуть застосовані для випробування природного газу.

25. Проведення процедури контролю якості природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом:

в точках надходження газу від ПСГ/ LNG установки до ГТС покладається на Оператора ПСГ/Оператора установок LNG;

в точках надходження газу в ГТС на міждержавних з'єднаннях покладається на Оператора ГТС;

в точках надходження газу від ГТС до ГРМ/споживача покладається на Оператора ГТС;

в точках надходження газу від ГРМ до споживача покладається на Оператора ГРМ.

26. Відповідність природного газу застосовним вимогам, встановленим у додатках 1 та 2 або 3 до цього Технічного регламенту, забезпечується шляхом проведення процедури контролю якості.



27. Періодичність проведення контролю якості за фізико-хімічними показниками природного газу: «число Воббе вище», «теплота згоряння вища», «відносна густина», «молярна частка діоксиду вуглецю», «температура точки роси за вологою», «температура точки роси за вуглеводнями» в залежності від потужності точки надходження та/або точки передачі природного газу складає:

понад 720 тис. м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж один раз на три дні;

від 240 до 720 тис. м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж один раз на п'ять днів;

до 240 тис. м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж один раз на сім днів.

28. За результатами проведення контролю якості складається документ про якість, вимоги до якого встановлено у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

29. Виробник, Оператор ГТС, Оператор ГРМ, Оператор ПСГ, Оператор установки LNG зобов'язані зберігати документи про якість протягом п'яти років після передачі природного газу для подання на запити органів державного нагляду (контролю) в установлених законодавством випадках.

30. Інформація щодо якості природного газу, а також документи про якість на відповідність вимогам встановленим цим Технічним регламентом має бути у вільному доступі для споживачів та інших суб'єктів ринку природного газу.

### **Ведення в обіг природного газу виробником та уповноваженим представником**

31. Виробник перед початком подачі природного газу у фізичних точках надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища або споживача повинен забезпечити відповідність природного газу, застосовним вимогам встановленим у додатках 1–3 до цього Технічного регламенту.

32. Якщо природний газ, який вводиться в обіг у фізичних точках його надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища не відповідає застосовним вимогам до природного газу, встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 до цього Технічного регламенту, виробник повинен вжити невідкладні запобіжні та/або коригувальні заходи з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

33. У разі не виконання вимог пункту 32 цього Технічного регламенту, виробник природного газу або його уповноважений представник, припиняє введення в обіг такого природного газу у відповідній фізичній точці його надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища.

34. Виробник природного газу зобов'язаний перед введенням в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища здійснювати контроль якості фізико-хімічних показників природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту та

застосовним вимогами щодо якості, які встановлені в додатках 1–3 цього Технічного регламенту.

35. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу, виробником складається документ про якість згідно вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

36. Виробник природного газу зобов'язаний розміщувати на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість згідно вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення контролю якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

37. Виробник зобов'язаний на вимогу органу державного нагляду (контролю) співпрацювати з ним з метою вжиття всіх необхідних заходів, спрямованих на усунення існуючих та/або потенційних ризиків під час введення в обіг природного газу та надавати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до ГТС та/або ГРМ та/або підземного сховища газу вимогам цього Технічного регламенту.

38. У разі виявлення невідповідності фізико-хімічних показників природного газу у фізичних точках надходження природного газу вимогам цього Технічного регламенту Оператором ГТС та/або Оператором ГРМ та/або Оператором ПСГ за результатами контролю, виробник природного газу зобов'язаний на запит Оператора ГТС та/або Оператора ГРМ та/або Оператора ПСГ допустити представників другої сторони для проведення спільної перевірки фізико-хімічних показників природного газу, що вводиться в обіг у фізичних точках надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища у порядку, що визначений укладеною між сторонами угодою.

39. Обов'язки виробника природного газу, визначені в пунктах 34–35 цього Технічного регламенту, від його імені та під його відповідальність можуть бути виконані його уповноваженим представником за умови визначення таких обов'язків у дорученні.

### **Ведення в обіг природного газу імпортером**

40. Природний газ, який вводиться в обіг імпортером має відповідати вимогам цього Технічного регламенту.

41. На звернення Оператора ГТС та/або Оператора установки LNG до імпортера щодо невідповідності природного газу за фізико-хімічними показниками встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 до цього Технічного

регламенту вимогам, який надходить на міждержавному з'єднанні до ГТС у фізичних точках надходження, за замовленням імпортера, імпортер в найкоротший термін зобов'язаний вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність до вимог встановлених цим Технічним регламентом шляхом інформування постачальника – нерезидента України та/або суміжного Оператора ГТС – нерезидента України, згідно зовнішньоекономічних контрактів, для приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

### **Надання на ринку природного газу постачальником**

42. Природний газ, який надається на ринку постачальником має відповідати вимогам цього Технічного регламенту.

43. Постачальник природного газу на звернення споживача щодо невідповідності фізико-хімічних показників природного газу у точках його передачі Оператором ГРМ власному споживачу не відповідає фізико-хімічним показникам, встановленим цим Технічним регламентом, він зобов'язаний повідомити про це Оператора ГРМ та/або Оператора ГТС з метою вжиття ними запобіжних та/або коригувальних заходів, необхідних для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту.

44. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу від споживача, Постачальник повинен надати інформацію щодо якості природного газу, який переміщається (розподіляється) ГРМ, а саме документ про якість згідно вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час транспортування**

45. Під час транспортування природного газу ГТС від введення в обіг виробником, або уповноваженим представником, або імпортером, або Оператором установок LNG у фізичних точках надходження до ГТС, ГРМ, підземного сховища газу та прямого споживача, Оператор ГТС повинен забезпечити відповідність природного газу застосовним вимогам, що встановлені в додатках 1–3 цього Технічного регламенту.

46. Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити такі умови транспортування природного газу, під час його перебування в ГТС, що не ставлять під загрозу його відповідність застосовним вимогам, встановленим цим Технічним регламентом. З моменту надходження природного газу на міждержавному з'єднанні або від виробників або Оператора ПСГ або Оператора установок LNG відповідним маршрутом у фізичних точках надходження до ГТС, Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити контроль якості за фізико-хімічними показниками природного газу

в порядку, який визначений угодами, що укладені Оператором ГТС з виробником, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG та Оператором ГТС – нерезидентом України.

47. Якщо природний газ, який подається в ГТС у фізичних точках надходження, за результатами контролю якості природного газу Оператором ГТС не відповідає застосовним вимогам, встановленим в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГТС зобов'язаний повідомити імпортера та/або Оператора суміжної ГТС – нерезидента України та/або виробника, або уповноваженого представника та/або Оператора ПСГ та/або Оператора установок LNG щодо необхідності вжиття невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

48. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту імпортером та/або Оператором суміжної ГТС – нерезидентом України та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором ПСГ та/або Оператором установок LNG, Оператор ГТС припиняє приймання природного газу.

49. Оператор ГТС зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до ГРМ, підземного сховища газу або прямого споживача проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

50. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором ГТС складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

51. Оператор ГТС зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення процедури контролю якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

52. Оператор ГТС зобов'язаний на запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який транспортується ГТС, зокрема, копії документів про якість.

53. Якщо природний газ, який передається у фізичних точках його надходження до ГРМ, газосховища та прямого споживача не відповідає застосовним вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГТС повинен вжити невідкладних запобіжних

та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

54. Оператор ГТС зобов'язаний на запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який транспортується ГТС, а також у триденний строк повідомляти зазначених суб'єктів про випадки невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

55. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту від прямого споживача та/або Оператора ПСГ та/або Оператора ГРМ, Оператор ГТС приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу, що вводиться в обіг у фізичних точках надходження до прямого споживача, або ГРМ, підземного сховища газу у порядку, що визначений угодами укладеним між сторонами.

56. Оператор ГТС зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до споживача вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час розподілу**

57. Оператор ГРМ під час розподілу природного газу зобов'язаний забезпечити його відповідність застосовним вимогам, що встановлені в додатках 1–3 цього Технічного регламенту з моменту передачі природного газу виробником та/або Оператором установки LNG, та/або Оператором ГТС у фізичних точках надходження до ГРМ і до моменту його передачі у фізичних точках прямим споживачам.

58. Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити такі умови розподілу природного газу під час його перебування в ГРМ, які не ставлять під загрозу його відповідність вимогам, встановленим цим Технічним регламентом. З моменту надходження природного газу від виробника або уповноваженого представника та/або Оператора ГТС та/або Оператора установок LNG та/або Оператора ПСГ у фізичних точках надходження до ГРМ відповідного маршруту, Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити контроль якості за фізико-хімічними показниками природного газу у порядку, визначеному угодами, що укладені Оператором ГРМ з виробником або уповноваженим представником, Оператором ГТС, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG.

59. Якщо природний газ, який подається в ГРМ у фізичних точках надходження, за результатами контролю якості природного газу Оператором ГРМ, не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГРМ повинен повідомити виробника або уповноваженого представника, та/або Оператора ГТС, та/або Оператора ПСГ, та/або Оператора установки LNG щодо необхідності вжиття невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

60. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором установок LNG, Оператор ГРМ припиняє приймання такого природного газу.

61. Якщо природний газ, який передається у фізичних точках його надходження до прямого споживача не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГРМ повинен вжити невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

62. Оператор ГРМ зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до споживача проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

63. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором ГРМ складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

64. Оператор ГРМ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення контролювання якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

65. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до споживача, Оператор ГРМ має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбирання проби природного газу.

66. Оператор ГРМ зобов'язаний на запит споживача та/або Оператора ГТС та/або виробника, допустити представників другої сторони для проведення спільної перевірки фізико-хімічних показників природного газу, що передається

у фізичних точках до прямого споживача, у порядку, визначеному договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

67. Оператор ГРМ зобов'язаний на запит споживача та/або Оператора ГТС та/або виробника надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, зокрема, копії документів про якість.

68. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту виробника, імпортера, Оператора ГТС, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача Оператор ГРМ приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках надходження до прямого споживача, або ГРМ, підземного сховища газу у порядку, визначеному угодою, що укладена між сторонами.

69. Оператор ГРМ зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до споживача, вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час зберігання**

70. Оператор ПСГ зобов'язаний забезпечити відповідність природного газу застосовним вимогам, встановленим в додатках 1–3 цього Технічного регламенту під час передачі природного газу з підземного сховища газу у фізичних точках надходження до ГТС.

71. Якщо природний газ, який подається в підземне сховище газу у фізичних точках його надходження не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ПСГ повинен повідомити Оператора ГТС щодо необхідності вжиття невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

72. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС, Оператор ПСГ припиняє приймання природного газу.

73. Якщо природний газ, який передається в точках передачі природного газу в ГТС не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ПСГ повинен вжити невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних

показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

74. Оператор ПСГ зобов'язаний перед подачею природного газу у фізичних точках його надходження до ГТС проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

75. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором ПСГ складається документ про якість згідно вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

76. Оператор ПСГ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення процедури контролювання якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

77. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту від Оператора ГТС, Оператор ПСГ приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу, що подається у фізичних точках надходження до ГТС у порядку, визначеному договором та/або угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

78. Оператор ПСГ зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до ГТС, вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час зрідження та регазифікації**

79. Оператор LNG зобов'язаний після регазифікації забезпечити відповідність природного газу вимогам встановленим цим Технічним регламентом під час передачі природного газу до ГТС або ГРМ або підземне сховище газу.

80. Якщо природний газ, подається у фізичних точках його надходження в ГТС та/або ГРМ, та/або підземне сховище газу не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор установки LNG повинен вжити невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.



81. Оператор LNG установки зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до ГТС та/або ГРМ проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

82. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором LNG складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

83. Оператор LNG зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення процедури контролювання якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

84. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до ГТС, Оператор LNG має організувати та забезпечити безперешкодний доступ для представників другої сторони до місця відбирання проб природного газу.

85. Оператор LNG зобов'язаний на запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ГТС, Оператора ПСГ, постачальника надати копії документів про якість.

86. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту Оператора ГТС, Оператор LNG приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу у фізичних точках надходження до ГТС у порядку, визначеному договором та/або угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

87. Оператор LNG зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до ГТС та/або ГРМ та/або підземного сховища газу вимогам цього Технічного регламенту.

#### **Державний нагляд (контроль)**

88. Державний нагляд (контроль) введеного в обіг природного газу на ринку природного газу України, наданого на ринку природного газу та природного газу, що переміщуються ГТС, розподіляються ГРМ, відбирається з підземних сховищ газу, зріджується та регазифікуються установками LNG, за дотриманням вимог, встановлених цим Технічним регламентом, здійснюється відповідно до Закону України «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності».



**МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ  
(Міненерго)**

вул. Хрещатик, 30, м. Київ, 01601, тел.: (044) 531-36-93; 206-38-45  
E-mail: [kanc@mev.gov.ua](mailto:kanc@mev.gov.ua), сайт: <https://www.mev.gov.ua>, ідентифікаційний код 37552996

На № \_\_\_\_\_

**Державна регуляторна служба України**

Про погодження проєкту постанови  
Кабінету Міністрів України

Міністерство енергетики України, надсилає на розгляд проєкт постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проєкт постанови), розроблений на виконання статей 12 і 18 Закону України «Про ринок природного газу», та просить погодити його в найкоротший термін.

- Додатки:
1. Проєкт постанови на 32 арк.
  2. Аналіз регуляторного впливу на 13 арк.
  3. Повідомлення про оприлюднення на 1 арк.
  4. Копія наказу Міненерго на 3 арк.

**Міністр**

**Герман ГАЛУЩЕНКО**



**КАБІНЕТ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ**

**ПОСТАНОВА**

від \_\_\_\_\_ 2024 р. № \_\_\_\_\_

Київ

**Про затвердження Технічного регламенту  
природного газу**

Відповідно до статті 5 Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» Кабінет Міністрів України **постановляє**:

1. Затвердити Технічний регламент природного газу, що додається.
2. Міністерству енергетики забезпечити впровадження Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
3. Рекомендувати Національній комісії, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг привести власні акти у відповідність до Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
4. Ця постанова набирає чинності 1 травня, що настає за датою припинення або скасування воєнного стану в Україні.

**Прем'єр-міністр України**

**Д. ШМИГАЛЬ**



УВ  
Міністерство енергетики України  
№26/1.1-7.3-6554 від 18.03.2024  
КЕП: Галушенко Г. В. 18.03.2024 13:56  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01



**КАБІНЕТ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ**

**ПОСТАНОВА**

від \_\_\_\_\_ 2024 р. № \_\_\_\_\_

Київ

**Про затвердження Технічного регламенту  
природного газу**

Відповідно до статті 5 Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» Кабінет Міністрів України **постановляє**:

1. Затвердити Технічний регламент природного газу, що додається.
2. Міністерству енергетики забезпечити впровадження Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
3. Рекомендувати Національній комісії, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг привести власні акти у відповідність до Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
4. Ця постанова набирає чинності 1 травня, що настає за датою припинення або скасування воєнного стану в Україні.

**Прем'єр-міністр України**

**Д. ШМИГАЛЬ**

ЗАТВЕРДЖЕНО

постановою Кабінету Міністрів  
України

від \_\_\_\_\_ 2024 р. № \_\_\_\_\_

## ТЕХНІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ природного газу

### Загальна частина

1. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу, у тому числі біометану (далі – природний газ), який вводиться в обіг, надається на ринку та транспортується газотранспортною системою України (далі – ГТС), розподіляється системами Оператора газорозподільних систем (далі – Оператор ГРМ), закачується/відбирається до/з підземних сховищ газу Оператора підземних сховищ газу (далі – Оператор ПСГ), зріджується та регазифікується установками LNG (далі – Оператор установок LNG).

2. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману.

3. Дія цього Технічного регламенту не поширюється на стиснений природний газ та синтетичні гази.

4. У цьому Технічному регламенті терміни вживаються у таких значеннях:

1) біометан – біогаз, що за своїми фізико-хімічними характеристиками відповідає вимогам до природного газу для подачі до ГТС або газорозподільної системи (далі – ГРМ) цього Технічного регламенту;

2) верхня концентраційна межа діапазону займання – концентрація горючого газу або пари в повітрі, вище якої середовище не є вибухонебезпечним;

3) виробник природного газу – будь-яка фізична особа – підприємець чи юридична особа (резидент чи нерезидент України), яка видобуває або виробляє природний газ або змінює його фізико-хімічні показники в процесі обігу природного газу на ринку;

4) вища теплота згоряння – кількість теплоти, що вивільняється під час повного згоряння в повітрі заданої кількості газу, за виконання таких умов:



УВ  
Міністерство енергетики України  
№26/1.І-7.3-6554 від 18.03.2024  
КЕП: Галушенко Г. В. 18.03.2024 13:56  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

реакція триває за сталого тиску, а всі продукти згоряння повертаються до тієї самої встановленої температури, за якої реагенти перебували спочатку, залишаючись при цьому в газовому стані, за винятком води, утвореної під час згоряння, яка конденсується у рідинний стан за тієї самої встановленої температури;

5) відносна густина – відношення маси газу, що міститься в будь-якому об'ємі, до маси сухого повітря стандартного складу, який займав би такий самий об'єм, визначений за однакових умов;

6) група газів – зазначений діапазон чисел Воббе, в рамках якого перебувають визначені типи газів;

7) густина – маса одиниці об'єму газу, визначеного за заданих умов тиску і температури;

8) документ про якість – паспорт фізико-хімічних показників природного газу, який складається виробником природного газу або уповноваженим представником;

9) загальний вміст сірки – загальна кількість сірки, що є в природному газі;

10) запобіжні заходи – дії, що вчиняються задля усунення причин потенційної невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту;

11) зріджений природний газ (ЗПГ, LNG) – природний газ, зріджений після очищення для зберігання чи транспортування;

12) імпортер природного газу – будь-яка фізична чи юридична особа – резидент України, яка вводить в обіг на ринку України природний газ походженням з іншої країни;

13) інтенсивність запаху – сила сприймання запаху;

14) коригувальні заходи – дії, які виконують, щоб усунути причину невідповідності вимогам цього Технічного регламенту та запобігти її повторному виникненню;

15) ланцюг переміщення природного газу – послідовність суб'єктів господарювання, які забезпечують фізичну передачу природного газу від виробника природного газу до споживача;

16) масова концентрація – відношення маси кожного компонента до об'єму газової суміші за встановлених умов тиску й температури;

- 17) молярна частка – відношення кількості речовини індивідуального компонента (моль) до загальної кількості речовини компонентів суміші (моль);
- 18) надання природного газу на ринку – будь-яке платне або безоплатне постачання продукції для розповсюдження, споживання чи використання на ринку України в процесі здійснення господарської діяльності;
- 19) обіг природного газу на ринку – переміщення природного газу від виробника, імпортера, розповсюджувача (або постачальника) до прямого споживача, а саме: транспортування, зрідження, регазифікація, зберігання, розподіл, або будь-які інші дії пов'язані з даним процесом. Під час обігу, фізико - хімічні показники природного газу можуть змінюватися;
- 20) одорування – додавання одорантів (зазвичай сірчистих сполук із сильним запахом) до природного газу, щоб за запахом виявити витіки газу за дуже низької концентрації (до того, як утвориться небезпечна концентрація газу в повітрі);
- 21) переміщення природного газу – процес зміни фізичного місця знаходження природного газу від точки надходження природного газу до точки передачі природного газу в системі газопроводів, під час якого можуть змінюватися його фізико-хімічні показники, зокрема, у загальному потоці методом змішування або заміщення;
- 22) прямий споживач природного газу – споживач природного газу, об'єкти якого безпосередньо підключені до ГТС або ГРМ, або газовидобувного підприємства;
- 23) розповсюдження природного газу – надання природного газу на ринку природного газу України після введення його в обіг;
- 24) синтетичний газ – очищений газ, який містить компоненти, нетипові для природного газу;
- 25) споживач – фізична особа, фізична особа – підприємець або юридична особа, яка отримує природний газ на підставі договору постачання природного газу з метою використання для власних потреб, а не для перепродажу, або використання як сировини;
- 26) стиснений природний газ (СПГ, CNG) – природний газ, який для зберігання та перевезення стискають до тиску більше ніж 100 бар та використовується як паливо у двигунах внутрішнього згорання;

27) стандартні умови – стандартні умови температури та тиску, що використовують для вимірювань та обчислень властивостей природного газу, визначені відповідно до Закону України «Про ринок природного газу»;

28) температура самозаймання вибухонебезпечного газового середовища – найменша температура нагрітої поверхні, яка в заданих умовах запалює горючий газ в суміші з повітрям;

29) температура точки роси за вологою – температура за заданого тиску, за якої водяна пара починає конденсуватися;

30) температура точки роси за вуглеводнями – температура за заданого тиску, за якої пари вуглеводнів починають конденсуватися;

31) тиск порівняння – це значення абсолютного тиску природного газу, до якого приводять значення температури точки роси за вологою для певних умов вимірювання;

32) точка контролю якості природного газу – місце відбирання проби природного газу з метою проведення контролю якості природного газу;

33) точка надходження природного газу – фізична точка в ГТС/ГРМ системі, в якій природний газ фізично передається до ГТС/ГРМ від виробників, суміжних ГРМ сусідніх країн, газосховищ, установок LNG, і яка вважається місцем введення природного газу в обіг або надання на ринок;

34) точка передачі природного газу – фізична точка, в якій природний газ фізично передається з/до ГТС/ГРМ, газосховища або споживача, але в будь-якому разі таке місце передачі повинно бути останнім на межі балансової належності об'єкта передачі і яка вважається місцем введення в обіг або надання на ринок;

35) фізико-хімічні показники – параметри природного газу, визначені у додатках 1–3, що містять, зокрема, компонентний склад, вищу теплоту згоряння, густину газу, масову концентрацію сірководню, меркаптанової сірки та механічних домішок, число Воббе, температури точок роси за вологою та вуглеводнями;

36) число Воббе вище – вища об'ємна теплота згоряння за встановлених умов, поділена на корінь квадратний відносної густини за тих самих встановлених умов вимірювання об'єму;

37) якість газу – це відповідність його фізико-хімічних показників встановленим нормам.



Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у Законах України «Про ринок природного газу», «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності», «Про стандартизацію», Кодексі газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2493 та зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1378/27823 (далі – Кодекс ГТС), Кодексі газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2494 та зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1379/27824 (далі – Кодекс ГРМ), Кодексі газосховищ, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2495 та зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825 (далі – Кодекс газосховищ).

### **Вимоги до природного газу**

5. Природний газ належить до групи газів «Н» [ейч], крім випадків, якщо інше не встановлено законодавством України, який вводиться в обіг або надається на ринку, фізично переміщується ГТС та ГРМ, зберігається в газосховищах, зріджується та регазифікується установками LNG, повинен відповідати застосовним вимогам, встановленим у додатках 1–3 до цього Технічного регламенту.

6. Якщо значення теплоти згоряння природного газу за стандартних умов, що вводиться в обіг або надається на ринку, більше ніж те що встановлено в додатку 1, то вважається, що природний газ за цим показником відповідає вимогам цього Технічного регламенту, в документі про якість зазначають фактичні значення, а для розрахунків приймається максимальне значення теплоти згоряння, що встановлене в додатку 1 цього Технічного регламенту.

7. Природний газ може переміщуватися за умови його відповідності вимогам цього Технічного регламенту та за наявності документа про якість, вимоги до якого встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

### **Окремі вимоги до природного газу**

8. Вимоги до фізико-хімічних показників природного газу для окремих населених пунктах України визначені у додатку 6 цього Технічного регламенту, а для точок надходження природного газу від/до ГРМ визначені у додатку 3 до цього Технічного регламенту.

## **Вимоги до складання маршрутів переміщення природного газу ГТС/ГРМ**

9. Маршрут переміщення природного газу складається Оператором ГТС та Оператором ГРМ, як схематичне зображення фізичного руху природного газу від точки його надходження (групи точок) до точки передачі (групи точок) місць передачі природного газу споживачам з ГТС та/або ГРМ, на якому Оператором ГТС та Оператором ГРМ забезпечуються ідентичні фізико-хімічні показники природного газу.

10. Значення фізико-хімічних показників природного газу на маршруті переміщення природного газу вважаються ідентичними, якщо відхилення значення вищої теплоти згорання природного газу протягом року не перевищує два відсотки від середнього значення.

11. За наявності в ГТС або ГРМ двох і більше джерел надходження природного газу, розробляються окремі маршрути:

1) при наданні на ринку в точці надходження/передачі природного газу та ГРС, що отримують незмішаний газ із будь-якого одного джерела;

2) при наданні на ринку в точці надходження/передачі природного газу та ГРС, що отримують змішаний газ із двох і більше джерел.

12. У разі якщо до точки надходження/передачі до/з ГТС природний газ надходить одночасно з різних джерел, визначення фізико-хімічних показників природного газу проводиться після точки змішування газу.

13. Маршрут може бути розроблений як для однієї точки передачі природного газу (ГРС, виробник теплової енергії, промисловий споживач тощо), так і для групи точок передачі (групи ГРС та/або споживачів) з ідентичними фізико-хімічними показниками природного газу.

14. При введенні в обіг та/або наданні на ринку в процесі транспортування та/або розподілу природного газу до точки передачі різними маршрутами, складаються і затверджуються всі можливі маршрути.

15. Оператор ГТС/Оператор ГРС має забезпечити актуалізацію маршрутів переміщення природного газу ГТС/ГРМ на постійній основі.

16. Значення фізико-хімічних показників природного газу, що були визначені в певній точці маршруту поширюються на всі ділянки маршруту.

17. Форма-зразок для складання маршруту переміщення природного газу наведена у додатку 5 до цього Технічного регламенту.

18. Маршрут Оператора ГРМ може бути продовженням маршруту ГТС про, що зазначається схематично.

19. Оператор ГТС/Оператор ГРС має затвердити та розмістити на офіційному вебсайті скан-копії розроблених маршрутів переміщення природного газу.

### **Контроль якості природного газу при введенні в обіг та наданні на ринку**

20. Дозволяється введення в обіг та надання на ринку природного газу, який відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

21. Під час обігу природного газу, виробник, Оператор ГТС, Оператор ГРМ, Оператор ПСГ, Оператор установки LNG повинні забезпечити контроль якості за фізико-хімічними показниками природного газу в своїх системах.

22. Засоби вимірювальної техніки, які застосовуються для вимірювань фізико-хімічних показників природного газу повинні відповідати вимогам чинного законодавства України.

23. Методики визначення фізико-хімічних показників природного газу, у тому числі щодо відбирання проб, встановлюються національними стандартами для цілей застосування цього Технічного регламенту, перелік яких затверджується відповідно до закону.

24. У разі відсутності національних стандартів для визначення фізико-хімічних показників природного газу, виробник приймає рішення про те, які методики вимірювання, у тому числі щодо відбирання проб, будуть застосовані для випробування природного газу.

25. Проведення процедури контролю якості природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом:

в точках надходження газу від ПСГ/ LNG установки до ГТС покладається на Оператора ПСГ/Оператора установок LNG;

в точках надходження газу в ГТС на міждержавних з'єднаннях покладається на Оператора ГТС;

в точках надходження газу від ГТС до ГРМ/споживача покладається на Оператора ГТС;

в точках надходження газу від ГРМ до споживача покладається на Оператора ГРМ.

26. Відповідність природного газу застосовним вимогам, встановленим у додатках 1 та 2 або 3 до цього Технічного регламенту, забезпечується шляхом проведення процедури контролю якості.

27. Періодичність проведення контролю якості за фізико-хімічними показниками природного газу: «число Воббе вище», «теплота згоряння вища», «відносна густина», «молярна частка діоксиду вуглецю», «температура точки роси за вологою», «температура точки роси за вуглеводнями» в залежності від потужності точки надходження та/або точки передачі природного газу складає:

понад 720 тис. м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж один раз на три дні;

від 240 до 720 тис. м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж один раз на п'ять днів;

до 240 тис. м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж один раз на сім днів.

28. За результатами проведення контролю якості складається документ про якість, вимоги до якого встановлено у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

29. Виробник, Оператор ГТС, Оператор ГРМ, Оператор ПСГ, Оператор установки LNG зобов'язані зберігати документи про якість протягом п'яти років після передачі природного газу для подання на запити органів державного нагляду (контролю) в установлених законодавством випадках.

30. Інформація щодо якості природного газу, а також документи про якість на відповідність вимогам встановленим цим Технічним регламентом має бути у вільному доступі для споживачів та інших суб'єктів ринку природного газу.

### **Ведення в обіг природного газу виробником та уповноваженим представником**

31. Виробник перед початком подачі природного газу у фізичних точках надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища або споживача повинен забезпечити відповідність природного газу, застосовним вимогам встановленим у додатках 1–3 до цього Технічного регламенту.

32. Якщо природний газ, який вводиться в обіг у фізичних точках його надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища не відповідає застосовним вимогам до природного газу, встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 до цього Технічного регламенту, виробник повинен вжити невідкладні запобіжні та/або коригувальні заходи з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

33. У разі не виконання вимог пункту 32 цього Технічного регламенту, виробник природного газу або його уповноважений представник, припиняє введення в обіг такого природного газу у відповідній фізичній точці його надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища.

34. Виробник природного газу зобов'язаний перед введенням в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища здійснювати контроль якості фізико-хімічних показників природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту та

застосовним вимогами щодо якості, які встановлені в додатках 1–3 цього Технічного регламенту.

35. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу, виробником складається документ про якість згідно вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

36. Виробник природного газу зобов'язаний розміщувати на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість згідно вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення контролю якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

37. Виробник зобов'язаний на вимогу органу державного нагляду (контролю) співпрацювати з ним з метою вжиття всіх необхідних заходів, спрямованих на усунення існуючих та/або потенційних ризиків під час введення в обіг природного газу та надавати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до ГТС та/або ГРМ та/або підземного сховища газу вимогам цього Технічного регламенту.

38. У разі виявлення невідповідності фізико-хімічних показників природного газу у фізичних точках надходження природного газу вимогам цього Технічного регламенту Оператором ГТС та/або Оператором ГРМ та/або Оператором ПСГ за результатами контролю, виробник природного газу зобов'язаний на запит Оператора ГТС та/або Оператора ГРМ та/або Оператора ПСГ допустити представників другої сторони для проведення спільної перевірки фізико-хімічних показників природного газу, що вводиться в обіг у фізичних точках надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища у порядку, що визначений укладеною між сторонами угодою.

39. Обов'язки виробника природного газу, визначені в пунктах 34–35 цього Технічного регламенту, від його імені та під його відповідальність можуть бути виконані його уповноваженим представником за умови визначення таких обов'язків у дорученні.

### **Ведення в обіг природного газу імпортером**

40. Природний газ, який вводиться в обіг імпортером має відповідати вимогам цього Технічного регламенту.

41. На звернення Оператора ГТС та/або Оператора установки LNG до імпортера щодо невідповідності природного газу за фізико-хімічними показниками встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 до цього Технічного

регламенту вимогам, який надходить на міждержавному з'єднанні до ГТС у фізичних точках надходження, за замовленням імпортера, імпортер в найкоротший термін зобов'язаний вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність до вимог встановлених цим Технічним регламентом шляхом інформування постачальника – нерезидента України та/або суміжного Оператора ГТС – нерезидента України, згідно зовнішньоекономічних контрактів, для приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

### **Надання на ринку природного газу постачальником**

42. Природний газ, який надається на ринку постачальником має відповідати вимогам цього Технічного регламенту.

43. Постачальник природного газу на звернення споживача щодо невідповідності фізико-хімічних показників природного газу у точках його передачі Оператором ГРМ власному споживачу не відповідає фізико-хімічним показникам, встановленим цим Технічним регламентом, він зобов'язаний повідомити про це Оператора ГРМ та/або Оператора ГТС з метою вжиття ними запобіжних та/або коригувальних заходів, необхідних для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту.

44. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу від споживача, Постачальник повинен надати інформацію щодо якості природного газу, який переміщається (розподіляється) ГРМ, а саме документ про якість згідно вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час транспортування**

45. Під час транспортування природного газу ГТС від введення в обіг виробником, або уповноваженим представником, або імпортером, або Оператором установок LNG у фізичних точках надходження до ГТС, ГРМ, підземного сховища газу та прямого споживача, Оператор ГТС повинен забезпечити відповідність природного газу застосовним вимогам, що встановлені в додатках 1–3 цього Технічного регламенту.

46. Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити такі умови транспортування природного газу, під час його перебування в ГТС, що не ставлять під загрозу його відповідність застосовним вимогам, встановленим цим Технічним регламентом. З моменту надходження природного газу на міждержавному з'єднанні або від виробників або Оператора ПСГ або Оператора установок LNG відповідним маршрутом у фізичних точках надходження до ГТС, Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити контроль якості за фізико-хімічними показниками природного газу

в порядку, який визначений угодами, що укладені Оператором ГТС з виробником, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG та Оператором ГТС – нерезидентом України.

47. Якщо природний газ, який подається в ГТС у фізичних точках надходження, за результатами контролю якості природного газу Оператором ГТС не відповідає застосовним вимогам, встановленим в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГТС зобов'язаний повідомити імпортера та/або Оператора суміжної ГТС – нерезидента України та/або виробника, або уповноваженого представника та/або Оператора ПСГ та/або Оператора установок LNG щодо необхідності вжиття невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

48. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту імпортером та/або Оператором суміжної ГТС – нерезидентом України та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором ПСГ та/або Оператором установок LNG, Оператор ГТС припиняє приймання природного газу.

49. Оператор ГТС зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до ГРМ, підземного сховища газу або прямого споживача проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

50. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором ГТС складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

51. Оператор ГТС зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення процедури контролю якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

52. Оператор ГТС зобов'язаний на запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який транспортується ГТС, зокрема, копії документів про якість.

53. Якщо природний газ, який передається у фізичних точках його надходження до ГРМ, газосховища та прямого споживача не відповідає застосовним вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГТС повинен вжити невідкладних запобіжних

та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

54. Оператор ГТС зобов'язаний на запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який транспортується ГТС, а також у триденний строк повідомляти зазначених суб'єктів про випадки невідповідності природного газу вимогам цього Технічному регламенту.

55. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту від прямого споживача та/або Оператора ПСГ та/або Оператора ГРМ, Оператор ГТС приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу, що вводиться в обіг у фізичних точках надходження до прямого споживача, або ГРМ, підземного сховища газу у порядку, що визначений угодами укладеним між сторонами.

56. Оператор ГТС зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до споживача вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час розподілу**

57. Оператор ГРМ під час розподілу природного газу зобов'язаний забезпечити його відповідність застосовним вимогам, що встановлені в додатках 1–3 цього Технічного регламенту з моменту передачі природного газу виробником та/або Оператором установки LNG, та/або Оператором ГТС у фізичних точках надходження до ГРМ і до моменту його передачі у фізичних точках прямим споживачам.

58. Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити такі умови розподілу природного газу під час його перебування в ГРМ, які не ставлять під загрозу його відповідність вимогам, встановленим цим Технічним регламентом. З моменту надходження природного газу від виробника або уповноваженого представника та/або Оператора ГТС та/або Оператора установок LNG та/або Оператора ПСГ у фізичних точках надходження до ГРМ відповідного маршруту, Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити контроль якості за фізико-хімічними показниками природного газу у порядку, визначеному угодами, що укладені Оператором ГРМ з виробником або уповноваженим представником, Оператором ГТС, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG.



59. Якщо природний газ, який подається в ГРМ у фізичних точках надходження, за результатами контролю якості природного газу Оператором ГРМ, не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГРМ повинен повідомити виробника або уповноваженого представника, та/або Оператора ГТС, та/або Оператора ПСГ, та/або Оператора установки LNG щодо необхідності вжиття невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

60. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором установок LNG, Оператор ГРМ припиняє приймання такого природного газу.

61. Якщо природний газ, який передається у фізичних точках його надходження до прямого споживача не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГРМ повинен вжити невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

62. Оператор ГРМ зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до споживача проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

63. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором ГРМ складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

64. Оператор ГРМ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення контролювання якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

65. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до споживача, Оператор ГРМ має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбирання проби природного газу.

66. Оператор ГРМ зобов'язаний на запит споживача та/або Оператора ГТС та/або виробника, допустити представників другої сторони для проведення спільної перевірки фізико-хімічних показників природного газу, що передається

у фізичних точках до прямого споживача, у порядку, визначеному договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

67. Оператор ГРМ зобов'язаний на запит споживача та/або Оператора ГТС та/або виробника надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, зокрема, копії документів про якість.

68. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту виробника, імпортера, Оператора ГТС, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача Оператор ГРМ приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках надходження до прямого споживача, або ГРМ, підземного сховища газу у порядку, визначеному угодою, що укладена між сторонами.

69. Оператор ГРМ зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до споживача, вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час зберігання**

70. Оператор ПСГ зобов'язаний забезпечити відповідність природного газу застосовним вимогам, встановленим в додатках 1–3 цього Технічного регламенту під час передачі природного газу з підземного сховища газу у фізичних точках надходження до ГТС.

71. Якщо природний газ, який подається в підземне сховище газу у фізичних точках його надходження не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ПСГ повинен повідомити Оператора ГТС щодо необхідності вжиття невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

72. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС, Оператор ПСГ припиняє приймання природного газу.

73. Якщо природний газ, який передається в точках передачі природного газу в ГТС не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ПСГ повинен вжити невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних

показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

74. Оператор ПСГ зобов'язаний перед подачею природного газу у фізичних точках його надходження до ГТС проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

75. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором ПСГ складається документ про якість згідно вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

76. Оператор ПСГ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення процедури контролювання якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

77. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту від Оператора ГТС, Оператор ПСГ приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу, що подається у фізичних точках надходження до ГТС у порядку, визначеному договором та/або угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

78. Оператор ПСГ зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до ГТС, вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час зрідження та регазифікації**

79. Оператор LNG зобов'язаний після регазифікації забезпечити відповідність природного газу вимогам встановленим цим Технічним регламентом під час передачі природного газу до ГТС або ГРМ або підземне сховище газу.

80. Якщо природний газ, подається у фізичних точках його надходження в ГТС та/або ГРМ, та/або підземне сховище газу не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор установки LNG повинен вжити невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

81. Оператор LNG установки зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до ГТС та/або ГРМ проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

82. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором LNG складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

83. Оператор LNG зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення процедури контролювання якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

84. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до ГТС, Оператор LNG має організувати та забезпечити безперешкодний доступ для представників другої сторони до місця відбирання проб природного газу.

85. Оператор LNG зобов'язаний на запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ГТС, Оператора ПСГ, постачальника надати копії документів про якість.

86. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту Оператора ГТС, Оператор LNG приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу у фізичних точках надходження до ГТС у порядку, визначеному договором та/або угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

87. Оператор LNG зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до ГТС та/або ГРМ та/або підземного сховища газу вимогам цього Технічного регламенту.

#### **Державний нагляд (контроль)**

88. Державний нагляд (контроль) введеного в обіг природного газу на ринку природного газу України, наданого на ринку природного газу та природного газу, що переміщуються ГТС, розподіляються ГРМ, відбирається з підземних сховищ газу, зріджується та регазифікуються установками LNG, за дотриманням вимог, встановлених цим Технічним регламентом, здійснюється відповідно до Закону України «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності».

ЗАТВЕРДЖЕНО

постановою Кабінету Міністрів  
України

від \_\_\_\_\_ 2024 р. № \_\_\_\_\_

## **ТЕХНІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ природного газу**

### **Загальна частина**

1. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу, у тому числі біометану (далі – природний газ), який вводиться в обіг, надається на ринку та транспортується газотранспортною системою України (далі – ГТС), розподіляється системами Оператора газорозподільних систем (далі – Оператор ГРМ), закачується/відбирається до/з підземних сховищ газу Оператора підземних сховищ газу (далі – Оператор ПСГ), зріджується та регазифікується установками LNG (далі – Оператор установок LNG).

2. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману.

3. Дія цього Технічного регламенту не поширюється на стиснений природний газ та синтетичні гази.

4. У цьому Технічному регламенті терміни вживаються у таких значеннях:

1) біометан – біогаз, що за своїми фізико-хімічними характеристиками відповідає вимогам до природного газу для подачі до ГТС або газорозподільної системи (далі – ГРМ) цього Технічного регламенту;

2) верхня концентраційна межа діапазону займання – концентрація горючого газу або пари в повітрі, вище якої середовище не є вибухонебезпечним;

3) виробник природного газу – будь-яка фізична особа – підприємець чи юридична особа (резидент чи нерезидент України), яка видобуває або виробляє природний газ або змінює його фізико-хімічні показники в процесі обігу природного газу на ринку;

4) вища теплота згоряння – кількість теплоти, що вивільняється під час повного згоряння в повітрі заданої кількості газу, за виконання таких умов:

реакція триває за сталого тиску, а всі продукти згоряння повертаються до тієї самої встановленої температури, за якої реагенти перебували спочатку, залишаючись при цьому в газовому стані, за винятком води, утвореної під час згоряння, яка конденсується у рідинний стан за тієї самої встановленої температури;

5) відносна густина – відношення маси газу, що міститься в будь-якому об'ємі, до маси сухого повітря стандартного складу, який займав би такий самий об'єм, визначений за однакових умов;

6) група газів – зазначений діапазон чисел Воббе, в рамках якого перебувають визначені типи газів;

7) густина – маса одиниці об'єму газу, визначеного за заданих умов тиску і температури;

8) документ про якість – паспорт фізико-хімічних показників природного газу, який складається виробником природного газу або уповноваженим представником;

9) загальний вміст сірки – загальна кількість сірки, що є в природному газі;

10) запобіжні заходи – дії, що вчиняються задля усунення причин потенційної невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту;

11) зріджений природний газ (ЗПГ, LNG) – природний газ, зріджений після очищення для зберігання чи транспортування;

12) імпортер природного газу – будь-яка фізична чи юридична особа – резидент України, яка вводить в обіг на ринку України природний газ походженням з іншої країни;

13) інтенсивність запаху – сила сприймання запаху;

14) коригувальні заходи – дії, які виконують, щоб усунути причину невідповідності вимогам цього Технічного регламенту та запобігти її повторному виникненню;

15) ланцюг переміщення природного газу – послідовність суб'єктів господарювання, які забезпечують фізичну передачу природного газу від виробника природного газу до споживача;

16) масова концентрація – відношення маси кожного компонента до об'єму газової суміші за встановлених умов тиску й температури;

- 17) молярна частка – відношення кількості речовини індивідуального компонента (моль) до загальної кількості речовини компонентів суміші (моль);
- 18) надання природного газу на ринку – будь-яке платне або безоплатне постачання продукції для розповсюдження, споживання чи використання на ринку України в процесі здійснення господарської діяльності;
- 19) обіг природного газу на ринку – переміщення природного газу від виробника, імпортера, розповсюджувача (або постачальника) до прямого споживача, а саме: транспортування, зрідження, регазифікація, зберігання, розподіл, або будь-які інші дії пов'язані з даним процесом. Під час обігу, фізико - хімічні показники природного газу можуть змінюватися;
- 20) одорювання – додавання одорантів (зазвичай сірчистих сполук із сильним запахом) до природного газу, щоб за запахом виявити витіки газу за дуже низької концентрації (до того, як утвориться небезпечна концентрація газу в повітрі);
- 21) переміщення природного газу – процес зміни фізичного місця знаходження природного газу від точки надходження природного газу до точки передачі природного газу в системі газопроводів, під час якого можуть змінюватися його фізико-хімічні показники, зокрема, у загальному потоці методом змішування або заміщення;
- 22) прямий споживач природного газу – споживач природного газу, об'єкти якого безпосередньо підключені до ГТС або ГРМ, або газовидобувного підприємства;
- 23) розповсюдження природного газу – надання природного газу на ринку природного газу України після введення його в обіг;
- 24) синтетичний газ – очищений газ, який містить компоненти, нетипові для природного газу;
- 25) споживач – фізична особа, фізична особа – підприємець або юридична особа, яка отримує природний газ на підставі договору постачання природного газу з метою використання для власних потреб, а не для перепродажу, або використання як сировини;
- 26) стиснений природний газ (СПГ, CNG) – природний газ, який для зберігання та перевезення стискають до тиску більше ніж 100 бар та використовується як паливо у двигунах внутрішнього згорання;

27) стандартні умови – стандартні умови температури та тиску, що використовують для вимірювань та обчислень властивостей природного газу, визначені відповідно до Закону України «Про ринок природного газу»;

28) температура самозаймання вибухонебезпечного газового середовища – найменша температура нагрітої поверхні, яка в заданих умовах запалює горючий газ в суміші з повітрям;

29) температура точки роси за вологою – температура за заданого тиску, за якої водяна пара починає конденсуватися;

30) температура точки роси за вуглеводнями – температура за заданого тиску, за якої пари вуглеводнів починають конденсуватися;

31) тиск порівняння – це значення абсолютного тиску природного газу, до якого приводять значення температури точки роси за вологою для певних умов вимірювання;

32) точка контролю якості природного газу – місце відбирання проби природного газу з метою проведення контролю якості природного газу;

33) точка надходження природного газу – фізична точка в ГТС/ГРМ системі, в якій природний газ фізично передається до ГТС/ГРМ від виробників, суміжних ГРМ сусідніх країн, газосховищ, установок LNG, і яка вважається місцем введення природного газу в обіг або надання на ринок;

34) точка передачі природного газу – фізична точка, в якій природний газ фізично передається з/до ГТС/ГРМ, газосховища або споживача, але в будь-якому разі таке місце передачі повинно бути останнім на межі балансової належності об'єкта передачі і яка вважається місцем введення в обіг або надання на ринок;

35) фізико-хімічні показники – параметри природного газу, визначені у додатках 1–3, що містять, зокрема, компонентний склад, вищу теплоту згоряння, густину газу, масову концентрацію сірководню, меркаптанової сірки та механічних домішок, число Воббе, температури точок роси за вологою та вуглеводнями;

36) число Воббе вище – вища об'ємна теплота згоряння за встановлених умов, поділена на корінь квадратний відносної густини за тих самих встановлених умов вимірювання об'єму;

37) якість газу – це відповідність його фізико-хімічних показників встановленим нормам.



Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у Законах України «Про ринок природного газу», «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності», «Про стандартизацію», Кодексі газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2493 та зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1378/27823 (далі – Кодекс ГТС), Кодексі газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2494 та зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1379/27824 (далі – Кодекс ГРМ), Кодексі газосховищ, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2495 та зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825 (далі – Кодекс газосховищ).

### **Вимоги до природного газу**

5. Природний газ належить до групи газів «Н» [ейч], крім випадків, якщо інше не встановлено законодавством України, який вводиться в обіг або надається на ринку, фізично переміщується ГТС та ГРМ, зберігається в газосховищах, зріджується та регазифікується установками LNG, повинен відповідати застосовним вимогам, встановленим у додатках 1–3 до цього Технічного регламенту.

6. Якщо значення теплоти згоряння природного газу за стандартних умов, що вводиться в обіг або надається на ринку, більше ніж те що встановлено в додатку 1, то вважається, що природний газ за цим показником відповідає вимогам цього Технічного регламенту, в документі про якість зазначають фактичні значення, а для розрахунків приймається максимальне значення теплоти згоряння, що встановлене в додатку 1 цього Технічного регламенту.

7. Природний газ може переміщуватися за умови його відповідності вимогам цього Технічного регламенту та за наявності документа про якість, вимоги до якого встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

### **Окремі вимоги до природного газу**

8. Вимоги до фізико-хімічних показників природного газу для окремих населених пунктах України визначені у додатку 6 цього Технічного регламенту, а для точок надходження природного газу від/до ГРМ визначені у додатку 3 до цього Технічного регламенту.

## **Вимоги до складання маршрутів переміщення природного газу ГТС/ГРМ**

9. Маршрут переміщення природного газу складається Оператором ГТС та Оператором ГРМ, як схематичне зображення фізичного руху природного газу від точки його надходження (групи точок) до точки передачі (групи точок) місць передачі природного газу споживачам з ГТС та/або ГРМ, на якому Оператором ГТС та Оператором ГРМ забезпечуються ідентичні фізико-хімічні показники природного газу.

10. Значення фізико-хімічних показників природного газу на маршруті переміщення природного газу вважаються ідентичними, якщо відхилення значення вищої теплоти згорання природного газу протягом року не перевищує два відсотки від середнього значення.

11. За наявності в ГТС або ГРМ двох і більше джерел надходження природного газу, розробляються окремі маршрути:

1) при наданні на ринку в точці надходження/передачі природного газу та ГРС, що отримують незмішаний газ із будь-якого одного джерела;

2) при наданні на ринку в точці надходження/передачі природного газу та ГРС, що отримують змішаний газ із двох і більше джерел.

12. У разі якщо до точки надходження/передачі до/з ГТС природний газ надходить одночасно з різних джерел, визначення фізико-хімічних показників природного газу проводиться після точки змішування газу.

13. Маршрут може бути розроблений як для однієї точки передачі природного газу (ГРС, виробник теплової енергії, промисловий споживач тощо), так і для групи точок передачі (групи ГРС та/або споживачів) з ідентичними фізико-хімічними показниками природного газу.

14. При введенні в обіг та/або наданні на ринку в процесі транспортування та/або розподілу природного газу до точки передачі різними маршрутами, складаються і затверджуються всі можливі маршрути.

15. Оператор ГТС/Оператор ГРС має забезпечити актуалізацію маршрутів переміщення природного газу ГТС/ГРМ на постійній основі.

16. Значення фізико-хімічних показників природного газу, що були визначені в певній точці маршруту поширюються на всі ділянки маршруту.

17. Форма-зразок для складання маршруту переміщення природного газу наведена у додатку 5 до цього Технічного регламенту.

18. Маршрут Оператора ГРМ може бути продовженням маршруту ГТС про, що зазначається схематично.

19. Оператор ГТС/Оператор ГРС має затвердити та розмістити на офіційному вебсайті скан-копії розроблених маршрутів переміщення природного газу.

### **Контроль якості природного газу при введенні в обіг та наданні на ринку**

20. Дозволяється введення в обіг та надання на ринку природного газу, який відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

21. Під час обігу природного газу, виробник, Оператор ГТС, Оператор ГРМ, Оператор ПСГ, Оператор установки LNG повинні забезпечити контроль якості за фізико-хімічними показниками природного газу в своїх системах.

22. Засоби вимірювальної техніки, які застосовуються для вимірювань фізико-хімічних показників природного газу повинні відповідати вимогам чинного законодавства України.

23. Методики визначення фізико-хімічних показників природного газу, у тому числі щодо відбирання проб, встановлюються національними стандартами для цілей застосування цього Технічного регламенту, перелік яких затверджується відповідно до закону.

24. У разі відсутності національних стандартів для визначення фізико-хімічних показників природного газу, виробник приймає рішення про те, які методики вимірювання, у тому числі щодо відбирання проб, будуть застосовані для випробування природного газу.

25. Проведення процедури контролю якості природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом:

в точках надходження газу від ПСГ/ LNG установки до ГТС покладається на Оператора ПСГ/Оператора установок LNG;

в точках надходження газу в ГТС на міждержавних з'єднаннях покладається на Оператора ГТС;

в точках надходження газу від ГТС до ГРМ/споживача покладається на Оператора ГТС;

в точках надходження газу від ГРМ до споживача покладається на Оператора ГРМ.

26. Відповідність природного газу застосовним вимогам, встановленим у додатках 1 та 2 або 3 до цього Технічного регламенту, забезпечується шляхом проведення процедури контролю якості.

27. Періодичність проведення контролю якості за фізико-хімічними показниками природного газу: «число Воббе вище», «теплота згоряння вища», «відносна густина», «молярна частка діоксиду вуглецю», «температура точки роси за вологою», «температура точки роси за вуглеводнями» в залежності від потужності точки надходження та/або точки передачі природного газу складає:

- понад 720 тис. м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж один раз на три дні;
- від 240 до 720 тис. м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж один раз на п'ять днів;
- до 240 тис. м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж один раз на сім днів.

28. За результатами проведення контролю якості складається документ про якість, вимоги до якого встановлено у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

29. Виробник, Оператор ГТС, Оператор ГРМ, Оператор ПСГ, Оператор установки LNG зобов'язані зберігати документи про якість протягом п'яти років після передачі природного газу для подання на запити органів державного нагляду (контролю) в установлених законодавством випадках.

30. Інформація щодо якості природного газу, а також документи про якість на відповідність вимогам встановленим цим Технічним регламентом має бути у вільному доступі для споживачів та інших суб'єктів ринку природного газу.

### **Ведення в обіг природного газу виробником та уповноваженим представником**

31. Виробник перед початком подачі природного газу у фізичних точках надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища або споживача повинен забезпечити відповідність природного газу, застосовним вимогам встановленим у додатках 1–3 до цього Технічного регламенту.

32. Якщо природний газ, який вводиться в обіг у фізичних точках його надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища не відповідає застосовним вимогам до природного газу, встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 до цього Технічного регламенту, виробник повинен вжити невідкладні запобіжні та/або коригувальні заходи з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

33. У разі не виконання вимог пункту 32 цього Технічного регламенту, виробник природного газу або його уповноважений представник, припиняє введення в обіг такого природного газу у відповідній фізичній точці його надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища.

34. Виробник природного газу зобов'язаний перед введенням в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища здійснювати контроль якості фізико-хімічних показників природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту та

застосовним вимогами щодо якості, які встановлені в додатках 1–3 цього Технічного регламенту.

35. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу, виробником складається документ про якість згідно вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

36. Виробник природного газу зобов'язаний розміщувати на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість згідно вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення контролю якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

37. Виробник зобов'язаний на вимогу органу державного нагляду (контролю) співпрацювати з ним з метою вжиття всіх необхідних заходів, спрямованих на усунення існуючих та/або потенційних ризиків під час введення в обіг природного газу та надавати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до ГТС та/або ГРМ та/або підземного сховища газу вимогам цього Технічного регламенту.

38. У разі виявлення невідповідності фізико-хімічних показників природного газу у фізичних точках надходження природного газу вимогам цього Технічного регламенту Оператором ГТС та/або Оператором ГРМ та/або Оператором ПСГ за результатами контролю, виробник природного газу зобов'язаний на запит Оператора ГТС та/або Оператора ГРМ та/або Оператора ПСГ допустити представників другої сторони для проведення спільної перевірки фізико-хімічних показників природного газу, що вводиться в обіг у фізичних точках надходження до ГТС, ГРМ, газового сховища у порядку, що визначений укладеною між сторонами угодою.

39. Обов'язки виробника природного газу, визначені в пунктах 34–35 цього Технічного регламенту, від його імені та під його відповідальність можуть бути виконані його уповноваженим представником за умови визначення таких обов'язків у дорученні.

### **Ведення в обіг природного газу імпортером**

40. Природний газ, який вводиться в обіг імпортером має відповідати вимогам цього Технічного регламенту.

41. На звернення Оператора ГТС та/або Оператора установки LNG до імпортера щодо невідповідності природного газу за фізико-хімічними показниками встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 до цього Технічного

регламенту вимогам, який надходить на міждержавному з'єднанні до ГТС у фізичних точках надходження, за замовленням імпортера, імпортер в найкоротший термін зобов'язаний вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність до вимог встановлених цим Технічним регламентом шляхом інформування постачальника – нерезидента України та/або суміжного Оператора ГТС – нерезидента України, згідно зовнішньоекономічних контрактів, для приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

### **Надання на ринку природного газу постачальником**

42. Природний газ, який надається на ринку постачальником має відповідати вимогам цього Технічного регламенту.

43. Постачальник природного газу на звернення споживача щодо невідповідності фізико-хімічних показників природного газу у точках його передачі Оператором ГРМ власному споживачу не відповідає фізико-хімічним показникам, встановленим цим Технічним регламентом, він зобов'язаний повідомити про це Оператора ГРМ та/або Оператора ГТС з метою вжиття ними запобіжних та/або коригувальних заходів, необхідних для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту.

44. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу від споживача, Постачальник повинен надати інформацію щодо якості природного газу, який переміщається (розподіляється) ГРМ, а саме документ про якість згідно вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час транспортування**

45. Під час транспортування природного газу ГТС від введення в обіг виробником, або уповноваженим представником, або імпортером, або Оператором установок LNG у фізичних точках надходження до ГТС, ГРМ, підземного сховища газу та прямого споживача, Оператор ГТС повинен забезпечити відповідність природного газу застосовним вимогам, що встановлені в додатках 1–3 цього Технічного регламенту.

46. Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити такі умови транспортування природного газу, під час його перебування в ГТС, що не ставлять під загрозу його відповідність застосовним вимогам, встановленим цим Технічним регламентом. З моменту надходження природного газу на міждержавному з'єднанні або від виробників або Оператора ПСГ або Оператора установок LNG відповідним маршрутом у фізичних точках надходження до ГТС, Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити контроль якості за фізико-хімічними показниками природного газу

в порядку, який визначений угодами, що укладені Оператором ГТС з виробником, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG та Оператором ГТС – нерезидентом України.

47. Якщо природний газ, який подається в ГТС у фізичних точках надходження, за результатами контролю якості природного газу Оператором ГТС не відповідає застосовним вимогам, встановленим в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГТС зобов'язаний повідомити імпортера та/або Оператора суміжної ГТС – нерезидента України та/або виробника, або уповноваженого представника та/або Оператора ПСГ та/або Оператора установок LNG щодо необхідності вжиття невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

48. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту імпортером та/або Оператором суміжної ГТС – нерезидентом України та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором ПСГ та/або Оператором установок LNG, Оператор ГТС припиняє приймання природного газу.

49. Оператор ГТС зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до ГРМ, підземного сховища газу або прямого споживача проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

50. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором ГТС складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

51. Оператор ГТС зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення процедури контролю якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

52. Оператор ГТС зобов'язаний на запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який транспортується ГТС, зокрема, копії документів про якість.

53. Якщо природний газ, який передається у фізичних точках його надходження до ГРМ, газосховища та прямого споживача не відповідає застосовним вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГТС повинен вжити невідкладних запобіжних

та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

54. Оператор ГТС зобов'язаний на запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який транспортується ГТС, а також у триденний строк повідомляти зазначених суб'єктів про випадки невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

55. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту від прямого споживача та/або Оператора ПСГ та/або Оператора ГРМ, Оператор ГТС приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу, що вводиться в обіг у фізичних точках надходження до прямого споживача, або ГРМ, підземного сховища газу у порядку, що визначений угодами укладеним між сторонами.

56. Оператор ГТС зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до споживача вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час розподілу**

57. Оператор ГРМ під час розподілу природного газу зобов'язаний забезпечити його відповідність застосовним вимогам, що встановлені в додатках 1–3 цього Технічного регламенту з моменту передачі природного газу виробником та/або Оператором установки LNG, та/або Оператором ГТС у фізичних точках надходження до ГРМ і до моменту його передачі у фізичних точках прямим споживачам.

58. Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити такі умови розподілу природного газу під час його перебування в ГРМ, які не ставлять під загрозу його відповідність вимогам, встановленим цим Технічним регламентом. З моменту надходження природного газу від виробника або уповноваженого представника та/або Оператора ГТС та/або Оператора установок LNG та/або Оператора ПСГ у фізичних точках надходження до ГРМ відповідного маршруту, Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити контроль якості за фізико-хімічними показниками природного газу у порядку, визначеному угодами, що укладені Оператором ГРМ з виробником або уповноваженим представником, Оператором ГТС, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG.



59. Якщо природний газ, який подається в ГРМ у фізичних точках надходження, за результатами контролю якості природного газу Оператором ГРМ, не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГРМ повинен повідомити виробника або уповноваженого представника, та/або Оператора ГТС, та/або Оператора ПСГ, та/або Оператора установки LNG щодо необхідності вжиття невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

60. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором установок LNG, Оператор ГРМ припиняє приймання такого природного газу.

61. Якщо природний газ, який передається у фізичних точках його надходження до прямого споживача не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ГРМ повинен вжити невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

62. Оператор ГРМ зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до споживача проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

63. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором ГРМ складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

64. Оператор ГРМ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення контролювання якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

65. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до споживача, Оператор ГРМ має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбирання проби природного газу.

66. Оператор ГРМ зобов'язаний на запит споживача та/або Оператора ГТС та/або виробника, допустити представників другої сторони для проведення спільної перевірки фізико-хімічних показників природного газу, що передається

у фізичних точках до прямого споживача, у порядку, визначеному договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

67. Оператор ГРМ зобов'язаний на запит споживача та/або Оператора ГТС та/або виробника надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, зокрема, копії документів про якість.

68. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту виробника, імпортера, Оператора ГТС, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача Оператор ГРМ приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках надходження до прямого споживача, або ГРМ, підземного сховища газу у порядку, визначеному угодою, що укладена між сторонами.

69. Оператор ГРМ зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до споживача, вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час зберігання**

70. Оператор ПСГ зобов'язаний забезпечити відповідність природного газу застосовним вимогам, встановленим в додатках 1–3 цього Технічного регламенту під час передачі природного газу з підземного сховища газу у фізичних точках надходження до ГТС.

71. Якщо природний газ, який подається в підземне сховище газу у фізичних точках його надходження не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ПСГ повинен повідомити Оператора ГТС щодо необхідності вжиття невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

72. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС, Оператор ПСГ припиняє приймання природного газу.

73. Якщо природний газ, який передається в точках передачі природного газу в ГТС не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор ПСГ повинен вжити невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних

показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

74. Оператор ПСГ зобов'язаний перед подачею природного газу у фізичних точках його надходження до ГТС проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

75. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором ПСГ складається документ про якість згідно вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

76. Оператор ПСГ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення процедури контролювання якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

77. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту від Оператора ГТС, Оператор ПСГ приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу, що подається у фізичних точках надходження до ГТС у порядку, визначеному договором та/або угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

78. Оператор ПСГ зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до ГТС, вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час зрідження та регазифікації**

79. Оператор LNG зобов'язаний після регазифікації забезпечити відповідність природного газу вимогам встановленим цим Технічним регламентом під час передачі природного газу до ГТС або ГРМ або підземне сховище газу.

80. Якщо природний газ, подається у фізичних точках його надходження в ГТС та/або ГРМ, та/або підземне сховище газу не відповідає вимогам, що встановлені в додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, Оператор установки LNG повинен вжити невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

81. Оператор LNG установки зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до ГТС та/або ГРМ проводити контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цього Технічного регламенту.

82. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу Оператором LNG складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені у додатку 4 до цього Технічного регламенту.

83. Оператор LNG зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 4 до цього Технічного регламенту, не пізніше п'яти робочих днів після проведення процедури контролювання якості та/або закінчення газового місяця відповідно.

84. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до ГТС, Оператор LNG має організувати та забезпечити безперешкодний доступ для представників другої сторони до місця відбирання проб природного газу.

85. Оператор LNG зобов'язаний на запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ГТС, Оператора ПСГ, постачальника надати копії документів про якість.

86. В разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту, згідно запиту Оператора ГТС, Оператор LNG приймає участь в спільній перевірці якості фізико-хімічних показників природного газу у фізичних точках надходження до ГТС у порядку, визначеному договором та/або угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

87. Оператор LNG зобов'язаний на запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій або електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до ГТС та/або ГРМ та/або підземного сховища газу вимогам цього Технічного регламенту.

#### **Державний нагляд (контроль)**

88. Державний нагляд (контроль) введеного в обіг природного газу на ринку природного газу України, наданого на ринку природного газу та природного газу, що переміщуються ГТС, розподіляються ГРМ, відбирається з підземних сховищ газу, зріджується та регазифікуються установками LNG, за дотриманням вимог, встановлених цим Технічним регламентом, здійснюється відповідно до Закону України «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності».



# МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

## НАКАЗ

м. Київ

***Про внесення змін до Плану діяльності  
Міністерства енергетики України з  
підготовки проектів регуляторних  
актів на 2024 рік***

Відповідно до Закону України «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності»; постанови Кабінету Міністрів України від 17 червня 2020 року № 507 «Про затвердження Положення про Міністерство енергетики України»; Положення про державну реєстрацію нормативно-правових актів міністерств, інших органів виконавчої влади, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 28 грудня 1992 року № 731,

**НАКАЗУЮ:**

1. Затвердити зміни до Плану діяльності Міністерства енергетики України з підготовки проектів регуляторних актів на 2024 рік, затвердженого наказом Міністерства енергетики України від 08 грудня 2023 року № 377 (зі змінами), що додаються.

2. Контроль за виконанням цього наказу залишаю за собою.

**Міністр**

**Герман ГАЛУЩЕНКО**



УВ  
Міністерство енергетики України  
№204/тв/713-03520/дн/18.03.2024  
КЕП: Галущенко Г. В. 18.03.2024 19:36  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01



**МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ  
(Міненерго)**

вул. Хрещатик, 30, м. Київ, 01601, тел.: (044) 531-36-93; 206-38-45  
E-mail: [kanc@mev.gov.ua](mailto:kanc@mev.gov.ua), сайт: <https://www.mev.gov.ua>, ідентифікаційний код 37552996

На № \_\_\_\_\_

**Державна регуляторна служба України**

Про погодження проєкту постанови  
Кабінету Міністрів України

Міністерство енергетики України, надсилає на розгляд проєкт постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проєкт постанови), розроблений на виконання статей 12 і 18 Закону України «Про ринок природного газу», та просить погодити його в найкоротший термін.

- Додатки: 1. Проєкт постанови на 32 арк.  
2. Аналіз регуляторного впливу на 13 арк.  
3. Повідомлення про оприлюднення на 1 арк.  
4. Копія наказу Міненерго на 3 арк.

**Міністр**

**Герман ГАЛУЩЕНКО**

Владислав Рамазанов 206 37 20



УВ  
Міністерство енергетики України  
№26/1.І-7.3-6554 від 18.03.2024  
КЕП: Галущенко Г. В. 18.03.2024 13:56  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

ЗАТВЕРДЖЕНО

Наказ Міністерства енергетики  
України

№ \_\_\_\_\_

**Зміни**  
**до Плану діяльності Міністерства енергетики України**  
**з підготовки проектів регуляторних актів на 2024 рік**

Доповнити план позиціями такого змісту:

№ з/п	Назва проекту регуляторного акта	Обґрунтування необхідності прийняття регуляторного акта	Центральні органи виконавчої влади, структурні підрозділи, що розроблятимуть регуляторний акт	Термін виконання
26.	Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу»	Впровадження в Україні механізмів технічного регулювання якості природного газу, що відповідатимуть європейським і міжнародним стандартам, та створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі, забезпечать можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу призначеного для споживачів	Директорат нафтогазового комплексу та розвитку ринків нафти, природного газу та нафтопродуктів	ІІІ квартал 2024 року



УВ  
Міністерство енергетики України  
№26/1.1-7.3-6554 від 18.03.2024  
КЕП: Галущенко Г. В. 18.03.2024 13:56  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

27.	Наказ Міністерства енергетики України «Про затвердження Порядку проведення огляду стану кібербезпеки паливно-енергетичного сектору критичної інфраструктури»	Визначення напрямів вдосконалення і розвитку системи кібербезпеки паливно-енергетичного сектору критичної інфраструктури в частині кіберзахисту з урахуванням реальних і потенційних загроз у кіберпросторі	Управління захисту критичної інфраструктури, кібербезпеки та цифрового розвитку	III квартал 2024 року
-----	--	---	---	-----------------------

---



**АНАЛІЗ РЕГУЛЯТОРНОГО ВПЛИВУ**  
**до проєкту постанови Кабінету Міністрів України**  
**«Про затвердження Технічного регламенту природного газу»**

**I. Визначення проблеми**

Проєкт постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проєкт постанови) розроблено відповідно до статей 12, 18 Закону України «Про ринок природного газу», Законів України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», Кодексу газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2493, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1378/27823 (далі – Кодекс ГТС), Кодексу газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2494, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1379/27824, Кодексу газосховищ та критеріїв, згідно з якими до певного газосховища застосовується режим договірному доступу або режим регульованого доступу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2495, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825 та з урахуванням положень європейських стандартів (EN).

В Україні фізико-хімічні показники якості природного газу, встановлюють мінімально допустимі значення нижчої теплоти згорання природного газу 7600 ккал/м<sup>3</sup> (31,8 МДж/м<sup>3</sup>). Допустимий діапазон вищого числа Воббе регламентується від 9840 ккал/м<sup>3</sup> (41,2 МДж/м<sup>3</sup>) до 13020 ккал/м<sup>3</sup> (54,5 МДж/м<sup>3</sup>) з допустимим максимальним відхиленням від номінального значення  $\pm 5\%$ .

Кодексом ГТС встановлюються норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, але не для використання споживачем, а для природного газу, який допускається до транспортування газотранспортною системою.

Наразі до споживачів шести областей України подається природний газ із показниками теплоти згорання нижчої, що наближена до мінімальної в наслідок чого знижується ефективність та термін експлуатації спалювальних газових приладів, що приводить до аварійних ситуацій.

№ з/п	Населений пункт (область, місто)	Теплота згорання нижча (ТЗН), ккал/м <sup>3</sup>			Теплота згорання вища (ТЗВ), ккал/м <sup>3</sup>		
		мінімальна	максимальна	середньо-зважена	мінімальна	максимальна	середньо-зважена
1	Вінницька	8 207	8 455	8 344	9 165	9 360	9 239
2	Волинська	7 834	8 438	8 211	8 689	9 346	9 102
3	Дніпропетровська	8 218	9 052	8 418	9 107	10 002	9 323
4	Донецька	8 326	8 326	8 326	9 222	9 222	9 222
5	Житомирська	8 228	8 317	8 273	9 112	9 193	9 157
6	Закарпатська	8 141	8 448	8 348	9 024	9 354	9 249
7	Запорізька	8 315	8 508	8 395	9 205	9 413	9 293
8	Івано-Франківська	7 612	8 718	8 345	8 446	9 642	9 239
9	Київська	8 207	9 272	8 275	9 088	9 360	9 158
10	Кіровоградська	7 925	8 453	8 056	8 787	9 363	8 931
11	Луганська	газ не подається					
12	Львівська	7 891	8 653	8 021	8 756	9 573	8 895
13	Миколаївська	8 324	8 453	8 408	9 125	9 363	9 310
14	Одеська	8 216	8 459	8 384	9 077	9 366	9 283
	Хмельницька	7 925	8 597	8 027	8 787	9 508	8 895



Міністерство енергетики України  
№26/1.І-7.3-6554 від 18.03.2024  
КЕП: Галущенко Г. В. 18.03.2024 13:56  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

16	Рівненська	7 966	8 371	8 239	8 835	9 269	9 127
17	Сумська	8 158	8 465	8 341	9 034	9 372	9 233
18	Тернопільська	8252	8 458	8 329	9 134	9 365	9 223
19	Харківська	7 848	8 739	8 229	8 687	9 659	9 111
20	Херсонська	8352	8 458	8 436	9 255	9 363	9 341
21	Хмельницька	8 228	8 458	8 296	9 112	9 365	9 182
22	Черкаська	8 228	9 272	8 268	9 107	9 360	9 151
23	Чернівецька	7 906	8 711	8 419	8 773	9 635	9 323
24	Чернігівська	8 221	8 286	8 250	9 105	9 174	9 135
	м. Київ	8 207	8 324	8 261	9 088	9 212	9 143

Всі прилади, що використовують природний газ як паливо, повинні випробуватись на газових сумішах, які визначаються Національним стандартом ДСТУ EN 437:2018 (EN 437:2018, IDT) «Випробувальні гази. Випробувальний тиск». Якщо теплота згоряння природного газу в реальних умовах не перевищує теплоту згоряння тестового газу для випробування на неповноту згоряння (пооява жовтих або червоних язиків полум'я) за цим стандартом, то такий газ може складати ризики виникнення аварій.

Крім того, наразі на жодному газовидобувному підприємстві України не застосовуються технології з вилучення CO<sub>2</sub> з природного газу, що своєю чергою негативно впливає на якісні показники природного газу.

Тому, проектом постанови передбачається термін до 2025 року для приведення CO<sub>2</sub> в природному газі газовидобувними компаніями.

Наказом ДП «УкрНДНЦ» від 14 грудня 2015 року № 187 «Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року» припинено дію на території України стандартів СРСР, а саме:

ГОСТ 12.1.011-78 «ССБТ. Суміші вибухонебезпечні. Класифікація та методи випробувань»;

ГОСТ 20060-83 «Гази горючі природні. Методи визначення вмісту водяної пари та точки роси вологи»;

ГОСТ 20061-84 «Гази горючі природні. Метод визначення температури точки роси вуглеводнів»;

ГОСТ 22387.4-77 Газ для комунально-побутового споживання. Метод визначення вмісту смоли та пилу»;

ГОСТ 22667-82 «Гази горючі природні. Розрахунковий метод визначення теплоти згоряння, відносної густини та числа «Воббе» та інші.

У зв'язку з цим, виникає необхідність контролювати показники якості природного газу вздовж усього ланцюга постачання не в добровільному порядку, а в обов'язковому застосуванні норм щодо якості природного газу, які будуть затверджені на нормативно-правовому рівні.

Основні групи (підгрупи), на які проблема справляє вплив:

Групи (підгрупи)	Так	Ні
Громадяни	Так	–
Держава	Так	–
Суб'єкти господарювання	Так	–
у тому числі суб'єкти малого підприємництва	Так	–

Визначена проблема не може бути вирішена за допомогою ринкових механізмів, оскільки розв'язання проблеми потребує нормативно-правового регулювання.

## II. Цілі державного регулювання

Основними цілями державного регулювання є:

встановлення вимог до природного газу, зокрема, біометану, які вводяться в обіг виробниками, імпортерами, уповноваженими представниками виробників, які надаються на ринку України постачальниками та які транспортуються газотранспортною системою України, розподіляються системами Оператора газорозподільних систем, зберігаються у підземних сховищах газу Оператора підземних сховищах газу, зріджуються та регазифікуються установками LNG з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману;

підвищення відповідальності суб'єктів господарювання за якість природного газу, шляхом впровадження в Україні системи технічного регулювання у газовій сфері через процедури оцінки відповідності під час введення в обіг та надання на ринку природного газу;

впровадження засади державного ринкового нагляду у сфері газопостачання.

## III. Визначення та оцінка альтернативних способів досягнення цілей

### 1. Визначення альтернативних способів

Вид альтернативи	Опис альтернативи
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Залишення існуючої ситуації без змін призведе до: подальшого постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян; не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання; не врахування інтересів усіх зацікавлених сторін (держави, суб'єктів господарювання та споживачів).
Альтернатива 2  Прийняття проекту постанови	Виконання положень Закону України «Про ринок природного газу» щодо визначення якості природного газу технічними регламентами та нормами. Встановлення обов'язкових до застосування вимог до якості природного газу. Основні положення, норми якості встановлені у проекті, відповідають європейським стандартам та враховують національні особливості. Запровадження в Україні обов'язкових норм якості природного газу та механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам, що створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі; забезпечать можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача. Прийняття регуляторного акта є єдиним прийнятним способом для досягнення встановленої мети.

## 2. Оцінка вибраних альтернативних способів досягнення цілей

## Оцінка впливу на сферу інтересів держави

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1 Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Альтернатива є неприйнятною, оскільки: не передбачає нормативно-правового регулювання якості та безпечності природного газу; підвищує ризики аварійних ситуацій.
Альтернатива 2 Прийняття проекту постанови	Впровадження в Україні обов'язкових вимог до якості природного газу, ідентичних до вимог країн Європейського Союзу, що дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС. Імплементация європейських стандартів. Створення умов державному ринковому нагляду ефективно контролювати ринок природного газу.	Відсутні

## Оцінка впливу на сферу інтересів громадян

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1	Відсутні	Відсутні
Альтернатива 2	Забезпечення громадян України: якісним природним газом; щомісячною поінформованістю споживачів про якість природного газу. Захист прав та інтересів споживача.	Відсутні

## Оцінка впливу на сферу інтересів суб'єктів господарювання

Показник	Великі	Середні	Малі	Мікро	Разом
Кількість суб'єктів господарювання у галузі електроенергетики, що підпадають під дію регулювання, одиниць	2	348	–	–	350
Питома вага групи за ступенем ризику у загальній кількості, відсотків	0,6 %	99,4	–	–	100%

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Залишення існуючої ситуації без змін не дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС.
Альтернатива 2  Прийняття проекту постанови	Перехід на сучасні норми якості та безпечності природного газу, який підвищить рівень конкурентоспроможності підприємств на внутрішньому та зовнішньому ринках природного газу. Імплементация європейських стандартів на підприємствах України дозволить суб'єктам господарювання вийти на європейський науково-технічний рівень з постачання природного газу. Впровадження на підприємствах процедур оцінки відповідності та моніторингу природного газу збільшить прозорість діяльності суб'єктів господарювання та збільшить довіру споживачів.	Відсутні

Внаслідок дії регуляторного акта додаткові суми витрат у суб'єктів господарювання відсутні.

**IV. Вибір найбільш оптимального альтернативного способу досягнення цілей**

Рейтинг результативності (досягнення цілей під час вирішення проблеми)	Бал результативності (за чотирибальною системою оцінки)	Коментарі щодо присвоєння відповідного бала

Альтернатива 1	1	Відсутність можливості досягнення цілей державного регулювання альтернативним способом. Проблема продовжить існувати.
Альтернатива 2	4	Імплементация стандартів країн ЄС в законодавство України. Цілі прийняття регуляторного акта можуть бути досягнуті повною мірою.

Рейтинг результативності	Вигоди (підсумок)	Витрати (підсумок)	Обґрунтування відповідного місця альтернативи у рейтингу
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Відсутні	Подальше постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян за технічно застарілим стандартом та не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання в рамках Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом.

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Запровадження в Україні обов'язкових норм якості та безпеки природного газу. Впровадження механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам та створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі. Забезпечення можливості незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача.</p>	<p>Відсутні</p>	<p>Впровадження регуляторного акта дозволить досягти зазначених цілей державного регулювання.</p>
--	--	-----------------	---

Рейтинг	Аргументи щодо переваги обраної альтернативи / причини відмови від альтернативи	Оцінка ризику зовнішніх чинників на дію запропонованого регуляторного акта
<p>Альтернатива 1</p> <p>Залишення існуючої ситуації без змін</p>	<p>Не забезпечує врегулювання визначеної проблеми, залишає ситуацію без змін.</p>	<p>Невиконання Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, в частині впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідають європейським стандартам.</p>

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Забезпечує повною мірою досягнення цілей державного регулювання стосовно вимог до природного газу, утворення умов для усунення технічних бар'єрів у торгівлі, забезпечення енергетичної ефективності, національної безпеки, охорони навколишнього середовища, постачання споживачу якісного природного газу.</p>	<p>Відсутні</p>
--	---	-----------------

### **V. Механізми та заходи, які забезпечать розв'язання визначеної проблеми**

Механізмом, який забезпечить розв'язання визначеної проблеми є прийняття проекту постанови, яка сприятиме виконанню Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, що забезпечить впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідатимуть європейським стандартам, забезпечить можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу введеного в обіг та наданого споживачу.

Міненерго для впровадження регуляторного акта має погодити проект із заінтересованими органами державної влади та подати його на розгляд Кабінету Міністрів України.

### **VI. Оцінка виконання вимог регуляторного акта залежно від ресурсів, якими розпоряджаються органи виконавчої влади чи органи місцевого самоврядування, фізичні та юридичні особи, які повинні проваджувати або виконувати ці вимоги**

Витрати на виконання вимог регуляторного акта для центральних органів виконавчої влади та органи місцевого самоврядування не передбачаються.

Державне регулювання не передбачає утворення нового державного органу (або нового структурного підрозділу діючого органу).

Витрати на одного суб'єкта господарювання великого і середнього підприємництва, які виникають внаслідок дії проекту постанови, наведені в додатку 1 до аналізу регуляторного впливу відповідно.

### **VII. Обґрунтування запропонованого строку дії регуляторного акта**

Строк дії регуляторного акта не обмежений у часі, що дасть змогу досягти цілей державного регулювання повною мірою.

Регуляторний акт набирає чинності 1 травня, що настає за датою припинення або скасування воєнного стану в Україні.



### **VIII. Визначення показників результативності дії регуляторного акта**

Прогнозовані показники результативності регуляторного акта:

- а) кількість проведених випробувань призначеними органами з оцінки відповідності, випробувальними лабораторіями, акредитованими Національним агентством з акредитації України, та виявлених порушень вимог Технічного регламенту;
- б) кількість скарг фізичних та юридичних осіб на незадовільну якість та тиск природного газу – зменшиться;
- в) розмір надходжень до державного та місцевих бюджетів і державних цільових фондів, пов'язаних з дією акта – не зміниться;
- г) кількість суб'єктів господарювання та/або фізичних осіб, на яких поширюватиметься дія акта – поширюється на виробників природного газу, імпортерів, розповсюджувачів, уповноважених представників, а також операторів газотранспортної, газорозподільних систем, газосховищ та установок LNG;
- д) рівень проінформованості суб'єктів господарювання стосовно основних положень регуляторного акта – високий.

Проект регуляторного акта та відповідний аналіз регуляторного впливу розміщено на офіційному вебсайті Міністерства енергетики України в мережі Інтернет <https://www.mev.gov.ua>.

### **IX. Визначення заходів, за допомогою яких здійснюватиметься відстеження результативності дії регуляторного акта**

Метод проведення відстеження результативності – статистичний. Вид даних, за допомогою яких здійснюватиметься відстеження результативності – статистичні.

Відстеження результативності дії проекту наказу буде здійснюватися Міністерством енергетики України статистичним методом на основі аналізу показників результативності.

Базове відстеження результативності проекту наказу здійснюватиметься протягом року з дня набрання його чинності.

Повторне відстеження проекту наказу здійснюватиметься не пізніше двох років з дня набрання його чинності.

Періодичні відстеження результативності проекту наказу будуть здійснюватися раз на кожні три роки, починаючи з дня закінчення заходів з повторного відстеження результативності.

**Міністр енергетики України**

**Герман ГАЛУЩЕНКО**

«\_\_»\_\_\_\_\_ 2024 р.

**ВИТРАТИ**  
**на одного суб'єкта господарювання великого і середнього**  
**підприємництва, які виникають внаслідок дії регуляторного акта**

Порядковий номер	Витрати (по 1 учаснику ринку природного газу)	За перший рік	За п'ять років
1	Витрати на придбання основних фондів, обладнання та приладів, сервісне обслуговування, навчання/підвищення кваліфікації персоналу тощо, гривень	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн * із урахуванням разових витрат, які будуть лише протягом першого року.
2	Податки та збори (зміна розміру податків/зборів, виникнення необхідності у сплаті податків/зборів), гривень	320 тис. грн – податок ЄСВ * При середній заробітній платі працівника нафтогазової галузі 18 тис.грн. При навчанні у вартості 2 тис.грн за 1 семестр	320 тис. грн – податок ЄСВ* 5 = 1,6 млн грн
3	Витрати, пов'язані із веденням обліку, підготовкою та поданням звітності державним органам, гривень	* 3 млн грн. *При середній заробітній платі економіста.	* 3 млн грн зарплата економіста* 5 = 15 млн. грн. *При середній заробітній платі економіста.
4	Витрати, пов'язані з адмініструванням заходів державного нагляду (контролю) (перевірок, штрафних санкцій, виконання рішень/ приписів тощо), гривень	-	-
5	Витрати на отримання адміністративних послуг (дозволів, ліцензій, сертифікатів, атестатів, погоджень, висновків, проведення незалежних/обов'язкових експертиз, сертифікації, атестації тощо) та інших	-	-

	послуг (проведення наукових, інших експертиз, страхування тощо), гривень		
6	Витрати на оборотні активи (матеріали, канцелярські товари тощо), гривень	-	-
7	Витрати, пов'язані із наймом додаткового персоналу, гривень	-	-
8	Інше, гривень 1: ознайомлення із проектом регуляторного акта - 1 год. 2: вартість 1 години роботи, яка відповідно до Закону України «Про Державний бюджет України на 2024 рік», з 1 січня 2024 року становить – 42,60 гривні.	1*2 = 42,60	-
9	РАЗОМ (сума рядків: 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8), гривень	3 млн 586 тис.грн	5 млн 930 тис.грн
10	Кількість суб'єктів господарювання великого та середнього підприємництва, на яких буде поширено регулювання, одиниць	52	52
11	Сумарні витрати суб'єктів господарювання великого та середнього підприємництва, на виконання регулювання (вартість регулювання) (рядок 9 x рядок 10), гривень	186 млн 472 тис.грн	932 млн 360 тис. грн.

### Розрахунок відповідних витрат на одного суб'єкта господарювання

Вид витрат (по 1 учаснику ринку природного газу)	У перший рік	Періодичні (за рік)	Витрати за п'ять років
Витрати на придбання основних фондів, обладнання та приладів, сервісне обслуговування, навчання/підвищення кваліфікації персоналу тощо	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн	* Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн * із урахуванням разових витрат, які будуть лише протягом першого року.

Вид витрат (1 учаснику ринку природного газу)	Витрати на сплату податків та зборів (змінених/нововведених) (за рік)	Витрати за п'ять років
Податки та збори (зміна розміру)	320 тис. грн – податок ЄСВ	* 1,6 млн грн

податків/зборів, виникнення необхідності у сплаті податків/зборів)	* При середній заробітній платі працівника нафтогазової галузі 18 тис.грн  При навчанні у вартості 2 тис.грн за 1 семестр	*При середній заробітній платі економіста.
--	---	--

Вид витрат	Витрати* на ведення обліку, підготовку та подання звітності (за рік)	Витрати на оплату штрафних санкцій за рік	Разом за рік	Витрати за п'ять років
Витрати, пов'язані із веденням обліку, підготовкою та поданням звітності державним органам (витрати часу персоналу)	-	-	-	-

\* Вартість витрат, пов'язаних із підготовкою та поданням звітності державним органам, визначається шляхом множення фактичних витрат часу персоналу на заробітну плату спеціаліста відповідної кваліфікації).

Вид витрат	Витрати* на адміністрування заходів державного нагляду (контролю) (за рік)	Витрати на оплату штрафних санкцій та усунення виявлених порушень (за рік)	Разом за рік	Витрати за п'ять років
Витрати, пов'язані з адмініструванням заходів державного нагляду (контролю) (перевірок, штрафних санкцій, виконання рішень/приписів тощо)	-	-	-	-

\* Вартість витрат, пов'язаних з адмініструванням заходів державного нагляду (контролю), визначається шляхом множення фактичних витрат часу персоналу на заробітну плату спеціаліста відповідної кваліфікації.

Вид витрат	Витрати на проходження відповідних процедур	Витрати безпосередньо на дозволи, ліцензії,	Разом за рік (стартовий)	Витрати за п'ять років

	(витрати часу, витрати на експертизи, тощо)	сертифікати, страхові поліси (за рік - стартовий)		
Витрати на отримання адміністративних послуг (дозволів, ліцензій, сертифікатів, атестатів, погоджень, висновків, проведення незалежних / обов'язкових експертиз, сертифікації, атестації тощо) та інших послуг (проведення наукових, інших експертиз, страхування тощо)	-	-	-	-

Вид витрат	За рік (стартовий)	Періодичні (за наступний рік)	Витрати за п'ять років
Витрати на оборотні активи (матеріали, канцелярські товари тощо)	-	-	-

Вид витрат	Витрати на оплату праці додатково найманого персоналу (за рік)	Витрати за п'ять років
Витрати, пов'язані із наймом додаткового персоналу	-	-

**АНАЛІЗ РЕГУЛЯТОРНОГО ВПЛИВУ**  
**до проєкту постанови Кабінету Міністрів України**  
**«Про затвердження Технічного регламенту природного газу»**

**I. Визначення проблеми**

Проєкт постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проєкт постанови) розроблено відповідно до статей 12, 18 Закону України «Про ринок природного газу», Законів України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», Кодексу газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2493, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1378/27823 (далі – Кодекс ГТС), Кодексу газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2494, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1379/27824, Кодексу газосховищ та критеріїв, згідно з якими до певного газосховища застосовується режим договірному доступу або режим регульованого доступу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2495, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825 та з урахуванням положень європейських стандартів (EN).

В Україні фізико-хімічні показники якості природного газу, встановлюють мінімально допустимі значення нижчої теплоти згорання природного газу 7600 ккал/м<sup>3</sup> (31,8 МДж/м<sup>3</sup>). Допустимий діапазон вищого числа Воббе регламентується від 9840 ккал/м<sup>3</sup> (41,2 МДж/м<sup>3</sup>) до 13020 ккал/м<sup>3</sup> (54,5 МДж/м<sup>3</sup>) з допустимим максимальним відхиленням від номінального значення ± 5%.

Кодексом ГТС встановлюються норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, але не для використання споживачем, а для природного газу, який допускається до транспортування газотранспортною системою.

Наразі до споживачів шести областей України подається природний газ із показниками теплоти згорання нижчої, що наближена до мінімальної в наслідок чого знижується ефективність та термін експлуатації спалювальних газових приладів, що приводить до аварійних ситуацій.

№ з/п	Населений пункт (область, місто)	Теплота згорання нижча (ТЗН), ккал/м <sup>3</sup>			Теплота згорання вища (ТЗВ), ккал/м <sup>3</sup>		
		мінімальна	максимальна	середньо-зважена	мінімальна	максимальна	середньо-зважена
1	Вінницька	8 207	8 455	8 344	9 165	9 360	9 239
2	Волинська	7 834	8 438	8 211	8 689	9 346	9 102
3	Дніпропетровська	8 218	9 052	8 418	9 107	10 002	9 323
4	Донецька	8 326	8 326	8 326	9 222	9 222	9 222
5	Житомирська	8 228	8 317	8 273	9 112	9 193	9 157
6	Закарпатська	8 141	8 448	8 348	9 024	9 354	9 249
7	Запорізька	8 315	8 508	8 395	9 205	9 413	9 293
8	Івано-Франківська	7 612	8 718	8 345	8 446	9 642	9 239
9	Київська	8 207	9 272	8 275	9 088	9 360	9 158
10	Кіровоградська	7 925	8 453	8 056	8 787	9 363	8 931
11	Луганська	газ не подається					
12	Львівська	7 891	8 653	8 021	8 756	9 573	8 895
13	Миколаївська	8 324	8 453	8 408	9 125	9 363	9 310
14	Одеська	8 216	8 459	8 384	9 077	9 366	9 283
15	Полтавська	7 925	8 597	8 027	8 787	9 508	8 895

16	Рівненська	7 966	8 371	8 239	8 835	9 269	9 127
17	Сумська	8 158	8 465	8 341	9 034	9 372	9 233
18	Тернопільська	8252	8 458	8 329	9 134	9 365	9 223
19	Харківська	7 848	8 739	8 229	8 687	9 659	9 111
20	Херсонська	8352	8 458	8 436	9 255	9 363	9 341
21	Хмельницька	8 228	8 458	8 296	9 112	9 365	9 182
22	Черкаська	8 228	9 272	8 268	9 107	9 360	9 151
23	Чернівецька	7 906	8 711	8 419	8 773	9 635	9 323
24	Чернігівська	8 221	8 286	8 250	9 105	9 174	9 135
	м. Київ	8 207	8 324	8 261	9 088	9 212	9 143

Всі прилади, що використовують природний газ як паливо, повинні випробуватись на газових сумішах, які визначаються Національним стандартом ДСТУ EN 437:2018 (EN 437:2018, IDT) «Випробувальні гази. Випробувальний тиск». Якщо теплота згоряння природного газу в реальних умовах не перевищує теплоту згоряння тестового газу для випробування на неповноту згоряння (поява жовтих або червоних язиків полум'я) за цим стандартом, то такий газ може складати ризики виникнення аварій.

Крім того, наразі на жодному газовидобувному підприємстві України не застосовуються технології з вилучення CO<sub>2</sub> з природного газу, що своєю чергою негативно впливає на якісні показники природного газу.

Тому, проектом постанови передбачається термін до 2025 року для приведення CO<sub>2</sub> в природному газі газовидобувними компаніями.

Наказом ДП «УкрНДНЦ» від 14 грудня 2015 року № 187 «Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року» припинено дію на території України стандартів СРСР, а саме:

ГОСТ 12.1.011-78 «ССБТ. Суміші вибухонебезпечні. Класифікація та методи випробувань»;

ГОСТ 20060-83 «Гази горючі природні. Методи визначення вмісту водяної пари та точки роси вологи»;

ГОСТ 20061-84 «Гази горючі природні. Метод визначення температури точки роси вуглеводнів»;

ГОСТ 22387.4-77 Газ для комунально-побутового споживання. Метод визначення вмісту смоли та пилу»;

ГОСТ 22667-82 «Гази горючі природні. Розрахунковий метод визначення теплоти згоряння, відносної густини та числа «Воббе» та інші.

У зв'язку з цим, виникає необхідність контролювати показники якості природного газу вздовж усього ланцюга постачання не в добровільному порядку, а в обов'язковому застосуванні норм щодо якості природного газу, які будуть затверджені на нормативно-правовому рівні.

Основні групи (підгрупи), на які проблема справляє вплив:

Групи (підгрупи)	Так	Ні
Громадяни	Так	—
Держава	Так	—
Суб'єкти господарювання	Так	—
у тому числі суб'єкти малого підприємництва	Так	—

Визначена проблема не може бути вирішена за допомогою ринкових механізмів, оскільки розв'язання проблеми потребує нормативно-правового регулювання.

## II. Цілі державного регулювання

Основними цілями державного регулювання є:

встановлення вимог до природного газу, зокрема, біометану, які вводяться в обіг виробниками, імпортерами, уповноваженими представниками виробників, які надаються на ринку України постачальниками та які транспортуються газотранспортною системою України, розподіляються системами Оператора газорозподільних систем, зберігаються у підземних сховищах газу Оператора підземних сховищах газу, зріджуються та регазифікуються установками LNG з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману;

підвищення відповідальності суб'єктів господарювання за якість природного газу, шляхом впровадження в Україні системи технічного регулювання у газовій сфері через процедури оцінки відповідності під час введення в обіг та надання на ринку природного газу;

впровадження засади державного ринкового нагляду у сфері газопостачання.

## III. Визначення та оцінка альтернативних способів досягнення цілей

### 1. Визначення альтернативних способів

Вид альтернативи	Опис альтернативи
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Залишення існуючої ситуації без змін призведе до: подальшого постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян; не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання; не врахування інтересів усіх зацікавлених сторін (держави, суб'єктів господарювання та споживачів).
Альтернатива 2  Прийняття проекту постанови	Виконання положень Закону України «Про ринок природного газу» щодо визначення якості природного газу технічними регламентами та нормами. Встановлення обов'язкових до застосування вимог до якості природного газу. Основні положення, норми якості встановлені у проекті, відповідають європейським стандартам та враховують національні особливості. Запровадження в Україні обов'язкових норм якості природного газу та механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам, що створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі; забезпечать можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача. Прийняття регуляторного акта є єдиним прийнятним способом для досягнення встановленої мети.



## 2. Оцінка вибраних альтернативних способів досягнення цілей

## Оцінка впливу на сферу інтересів держави

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1 Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Альтернатива є неприйнятною, оскільки: не передбачає нормативно-правового регулювання якості та безпечності природного газу; підвищує ризики аварійних ситуацій.
Альтернатива 2 Прийняття проекту постанови	Впровадження в Україні обов'язкових вимог до якості природного газу, ідентичних до вимог країн Європейського Союзу, що дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС. Імплементация європейських стандартів. Створення умов державному ринковому нагляду ефективно контролювати ринок природного газу.	Відсутні

## Оцінка впливу на сферу інтересів громадян

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1	Відсутні	Відсутні
Альтернатива 2	Забезпечення громадян України: якісним природним газом; щомісячною поінформованістю споживачів про якість природного газу. Захист прав та інтересів споживача.	Відсутні

## Оцінка впливу на сферу інтересів суб'єктів господарювання

Показник	Великі	Середні	Малі	Мікро	Разом
Кількість суб'єктів господарювання у галузі електроенергетики, що підпадають під дію регулювання, одиниць	2	348	–	–	350
Питома вага групи за ступенем ризику у загальній кількості, відсотків	0,6 %	99,4	–	–	100%

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Залишення існуючої ситуації без змін не дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС.
Альтернатива 2  Прийняття проекту постанови	Перехід на сучасні норми якості та безпечності природного газу, який підвищить рівень конкурентоспроможності підприємств на внутрішньому та зовнішньому ринках природного газу. Імплементация європейських стандартів на підприємствах України дозволить суб'єктам господарювання вийти на європейський науково-технічний рівень з постачання природного газу. Впровадження на підприємствах процедур оцінки відповідності та моніторингу природного газу збільшить прозорість діяльності суб'єктів господарювання та збільшить довіру споживачів.	Відсутні

Внаслідок дії регуляторного акта додаткові суми витрат у суб'єктів господарювання відсутні.

**IV. Вибір найбільш оптимального альтернативного способу досягнення цілей**

Рейтинг результативності (досягнення цілей під час вирішення проблеми)	Бал результативності (за чотирибальною системою оцінки)	Коментарі щодо присвоєння відповідного бала

Альтернатива 1	1	Відсутність можливості досягнення цілей державного регулювання альтернативним способом. Проблема продовжить існувати.
Альтернатива 2	4	Імплементация стандартів країн ЄС в законодавство України. Цілі прийняття регуляторного акта можуть бути досягнуті повною мірою.

Рейтинг результативності	Вигоди (підсумок)	Витрати (підсумок)	Обґрунтування відповідного місця альтернативи у рейтингу
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Відсутні	Подальше постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян за технічно застарілим стандартом та не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання в рамках Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом.

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Запровадження в Україні обов'язкових норм якості та безпеки природного газу. Впровадження механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам та створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі. Забезпечення можливості незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача.</p>	<p>Відсутні</p>	<p>Впровадження регуляторного акта дозволить досягти зазначених цілей державного регулювання.</p>
--	--	-----------------	---

Рейтинг	Аргументи щодо переваги обраної альтернативи / причини відмови від альтернативи	Оцінка ризику зовнішніх чинників на дію запропонованого регуляторного акта
<p>Альтернатива 1</p> <p>Залишення існуючої ситуації без змін</p>	<p>Не забезпечує врегулювання визначеної проблеми, залишає ситуацію без змін.</p>	<p>Невиконання Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, в частині впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідають європейським стандартам.</p>

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Забезпечує повною мірою досягнення цілей державного регулювання стосовно вимог до природного газу, утворення умов для усунення технічних бар'єрів у торгівлі, забезпечення енергетичної ефективності, національної безпеки, охорони навколишнього середовища, постачання споживачу якісного природного газу.</p>	<p>Відсутні</p>
--	---	-----------------

#### **V. Механізми та заходи, які забезпечать розв'язання визначеної проблеми**

Механізмом, який забезпечить розв'язання визначеної проблеми є прийняття проекту постанови, яка сприятиме виконанню Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, що забезпечить впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідатимуть європейським стандартам, забезпечить можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу введеного в обіг та наданого споживачу.

Міненерго для впровадження регуляторного акта має погодити проект із заінтересованими органами державної влади та подати його на розгляд Кабінету Міністрів України.

#### **VI. Оцінка виконання вимог регуляторного акта залежно від ресурсів, якими розпоряджаються органи виконавчої влади чи органи місцевого самоврядування, фізичні та юридичні особи, які повинні проваджувати або виконувати ці вимоги**

Витрати на виконання вимог регуляторного акта для центральних органів виконавчої влади та органи місцевого самоврядування не передбачаються.

Державне регулювання не передбачає утворення нового державного органу (або нового структурного підрозділу діючого органу).

Витрати на одного суб'єкта господарювання великого і середнього підприємництва, які виникають внаслідок дії проекту постанови, наведені в додатку 1 до аналізу регуляторного впливу відповідно.

#### **VII. Обґрунтування запропонованого строку дії регуляторного акта**

Строк дії регуляторного акта не обмежений у часі, що дасть змогу досягти цілей державного регулювання повною мірою.

Регуляторний акт набирає чинності 1 травня, що настає за датою припинення або скасування воєнного стану в Україні.

### **VIII. Визначення показників результативності дії регуляторного акта**

Прогнозовані показники результативності регуляторного акта:

- а) кількість проведених випробувань призначеними органами з оцінки відповідності, випробувальними лабораторіями, акредитованими Національним агентством з акредитації України, та виявлених порушень вимог Технічного регламенту;
- б) кількість скарг фізичних та юридичних осіб на незадовільну якість та тиск природного газу – зменшиться;
- в) розмір надходжень до державного та місцевих бюджетів і державних цільових фондів, пов'язаних з дією акта – не зміниться;
- г) кількість суб'єктів господарювання та/або фізичних осіб, на яких поширюватиметься дія акта – поширюється на виробників природного газу, імпортерів, розповсюджувачів, уповноважених представників, а також операторів газотранспортної, газорозподільних систем, газосховищ та установок LNG;
- д) рівень проінформованості суб'єктів господарювання стосовно основних положень регуляторного акта – високий.

Проект регуляторного акта та відповідний аналіз регуляторного впливу розміщено на офіційному вебсайті Міністерства енергетики України в мережі Інтернет <https://www.mev.gov.ua>.

### **IX. Визначення заходів, за допомогою яких здійснюватиметься відстеження результативності дії регуляторного акта**

Метод проведення відстеження результативності – статистичний. Вид даних, за допомогою яких здійснюватиметься відстеження результативності – статистичні.

Відстеження результативності дії проекту наказу буде здійснюватися Міністерством енергетики України статистичним методом на основі аналізу показників результативності.

Базове відстеження результативності проекту наказу здійснюватиметься протягом року з дня набрання його чинності.

Повторне відстеження проекту наказу здійснюватиметься не пізніше двох років з дня набрання його чинності.

Періодичні відстеження результативності проекту наказу будуть здійснюватися раз на кожні три роки, починаючи з дня закінчення заходів з повторного відстеження результативності.

**Міністр енергетики України**

**Герман ГАЛУЩЕНКО**

«\_\_\_»\_\_\_\_\_ 2024 р.

**ВИТРАТИ**  
**на одного суб'єкта господарювання великого і середнього**  
**підприємництва, які виникають внаслідок дії регуляторного акта**

Порядковий номер	Витрати (по 1 учаснику ринку природного газу)	За перший рік	За п'ять років
1	Витрати на придбання основних фондів, обладнання та приладів, сервісне обслуговування, навчання/підвищення кваліфікації персоналу тощо, гривень	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн * із урахуванням разових витрат, які будуть лише протягом першого року.
2	Податки та збори (зміна розміру податків/зборів, виникнення необхідності у сплаті податків/зборів), гривень	320 тис. грн – податок ЄСВ * При середній заробітній платі працівника нафтогазової галузі 18 тис.грн. При навчанні у вартості 2 тис.грн за 1 семестр	320 тис. грн – податок ЄСВ* 5 = 1,6 млн грн
3	Витрати, пов'язані із веденням обліку, підготовкою та поданням звітності державним органам, гривень	* 3 млн грн. *При середній заробітній платі економіста.	* 3 млн грн зарплата економіста* 5 = 15 млн. грн. *При середній заробітній платі економіста.
4	Витрати, пов'язані з адмініструванням заходів державного нагляду (контролю) (перевірок, штрафних санкцій, виконання рішень/ приписів тощо), гривень	-	-
5	Витрати на отримання адміністративних послуг (дозволів, ліцензій, сертифікатів, атестатів, погоджень, висновків, проведення незалежних/обов'язкових експертиз, сертифікації, атестації тощо) та інших	-	-

	послуг (проведення наукових, інших експертиз, страхування тощо), гривень		
6	Витрати на оборотні активи (матеріали, канцелярські товари тощо), гривень	-	-
7	Витрати, пов'язані із наймом додаткового персоналу, гривень	-	-
8	Інше, гривень 1: ознайомлення із проектом регуляторного акта - 1 год. 2: вартість 1 години роботи, яка відповідно до Закону України «Про Державний бюджет України на 2024 рік», з 1 січня 2024 року становить – 42,60 гривні.	1*2 = 42,60	-
9	РАЗОМ (сума рядків: 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8), гривень	3 млн 586 тис.грн	5 млн 930 тис.грн
10	Кількість суб'єктів господарювання великого та середнього підприємництва, на яких буде поширено регулювання, одиниць	52	52
11	Сумарні витрати суб'єктів господарювання великого та середнього підприємництва, на виконання регулювання (вартість регулювання) (рядок 9 x рядок 10), гривень	186 млн 472 тис.грн	932 млн 360 тис. грн.

### Розрахунок відповідних витрат на одного суб'єкта господарювання

Вид витрат (по 1 учаснику ринку природного газу)	У перший рік	Періодичні (за рік)	Витрати за п'ять років
Витрати на придбання основних фондів, обладнання та приладів, сервісне обслуговування, навчання/підвищення кваліфікації персоналу тощо	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн	* Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн * із урахуванням разових витрат, які будуть лише протягом першого року.

Вид витрат (1 учаснику ринку природного газу)	Витрати на сплату податків та зборів (змінених/нововведених) (за рік)	Витрати за п'ять років
Податки та збори (зміна розміру)	320 тис. грн – податок ЄСВ	* 1,6 млн грн



податків/зборів, виникнення необхідності у сплаті податків/зборів)	* При середній заробітній платі працівника нафтогазової галузі 18 тис.грн  При навчанні у вартості 2 тис.грн за 1 семестр	*При середній заробітній платі економіста.
--	---	--

Вид витрат	Витрати* на ведення обліку, підготовку та подання звітності (за рік)	Витрати на оплату штрафних санкцій за рік	Разом за рік	Витрати за п'ять років
Витрати, пов'язані із веденням обліку, підготовкою та поданням звітності державним органам (витрати часу персоналу)	-	-	-	-

\* Вартість витрат, пов'язаних із підготовкою та поданням звітності державним органам, визначається шляхом множення фактичних витрат часу персоналу на заробітну плату спеціаліста відповідної кваліфікації).

Вид витрат	Витрати* на адміністрування заходів державного нагляду (контролю) (за рік)	Витрати на оплату штрафних санкцій та усунення виявлених порушень (за рік)	Разом за рік	Витрати за п'ять років
Витрати, пов'язані з адмініструванням заходів державного нагляду (контролю) (перевірок, штрафних санкцій, виконання рішень/приписів тощо)	-	-	-	-

\* Вартість витрат, пов'язаних з адмініструванням заходів державного нагляду (контролю), визначається шляхом множення фактичних витрат часу персоналу на заробітну плату спеціаліста відповідної кваліфікації.

Вид витрат	Витрати на проходження відповідних процедур	Витрати безпосередньо на дозволи, ліцензії,	Разом за рік (стартовий)	Витрати за п'ять років

	(витрати часу, витрати на експертизи, тощо)	сертифікати, страхові поліси (за рік - стартовий)		
Витрати на отримання адміністративних послуг (дозволів, ліцензій, сертифікатів, атестатів, погоджень, висновків, проведення незалежних / обов'язкових експертиз, сертифікації, атестації тощо) та інших послуг (проведення наукових, інших експертиз, страхування тощо)	-	-	-	-

Вид витрат	За рік (стартовий)	Періодичні (за наступний рік)	Витрати за п'ять років
Витрати на оборотні активи (матеріали, канцелярські товари тощо)	-	-	-

Вид витрат	Витрати на оплату праці додатково найманого персоналу (за рік)	Витрати за п'ять років
Витрати, пов'язані із наймом додаткового персоналу	-	-

**ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ,  
який вводиться в обіг та надається на ринку України**

Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

**Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку**

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
Число Воббе вище	кВт·год/м <sup>3</sup>	13,4	16,1
Теплота згоряння вища	кВт·год/м <sup>3</sup>	10,0	13,4
Відносна густина	1	0,555	0,700 (0,750) <sup>а</sup>
Молярна частка діоксиду вуглецю	%	не застосовується	2,5 або 6,0 <sup>б</sup>
Молярна частка водню	%	не застосовується	0,5 або 5,0 <sup>б</sup>
Масова концентрація сірководню	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	5 (30) <sup>г</sup>
Масова концентрація меркаптанової сірки	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	6 (36) <sup>г</sup>
Масова концентрація механічних домішок	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	1
Молярна частка кисню	%	не застосовується	0,2 або 1,0 <sup>д</sup>

а – до 1 січня 2028 року діє нормативне значення, наведене в дужках.

б – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всім газопроводам, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з Оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках надходження до ГТС у випадку, коли молярна частка діоксиду вуглецю у точках міждержавних з'єднань та у точках передачі до Оператора ПСГ не перевищує 2,5%, та/або Оператор суміжної ГТС офіційно не відмовив у прийнятті газу з вищою молярною часткою діоксиду вуглецю.

в – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по газопроводах, які не чутливі до вищої концентрації компонента, за узгодженням в технічних угодах з Оператором ГТС/ГРМ/ПСГ.

г – норма застосовується для неодорованого природного газу. До 1 січня 2028 року діє нормативне значення, наведене в дужках. Після 1 січня 2028 допускається вище значення масової концентрації сірководню та/або меркаптанової сірки за умови, якщо вміст загальної сірки не перевищує 21 мг/м<sup>3</sup>. Окремими газопроводами прямим споживачам допускається подача природного газу з вищим вмістом сірководню та/або меркаптанової сірки.

д – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всіх газопроводах, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках входу до ГТС у випадку, коли Оператор ПСГ або Оператор суміжної ГТС або прямий споживач не відмовив у прийнятті газу з вищою молярною часткою кисню.

**Примітки:**

1. Показники вказані за стандартних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/0°C, тиск: 1,01325 бар.
2. При переведенні одиниць вимірювання приймають 1 кВт·год/м<sup>3</sup> рівною 3,6 МДж/м<sup>3</sup>.
3. Концентраційні межі займання природного газу в суміші з повітрям в об'ємних відсотках становлять: нижня - 4,4, верхня – 17,0.
4. Температура самозаймання природного газу – 537 °С.
5. Категорія вибухонебезпеки та група вибухонебезпечних сумішей для суміші природного газу з повітрям – ІА і ТІ.



**ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ,  
який вводиться в обіг та надається на ринку України**

Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

**Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку**

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
Число Воббе вище	кВт·год/м <sup>3</sup>	13,4	16,1
Теплота згоряння вища	кВт·год/м <sup>3</sup>	10,0	13,4
Відносна густина	1	0,555	0,700 (0,750) <sup>а</sup>
Молярна частка діоксиду вуглецю	%	не застосовується	2,5 або 6,0 <sup>б</sup>
Молярна частка водню	%	не застосовується	0,5 або 5,0 <sup>б</sup>
Масова концентрація сірководню	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	5 (30) <sup>г</sup>
Масова концентрація меркаптанової сірки	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	6 (36) <sup>г</sup>
Масова концентрація механічних домішок	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	1
Молярна частка кисню	%	не застосовується	0,2 або 1,0 <sup>д</sup>

а – до 1 січня 2028 року діє нормативне значення, наведене в дужках.

б – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всім газопроводам, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з Оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках надходження до ГТС у випадку, коли молярна частка діоксиду вуглецю у точках міждержавних з'єднань та у точках передачі до Оператора ПСГ не перевищує 2,5%, та/або Оператор суміжної ГТС офіційно не відмовив у прийнятті газу з вищою молярною часткою діоксиду вуглецю.

в – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по газопроводах, які не чутливі до вищої концентрації компонента, за узгодженням в технічних угодах з Оператором ГТС/ГРМ/ПСГ.

г – норма застосовується для неодорованого природного газу. До 1 січня 2028 року діє нормативне значення, наведене в дужках. Після 1 січня 2028 допускається вище значення масової концентрації сірководню та/або меркаптанової сірки за умови, якщо вміст загальної сірки не перевищує 21 мг/м<sup>3</sup>. Окремими газопроводами прямим споживачам допускається подача природного газу з вищим вмістом сірководню та/або меркаптанової сірки.

д – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всіх газопроводах, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках входу до ГТС у випадку, коли Оператор ПСГ або Оператор суміжної ГТС або прямий споживач не відмовив у прийнятті газу з вищою молярною часткою кисню.

**Примітки:**

1. Показники вказані за стандартних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/0°C, тиск: 1,01325 бар.

2. При переведенні одиниць вимірювання приймають 1 кВт·год/м<sup>3</sup> рівною 3,6 МДж/м<sup>3</sup>.

3. Концентраційні межі займання природного газу в суміші з повітрям в об'ємних відсотках становлять: нижня – 4,4, верхня – 17,0.

4. Температура самозаймання природного газу – 537 °C.

5. Категорія вибухонебезпеки та група вибухонебезпечних сумішей для суміші природного газу з повітрям – ІА і ТІ.

**ВИМОГИ**  
**до природного газу, який передається до газотранспортної системи та нею**  
**транспортується**

Вимоги до природного газу, який передається до газотранспортної системи та нею переміщується, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

Вимоги щодо фізико-хімічних показників природного газу в газотранспортній системі

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
<b>Температура точки роси за вологою</b> <sup>a</sup> за абсолютного тиску 39,2 бар або, якщо тиск газу в системі газопроводів менше, ніж 39,2 бар, за максимального допустимого тиску в системі газопроводів	°C	не застосовується	мінус 8
<b>Температура точки роси за вуглеводнями</b> <sup>b</sup> за робочого тиску	°C	не застосовується	0

<sup>a</sup> – Значення максимального допустимого тиску в системі газопроводів допускається приймати номінальне значення допустимого тиску вказане в документації (паспорті) на газопровід.

<sup>b</sup> – Допускається не визначати значення температури точки роси за вуглеводнями, якщо вміст вуглеводнів C<sub>5+випці</sub> не перевищує 1,0 г/м<sup>3</sup> або якщо молярна частка вуглеводнів C<sub>5+випці</sub> не перевищує 0,03%.



**ВИМОГИ**  
**до природного газу, який передається до газотранспортної системи та нею**  
**транспортується**

Вимоги до природного газу, який передається до газотранспортної системи та нею переміщується, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

Вимоги щодо фізико-хімічних показників природного газу в газотранспортній системі

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
<b>Температура точки роси за вологою</b> <sup>a</sup> за абсолютного тиску 39,2 бар або, якщо тиск газу в системі газопроводів менше, ніж 39,2 бар, за максимального допустимого тиску в системі газопроводів	°C	не застосовується	мінус 8
<b>Температура точки роси за вуглеводнями</b> <sup>b</sup> за робочого тиску	°C	не застосовується	0

<sup>a</sup> – Значення максимального допустимого тиску в системі газопроводів допускається приймати номінальне значення допустимого тиску вказане в документації (паспорті) на газопровід.

<sup>b</sup> – Допускається не визначати значення температури точки роси за вуглеводнями, якщо вміст вуглеводнів C<sub>5+випці</sub> не перевищує 1,0 г/м<sup>3</sup> або якщо молярна частка вуглеводнів C<sub>5+випці</sub> не перевищує 0,03%.

**ВИМОГИ**  
**до природного газу, який передається до/з газорозподільної системи**

1. Вимоги до природного газу, який передається до/з газорозподільної системи, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

Вимоги до природного газу в газорозподільній системі

Найменування показника	Позначення одиниць вимірювань	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
Температура точки роси за вологою <sup>а</sup> за максимального допустимого тиску в системі газопроводів: - в період з 1 листопада по 30 квітня - в період з 1 травня по 31 жовтня	°C	не застосовується не застосовується	мінус 8 0
Температура точки роси за вуглеводнями <sup>б</sup> за робочого тиску	°C	не застосовується	0

*а – для природного газу, який подається через точки надходження, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств (промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки входу, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ газорозподільними мережами до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси за вологою не повинно перевищувати значення температури газу.*

*б – допускається не визначати значення температури точки роси за вуглеводнями, якщо вміст вуглеводнів C5+вищі не перевищує 1,0 г/м<sup>3</sup> або якщо молярна частка вуглеводнів C5+вищі не перевищує 0,03%. Для природного газу, який подається через точки надходження, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств (промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки надходження, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ газорозподільними мережами до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси за вуглеводнями не повинно перевищувати значення температури газу.*

2. Природний газ, який подають споживачам, повинен бути одорованим відповідно до вимог цього Технічного регламенту. В окремих випадках, визначеними угодами виробників, імпортерів чи постачальників зі споживачами, допускається/дозволяється подача неодорованого природного газу.

Мінімальна інтенсивність запаху одорованого природного газу для споживачів повинна бути не меншою за 3 бали за п'ятибальною шкалою:

0 – запах відсутній; 1 – запах дуже слабкий, невизначений; 2 – запах слабкий, але певний; 3 – запах помірний; 4 – запах сильний; 5 – запах дуже сильний.

Для природного газу промислового призначення інтенсивність запаху встановлюється за погодженням зі споживачем.



## ВИМОГИ

### до природного газу, який передається до/з газорозподільної системи

1. Вимоги до природного газу, який передається до/з газорозподільної системи, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

Вимоги до природного газу в газорозподільній системі

Найменування показника	Позначення одиниць вимірювань	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
Температура точки роси за вологою <sup>a</sup> за максимального допустимого тиску в системі газопроводів: - в період з 1 листопада по 30 квітня - в період з 1 травня по 31 жовтня	°C	не застосовується не застосовується	мінус 8 0
Температура точки роси за вуглеводнями <sup>b</sup> за робочого тиску	°C	не застосовується	0

*a – для природного газу, який подається через точки надходження, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств (промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки входу, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ газорозподільними мережами до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси за вологою не повинно перевищувати значення температури газу.*

*b – допускається не визначати значення температури точки роси за вуглеводнями, якщо вміст вуглеводнів C5+вищі не перевищує 1,0 г/м<sup>3</sup> або якщо молярна частка вуглеводнів C5+вищі не перевищує 0,03%. Для природного газу, який подається через точки надходження, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств (промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки надходження, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ газорозподільними мережами до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси за вуглеводнями не повинно перевищувати значення температури газу.*

2. Природний газ, який подають споживачам, повинен бути одорованим відповідно до вимог цього Технічного регламенту. В окремих випадках, визначеними угодами виробників, імпортерів чи постачальників зі споживачами, допускається/дозволяється подача неодорованого природного газу.

Мінімальна інтенсивність запаху одорованого природного газу для споживачів повинна бути не меншою за 3 бали за п'ятибальною шкалою:

0 – запах відсутній; 1 – запах дуже слабкий, невизначений; 2 – запах слабкий, але певний; 3 – запах помірний; 4 – запах сильний; 5 – запах дуже сильний.

Для природного газу промислового призначення інтенсивність запаху встановлюється за погодженням зі споживачем.



## ВИМОГИ до складання документу про якість

Документ про якість природного газу, який вводиться в обіг або надається на ринку повинен містити:

1. Інформацію щодо виробника або уповноваженого представника, яким було складено документ про якість.
2. Назву суб'єкта господарювання, який передає природний газ.
3. Назву суб'єкта господарювання, який приймає природний газ.
4. Ідентифікація точки фізичної точки надходження природного газу та/або маршруту переміщення.
5. Період часу, на який поширюються результати вимірювань.
6. Значення компонентного складу природного газу (молярна частка вуглеводнів від  $C_1$  до  $C_{6+}$ вищі, вуглекислого газу, кисню, азоту та інших компонентів).
7. Значення фізичних показників природного газу (відносна густина, теплота згорання нижча, теплота згорання вища, число Воббе вище) з зазначенням умов визначення.
8. Значення температури точок роси (температура точки роси за вологою за робочого тиску, температура точки роси за вологою за тиску порівняння з вказанням значення тиску порівняння, температура точки роси за вуглеводнями за робочого тиску).
9. Значення масової концентрації механічних домішок.
10. Інформацію щодо одоризації газу в разі її проведення.
11. Значення масової концентрації сірководню, меркаптанової сірки або загальної сірки).
12. Інформацію (висновок) щодо результату контролю якості за фізико-хімічними показниками природного газу встановленим цим Технічним регламентом вимогам.



## **ВИМОГИ** **до складання документа про якість**

Документ про якість природного газу, який вводиться в обіг або надається на ринку повинен містити:

1. Інформацію щодо виробника або уповноваженого представника, яким було складено документ про якість.
  2. Назву суб'єкта господарювання, який передає природний газ.
  3. Назву суб'єкта господарювання, який приймає природний газ.
  4. Ідентифікація точки фізичної точки надходження природного газу та/або маршруту переміщення.
  5. Період часу, на який поширюються результати вимірювань.
  6. Значення компонентного складу природного газу (молярна частка вуглеводнів від  $C_1$  до  $C_{6+}$ вищі, вуглекислого газу, кисню, азоту та інших компонентів).
  7. Значення фізичних показників природного газу (відносна густина, теплота згорання нижча, теплота згорання вища, число Воббе вище) з зазначенням умов визначення.
  8. Значення температури точок роси (температура точки роси за вологою за робочого тиску, температура точки роси за вологою за тиску порівняння з вказанням значення тиску порівняння, температура точки роси за вуглеводнями за робочого тиску).
  9. Значення масової концентрації механічних домішок.
  10. Інформацію щодо одоризації газу в разі її проведення.
  11. Значення масової концентрації сірководню, меркаптанової сірки або загальної сірки).
  12. Інформацію (висновок) щодо результату контролю якості за фізико-хімічними показниками природного газу встановленим цим Технічним регламентом вимогам.
-

**ФОРМА-ЗРАЗОК**  
**для складання маршрутів переміщення природного газу**

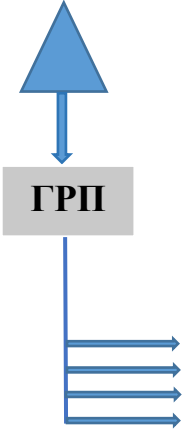
Зразок: **Маршруту переміщення природного газу для одного джерела даних ФХП:**

Затверджено

\_\_\_\_\_ (посада, прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_

Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу	Опис маршруту переміщення природного газу
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ (повне найменування та місцезнаходження)
	ГРП: _____ (повне найменування та місцезнаходження)
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ (місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я та ПРІЗВИЩЕ  
(за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я та ПРІЗВИЩЕ  
(за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)



<u>Зразок:</u>	<b>Маршруту переміщення природного газу для двох і більше джерел даних ФХП:</b>
----------------	---

Затверджено

\_\_\_\_\_ (посада, прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_**

<b>Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу</b>	<b>Опис маршруту переміщення природного газу</b>
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	ГРП: _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ <i>(місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))</i>

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ (за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ (за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)

**ФОРМА-ЗРАЗОК**  
**для складання маршрутів переміщення природного газу**

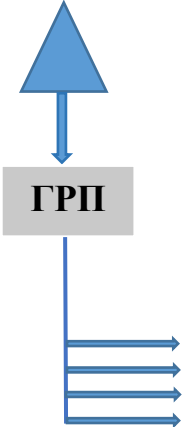
**Зразок:** **Маршруту переміщення природного газу для одного джерела даних ФХП:**

Затверджено

\_\_\_\_\_ (посада, прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_

Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу	Опис маршруту переміщення природного газу
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	ГРП: _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ <i>(місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))</i>

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я та ПРІЗВИЩЕ  
(за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я та ПРІЗВИЩЕ  
(за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)

<u>Зразок:</u>	<b>Маршруту переміщення природного газу для двох і більше джерел даних ФХП:</b>
----------------	---

Затверджено

\_\_\_\_\_ (посада, прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_**

<b>Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу</b>	<b>Опис маршруту переміщення природного газу</b>
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	ГРП: _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ <i>(місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))</i>

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ (за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ (за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)

**НАСЕЛЕНІ ПУНКТИ УКРАЇНИ,  
(адміністративно-територіальні одиниці)  
щодо яких встановлені окремі вимоги до фізико-хімічних показників  
природного газу**

Таблиця 1

Населені пункти України та точки надходження природного газу від АТ «Укргазвидобування», на які не поширюються вимоги даного Технічного регламенту

№ з/п	Назва населеного пункту	Точка надходження газу	Примітка
1	смт Солотвине, Тячівський район, Закарпатська область	Солотвинське родовище УПГ (ГРС) – Солотвино ЕІС-код точки входу: 56ZE13V01ZKG063S	газ нафтовий

Таблиця 2

Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу від ПАТ «Укрнафта» до ГРМ, щодо яких допускається відхилення від максимальних значень показників точки роси за вологою та точки роси за вуглеводнями, визначених в таблиці 1 додатку 3 до Технічного регламенту газу, до значення температури газу в точці надходження

№ з/п	Назва газорозподільної станції	ЕІС-код точки надходження газу від ПАТ «Укрнафта»	Назва населеного пункту	Кількість населених пунктів
1	2	3	4	5
<b>Івано-Франківська область:</b>				
1	ГРС ГУ-256 Битків	56ZE16V021FG119O	с. Битків Надвірнянський р-н	1
2	ГРС ГУ-270 Битків	56ZE16V021FG118Q	с. Битків Надвірнянський р-н	1
3	Вхідний шлейф Ду400 з ПАТ «Укрнафта» (КС Битків)	56ZIP1VF20059018	с. Битків Надвірнянський р-н	1
<b>Львівська область:</b>				
4	ВОГ «Стрільковичі»	56ZE22V02LVG115 L	<b>м. Самбір</b> , Бережниця, Самбірський р-н.; Бісковичі, Самбірський р-н.; Ваньовичі, Самбірський р-н.; Велика Озими́на, Самбірський р-н.; Вільшаник, Самбірський р-н.; Городище, Самбірський р-н.; Дубляни, Самбірський р-н.; Дубрівка, Самбірський р-н.; Задністри́я, Самбірський р-н.; Кульчиці, Самбірський р-н.; Лановичі, Самбірський р-н.; Максимовичі, Самбірський р-н.; Мала Озими́на, Самбірський р-н.; Нагірне, Самбірський р-н.; П'яновичі, Самбірський р-н.; Ралівка, Самбірський р-н.; Рудня, Самбірський р-н.; Сіде, Самбірський р-н.; Стрільковичі, Самбірський р-н.; Черхава, Самбірський р-н.; Чуква Самбірський р-н	22
<b>Полтавська область:</b>				
5	УКПГ «Сагайдак» на Сагайдак	56ZE26V02000001L	с. Кирпотівка Шишацького р-ну, с. Римиги Шишацького р-ну, с. Сагайдак Шишацького р-ну, с. Федунка Шишацького р-ну	4



УВ  
Міністерство енергетики України  
№26/1.1-7.3-6554 від 18.03.2024  
КЕП: Галушенко Г. В. 18.03.2024 13:56  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

Продовження додатка 6

1	2	3	4	5
6	УКПГ «Сагайдак» на В;Бузову	56ZE26V02000013S	с. Велика Бузова Шишацького р-ну, с. Мала Бузова Шишацького р-ну, с. Маликівщина Шишацького р-ну, с. Науменки Шишацького р-ну, с. Низова Яковенщина Шишацького р-ну, с. Тищенки Шишацького р-ну, с. Шафранівка Шишацького р-ну, с. Бухуни Шишацького р-ну, с. Вишневе Шишацького р-ну, с. Гончарі Шишацького р-ну, с. Григорівщина Шишацького р-ну, с. Соснівка Шишацького р-ну, с. Товсте Шишацького р-ну, с. Хвощове Шишацького р-ну, с. Ходосиха Шишацького р-ну, с. Цьови Шишацького р-ну, с. Чернишівка Шишацького р-ну, смт Шишаки Шишацького р-ну, с. Яреськи Шишацького р-ну, с. Андріївка Диканського р-ну, с. Дячкове Диканського р-ну, с. Надежда Диканського р-ну, с. Чапаєвка Диканського р-ну, с. Молодиківщина Решетилівського р-ну, с. Ново-Михайлівка Решетилівського р-ну, с. Піщане Решетилівського р-ну, с. Потеряйки Решетилівського р-ну, с. Біологічне Полтавського р-ну, с. Валок Полтавського р-ну, с. Лозівка Полтавського р-ну, с. Очканівка Полтавського р-ну	31
7	УКПГ «Гоголеве»	56ZE26V02000016M	с. Воронянщина Шишацького р-ну, с. Гоголеве Шишацького р-ну, с. Шарлаївка Шишацького р-ну	3
8	ГТУ-2 «Новогригорівка»	56ZE26V02000002X	с. Бабайкове Карлівського р-ну, с. Іванівка Карлівського р-ну, с. Климівка Карлівського р-ну, с. Лип'янка Карлівського р-ну, с. Розумівка Карлівського р-ну, с. Солоня Балка Карлівського р-ну, с. Федорівка Карлівського р-ну, м. Карлівка Карлівського р-ну, с. Абрамівка Машівського р-ну, с. Жирківка Машівського р-ну, с. Михайлівка Машівського р-ну, с. Нова Павлівка Машівського р-ну, с. Павлівка Машівського р-ну, с. Ряське Машівського р-ну	14
9	ГРС «Любимівка»	56ZE26V02000009J	с. Любимівка Машівського р-ну, с. Первомайське Машівського р-ну	2
10	ГРС «Заворскло»	56ZE26V02000015O	с. Ватажкове Полтавського р-ну, с. Головач Полтавського р-ну, с. Заворскло Полтавського р-ну, с. Лукишине Полтавського р-ну, с. Минівка Полтавського р-ну, с. Портнівка Полтавського р-ну, с. Козельщина Машівського р-ну, с. Новий Тагамлик Машівського р-ну, с. Огуївка Машівського р-ну	9
11	ГРС «Пологи»	56ZE26V02000010Y	с. Велике Болото Новосанжарського р-ну, с. Вільний Степ Новосанжарського р-ну, с. Дудкин Гай Новосанжарського р-ну, с. Крута Балка Новосанжарського р-ну, с. Мала Перещепина Новосанжарського р-ну, с. Писарівка Новосанжарського р-ну, с. Пологи Новосанжарського р-ну, с. Пристанціне Новосанжарського р-ну	8
12	УКПГ «К;Суходіллка»	56ZE26V02000008L	с. Андріївка Машівського р-ну, с. Красногірка Машівського р-ну, с. Кустолово-Суходіллка Машівського р-ну	3
<b>Сумська область:</b>				
13	НГЗСУ-7 «Василівка»	56ZE30V02SMG011B	с. Андріяшівка Роменський район; с. Андріївка Роменський район; с. Василівка Роменський район; с. Мельники Роменський район; с. Гудими Роменський район	5
14	ГРС Ромни-1	56ZE30V02SMG001E	м. Ромни Роменський район; с. Герасимівка Роменський район; с. Бобрик Роменський район; с. Плавнище Роменський район; с. Овлаші Роменський район; с. Москівщина Роменський район; с. Пустовійтівка Роменський район; с. Піски Роменський район; с. Загребелля Роменський район; с. Синенкове Роменський район	10
15	ГРС Коржі	56ZE30V02SMG008O	с. Коржі Роменський район; с. Довгополівка Роменський район; с. Ярмолинці Роменський район; с. Левченки Роменський район; с. Салогубівка Роменський район	5
16	ГРС Анастасівка	56ZE30V02SMG003A	с. Анастасівка Роменський район; с. Новопетрівка Роменський район; с. Попівщина Роменський район	3
17	ГРС Перекопівка	56ZE30V02SMG0048	с. Перекопівка Роменський район; с. Біловод Роменський район; с. Попівка Роменський район; с. Біловодське Роменський район; с. Москалівка Роменський район; с. Марківське Роменський район	6
18	ГРС Південна Панасівка	56ZE30V02SMG009Z	с. Столяреве Липоводолинський район; с. Яловий Окіп Липоводолинський район; с. Заруддя Роменський район; с. Погожа Криниця Роменський район	4
19	ГРС Артюхівка	56ZE30V02SMG018Y	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район	4
20	ГРС Великі Бубни	56ZE30V02SMG0072	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнне Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район	7
21	ГРС Рогінці	56ZE30V02SMG0064	с. Рогінці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район	13



Продовження додатка 6

1	2	3	4	5
22	ГРС Ромни 2	56ZE30V02SMG002C	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район	11
23	ГРС Мала Павлівка	56ZE30V02SMG064R	с. М.Павлівка Охтирський район; с. Комиші Охтирський район; с. Щоми Охтирський район; с. Качанівка Охтирський район; с. Неплатине Охтирський район; с. Перелуг Охтирський район	6
24	ГРС Чупахівка	56ZE30V02SMG051N	с-ще Чупахівка Охтирський район; с. Довжик Охтирський район; с. Оленинське Охтирський район	3
25	ГРС Чернетчина	56ZE30V02SMG065P	с. Чернетчина Охтирський район; с. Доброславівка Охтирський район; с. Ясенове Охтирський район; с. Риботень Охтирський район; с. Журавне Охтирський район	5
26	ГРС Лутище	56ZE30V02SMG063T	с. Лутище Охтирський район; с. Українка Охтирський район	2
27	ГРС Шаповалівка	56ZE30V02SMG059K	с. Шаповалівка Охтирський район; с. Рибальське Охтирський район; с. Грунь; с. Аврамківщина Охтирський район; с. Бандури Охтирський район; с. Бідани Охтирський район; с. Гнилиця Охтирський район; с. Івахи Охтирський район; с. Шолудьки Охтирський район	9
28	ГРС Хухра	56ZE30V02SMG066N	с. Хухра Охтирський район	1
29	ГРС Охтирка	56ZE30V02SMG048P	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
30	ГРС Військова частина	56ZE30V02SMG058M	с. Бакирівка Охтирський район; с. Климентове Охтирський район; с. Литовка Охтирський район; с. Поділ Охтирський район; с. Пологи Охтирський район; с. Сосонка Охтирський район	6
31	ГРС Володимирівка	56ZE30V02SMG071U	с. Василівка Великописарівський район; с. Вищевеселе Великописарівський район	2
32	ГРС Високе	56ZE30V02SMG054U	с. Високе Охтирський район; с. Вербове Охтирський район	2
33	ГРС Підлозіївка	56ZE30V02SMG050I	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
34	ГРС Охтирка КРП	56ZE30V02SMG049N	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
35	ГРС Кириківка (газ на Кириківку)	56ZE30V02SMG052Y	с-ще Кириківка Великописарівський район; с. Добрянське Великописарівський район; с. Катанське Великописарівський район; с. Рябина Великописарівський район; с. Яблучне Великописарівський район	5
36	ГРС Кириківка (газ на Писарівку)	56ZE30V02SMG053W	смт В.Писарівка Великописарівський район; с. Лугівка Великописарівський район; с. Олександрівка Великописарівський район; с. Спірне Великописарівський район; с. Ямне Великописарівський район	5
37	ГВС Липова Долина	56ZIPSUM1006007K	Сумська обл., Роменський р-н, смт Липова Долина	1
38	ГРП Михайлеве	56ZE26V02000018I	с. Михайлеве Котелевського р-ну	1
<b>Харківська область:</b>				
39	ГРС Пархомівка	56ZE33V02KNG2096	с. Пархомівка Краснокутський р-н; с. Мурафа Краснокутський р-н; с. Мирне Краснокутський р-н; с. Степове Краснокутський р-н; с. Павлівка Краснокутський р-н; смт. Краснокутськ Краснокутський р-н; с. Каплухівка Краснокутський р-н; с. Городное Краснокутський р-н; с. Качалівка Краснокутський р-н; с. Оленівка Краснокутський р-н; с. Колонтаєв Краснокутський р-н; с. Чернетчина Краснокутський р-н; с. Рябоконево Краснокутський р-н; с. Петрівське Краснокутський р-н; с. Степанівка Краснокутський р-н; с. Козіївка Краснокутський р-н; с. Основенці Краснокутський р-н; с. Любівка Краснокутський р-н	18
<b>Чернігівська область:</b>				
40	ГРС Мільки	56XO000003SFX00T	<b>м.Прилуки</b> Прилуцького р-ну, села: Мільки, Боршна, Переволочна, Охінки, Валки, Манжосівка, Сухополова Прилуцького р-ну	8
41	ГРС Южне	56XO000003SFX00T	села: Южне, Бережівка, Верескуни, Тростянець, Парафіївка, Іваниця, Петрушівка, Качанівка, Власівка Прилуцького р-ну	9
<b>Інші точки передачі газу</b>				
42	ВОГ ПП «Зелений Бір»	56XO0000WNP1008	Львівська обл. смт. Східниця вул. Шевченка, 300	1
43	ВОГ ТОВ «Теплоенерго»	56XO0000WFWGN00X	Львівська обл. Дрогобицький р-н с. Улично вул. Шкільна, 100а	1
44	ВОГ ТОВ «Теплоенерго +»	56XO0000ZLJKS005	Львівська обл. м.Борислав вул. Тустановецька, 124	1

Таблиця 3

Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу від ПАТ «Укрнафта» до ГРМ, щодо яких допускається відхилення від максимальних значень відносної густини природного газу, визначене в додатку 1 до Технічного регламенту газу, до значень, наведених в цій таблиці

№ з/п	Назва газорозподільної станції	ЕІС-код точки надходження газу від ПАТ «Укрнафта»	Максимальне значення відносної густини природного газу (%)	Назва населеного пункту	Кількість населених пунктів
1	2	3	4	5	6
<b>Полтавська область:</b>					
1	УКПГ «Сагайдак» на Сагайдак	56ZE26V02000001L	0,75	с. Кирпотівка Шишацького р-ну, с. Римиги Шишацького р-ну, с. Сагайдак Шишацького р-ну, с. Федунка Шишацького р-ну	4
2	УКПГ «Сагайдак» на В.Бузову	56ZE26V02000013S	0,75	с. Велика Бузова Шишацького р-ну, с. Маликівщина Шишацького р-ну, с. Науменки Шишацького р-ну, с. Низова Яковенщина Шишацького р-ну, с. Тищенки Шишацького р-ну, с. Шафранівка Шишацького р-ну, с. Бухуни Шишацького р-ну, с. Вишневе Шишацького р-ну, с. Гончарі Шишацького р-ну, с. Григорівщина Шишацького р-ну, с. Соснівка Шишацького р-ну, с. Товсте Шишацького р-ну, с. Хвоцове Шишацького р-ну, с. Ходосиха Шишацького р-ну, с. Цьови Шишацького р-ну, с. Чернишівка Шишацького р-ну, смт. Шишаки Шишацького р-ну, с. Яреськи Шишацького р-ну, с. Андріївка Диканського р-ну, с. Дячкове Диканського р-ну, с. Надежда Диканського р-ну, с. Чапаська Диканського р-ну, с. Молодиківщина Решетилівського р-ну, с. Ново-Михайлівка Решетилівського р-ну, с. Піщане Решетилівського р-ну, с. Потеряйки Решетилівського р-ну, с. Біологічне Полтавського р-ну, с. Валок Полтавського р-ну, с. Лозівка Полтавського р-ну, с. Очканівка Полтавського р-ну	31
3	УКПГ «Гоголеве»	56ZE26V02000016M	0,72	с. Воронянщина Шишацького р-ну, с. Гоголеве Шишацького р-ну, с. Шарлаївка Шишацького р-ну	3
4	ГРС «Пологи»	56ZE26V02000010Y	0,71	с. Велике Болото Новосанжарського р-ну, с. Вільний Степ Новосанжарського р-ну, с. Дудкин Гай Новосанжарського р-ну, с. Крута Балка Новосанжарського р-ну, с. Мала Перещепина Новосанжарського р-ну, с. Писарівка Новосанжарського р-ну, с. Пологи Новосанжарського р-ну, с. Пристанційне Новосанжарського р-ну	8
5	УКПГ «К.Суходіллка»	56ZE26V02000008L	0,71	с. Андріївка Машівського р-ну, с. Красногірка Машівського р-ну, с. Кустолово-Суходіллка Машівського р-ну	3
<b>Сумська область:</b>					
6	НГЗСУ-7 «Василівка»	56X9200000024OL	0,73	с. Андріяшівка Роменський район; с. Андріївка Роменський район; с. Василівка Роменський район; с. Мельники Роменський район; с. Гудими Роменський район	5
7	ГРС Південна Панасівка	56ZE30V02SMG009Z	0,81	с. Столяреве Липоводолінський район; с. Яловий Окіп Липоводолінський район; с. Заруддя Роменський район; с. Погожа Криниця Роменський район	4
8	ГРС Артюхівка	56ZE30V02SMG018Y	0,73	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район	4
9	ГРС Великі Бубни	56ZE30V02SMG0072	0,73	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнке Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район	7
10	ГРС Рогинці	56ZE30V02SMG0064	0,73	с. Рогинці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район	13

## Продовження додатка 6

1	2	3	4	5	6
11	ГРС Ромни 2	56ZE30V02SMG002C	0,73	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район	11
12	ГРС Підлозіївка	56ZE30V02SMG0501	0,73	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай-Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
13	ГРС Ромни-1	56ZE30V02SMG001E	0,75	<b>м. Ромни</b> Роменський район; с. Герасимівка Роменський район; с. Бобрик Роменський район; с. Плавнище Роменський район; с. Овлаші Роменський район; с. Москівщина Роменський район; с. Пустовійтівка Роменський район; с.Піски Роменський район; с. Загребелля Роменський район; с. Синенкове Роменський район	10
14	ГРС Коржі	56ZE30V02SMG0080	0,75	с. Коржі Роменський район; с. Довгополівка Роменський район; с. Ярмолинці Роменський район; с. Левченки Роменський район; с. Салогубівка Роменський район	5
15	ГРС Анастасівка	56ZE30V02SMG003A	0,75	с. Анастасівка Роменський район; с. Новопетрівка Роменський район; с. Попівщина Роменський район	3
16	ГРС Перекопівка	56ZE30V02SMG0048	0,75	с. Перекопівка Роменський район; с. Біловод Роменський район; с. Попівка Роменський район; с. Біловодське Роменський район; с. Москалівка Роменський район; с. Марківське Роменський район	6
17	ГРС Чернетчина	56ZE30V02SMG065P	0,73	с. Чернетчина Охтирський район; с. Доброславівка Охтирський район; с. Ясенове Охтирський район; с. Риботень Охтирський район; с. Журавне Охтирський район	5
18	ГРС Лутище	56ZE30V02SMG063T	0,73	с. Лутище Охтирський район; с. Українка Охтирський район	2
19	ГРС Шаповалівка	56ZE30V02SMG059K	0,73	с. Шаповалівка Охтирський район; с. Рибальське Охтирський район; с. Грунь; с. Аврамківщина Охтирський район; с. Бандури Охтирський район; с. Бідани Охтирський район; с. Гнилиця Охтирський район; с. Івахи Охтирський район; с. Шолудьки Охтирський район	9
20	ГРС Хухра	56ZE30V02SMG066N	0,73	с. Хухра, Охтирський район	1
21	ГРС Охтирка	56ZE30V02SMG048P	0,73	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
22	ГРС Військова частина	56ZE30V02SMG058M	0,73	с. Бакирівка Охтирський район; с. Климентове Охтирський район; с. Литовка Охтирський район; с. Поділ Охтирський район; с. Пологи Охтирський район; с. Сосонка Охтирський район	6
23	ГРС Володимирівка	56ZE30V02SMG071U	0,73	с. Васиївка Великописарівський район; с. Вищевеселе Великописарівський район	2
24	ГРС Високе	56ZE30V02SMG054U	0,73	с. Високе Охтирський район; с. Вербове Охтирський район	2
25	ГРС Охтирка КРП	56ZE30V02SMG049N	0,73	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
26	ГРС Кириківка (газ на Кириківку)	56ZE30V02SMG052Y	0,73	с-ще Кириківка Великописарівський район; с. Добрянське Великописарівський район; с. Катанське Великописарівський район; с. Рябина Великописарівський район; с. Яблучне Великописарівський район	5
27	ГРС Кириківка (газ на Писарівку)	56ZE30V02SMG053W	0,73	с-т В.Писарівка Великописарівський район; с. Лугівка Великописарівський район; с. Олександрівка Великописарівський район; с. Спірне Великописарівський район; с. Ямне Великописарівський район	5
28	ГРП Михайлеве	56ZE26V02000018I	0,73	с. Михайлеве Котелевського р-ну	1

1	2	3	4	5	6
<b>Харківська область:</b>					
29	ГРС Пархомівка	56ZE33VO2KHG2096	0,75	с. Пархомівка Краснокутський р-н; с. Мурафа Краснокутський р-н; с. Мирне Краснокутський р-н; с. Степове Краснокутський р-н; с. Павлівка Краснокутський р-н; смт. Краснокутськ Краснокутський р-н; с. Каплунівка Краснокутський р-н; с. Городное Краснокутський р-н; с. Качалівка Краснокутський р-н; с. Оленівка Краснокутський р-н; с. Колонтаєв Краснокутський р-н; с. Чернеччина Краснокутський р-н; с. Рябоконево Краснокутський р-н; с. Петрівське Краснокутський р-н; с. Степанівка Краснокутський р-н; с. Козіївка Краснокутський р-н; с. Основенці Краснокутський р-н; с. Любівка Краснокутський р-н	18
<b>Львівська область:</b>					
30	ВОГ «Стрілковичі»	56ZE22V02LVG115L	0,85	<b>м. Самбір</b> , с. Бережниця, Самбірський р-н.; с. Бісковичі, Самбірський р-н.; с. Ваньовичі, Самбірський р-н.; с. Велика Озимица, Самбірський р-н.; с. Вільшаник, Самбірський р-н.; с. Городище, Самбірський р-н.; с. Дубляни, Самбірський р-н.; с. Дубрівка, Самбірський р-н.; с. Задністрия, Самбірський р-н.; с. Кульчиці, Самбірський р-н.; с. Лановичі, Самбірський р-н.; с. Максимовичі, Самбірський р-н.; с. Мала Озимица, Самбірський р-н.; с. Нагірне, Самбірський р-н.; с. П'яновичі, Самбірський р-н.; с. Ралівка, Самбірський р-н.; с. Рудня, Самбірський р-н.; с. Сіде, Самбірський р-н.; с. Стрілковичі, Самбірський р-н.; с. Черхава, Самбірський р-н.; с. Чуква Самбірський р-н	22
<b>Інші точки передачі газу</b>					
31	ВОГ ПП «Зелений Бір»	56XO0000WNZPI008	0,74	Львівська обл. смт. Східниця вул. Шевченка, 300	1
32	ВОГ ТОВ «Теплоенерго»	56XO0000WFWGN00X	0,84	Львівська обл. Дрогобицький р-н с. Улично вул. Шкільна, 100а	1
33	ВОГ ТОВ «Теплоенерго +»	56XO0000ZLJKS005	0,74	Львівська обл. м.Борислав вул. Тустановецька, 124	1

Таблиця 4

**Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу від ПАТ «Укрнафта» до ГРМ, щодо яких допускається відхилення від граничних значень інших показників природного газу, визначених в додатку 1 до Технічного регламенту газу, до значень, наведених в цій таблиці**

№ з/п	Назва газорозподільної станції	ЕІС-код точки надходження газу від ПАТ «Укрнафта»	Допустимі максимальні значення інших показників природного газу, визначених в додатку 1	Назва населеного пункту	Кількість населених пунктів
1	2	3	4	5	6
<b>Полтавська область:</b>					
1	УППГ-1 «Андріяшівка»	56ZE30V02SMG0129	Молярна частка діоксиду вуглецю - 4,9 %	с. Глинськ Роменський район	1
2	ГРС «Лохвиця»	56ZE26V02000003V	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Василки Лохвицького р-ну, с. Криниця Лохвицького р-ну, м. Лохвиця Лохвицького р-ну, с. Христанівка Лохвицького р-ну	4
3	ГРС «Заводське»	56ZE26V02000004T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,4 %	с. Гіряві Ісківці Лохвицького р-ну, с. Млини Лохвицького р-ну, с. Токарі Лохвицького р-ну, м. Заводське Лохвицького р-ну	4
4	ГРС «Яхники»	56ZE26V02000007N	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 % Теплота згорання вища за стандартних умов – 47,36 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	с. Луценки Лохвицького р-ну, с. Романиха Лохвицького р-ну, с. Свиридівка Лохвицького р-ну, с. Степуки Лохвицького р-ну, с. Яхники Лохвицького р-ну, с. Яшники Лохвицького р-ну	6
5	ГРС «Погарщина»	56ZE26V02000005R	Молярна частка діоксиду вуглецю – 3,2 %	с. Дібрівне Лохвицького р-ну, с. Погарщина Лохвицького р-ну	2
6	УКПГ «Сагайдак» на Сагайдак	56ZE26V02000001L	Теплота згорання вища за стандартних умов – 45,03 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	с. Кирпотівка Шишацького р-ну, с. Римиги Шишацького р-ну, с. Сагайдак Шишацького р-ну, с. Федунка Шишацького р-ну	4
7	УКПГ «Сагайдак» на В.Бузову	56ZE26V02000013S	Теплота згорання вища за стандартних умов – 45,03 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	с. Велика Бузова Шишацького р-ну, с. Мала Бузова Шишацького р-ну, с. Маликівщина Шишацького р-ну, с. Науменки Шишацького р-ну, с. Низова Яковенщина	31

Продовження додатка 6

				Шишацького р-ну, с. Тищенки Шишацького р-ну, с. Шафранівка Шишацького р-ну, с. Бухуни Шишацького р-ну, с. Вишневе Шишацького р-ну, с. Гончари Шишацького р-ну, с. Григорівщина Шишацького р-ну, с. Соснівка Шишацького р-ну, с. Товсте Шишацького р-ну, с. Хвощове Шишацького р-ну, с. Ходосиха Шишацького р-ну, с. Цюви Шишацького р-ну, с. Чернишівка Шишацького р-ну, смт. Шишаки Шишацького р-ну, с. Яреськи Шишацького р-ну, с. Андріївка Диканського р-ну, с. Дячкове Диканського р-ну, с. Надежда Диканського р-ну, с. Чапаєвка Диканського р-ну, с. Молодиківщина Решетилівського р-ну, с. Ново-Михайлівка Решетилівського р-ну, с. Піщане Решетилівського р-ну, с. Потеряйки Решетилівського р-ну, с. Біологічне Полтавського р-ну, с. Валок Полтавського р-ну, с. Лозівка Полтавського р-ну, с. Очканівка Полтавського р-ну	
<b>Полтавська область:</b>					
8	ГРС «Харківці»	56ZO42A00402L02R	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Харківці; с. Соснівка; с. Рапівка; с. Лютеня; с. Лисівка; с. Круглик; с. Березова Лука; с. Малі Будища; с. Червоний Кут; с. Сари Галяцького району	10
9	ГРС «Вечірчине»	56ZO42A00402L08F	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Вечірчино; с. Осняги Галяцького району	2
10	ГРС «Венеславівка»	56ZO42A00402L0B9	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Веніславівка; с. Ручки; с. Петрівка Роменська Галяцького району	3
11	ГРС «Галяч»	56ZO42A0MELPF0CP	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	м. Галяч; с. Біленченківка; с. Степаненки; с. Писарівщина; с. Острроверхівка; с. Вельбівка; с. Малі Будища; с. Червоний Кут; с. Сари; с. Лободіно; с. Барзаково Галяцького району	11
12	ГРС «Розбишівка»	56ZO42A00402L09D	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,4 %	с. Розбишівка; с. Сергіївка; с. Качаново Галяцького району	3
13	ГРС «Середняки»	56ZO42A00402L0AB	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Середняки; с. Новоселівка; с. Вирішальне Галяцького району	3
14	ГРП «Лободіне»	56ZO42A0MELPF0DN	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Лободіно Галяцького району	1
15	ГРП «Барзакове»	56ZO42A0MELPF0EL	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Барзаково Галяцького району	1
<b>Чернігівська область:</b>					
16	124км Мрин УТГ	56ZOPCHG1012501C	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,8 %	Гочка передачі природного газу з мереж магістральних газопроводів Боярського ЛВ УМГ Оператора ГТС України в мережі ПАТ «Укрнафта» для подальшого транспортування. Власник ВОГ – Оператор ГТС України Чернігівська обл., Ніжинський р-н, с.Мрин, Ніжинський шлях, б.1	1
17	ГРС Лосинівка	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	смт Лосинівка Ніжинського р-ну, села: Данине, Шатура, Богданівка, Велика Дорога, Вікторівка, Галиця, Гармашчина, Леонідівка, Перемога, Погребець, Світанок, Станція Лосинівка, Чистий Колодязь, Яхнівка, Мирне Ніжинського р-ну, села: Монастирище, Заудайка Прилуцького р-ну	18
18	ГРС Южне	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	села: Южне, Бережівка, Верескуни, Тростянець, Парафіївка, Іваниця, Петрушівка, Качанівка, Власівка Прилуцького р-ну	9
19	ГРС Ічня	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	м.Ічня Прилуцького р-ну, села: Гмирянка, Гужівка, Іржавець, Максимівка, Рожнівка, Круничполе, Бурімка, Бакаївка, Дорогинка Прилуцького р-ну	10
20	ГРС Харькове	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	села: Харькове, Новоселівка Прилуцького р-ну	2
21	ГРС Срібне	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	смт Срібне Прилуцького р-ну, села: Березівка, Довгалівка, Сокиринці, Никонівка, Васьківці, Гнатівка, Карпилівка, Дігтярі, Іванківці, Артеменків, Харитонівка, Лебединці, Гурбинці, Поділ, Побочіївка, Горобіївка, Грициївка Прилуцького р-ну	18
22	ГРС Талалаївка	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,8 %	смт Талалаївка Прилуцького р-ну, села: Корінецьке, Красний Колядин, Липове, Понори, Скороходове, Стара Талалаївка, Чернецьке Прилуцького р-ну	8

## Продовження додатка 6

1	2	3	4	5	6
23	ГРС Мільки	56XO000003SFX00T	Теплота згорання вища за стандартних умов – 48,26 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	м. Прилуки Прилуцького р-ну, села: Мільки, Боршна, Переволочна, Охіньки, Валки, Манжосівка, Сухополова Прилуцького р-ну	8
<b>Сумська область:</b>					
24	НГЗСУ-7 «Василівка»	56ZE30V02SMG011B	Молярна частка діоксиду вуглецю - 5,0 %	с. Андріяшівка Роменський район; с. Андріївка Роменський район; с. Василівка Роменський район; с. Мельники Роменський район; с. Гудими Роменський район	5
25	ГРС Артюхівської УНТС	56ZE30V02SMG018Y	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,5 %	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район	4
26	ГРС В.Бубни	56ZE30V02SMG0072	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,5 %	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнне Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район	7
27	ГРС Рогинці	56ZE30V02SMG0064	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,5 %	с. Рогинці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район	13
28	ГРС Ромни-2	56ZE30V02SMG002C	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район	11
29	ГРС Ромни-1	56ZE30V02SMG001E	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	м. Ромни Роменський район; с. Герасимівка Роменський район; с. Бобрік Роменський район; с. Плавнище Роменський район; с. Овлаші Роменський район; с. Москівщина Роменський район; с. Пустовійтівка Роменський район; с. Піски Роменський район; с. Загребелля Роменський район; с. Синенкове Роменський район	10
30	ГРС Коржі	56ZE30V02SMG0080	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Коржі Роменський район; с. Довгополівка Роменський район; с. Ярмолинці Роменський район; с. Левченки Роменський район; с. Салогубівка Роменський район	5
31	ГРС Анастасівка	56ZE30V02SMG003A	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Анастасівка Роменський район; с. Новопетрівка Роменський район; с. Попівщина Роменський район	3
32	ГРС Перекопівка	56ZE30V02SMG0048	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Перекопівка Роменський район; с. Біловод Роменський район; с. Попівка Роменський район; с. Біловодське Роменський район; с. Москалівка Роменський район; с. Марківське Роменський район	6
<b>Івано-Франківська область:</b>					
33	ГУ-256 (в розподільну систему АТ «Івано-Франківськгаз»)	56ZE16V02IFG1190	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с.Пнів Надвірнянський р-н	1
<b>Інші точки передачі газу</b>					
34	ВОГ ТОВ «Теплоенерго»	56XO0000WFWGN00X	Молярна частка діоксиду вуглецю - 4,2 % Теплота згорання вища за стандартних умов – 47,47 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	Львівська обл. Дрогобицький р-н с. Улично вул. Шкільна, 100а	1

Продовження додатка 6

1	2	3	4	5	6
35	ВОГ ТОВ «Теплоенерго +»	56XO0000ZLJKS005	Число Воббе за стандартних умов – 54,22 МДж/м <sup>3</sup> Теплота згорання вища за стандартних умов – 46,39 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	Львівська обл. м. Борислав вул. Тустановецька, 124	1
36	ВОГ ПП «Зелений Бір»	56XO0000WNZPI008	Теплота згорання вища за стандартних умов – 45,7 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	Львівська обл. смт Східниця вул. Шевченка, 300	1
<b>Гнідинцівський ГПЗ</b>					
37	ГРС Ладан	56ZE41V02CNG0720	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	смт. Ладан, с. Подище Прилуцького району Чернігівської області	2
38	ГРС Івківці	56ZE41V02CNG0704	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Івківці, с. Голубівка Прилуцького району Чернігівської області	2
39	ГРС Рибці	56ZE41V02CNG075V	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Рибці, с. Красляни, с. Лиски Прилуцького району Чернігівської області	3
40	ГРС Мала Дівиця	56ZE41V02CNG074X	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Мала Дівиця, с. Товкачівка, с. Дмитрівка, с. Миколаївка, с. Погреби, с. Білорічиця, с. Велика Дівиця, с. Обичів, с. Знаменка, с. Мазки, с. Світанкове, с. Петрівка Прилуцького району Чернігівської області	12
41	БК ГРС	56XO00010CRP500P	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	ТОВ Елеватор Агро (прямий споживач) Чернігівська обл., Прилуцький р-н, Ладанська ОТГ, с. Івківці, вул. Незалежності, 1б	1
42	ГРС Заїзд	56ZE41V02CNG0712	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Заїзд, Прилуцький район	1
43	ГРС Линовиця	56ZE41V02CNG073Z	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	смт. Линовиця, с. Богданівка, с. Оніщенки, с. Даньківка, с. Стасівщина, с. Удайці, с. Полонки, с. Дубовий Гай, с. Малківка, с. Ковтунівка, с. Сухоярівка, с. Канівщина, с. Яблунівка, с. Глинщина Прилуцького району Чернігівської області	14
44	ГРС Прилуки	56ZE41V02CNG069Q	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	<b>м. Прилуки</b> , с. Дідівці, с. Єгорівка, с. Манжосівка, с. Смош Прилуцького району Чернігівської області	5
45	ГРС Варва	56ZE41V02CNG076T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с-ще Варва, с. Кухарка, с. Світличне, с. Гнідинці, с. Березка, с. Леляки, с. Озеряни, с. Мармизівка, с. Брагинці, с. Макушиха, с. Калиновиця	11
46	ГРС Журавка	56ZE41V02CNG077R	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Журавка, с. Воскресеньке, с. Кулишівка, с. Макіївка	4
47	ГРС Остапівка	56ZE41V02CNG079N	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Остапівка, с. Білоусівка	
<b>Львівська область:</b>					
48	ВОГ «Стрілковичі»	56ZE22V02LVG115L	Число Воббе за стандартних умов – 56,81 МДж/м <sup>3</sup>  Теплота згорання вища за стандартних умов – 51,63 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	<b>м. Самбір</b> , Бережниця, Самбірський р-н.; Бісковичі, Самбірський р-н.; Ваньовичі, Самбірський р-н.; Велика Озимина, Самбірський р-н.; Вільшаник, Самбірський р-н.; Городище, Самбірський р-н.; Дубляни, Самбірський р-н.; Дубрівка, Самбірський р-н.; Задністрия, Самбірський р-н.; Кульчиці, Самбірський р-н.; Лановичі, Самбірський р-н.; Максимовичі, Самбірський р-н.; Мала Озимина, Самбірський р-н.; Нагірне, Самбірський р-н.; П'яновичі, Самбірський р-н.; Ралівка, Самбірський р-н.; Рудня, Самбірський р-н.; Сіде, Самбірський р-н.; Стрілковичі, Самбірський р-н.; Черхава, Самбірський р-н.; Чуква Самбірський р-н	22

**НАСЕЛЕНІ ПУНКТИ УКРАЇНИ,  
(адміністративно-територіальні одиниці)  
щодо яких встановлені окремі вимоги до фізико-хімічних показників  
природного газу**

Таблиця 1

Населені пункти України та точки надходження природного газу від АТ «Укргазвидобування», на які не поширюються вимоги даного Технічного регламенту

№ з/п	Назва населеного пункту	Точка надходження газу	Примітка
1	смт Солотвине, Тячівський район, Закарпатська область	Солотвинське родовище УПГ (ГРС) – Солотвино ЕІС-код точки входу: 56ZE13V01ZKG063S	газ нафтовий

Таблиця 2

Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу від ПАТ «Укрнафта» до ГРМ, щодо яких допускається відхилення від максимальних значень показників точки роси за вологою та точки роси за вуглеводнями, визначених в таблиці 1 додатку 3 до Технічного регламенту газу, до значення температури газу в точці надходження

№ з/п	Назва газорозподільної станції	ЕІС-код точки надходження газу від ПАТ «Укрнафта»	Назва населеного пункту	Кількість населених пунктів
1	2	3	4	5
<b>Івано-Франківська область:</b>				
1	ГРС ГУ-256 Битків	56ZE16V021FG119O	с. Битків Надвірнянський р-н	1
2	ГРС ГУ-270 Битків	56ZE16V021FG118Q	с. Битків Надвірнянський р-н	1
3	Вхідний шлейф Ду400 з ПАТ «Укрнафта» (КС Битків)	56ZIP1VF20059018	с. Битків Надвірнянський р-н	1
<b>Львівська область:</b>				
4	ВОГ «Стрільковичі»	56ZE22V02LVG115L	<b>м. Самбір</b> , Бережниця, Самбірський р-н.; Бісковичі, Самбірський р-н.; Ваньовичі, Самбірський р-н.; Велика Озимина, Самбірський р-н.; Вільшаник, Самбірський р-н.; Городище, Самбірський р-н.; Дубляни, Самбірський р-н.; Дубрівка, Самбірський р-н.; Задністрия, Самбірський р-н.; Кульчиці, Самбірський р-н.; Лановичі, Самбірський р-н.; Максимовичі, Самбірський р-н.; Мала Озимина, Самбірський р-н.; Нагірне, Самбірський р-н.; П'яновичі, Самбірський р-н.; Ралівка, Самбірський р-н.; Рудня, Самбірський р-н.; Сіде, Самбірський р-н.; Стрільковичі, Самбірський р-н.; Черхава, Самбірський р-н.; Чуква Самбірський р-н	22
<b>Полтавська область:</b>				
5	УКПГ «Сагайдак» на Сагайдак	56ZE26V02000001L	с. Кирпотівка Шишацького р-ну, с. Римиги Шишацького р-ну, с. Сагайдак Шишацького р-ну, с. Федунка Шишацького р-ну	4



Продовження додатка 6

1	2	3	4	5
6	УКПГ «Сагайдак» на В;Бузову	56ZE26V02000013S	с. Велика Бузова Шишацького р-ну, с. Мала Бузова Шишацького р-ну, с. Маликівщина Шишацького р-ну, с. Науменки Шишацького р-ну, с. Низова Яковенщина Шишацького р-ну, с. Тищенки Шишацького р-ну, с. Шафранівка Шишацького р-ну, с. Бухуни Шишацького р-ну, с. Вишневе Шишацького р-ну, с. Гончарі Шишацького р-ну, с. Григорівщина Шишацького р-ну, с. Соснівка Шишацького р-ну, с. Товсте Шишацького р-ну, с. Хвощове Шишацького р-ну, с. Ходосиха Шишацького р-ну, с. Цьови Шишацького р-ну, с. Чернишівка Шишацького р-ну, смт Шишаки Шишацького р-ну, с. Яреськи Шишацького р-ну, с. Андріївка Диканського р-ну, с. Дячкове Диканського р-ну, с. Надежда Диканського р-ну, с. Чапаєвка Диканського р-ну, с. Молодиківщина Решетилівського р-ну, с. Ново-Михайлівка Решетилівського р-ну, с. Піщане Решетилівського р-ну, с. Потеряйки Решетилівського р-ну, с. Біологічне Полтавського р-ну, с. Валок Полтавського р-ну, с. Лозівка Полтавського р-ну, с. Очканівка Полтавського р-ну	31
7	УКПГ «Гоголеве»	56ZE26V02000016M	с. Воронянщина Шишацького р-ну, с. Гоголеве Шишацького р-ну, с. Шарлаївка Шишацького р-ну	3
8	ГТУ-2 «Новогригорівка»	56ZE26V02000002X	с. Бабайкове Карлівського р-ну, с. Іванівка Карлівського р-ну, с. Климівка Карлівського р-ну, с. Лип'янка Карлівського р-ну, с. Розумівка Карлівського р-ну, с. Солоня Балка Карлівського р-ну, с. Федорівка Карлівського р-ну, <b>м. Карлівка</b> Карлівського р-ну, с. Абрамівка Машівського р-ну, с. Жирківка Машівського р-ну, с. Михайлівка Машівського р-ну, с. Нова Павлівка Машівського р-ну, с. Павлівка Машівського р-ну, с. Ряське Машівського р-ну	14
9	ГРС «Любимівка»	56ZE26V02000009J	с. Любимівка Машівського р-ну, с. Первомайське Машівського р-ну	2
10	ГРС «Заворскло»	56ZE26V02000015O	с. Ватажкове Полтавського р-ну, с. Головач Полтавського р-ну, с. Заворскло Полтавського р-ну, с. Лукишине Полтавського р-ну, с. Минівка Полтавського р-ну, с. Портнівка Полтавського р-ну, с. Козельщина Машівського р-ну, с. Новий Тагамлик Машівського р-ну, с. Огуївка Машівського р-ну	9
11	ГРС «Пологи»	56ZE26V02000010Y	с. Велике Болото Новосанжарського р-ну, с. Вільний Степ Новосанжарського р-ну, с. Дудкин Гай Новосанжарського р-ну, с. Крута Балка Новосанжарського р-ну, с. Мала Перещепина Новосанжарського р-ну, с. Писарівка Новосанжарського р-ну, с. Пологи Новосанжарського р-ну, с. Пристанційне Новосанжарського р-ну	8
12	УКПГ «К;Суходіллка»	56ZE26V02000008L	с. Андріївка Машівського р-ну, с. Красногірка Машівського р-ну, с. Кустолово-Суходіллка Машівського р-ну	3
<b>Сумська область:</b>				
13	НГЗСУ-7 «Василівка»	56ZE30V02SMG011B	с. Андріяшівка Роменський район; с. Андріївка Роменський район; с. Василівка Роменський район; с. Мельники Роменський район; с. Гудими Роменський район	5
14	ГРС Ромни-1	56ZE30V02SMG001E	<b>м. Ромни</b> Роменський район; с. Герасимівка Роменський район; с. Бобрик Роменський район; с. Плавнище Роменський район; с. Овлаші Роменський район; с. Москівщина Роменський район; с. Пустовійтівка Роменський район; с. Піски Роменський район; с. Загребелля Роменський район; с. Синенкове Роменський район	10
15	ГРС Коржі	56ZE30V02SMG008O	с. Коржі Роменський район; с. Довгополівка Роменський район; с. Ярмолинці Роменський район; с. Левченки Роменський район; с. Салогубівка Роменський район	5
16	ГРС Анастасівка	56ZE30V02SMG003A	с. Анастасівка Роменський район; с. Новопетрівка Роменський район; с. Попівщина Роменський район	3
17	ГРС Перекопівка	56ZE30V02SMG0048	с. Перекопівка Роменський район; с. Біловод Роменський район; с. Попівка Роменський район; с. Біловодське Роменський район; с. Москалівка Роменський район; с. Марківське Роменський район	6
18	ГРС Південна Панасівка	56ZE30V02SMG009Z	с. Столяреве Липоводолинський район; с. Яловий Окіп Липоводолинський район; с. Заруддя Роменський район; с. Погожа Криниця Роменський район	4
19	ГРС Артюхівка	56ZE30V02SMG018Y	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район	4
20	ГРС Великі Бубни	56ZE30V02SMG0072	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнне Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район	7
21	ГРС Рогінці	56ZE30V02SMG0064	с. Рогінці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район	13

## Продовження додатка 6

1	2	3	4	5
22	ГРС Ромни 2	56ZE30V02SMG002C	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район	11
23	ГРС Мала Павлівка	56ZE30V02SMG064R	с. М.Павлівка Охтирський район; с. Комиші Охтирський район; с. Щоми Охтирський район; с. Качанівка Охтирський район; с. Неплатине Охтирський район; с. Перелуг Охтирський район	6
24	ГРС Чупахівка	56ZE30V02SMG051N	с-ще Чупахівка Охтирський район; с. Довжик Охтирський район; с. Оленинське Охтирський район	3
25	ГРС Чернетчина	56ZE30V02SMG065P	с. Чернетчина Охтирський район; с. Доброславівка Охтирський район; с. Ясенове Охтирський район; с. Риботень Охтирський район; с. Журавне Охтирський район	5
26	ГРС Лутище	56ZE30V02SMG063T	с. Лутище Охтирський район; с. Українка Охтирський район	2
27	ГРС Шаповалівка	56ZE30V02SMG059K	с. Шаповалівка Охтирський район; с. Рибальське Охтирський район; с. Грунь; с. Аврамківщина Охтирський район; с. Бандури Охтирський район; с. Бідани Охтирський район; с. Гнилиця Охтирський район; с. Івахи Охтирський район; с. Шолудьки Охтирський район	9
28	ГРС Хухра	56ZE30V02SMG066N	с. Хухра Охтирський район	1
29	ГРС Охтирка	56ZE30V02SMG048P	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
30	ГРС Військова частина	56ZE30V02SMG058M	с. Бакирівка Охтирський район; с. Климентове Охтирський район; с. Литовка Охтирський район; с. Поділ Охтирський район; с. Пологи Охтирський район; с. Сосонка Охтирський район	6
31	ГРС Володимирівка	56ZE30V02SMG071U	с. Василівка Великописарівський район; с. Вищевеселе Великописарівський район	2
32	ГРС Високе	56ZE30V02SMG054U	с. Високе Охтирський район; с. Вербове Охтирський район	2
33	ГРС Підлозіївка	56ZE30V02SMG050I	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
34	ГРС Охтирка КРП	56ZE30V02SMG049N	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
35	ГРС Кириківка (газ на Кириківку)	56ZE30V02SMG052Y	с-ще Кириківка Великописарівський район; с. Добрянське Великописарівський район; с. Катанське Великописарівський район; с. Рябина Великописарівський район; с. Яблучне Великописарівський район	5
36	ГРС Кириківка (газ на Писарівку)	56ZE30V02SMG053W	смт В.Писарівка Великописарівський район; с. Лугівка Великописарівський район; с. Олександрівка Великописарівський район; с. Спірне Великописарівський район; с. Ямне Великописарівський район	5
37	ГВС Липова Долина	56ZIPSUM1006007K	Сумська обл., Роменський р-н, смт Липова Долина	1
38	ГРП Михайлеве	56ZE26V02000018I	с. Михайлеве Котелевського р-ну	1
<b>Харківська область:</b>				
39	ГРС Пархомівка	56ZE33V02KHG2096	с. Пархомівка Краснокутський р-н; с. Мурафа Краснокутський р-н; с. Мирне Краснокутський р-н; с. Степове Краснокутський р-н; с. Павлівка Краснокутський р-н; смт. Краснокутськ Краснокутський р-н; с. Каплухівка Краснокутський р-н; с. Городное Краснокутський р-н; с. Качалівка Краснокутський р-н; с. Оленівка Краснокутський р-н; с. Колонтаєв Краснокутський р-н; с. Чернетчина Краснокутський р-н; с. Рябоконево Краснокутський р-н; с. Петрівське Краснокутський р-н; с. Степанівка Краснокутський р-н; с. Козіївка Краснокутський р-н; с. Основенці Краснокутський р-н; с. Любівка Краснокутський р-н	18
<b>Чернігівська область:</b>				
40	ГРС Мільки	56XO00003SFX00T	<b>м.Прилуки</b> Прилуцького р-ну, села: Мільки, Боршна, Переволочна, Охінки, Валки, Манжосівка, Сухополова Прилуцького р-ну	8
41	ГРС Южне	56XO00003SFX00T	села: Южне, Бережівка, Верескуни, Тростянець, Парафіївка, Іваниця, Петрушівка, Качанівка, Власівка Прилуцького р-ну	9
<b>Інші точки передачі газу</b>				
42	ВОГ ПП «Зелений Бір»	56XO0000WNP1008	Львівська обл. смт. Східниця вул. Шевченка, 300	1
43	ВОГ ТОВ «Теплоенерго»	56XO0000WFWGN00X	Львівська обл. Дрогобицький р-н с. Улично вул. Шкільна, 100а	1
44	ВОГ ТОВ «Теплоенерго +»	56XO0000ZLJKS005	Львівська обл. м.Борислав вул. Тустановецька, 124	1

Таблиця 3

Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу від ПАТ «Укрнафта» до ГРМ, щодо яких допускається відхилення від максимальних значень відносної густини природного газу, визначене в додатку 1 до Технічного регламенту газу, до значень, наведених в цій таблиці

№ з/п	Назва газорозподільної станції	ЕІС-код точки надходження газу від ПАТ «Укрнафта»	Максимальне значення відносної густини природного газу (%)	Назва населеного пункту	Кількість населених пунктів
1	2	3	4	5	6
<b>Полтавська область:</b>					
1	УКПГ «Сагайдак» на Сагайдак	56ZE26V02000001L	0,75	с. Кирпотівка Шишацького р-ну, с. Римиги Шишацького р-ну, с. Сагайдак Шишацького р-ну, с. Федунка Шишацького р-ну	4
2	УКПГ «Сагайдак» на В.Бузову	56ZE26V02000013S	0,75	с. Велика Бузова Шишацького р-ну, с. Маликівщина Шишацького р-ну, с. Науменки Шишацького р-ну, с. Низова Яковенщина Шишацького р-ну, с. Тищенки Шишацького р-ну, с. Шафранівка Шишацького р-ну, с. Бухуни Шишацького р-ну, с. Вишневе Шишацького р-ну, с. Гончарі Шишацького р-ну, с. Григорівщина Шишацького р-ну, с. Соснівка Шишацького р-ну, с. Товсте Шишацького р-ну, с. Хвоцове Шишацького р-ну, с. Ходосиха Шишацького р-ну, с. Цьови Шишацького р-ну, с. Чернишівка Шишацького р-ну, смт. Шишаки Шишацького р-ну, с. Яреськи Шишацького р-ну, с. Андріївка Диканського р-ну, с. Дячкове Диканського р-ну, с. Надежда Диканського р-ну, с. Чапаська Диканського р-ну, с. Молодиківщина Решетилівського р-ну, с. Ново-Михайлівка Решетилівського р-ну, с. Піщане Решетилівського р-ну, с. Потеряйки Решетилівського р-ну, с. Біологічне Полтавського р-ну, с. Валок Полтавського р-ну, с. Лозівка Полтавського р-ну, с. Очканівка Полтавського р-ну	31
3	УКПГ «Гоголеве»	56ZE26V02000016M	0,72	с. Воронянщина Шишацького р-ну, с. Гоголеве Шишацького р-ну, с. Шарлаївка Шишацького р-ну	3
4	ГРС «Пологи»	56ZE26V02000010Y	0,71	с. Велике Болото Новосанжарського р-ну, с. Вільний Степ Новосанжарського р-ну, с. Дудкин Гай Новосанжарського р-ну, с. Крута Балка Новосанжарського р-ну, с. Мала Перещепина Новосанжарського р-ну, с. Писарівка Новосанжарського р-ну, с. Пологи Новосанжарського р-ну, с. Пристанційне Новосанжарського р-ну	8
5	УКПГ «К.Суходіллка»	56ZE26V02000008L	0,71	с. Андріївка Машівського р-ну, с. Красногірка Машівського р-ну, с. Кустолово-Суходіллка Машівського р-ну	3
<b>Сумська область:</b>					
6	НГЗСУ-7 «Василівка»	56X9200000024OL	0,73	с. Андріяшівка Роменський район; с. Андріївка Роменський район; с. Василівка Роменський район; с. Мельники Роменський район; с. Гудими Роменський район	5
7	ГРС Південна Панасівка	56ZE30V02SMG009Z	0,81	с. Столяреве Липоводолінський район; с. Яловий Окіп Липоводолінський район; с. Заруддя Роменський район; с. Погожа Криниця Роменський район	4
8	ГРС Артюхівка	56ZE30V02SMG018Y	0,73	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район	4
9	ГРС Великі Бубни	56ZE30V02SMG0072	0,73	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнке Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район	7
10	ГРС Рогинці	56ZE30V02SMG0064	0,73	с. Рогинці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район	13

## Продовження додатка 6

1	2	3	4	5	6
11	ГРС Ромни 2	56ZE30V02SMG002C	0,73	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район	11
12	ГРС Підлозіївка	56ZE30V02SMG0501	0,73	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай-Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
13	ГРС Ромни-1	56ZE30V02SMG001E	0,75	<b>м. Ромни</b> Роменський район; с. Герасимівка Роменський район; с. Бобрик Роменський район; с. Плавнище Роменський район; с. Овлаші Роменський район; с. Москівщина Роменський район; с. Пустовійтівка Роменський район; с.Піски Роменський район; с. Загребелля Роменський район; с. Синенкове Роменський район	10
14	ГРС Коржі	56ZE30V02SMG0080	0,75	с. Коржі Роменський район; с. Довгополівка Роменський район; с. Ярмолинці Роменський район; с. Левченки Роменський район; с. Салогубівка Роменський район	5
15	ГРС Анастасівка	56ZE30V02SMG003A	0,75	с. Анастасівка Роменський район; с. Новопетрівка Роменський район; с. Попівщина Роменський район	3
16	ГРС Перекопівка	56ZE30V02SMG0048	0,75	с. Перекопівка Роменський район; с. Біловод Роменський район; с. Попівка Роменський район; с. Біловодське Роменський район; с. Москалівка Роменський район; с. Марківське Роменський район	6
17	ГРС Чернетчина	56ZE30V02SMG065P	0,73	с. Чернетчина Охтирський район; с. Доброславівка Охтирський район; с. Ясенове Охтирський район; с. Риботень Охтирський район; с. Журавне Охтирський район	5
18	ГРС Лутище	56ZE30V02SMG063T	0,73	с. Лутище Охтирський район; с. Українка Охтирський район	2
19	ГРС Шаповалівка	56ZE30V02SMG059K	0,73	с. Шаповалівка Охтирський район; с. Рибальське Охтирський район; с. Грунь; с. Аврамківщина Охтирський район; с. Бандури Охтирський район; с. Бідани Охтирський район; с. Гнилиця Охтирський район; с. Івахи Охтирський район; с. Шолудьки Охтирський район	9
20	ГРС Хухра	56ZE30V02SMG066N	0,73	с. Хухра, Охтирський район	1
21	ГРС Охтирка	56ZE30V02SMG048P	0,73	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
22	ГРС Військова частина	56ZE30V02SMG058M	0,73	с. Бакирівка Охтирський район; с. Климентове Охтирський район; с. Литовка Охтирський район; с. Поділ Охтирський район; с. Пологи Охтирський район; с. Сосонка Охтирський район	6
23	ГРС Володимирівка	56ZE30V02SMG071U	0,73	с. Васиївка Великописарівський район; с. Вищевеселе Великописарівський район	2
24	ГРС Високе	56ZE30V02SMG054U	0,73	с. Високе Охтирський район; с. Вербове Охтирський район	2
25	ГРС Охтирка КРП	56ZE30V02SMG049N	0,73	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
26	ГРС Кириківка (газ на Кириківку)	56ZE30V02SMG052Y	0,73	с-ще Кириківка Великописарівський район; с. Добрянське Великописарівський район; с. Катанське Великописарівський район; с. Рябина Великописарівський район; с. Яблучне Великописарівський район	5
27	ГРС Кириківка (газ на Писарівку)	56ZE30V02SMG053W	0,73	с-т В.Писарівка Великописарівський район; с. Лугівка Великописарівський район; с. Олександрівка Великописарівський район; с. Спірне Великописарівський район; с. Ямне Великописарівський район	5
28	ГРП Михайлеве	56ZE26V02000018I	0,73	с. Михайлеве Котелевського р-ну	1

1	2	3	4	5	6
<b>Харківська область:</b>					
29	ГРС Пархомівка	56ZE33VO2KHG2096	0,75	с. Пархомівка Краснокутський р-н; с. Мурафа Краснокутський р-н; с. Мирне Краснокутський р-н; с. Степове Краснокутський р-н; с. Павлівка Краснокутський р-н; смт. Краснокутськ Краснокутський р-н; с. Каплунівка Краснокутський р-н; с. Городное Краснокутський р-н; с. Качалівка Краснокутський р-н; с. Оленівка Краснокутський р-н; с. Колонтаєв Краснокутський р-н; с. Чернеччина Краснокутський р-н; с. Рябоконево Краснокутський р-н; с. Петрівське Краснокутський р-н; с. Степанівка Краснокутський р-н; с. Козіївка Краснокутський р-н; с. Основенці Краснокутський р-н; с. Любівка Краснокутський р-н	18
<b>Львівська область:</b>					
30	ВОГ «Стрілковичі»	56ZE22V02LVG115L	0,85	<b>м. Самбір</b> , с. Бережниця, Самбірський р-н.; с. Бісковичі, Самбірський р-н.; с. Ваньовичі, Самбірський р-н.; с. Велика Озимица, Самбірський р-н.; с. Вільшаник, Самбірський р-н.; с. Городище, Самбірський р-н.; с. Дубляни, Самбірський р-н.; с. Дубрівка, Самбірський р-н.; с. Задністрия, Самбірський р-н.; с. Кульчиці, Самбірський р-н.; с. Лановичі, Самбірський р-н.; с. Максимовичі, Самбірський р-н.; с. Мала Озимица, Самбірський р-н.; с. Нагірне, Самбірський р-н.; с. П'яновичі, Самбірський р-н.; с. Ралівка, Самбірський р-н.; с. Рудня, Самбірський р-н.; с. Сіде, Самбірський р-н.; с. Стрілковичі, Самбірський р-н.; с. Черхава, Самбірський р-н.; с. Чуква Самбірський р-н	22
<b>Інші точки передачі газу</b>					
31	ВОГ ПП «Зелений Бір»	56XO0000WNZPI008	0,74	Львівська обл. смт. Східниця вул. Шевченка, 300	1
32	ВОГ ТОВ «Теплоенерго»	56XO0000WFWGN00X	0,84	Львівська обл. Дрогобицький р-н с. Улично вул. Шкільна, 100а	1
33	ВОГ ТОВ «Теплоенерго +»	56XO0000ZLJKS005	0,74	Львівська обл. м.Борислав вул. Тустановецька, 124	1

Таблиця 4

**Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу від ПАТ «Укрнафта» до ГРМ, щодо яких допускається відхилення від граничних значень інших показників природного газу, визначених в додатку 1 до Технічного регламенту газу, до значень, наведених в цій таблиці**

№ з/п	Назва газорозподільної станції	ЕІС-код точки надходження газу від ПАТ «Укрнафта»	Допустимі максимальні значення інших показників природного газу, визначених в додатку 1	Назва населеного пункту	Кількість населених пунктів
1	2	3	4	5	6
<b>Полтавська область:</b>					
1	УППГ-1 «Андріяшівка»	56ZE30V02SMG0129	Молярна частка діоксиду вуглецю - 4,9 %	с. Глинськ Роменський район	1
2	ГРС «Лохвиця»	56ZE26V02000003V	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Василки Лохвицького р-ну, с. Криниця Лохвицького р-ну, м. Лохвиця Лохвицького р-ну, с. Христанівка Лохвицького р-ну	4
3	ГРС «Заводське»	56ZE26V02000004T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,4 %	с. Гіряві Ісківці Лохвицького р-ну, с. Млини Лохвицького р-ну, с. Токарі Лохвицького р-ну, м. Заводське Лохвицького р-ну	4
4	ГРС «Яхники»	56ZE26V02000007N	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 % Теплота згорання вища за стандартних умов – 47,36 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	с. Луценки Лохвицького р-ну, с. Романиха Лохвицького р-ну, с. Свиридівка Лохвицького р-ну, с. Степуки Лохвицького р-ну, с. Яхники Лохвицького р-ну, с. Яшники Лохвицького р-ну	6
5	ГРС «Погарщина»	56ZE26V02000005R	Молярна частка діоксиду вуглецю – 3,2 %	с. Дібрівне Лохвицького р-ну, с. Погарщина Лохвицького р-ну	2
6	УКПГ «Сагайдак» на Сагайдак	56ZE26V02000001L	Теплота згорання вища за стандартних умов – 45,03 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	с. Кирпотівка Шишацького р-ну, с. Римиги Шишацького р-ну, с. Сагайдак Шишацького р-ну, с. Федунка Шишацького р-ну	4
7	УКПГ «Сагайдак» на В.Бузову	56ZE26V02000013S	Теплота згорання вища за стандартних умов – 45,03 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	с. Велика Бузова Шишацького р-ну, с. Мала Бузова Шишацького р-ну, с. Маликівщина Шишацького р-ну, с. Науменки Шишацького р-ну, с. Низова Яковенщина	31

Продовження додатка 6

				Шишацького р-ну, с. Тищенки Шишацького р-ну, с. Шафранівка Шишацького р-ну, с. Бухуни Шишацького р-ну, с. Вишневе Шишацького р-ну, с. Гончари Шишацького р-ну, с. Григорівщина Шишацького р-ну, с. Соснівка Шишацького р-ну, с. Товсте Шишацького р-ну, с. Хвощове Шишацького р-ну, с. Ходосиха Шишацького р-ну, с. Цюви Шишацького р-ну, с. Чернишівка Шишацького р-ну, смт. Шишаки Шишацького р-ну, с. Яреськи Шишацького р-ну, с. Андріївка Диканського р-ну, с. Дячкове Диканського р-ну, с. Надежда Диканського р-ну, с. Чапаєвка Диканського р-ну, с. Молодиківщина Решетилівського р-ну, с. Ново-Михайлівка Решетилівського р-ну, с. Піщане Решетилівського р-ну, с. Потеряйки Решетилівського р-ну, с. Біологічне Полтавського р-ну, с. Валок Полтавського р-ну, с. Лозівка Полтавського р-ну, с. Очканівка Полтавського р-ну	
<b>Полтавська область:</b>					
8	ГРС «Харківці»	56ZO42A00402L02R	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Харківці; с. Соснівка; с. Рашівка; с. Лютеня; с. Лисівка; с. Круглик; с. Березова Лука; с. Малі Будища; с. Червоний Кут; с. Сари Гадяцького району	10
9	ГРС «Вечірчине»	56ZO42A00402L08F	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Вечірчино; с. Осняги Гадяцького району	2
10	ГРС «Венеславівка»	56ZO42A00402L0B9	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Веніславівка; с. Ручки; с. Петрівка Роменська Гадяцького району	3
11	ГРС «Гадяч»	56ZO42A0MELPF0CP	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	м. Гадяч; с. Біленченківка; с. Степаненки; с. Писарівщина; с. Острроверхівка; с. Вельбівка; с. Малі Будища; с. Червоний Кут; с. Сари; с. Лободіно; с. Барзаково Гадяцького району	11
12	ГРС «Розбишівка»	56ZO42A00402L09D	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,4 %	с. Розбишівка; с. Сергіївка; с. Качаново Гадяцького району	3
13	ГРС «Середняки»	56ZO42A00402L0AB	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Середняки; с. Новоселівка; с. Вирішальне Гадяцького району	3
14	ГРП «Лободине»	56ZO42A0MELPF0DN	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Лободіно Гадяцького району	1
15	ГРП «Барзакове»	56ZO42A0MELPF0EL	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Барзаково Гадяцького району	1
<b>Чернігівська область:</b>					
16	124км Мрин УТГ	56ZOPCHG1012501C	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,8 %	Гочка передачі природного газу з мереж магістральних газопроводів Боярського ЛВ УМГ Оператора ГТС України в мережі ПАТ «Укрнафта» для подальшого транспортування. Власник ВОГ – Оператор ГТС України Чернігівська обл., Ніжинський р-н, с.Мрин, Ніжинський шлях, б.1	1
17	ГРС Лосинівка	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	смт Лосинівка Ніжинського р-ну, села: Данине, Шатура, Богданівка, Велика Дорога, Вікторівка, Галиця, Гармашчина, Леонідівка, Перемога, Погребець, Світанок, Станція Лосинівка, Чистий Колодязь, Яхнівка, Мирне Ніжинського р-ну, села: Монастирище, Заудайка Прилуцького р-ну	18
18	ГРС Южне	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	села: Южне, Бережівка, Верескуни, Тростянець, Парафіївка, Іваниця, Петрушівка, Качанівка, Власівка Прилуцького р-ну	9
19	ГРС Ічня	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	м.Ічня Прилуцького р-ну, села: Гмирянка, Гужівка, Іржавець, Максимівка, Рожнівка, Круничполе, Бурімка, Бакаївка, Дорогинка Прилуцького р-ну	10
20	ГРС Харькове	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	села: Харькове, Новоселівка Прилуцького р-ну	2
21	ГРС Срібне	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	смт Срібне Прилуцького р-ну, села: Березівка, Довгалівка, Сокиринці, Никонівка, Васьківці, Гнатівка, Карпилівка, Дігтярі, Іванківці, Артеменків, Харитонівка, Лебединці, Гурбинці, Поділ, Побочіївка, Горобіївка, Грициївка Прилуцького р-ну	18
22	ГРС Талалаївка	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,8 %	смт Талалаївка Прилуцького р-ну, села: Корінецьке, Красний Колядин, Липове, Понори, Скороходове, Стара Талалаївка, Чернецьке Прилуцького р-ну	8

## Продовження додатка 6

1	2	3	4	5	6
23	ГРС Мільки	56XO000003SFX00T	Теплота згорання вища за стандартних умов – 48,26 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	м. Прилуки Прилуцького р-ну, села: Мільки, Боршна, Переволочна, Охіньки, Валки, Манжосівка, Сухополова Прилуцького р-ну	8
<b>Сумська область:</b>					
24	НГЗСУ-7 «Василівка»	56ZE30V02SMG011B	Молярна частка діоксиду вуглецю - 5,0 %	с. Андріяшівка Роменський район; с. Андріївка Роменський район; с. Василівка Роменський район; с. Мельники Роменський район; с. Гудими Роменський район	5
25	ГРС Артюхівської УНТС	56ZE30V02SMG018Y	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,5 %	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район	4
26	ГРС В.Бубни	56ZE30V02SMG0072	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,5 %	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнне Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район	7
27	ГРС Рогинці	56ZE30V02SMG0064	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,5 %	с. Рогинці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район	13
28	ГРС Ромни-2	56ZE30V02SMG002C	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район	11
29	ГРС Ромни-1	56ZE30V02SMG001E	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	м. Ромни Роменський район; с. Герасимівка Роменський район; с. Бобринь Роменський район; с. Плавнище Роменський район; с. Овлаші Роменський район; с. Москівщина Роменський район; с. Пуствийтківка Роменський район; с. Піски Роменський район; с. Загребелля Роменський район; с. Синенкове Роменський район	10
30	ГРС Коржі	56ZE30V02SMG0080	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Коржі Роменський район; с. Довгополівка Роменський район; с. Ярмолинці Роменський район; с. Левченки Роменський район; с. Салогубівка Роменський район	5
31	ГРС Анастасівка	56ZE30V02SMG003A	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Анастасівка Роменський район; с. Новопетрівка Роменський район; с. Попівщина Роменський район	3
32	ГРС Перекопівка	56ZE30V02SMG0048	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Перекопівка Роменський район; с. Біловод Роменський район; с. Попівка Роменський район; с. Біловодське Роменський район; с. Москалівка Роменський район; с. Марківське Роменський район	6
<b>Івано-Франківська область:</b>					
33	ГУ-256 (в розподільну систему АТ «Івано-Франківськгаз»)	56ZE16V02IFG1190	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с.Пнів Надвірнянський р-н	1
<b>Інші точки передачі газу</b>					
34	ВОГ ТОВ «Теплоенерго»	56XO0000WFWGN00X	Молярна частка діоксиду вуглецю - 4,2 % Теплота згорання вища за стандартних умов – 47,47 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	Львівська обл. Дрогобицький р-н с. Улично вул. Шкільна, 100а	1

Продовження додатка 6

1	2	3	4	5	6
35	ВОГ ТОВ «Теплоенерго +»	56XO0000ZLJKS005	Число Воббе за стандартних умов – 54,22 МДж/м <sup>3</sup> Теплота згорання вища за стандартних умов – 46,39 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	Львівська обл. м. Борислав вул. Тустановецька, 124	1
36	ВОГ ПП «Зелений Бір»	56XO0000WNZPI008	Теплота згорання вища за стандартних умов – 45,7 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	Львівська обл. смт Східниця вул. Шевченка, 300	1
<b>Гнідинцівський ГПЗ</b>					
37	ГРС Ладан	56ZE41V02CNG0720	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	смт. Ладан, с. Подище Прилуцького району Чернігівської області	2
38	ГРС Івківці	56ZE41V02CNG0704	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Івківці, с. Голубівка Прилуцького району Чернігівської області	2
39	ГРС Рибці	56ZE41V02CNG075V	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Рибці, с. Красляни, с. Лиски Прилуцького району Чернігівської області	3
40	ГРС Мала Дівиця	56ZE41V02CNG074X	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Мала Дівиця, с. Товкачівка, с. Дмитрівка, с. Миколаївка, с. Погреби, с. Білорічиця, с. Велика Дівиця, с. Обичів, с. Знаменка, с. Мазки, с. Світанкове, с. Петрівка Прилуцького району Чернігівської області	12
41	БК ГРС	56XO00010CRP500P	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	ТОВ Елеватор Агро (прямий споживач) Чернігівська обл., Прилуцький р-н, Ладанська ОТГ, с. Івківці, вул. Незалежності, 1б	1
42	ГРС Заїзд	56ZE41V02CNG0712	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Заїзд, Прилуцький район	1
43	ГРС Линовиця	56ZE41V02CNG073Z	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	смт. Линовиця, с. Богданівка, с. Оніщенки, с. Даньківка, с. Стасівщина, с. Удайці, с. Полонки, с. Дубовий Гай, с. Малківка, с. Ковтунівка, с. Сухоярівка, с. Канівщина, с. Яблунівка, с. Глинщина Прилуцького району Чернігівської області	14
44	ГРС Прилуки	56ZE41V02CNG069Q	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	<b>м. Прилуки</b> , с. Дідівці, с. Єгорівка, с. Манжосівка, с. Смош Прилуцького району Чернігівської області	5
45	ГРС Варва	56ZE41V02CNG076T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с-ще Варва, с. Кухарка, с. Світличне, с. Гнідинці, с. Березка, с. Леляки, с. Озеряни, с. Мармизівка, с. Брагинці, с. Макушиха, с. Калиновиця	11
46	ГРС Журавка	56ZE41V02CNG077R	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Журавка, с. Воскресеньке, с. Кулишівка, с. Макіївка	4
47	ГРС Остапівка	56ZE41V02CNG079N	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Остапівка, с. Білоусівка	
<b>Львівська область:</b>					
48	ВОГ «Стрілковичі»	56ZE22V02LVG115L	Число Воббе за стандартних умов – 56,81 МДж/м <sup>3</sup>  Теплота згорання вища за стандартних умов – 51,63 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	<b>м. Самбір</b> , Бережниця, Самбірський р-н.; Бісковичі, Самбірський р-н.; Ваньовичі, Самбірський р-н.; Велика Озимина, Самбірський р-н.; Вільшаник, Самбірський р-н.; Городище, Самбірський р-н.; Дубляни, Самбірський р-н.; Дубрівка, Самбірський р-н.; Задністрія, Самбірський р-н.; Кульчиці, Самбірський р-н.; Лановичі, Самбірський р-н.; Максимовичі, Самбірський р-н.; Мала Озимина, Самбірський р-н.; Нагірне, Самбірський р-н.; П'яновичі, Самбірський р-н.; Ралівка, Самбірський р-н.; Рудня, Самбірський р-н.; Сіде, Самбірський р-н.; Стрілковичі, Самбірський р-н.; Черхава, Самбірський р-н.; Чуква Самбірський р-н	22



**АНАЛІЗ РЕГУЛЯТОРНОГО ВПЛИВУ**  
**до проєкту постанови Кабінету Міністрів України**  
**«Про затвердження Технічного регламенту природного газу»**

**I. Визначення проблеми**

Проєкт постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проєкт постанови) розроблено відповідно до статей 12, 18 Закону України «Про ринок природного газу», Законів України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», Кодексу газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2493, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1378/27823 (далі – Кодекс ГТС), Кодексу газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2494, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1379/27824, Кодексу газосховищ та критеріїв, згідно з якими до певного газосховища застосовується режим договірному доступу або режим регульованого доступу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2495, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825 та з урахуванням положень європейських стандартів (EN).

В Україні фізико-хімічні показники якості природного газу, встановлюють мінімально допустимі значення нижчої теплоти згорання природного газу 7600 ккал/м<sup>3</sup> (31,8 МДж/м<sup>3</sup>). Допустимий діапазон вищого числа Воббе регламентується від 9840 ккал/м<sup>3</sup> (41,2 МДж/м<sup>3</sup>) до 13020 ккал/м<sup>3</sup> (54,5 МДж/м<sup>3</sup>) з допустимим максимальним відхиленням від номінального значення  $\pm 5\%$ .

Кодексом ГТС встановлюються норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, але не для використання споживачем, а для природного газу, який допускається до транспортування газотранспортною системою.

Наразі до споживачів шести областей України подається природний газ із показниками теплоти згорання нижчої, що наближена до мінімальної в наслідок чого знижується ефективність та термін експлуатації спалювальних газових приладів, що приводить до аварійних ситуацій.

№ з/п	Населений пункт (область, місто)	Теплота згорання нижча (ТЗН), ккал/м <sup>3</sup>			Теплота згорання вища (ТЗВ), ккал/м <sup>3</sup>		
		мінімальна	максимальна	середньо-зважена	мінімальна	максимальна	середньо-зважена
1	Вінницька	8 207	8 455	8 344	9 165	9 360	9 239
2	Волинська	7 834	8 438	8 211	8 689	9 346	9 102
3	Дніпропетровська	8 218	9 052	8 418	9 107	10 002	9 323
4	Донецька	8 326	8 326	8 326	9 222	9 222	9 222
5	Житомирська	8 228	8 317	8 273	9 112	9 193	9 157
6	Закарпатська	8 141	8 448	8 348	9 024	9 354	9 249
7	Запорізька	8 315	8 508	8 395	9 205	9 413	9 293
8	Івано-Франківська	7 612	8 718	8 345	8 446	9 642	9 239
9	Київська	8 207	9 272	8 275	9 088	9 360	9 158
10	Кіровоградська	7 925	8 453	8 056	8 787	9 363	8 931
11	Луганська	газ не подається					
12	Львівська	7 891	8 653	8 021	8 756	9 573	8 895
13	Миколаївська	8 324	8 453	8 408	9 125	9 363	9 310
14	Одеська	8 216	8 459	8 384	9 077	9 366	9 283
	Хмельницька	7 925	8 597	8 027	8 787	9 508	8 895



Міністерство енергетики України  
№26/1.І-7.3-6554 від 18.03.2024  
КЕП: Галущенко Г. В. 18.03.2024 13:56  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

16	Рівненська	7 966	8 371	8 239	8 835	9 269	9 127
17	Сумська	8 158	8 465	8 341	9 034	9 372	9 233
18	Тернопільська	8252	8 458	8 329	9 134	9 365	9 223
19	Харківська	7 848	8 739	8 229	8 687	9 659	9 111
20	Херсонська	8352	8 458	8 436	9 255	9 363	9 341
21	Хмельницька	8 228	8 458	8 296	9 112	9 365	9 182
22	Черкаська	8 228	9 272	8 268	9 107	9 360	9 151
23	Чернівецька	7 906	8 711	8 419	8 773	9 635	9 323
24	Чернігівська	8 221	8 286	8 250	9 105	9 174	9 135
	м. Київ	8 207	8 324	8 261	9 088	9 212	9 143

Всі прилади, що використовують природний газ як паливо, повинні випробуватись на газових сумішах, які визначаються Національним стандартом ДСТУ EN 437:2018 (EN 437:2018, IDT) «Випробувальні гази. Випробувальний тиск». Якщо теплота згоряння природного газу в реальних умовах не перевищує теплоту згоряння тестового газу для випробування на неповноту згоряння (поява жовтих або червоних язиків полум'я) за цим стандартом, то такий газ може складати ризики виникнення аварій.

Крім того, наразі на жодному газовидобувному підприємстві України не застосовуються технології з вилучення CO<sub>2</sub> з природного газу, що своєю чергою негативно впливає на якісні показники природного газу.

Тому, проєктом постанови передбачається термін до 2025 року для приведення CO<sub>2</sub> в природному газі газовидобувними компаніями.

Наказом ДП «УкрНДНЦ» від 14 грудня 2015 року № 187 «Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року» припинено дію на території України стандартів СРСР, а саме:

ГОСТ 12.1.011-78 «ССБТ. Суміші вибухонебезпечні. Класифікація та методи випробувань»;

ГОСТ 20060-83 «Гази горючі природні. Методи визначення вмісту водяної пари та точки роси вологи»;

ГОСТ 20061-84 «Гази горючі природні. Метод визначення температури точки роси вуглеводнів»;

ГОСТ 22387.4-77 Газ для комунально-побутового споживання. Метод визначення вмісту смоли та пилу»;

ГОСТ 22667-82 «Гази горючі природні. Розрахунковий метод визначення теплоти згоряння, відносної густини та числа «Воббе» та інші.

У зв'язку з цим, виникає необхідність контролювати показники якості природного газу вздовж усього ланцюга постачання не в добровільному порядку, а в обов'язковому застосуванні норм щодо якості природного газу, які будуть затверджені на нормативно-правовому рівні.

Основні групи (підгрупи), на які проблема справляє вплив:

Групи (підгрупи)	Так	Ні
Громадяни	Так	–
Держава	Так	–
Суб'єкти господарювання	Так	–
у тому числі суб'єкти малого підприємництва	Так	–

Визначена проблема не може бути вирішена за допомогою ринкових механізмів, оскільки розв'язання проблеми потребує нормативно-правового регулювання.

## II. Цілі державного регулювання

Основними цілями державного регулювання є:

встановлення вимог до природного газу, зокрема, біометану, які вводяться в обіг виробниками, імпортерами, уповноваженими представниками виробників, які надаються на ринку України постачальниками та які транспортуються газотранспортною системою України, розподіляються системами Оператора газорозподільних систем, зберігаються у підземних сховищах газу Оператора підземних сховищах газу, зріджуються та регазифікуються установками LNG з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману;

підвищення відповідальності суб'єктів господарювання за якість природного газу, шляхом впровадження в Україні системи технічного регулювання у газовій сфері через процедури оцінки відповідності під час введення в обіг та надання на ринку природного газу;

впровадження засади державного ринкового нагляду у сфері газопостачання.

## III. Визначення та оцінка альтернативних способів досягнення цілей

### 1. Визначення альтернативних способів

Вид альтернативи	Опис альтернативи
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Залишення існуючої ситуації без змін призведе до: подальшого постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян; не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання; не врахування інтересів усіх зацікавлених сторін (держави, суб'єктів господарювання та споживачів).
Альтернатива 2  Прийняття проекту постанови	Виконання положень Закону України «Про ринок природного газу» щодо визначення якості природного газу технічними регламентами та нормами. Встановлення обов'язкових до застосування вимог до якості природного газу. Основні положення, норми якості встановлені у проекті, відповідають європейським стандартам та враховують національні особливості. Запровадження в Україні обов'язкових норм якості природного газу та механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам, що створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі; забезпечать можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача. Прийняття регуляторного акта є єдиним прийнятним способом для досягнення встановленої мети.

## 2. Оцінка вибраних альтернативних способів досягнення цілей

## Оцінка впливу на сферу інтересів держави

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1 Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Альтернатива є неприйнятною, оскільки: не передбачає нормативно-правового регулювання якості та безпечності природного газу; підвищує ризики аварійних ситуацій.
Альтернатива 2 Прийняття проекту постанови	Впровадження в Україні обов'язкових вимог до якості природного газу, ідентичних до вимог країн Європейського Союзу, що дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС. Імплементация європейських стандартів. Створення умов державному ринковому нагляду ефективно контролювати ринок природного газу.	Відсутні

## Оцінка впливу на сферу інтересів громадян

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1	Відсутні	Відсутні
Альтернатива 2	Забезпечення громадян України: якісним природним газом; щомісячною поінформованістю споживачів про якість природного газу. Захист прав та інтересів споживача.	Відсутні

## Оцінка впливу на сферу інтересів суб'єктів господарювання

Показник	Великі	Середні	Малі	Мікро	Разом
Кількість суб'єктів господарювання у галузі електроенергетики, що підпадають під дію регулювання, одиниць	2	348	–	–	350
Питома вага групи за ступенем ризику у загальній кількості, відсотків	0,6 %	99,4	–	–	100%

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Залишення існуючої ситуації без змін не дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС.
Альтернатива 2  Прийняття проекту постанови	Перехід на сучасні норми якості та безпечності природного газу, який підвищить рівень конкурентоспроможності підприємств на внутрішньому та зовнішньому ринках природного газу. Імплементация європейських стандартів на підприємствах України дозволить суб'єктам господарювання вийти на європейський науково-технічний рівень з постачання природного газу. Впровадження на підприємствах процедур оцінки відповідності та моніторингу природного газу збільшить прозорість діяльності суб'єктів господарювання та збільшить довіру споживачів.	Відсутні

Внаслідок дії регуляторного акта додаткові суми витрат у суб'єктів господарювання відсутні.

**IV. Вибір найбільш оптимального альтернативного способу досягнення цілей**

Рейтинг результативності (досягнення цілей під час вирішення проблеми)	Бал результативності (за чотирибальною системою оцінки)	Коментарі щодо присвоєння відповідного бала

Альтернатива 1	1	Відсутність можливості досягнення цілей державного регулювання альтернативним способом. Проблема продовжить існувати.
Альтернатива 2	4	Імплементация стандартів країн ЄС в законодавство України. Цілі прийняття регуляторного акта можуть бути досягнуті повною мірою.

Рейтинг результативності	Вигоди (підсумок)	Витрати (підсумок)	Обґрунтування відповідного місця альтернативи у рейтингу
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Відсутні	Подальше постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян за технічно застарілим стандартом та не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання в рамках Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом.

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Запровадження в Україні обов'язкових норм якості та безпеки природного газу. Впровадження механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам та створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі. Забезпечення можливості незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача.</p>	<p>Відсутні</p>	<p>Впровадження регуляторного акта дозволить досягти зазначених цілей державного регулювання.</p>
--	--	-----------------	---

Рейтинг	Аргументи щодо переваги обраної альтернативи / причини відмови від альтернативи	Оцінка ризику зовнішніх чинників на дію запропонованого регуляторного акта
<p>Альтернатива 1</p> <p>Залишення існуючої ситуації без змін</p>	<p>Не забезпечує врегулювання визначеної проблеми, залишає ситуацію без змін.</p>	<p>Невиконання Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, в частині впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідають європейським стандартам.</p>

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Забезпечує повною мірою досягнення цілей державного регулювання стосовно вимог до природного газу, утворення умов для усунення технічних бар'єрів у торгівлі, забезпечення енергетичної ефективності, національної безпеки, охорони навколишнього середовища, постачання споживачу якісного природного газу.</p>	<p>Відсутні</p>
--	---	-----------------

#### **V. Механізми та заходи, які забезпечать розв'язання визначеної проблеми**

Механізмом, який забезпечить розв'язання визначеної проблеми є прийняття проекту постанови, яка сприятиме виконанню Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, що забезпечить впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідатимуть європейським стандартам, забезпечить можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу введеного в обіг та наданого споживачу.

Міненерго для впровадження регуляторного акта має погодити проект із заінтересованими органами державної влади та подати його на розгляд Кабінету Міністрів України.

#### **VI. Оцінка виконання вимог регуляторного акта залежно від ресурсів, якими розпоряджаються органи виконавчої влади чи органи місцевого самоврядування, фізичні та юридичні особи, які повинні проваджувати або виконувати ці вимоги**

Витрати на виконання вимог регуляторного акта для центральних органів виконавчої влади та органи місцевого самоврядування не передбачаються.

Державне регулювання не передбачає утворення нового державного органу (або нового структурного підрозділу діючого органу).

Витрати на одного суб'єкта господарювання великого і середнього підприємництва, які виникають внаслідок дії проекту постанови, наведені в додатку 1 до аналізу регуляторного впливу відповідно.

#### **VII. Обґрунтування запропонованого строку дії регуляторного акта**

Строк дії регуляторного акта не обмежений у часі, що дасть змогу досягти цілей державного регулювання повною мірою.

Регуляторний акт набирає чинності 1 травня, що настає за датою припинення або скасування воєнного стану в Україні.



### **VIII. Визначення показників результативності дії регуляторного акта**

Прогнозовані показники результативності регуляторного акта:

- а) кількість проведених випробувань призначеними органами з оцінки відповідності, випробувальними лабораторіями, акредитованими Національним агентством з акредитації України, та виявлених порушень вимог Технічного регламенту;
- б) кількість скарг фізичних та юридичних осіб на незадовільну якість та тиск природного газу – зменшиться;
- в) розмір надходжень до державного та місцевих бюджетів і державних цільових фондів, пов'язаних з дією акта – не зміниться;
- г) кількість суб'єктів господарювання та/або фізичних осіб, на яких поширюватиметься дія акта – поширюється на виробників природного газу, імпортерів, розповсюджувачів, уповноважених представників, а також операторів газотранспортної, газорозподільних систем, газосховищ та установок LNG;
- д) рівень проінформованості суб'єктів господарювання стосовно основних положень регуляторного акта – високий.

Проект регуляторного акта та відповідний аналіз регуляторного впливу розміщено на офіційному вебсайті Міністерства енергетики України в мережі Інтернет <https://www.mev.gov.ua>.

### **IX. Визначення заходів, за допомогою яких здійснюватиметься відстеження результативності дії регуляторного акта**

Метод проведення відстеження результативності – статистичний. Вид даних, за допомогою яких здійснюватиметься відстеження результативності – статистичні.

Відстеження результативності дії проекту наказу буде здійснюватися Міністерством енергетики України статистичним методом на основі аналізу показників результативності.

Базове відстеження результативності проекту наказу здійснюватиметься протягом року з дня набрання його чинності.

Повторне відстеження проекту наказу здійснюватиметься не пізніше двох років з дня набрання його чинності.

Періодичні відстеження результативності проекту наказу будуть здійснюватися раз на кожні три роки, починаючи з дня закінчення заходів з повторного відстеження результативності.

**Міністр енергетики України**

**Герман ГАЛУЩЕНКО**

«\_\_\_»\_\_\_\_\_ 2024 р.

**ВИТРАТИ**  
на одного суб'єкта господарювання великого і середнього  
підприємництва, які виникають внаслідок дії регуляторного акта

Порядковий номер	Витрати (по 1 учаснику ринку природного газу)	За перший рік	За п'ять років
1	Витрати на придбання основних фондів, обладнання та приладів, сервісне обслуговування, навчання/підвищення кваліфікації персоналу тощо, гривень	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн * із урахуванням разових витрат, які будуть лише протягом першого року.
2	Податки та збори (зміна розміру податків/зборів, виникнення необхідності у сплаті податків/зборів), гривень	320 тис. грн – податок ЄСВ * При середній заробітній платі працівника нафтогазової галузі 18 тис.грн. При навчанні у вартості 2 тис.грн за 1 семестр	320 тис. грн – податок ЄСВ* 5 = 1,6 млн грн
3	Витрати, пов'язані із веденням обліку, підготовкою та поданням звітності державним органам, гривень	* 3 млн грн. *При середній заробітній платі економіста.	* 3 млн грн зарплата економіста* 5 = 15 млн. грн. *При середній заробітній платі економіста.
4	Витрати, пов'язані з адмініструванням заходів державного нагляду (контролю) (перевірок, штрафних санкцій, виконання рішень/ приписів тощо), гривень	-	-
5	Витрати на отримання адміністративних послуг (дозволів, ліцензій, сертифікатів, атестатів, погоджень, висновків, проведення незалежних/обов'язкових експертиз, сертифікації, атестації тощо) та інших	-	-

	послуг (проведення наукових, інших експертиз, страхування тощо), гривень		
6	Витрати на оборотні активи (матеріали, канцелярські товари тощо), гривень	-	-
7	Витрати, пов'язані із наймом додаткового персоналу, гривень	-	-
8	Інше, гривень 1: ознайомлення із проектом регуляторного акта - 1 год. 2: вартість 1 години роботи, яка відповідно до Закону України «Про Державний бюджет України на 2024 рік», з 1 січня 2024 року становить – 42,60 гривні.	1*2 = 42,60	-
9	РАЗОМ (сума рядків: 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8), гривень	3 млн 586 тис.грн	5 млн 930 тис.грн
10	Кількість суб'єктів господарювання великого та середнього підприємництва, на яких буде поширено регулювання, одиниць	52	52
11	Сумарні витрати суб'єктів господарювання великого та середнього підприємництва, на виконання регулювання (вартість регулювання) (рядок 9 x рядок 10), гривень	186 млн 472 тис.грн	932 млн 360 тис. грн.

### Розрахунок відповідних витрат на одного суб'єкта господарювання

Вид витрат (по 1 учаснику ринку природного газу)	У перший рік	Періодичні (за рік)	Витрати за п'ять років
Витрати на придбання основних фондів, обладнання та приладів, сервісне обслуговування, навчання/підвищення кваліфікації персоналу тощо	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн	Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн	* Витрати на навчання спеціалізованих фахівців – 266 тис.грн * із урахуванням разових витрат, які будуть лише протягом першого року.

Вид витрат (1 учаснику ринку природного газу)	Витрати на сплату податків та зборів (змінених/нововведених) (за рік)	Витрати за п'ять років
Податки та збори (зміна розміру)	320 тис. грн – податок ЄСВ	* 1,6 млн грн

податків/зборів, виникнення необхідності у сплаті податків/зборів)	* При середній заробітній платі працівника нафтогазової галузі 18 тис.грн  При навчанні у вартості 2 тис.грн за 1 семестр	*При середній заробітній платі економіста.
--	---	--

Вид витрат	Витрати* на ведення обліку, підготовку та подання звітності (за рік)	Витрати на оплату штрафних санкцій за рік	Разом за рік	Витрати за п'ять років
Витрати, пов'язані із веденням обліку, підготовкою та поданням звітності державним органам (витрати часу персоналу)	-	-	-	-

\* Вартість витрат, пов'язаних із підготовкою та поданням звітності державним органам, визначається шляхом множення фактичних витрат часу персоналу на заробітну плату спеціаліста відповідної кваліфікації).

Вид витрат	Витрати* на адміністрування заходів державного нагляду (контролю) (за рік)	Витрати на оплату штрафних санкцій та усунення виявлених порушень (за рік)	Разом за рік	Витрати за п'ять років
Витрати, пов'язані з адмініструванням заходів державного нагляду (контролю) (перевірок, штрафних санкцій, виконання рішень/приписів тощо)	-	-	-	-

\* Вартість витрат, пов'язаних з адмініструванням заходів державного нагляду (контролю), визначається шляхом множення фактичних витрат часу персоналу на заробітну плату спеціаліста відповідної кваліфікації.

Вид витрат	Витрати на проходження відповідних процедур	Витрати безпосередньо на дозволи, ліцензії,	Разом за рік (стартовий)	Витрати за п'ять років

	(витрати часу, витрати на експертизи, тощо)	сертифікати, страхові поліси (за рік - стартовий)		
Витрати на отримання адміністративних послуг (дозволів, ліцензій, сертифікатів, атестатів, погоджень, висновків, проведення незалежних / обов'язкових експертиз, сертифікації, атестації тощо) та інших послуг (проведення наукових, інших експертиз, страхування тощо)	-	-	-	-

Вид витрат	За рік (стартовий)	Періодичні (за наступний рік)	Витрати за п'ять років
Витрати на оборотні активи (матеріали, канцелярські товари тощо)	-	-	-

Вид витрат	Витрати на оплату праці додатково найманого персоналу (за рік)	Витрати за п'ять років
Витрати, пов'язані із наймом додаткового персоналу	-	-

**ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ,  
який вводиться в обіг та надається на ринку України**

Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

**Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку**

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
Число Воббе вище	кВт·год/м <sup>3</sup>	13,4	16,1
Теплота згоряння вища	кВт·год/м <sup>3</sup>	10,0	13,4
Відносна густина	1	0,555	0,700 (0,750) <sup>а</sup>
Молярна частка діоксиду вуглецю	%	не застосовується	2,5 або 6,0 <sup>б</sup>
Молярна частка водню	%	не застосовується	0,5 або 5,0 <sup>б</sup>
Масова концентрація сірководню	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	5 (30) <sup>г</sup>
Масова концентрація меркаптанової сірки	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	6 (36) <sup>г</sup>
Масова концентрація механічних домішок	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	1
Молярна частка кисню	%	не застосовується	0,2 або 1,0 <sup>д</sup>

а – до 1 січня 2028 року діє нормативне значення, наведене в дужках.

б – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всім газопроводам, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з Оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках надходження до ГТС у випадку, коли молярна частка діоксиду вуглецю у точках міждержавних з'єднань та у точках передачі до Оператора ПСГ не перевищує 2,5%, та/або Оператор суміжної ГТС офіційно не відмовив у прийнятті газу з вищою молярною часткою діоксиду вуглецю.

в – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по газопроводах, які не чутливі до вищої концентрації компонента, за узгодженням в технічних угодах з Оператором ГТС/ГРМ/ПСГ.

г – норма застосовується для неодорованого природного газу. До 1 січня 2028 року діє нормативне значення, наведене в дужках. Після 1 січня 2028 допускається вище значення масової концентрації сірководню та/або меркаптанової сірки за умови, якщо вміст загальної сірки не перевищує 21 мг/м<sup>3</sup>. Окремими газопроводами прямим споживачам допускається подача природного газу з вищим вмістом сірководню та/або меркаптанової сірки.

д – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всіх газопроводах, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках входу до ГТС у випадку, коли Оператор ПСГ або Оператор суміжної ГТС або прямий споживач не відмовив у прийнятті газу з вищою молярною часткою кисню.

**Примітки:**

1. Показники вказані за стандартних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/0°C, тиск: 1,01325 бар.
2. При переведенні одиниць вимірювання приймають 1 кВт·год/м<sup>3</sup> рівною 3,6 МДж/м<sup>3</sup>.
3. Концентраційні межі займання природного газу в суміші з повітрям в об'ємних відсотках становлять: нижня - 4,4, верхня – 17,0.
4. Температура самозаймання природного газу – 537 °С.
5. Категорія вибухонебезпеки та група вибухонебезпечних сумішей для суміші природного газу з повітрям – ІА і ТІ.



**ВИМОГИ**  
**до природного газу, який передається до газотранспортної системи та нею**  
**транспортується**

Вимоги до природного газу, який передається до газотранспортної системи та нею переміщується, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

Вимоги щодо фізико-хімічних показників природного газу в газотранспортній системі

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
<b>Температура точки роси за вологою</b> <sup>a</sup> за абсолютного тиску 39,2 бар або, якщо тиск газу в системі газопроводів менше, ніж 39,2 бар, за максимального допустимого тиску в системі газопроводів	°C	не застосовується	мінус 8
<b>Температура точки роси за вуглеводнями</b> <sup>b</sup> за робочого тиску	°C	не застосовується	0

<sup>a</sup> – Значення максимального допустимого тиску в системі газопроводів допускається приймати номінальне значення допустимого тиску вказане в документації (паспорті) на газопровід.

<sup>b</sup> – Допускається не визначати значення температури точки роси за вуглеводнями, якщо вміст вуглеводнів C<sub>5+випці</sub> не перевищує 1,0 г/м<sup>3</sup> або якщо молярна частка вуглеводнів C<sub>5+випці</sub> не перевищує 0,03%.



**ВИМОГИ**  
**до природного газу, який передається до/з газорозподільної системи**

1. Вимоги до природного газу, який передається до/з газорозподільної системи, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

Вимоги до природного газу в газорозподільній системі

Найменування показника	Позначення одиниць вимірювань	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
Температура точки роси за вологою <sup>а</sup> за максимального допустимого тиску в системі газопроводів: - в період з 1 листопада по 30 квітня - в період з 1 травня по 31 жовтня	°C	не застосовується не застосовується	мінус 8 0
Температура точки роси за вуглеводнями <sup>б</sup> за робочого тиску	°C	не застосовується	0

*а – для природного газу, який подається через точки надходження, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств (промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки входу, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ газорозподільними мережами до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси за вологою не повинно перевищувати значення температури газу.*

*б – допускається не визначати значення температури точки роси за вуглеводнями, якщо вміст вуглеводнів C5+вищі не перевищує 1,0 г/м<sup>3</sup> або якщо молярна частка вуглеводнів C5+вищі не перевищує 0,03%. Для природного газу, який подається через точки надходження, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств (промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки надходження, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ газорозподільними мережами до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси за вуглеводнями не повинно перевищувати значення температури газу.*

2. Природний газ, який подають споживачам, повинен бути одорованим відповідно до вимог цього Технічного регламенту. В окремих випадках, визначеними угодами виробників, імпортерів чи постачальників зі споживачами, допускається/дозволяється подача неодорованого природного газу.

Мінімальна інтенсивність запаху одорованого природного газу для споживачів повинна бути не меншою за 3 бали за п'ятибальною шкалою:

0 – запах відсутній; 1 – запах дуже слабкий, невизначений; 2 – запах слабкий, але певний; 3 – запах помірний; 4 – запах сильний; 5 – запах дуже сильний.

Для природного газу промислового призначення інтенсивність запаху встановлюється за погодженням зі споживачем.





## ВИМОГИ до складання документу про якість

Документ про якість природного газу, який вводиться в обіг або надається на ринку повинен містити:

1. Інформацію щодо виробника або уповноваженого представника, яким було складено документ про якість.
2. Назву суб'єкта господарювання, який передає природний газ.
3. Назву суб'єкта господарювання, який приймає природний газ.
4. Ідентифікація точки фізичної точки надходження природного газу та/або маршруту переміщення.
5. Період часу, на який поширюються результати вимірювань.
6. Значення компонентного складу природного газу (молярна частка вуглеводнів від  $C_1$  до  $C_{6+}$ вищі, вуглекислого газу, кисню, азоту та інших компонентів).
7. Значення фізичних показників природного газу (відносна густина, теплота згорання нижча, теплота згорання вища, число Воббе вище) з зазначенням умов визначення.
8. Значення температури точок роси (температура точки роси за вологою за робочого тиску, температура точки роси за вологою за тиску порівняння з вказанням значення тиску порівняння, температура точки роси за вуглеводнями за робочого тиску).
9. Значення масової концентрації механічних домішок.
10. Інформацію щодо одоризації газу в разі її проведення.
11. Значення масової концентрації сірководню, меркаптанової сірки або загальної сірки).
12. Інформацію (висновок) щодо результату контролю якості за фізико-хімічними показниками природного газу встановленим цим Технічним регламентом вимогам.



**ФОРМА-ЗРАЗОК**  
**для складання маршрутів переміщення природного газу**

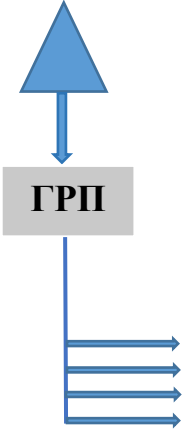
Зразок: **Маршруту переміщення природного газу для одного джерела даних ФХП:**

Затверджено

\_\_\_\_\_ (посада, прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_

Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу	Опис маршруту переміщення природного газу
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ (повне найменування та місцезнаходження)
	ГРП: _____ (повне найменування та місцезнаходження)
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ (місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я та ПРІЗВИЩЕ  
(за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я та ПРІЗВИЩЕ  
(за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)



<u>Зразок:</u>	<b>Маршруту переміщення природного газу для двох і більше джерел даних ФХП:</b>
----------------	---

Затверджено

\_\_\_\_\_ (посада, прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_**

<b>Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу</b>	<b>Опис маршруту переміщення природного газу</b>
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	ГРП: _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ <i>(місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))</i>

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ (за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)

\_\_\_\_\_ (посада)

\_\_\_\_\_ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ (за наявності))

\_\_\_\_\_ (підпис)

**НАСЕЛЕНІ ПУНКТИ УКРАЇНИ,  
(адміністративно-територіальні одиниці)  
щодо яких встановлені окремі вимоги до фізико-хімічних показників  
природного газу**

Таблиця 1

Населені пункти України та точки надходження природного газу від АТ «Укргазвидобування», на які не поширюються вимоги даного Технічного регламенту

№ з/п	Назва населеного пункту	Точка надходження газу	Примітка
1	смт Солотвине, Тячівський район, Закарпатська область	Солотвинське родовище УПГ (ГРС) – Солотвино ЕІС-код точки входу: 56ZE13V01ZKG063S	газ нафтовий

Таблиця 2

Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу від ПАТ «Укрнафта» до ГРМ, щодо яких допускається відхилення від максимальних значень показників точки роси за вологою та точки роси за вуглеводнями, визначених в таблиці 1 додатку 3 до Технічного регламенту газу, до значення температури газу в точці надходження

№ з/п	Назва газорозподільної станції	ЕІС-код точки надходження газу від ПАТ «Укрнафта»	Назва населеного пункту	Кількість населених пунктів
1	2	3	4	5
<b>Івано-Франківська область:</b>				
1	ГРС ГУ-256 Битків	56ZE16V021FG119O	с. Битків Надвірнянський р-н	1
2	ГРС ГУ-270 Битків	56ZE16V021FG118Q	с. Битків Надвірнянський р-н	1
3	Вхідний шлейф Ду400 з ПАТ «Укрнафта» (КС Битків)	56ZIP1VF20059018	с. Битків Надвірнянський р-н	1
<b>Львівська область:</b>				
4	ВОГ «Стрільковичі»	56ZE22V02LVG115 L	м. Самбір, Бережниця, Самбірський р-н.; Бісковичі, Самбірський р-н.; Ваньовичі, Самбірський р-н.; Велика Озимица, Самбірський р-н.; Вільшаник, Самбірський р-н.; Городище, Самбірський р-н.; Дубляни, Самбірський р-н.; Дубрівка, Самбірський р-н.; Задністрия, Самбірський р-н.; Кульчиці, Самбірський р-н.; Лановичі, Самбірський р-н.; Максимовичі, Самбірський р-н.; Мала Озимица, Самбірський р-н.; Нагірне, Самбірський р-н.; П'яновичі, Самбірський р-н.; Ралівка, Самбірський р-н.; Рудня, Самбірський р-н.; Сіде, Самбірський р-н.; Стрільковичі, Самбірський р-н.; Черхава, Самбірський р-н.; Чуква Самбірський р-н	22
<b>Полтавська область:</b>				
5	УКПГ «Сагайдак» на Сагайдак	56ZE26V02000001L	с. Кирпотівка Шишацького р-ну, с. Римиги Шишацького р-ну, с. Сагайдак Шишацького р-ну, с. Федунка Шишацького р-ну	4



УВ  
Міністерство енергетики України  
№26/1.1-7.3-6554 від 18.03.2024  
КЕП: Галушенко Г. В. 18.03.2024 13:56  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

Продовження додатка 6

1	2	3	4	5
6	УКПГ «Сагайдак» на В;Бузову	56ZE26V02000013S	с. Велика Бузова Шишацького р-ну, с. Мала Бузова Шишацького р-ну, с. Маликівщина Шишацького р-ну, с. Науменки Шишацького р-ну, с. Низова Яковенщина Шишацького р-ну, с. Тищенки Шишацького р-ну, с. Шафранівка Шишацького р-ну, с. Бухуни Шишацького р-ну, с. Вишневе Шишацького р-ну, с. Гончарі Шишацького р-ну, с. Григорівщина Шишацького р-ну, с. Соснівка Шишацького р-ну, с. Товсте Шишацького р-ну, с. Хвощове Шишацького р-ну, с. Ходосиха Шишацького р-ну, с. Цьови Шишацького р-ну, с. Чернишівка Шишацького р-ну, смт Шишаки Шишацького р-ну, с. Яреськи Шишацького р-ну, с. Андріївка Диканського р-ну, с. Дячкове Диканського р-ну, с. Надежда Диканського р-ну, с. Чапаєвка Диканського р-ну, с. Молодиківщина Решетилівського р-ну, с. Ново-Михайлівка Решетилівського р-ну, с. Піщане Решетилівського р-ну, с. Потеряйки Решетилівського р-ну, с. Біологічне Полтавського р-ну, с. Валок Полтавського р-ну, с. Лозівка Полтавського р-ну, с. Очканівка Полтавського р-ну	31
7	УКПГ «Гоголеве»	56ZE26V02000016M	с. Воронянщина Шишацького р-ну, с. Гоголеве Шишацького р-ну, с. Шарлаївка Шишацького р-ну	3
8	ГТУ-2 «Новогригорівка»	56ZE26V02000002X	с. Бабайкове Карлівського р-ну, с. Іванівка Карлівського р-ну, с. Климівка Карлівського р-ну, с. Лип'янка Карлівського р-ну, с. Розумівка Карлівського р-ну, с. Солоня Балка Карлівського р-ну, с. Федорівка Карлівського р-ну, <b>м. Карлівка</b> Карлівського р-ну, с. Абрамівка Машівського р-ну, с. Жирківка Машівського р-ну, с. Михайлівка Машівського р-ну, с. Нова Павлівка Машівського р-ну, с. Павлівка Машівського р-ну, с. Ряське Машівського р-ну	14
9	ГРС «Любимівка»	56ZE26V02000009J	с. Любимівка Машівського р-ну, с. Первомайське Машівського р-ну	2
10	ГРС «Заворскло»	56ZE26V02000015O	с. Ватажкове Полтавського р-ну, с. Головач Полтавського р-ну, с. Заворскло Полтавського р-ну, с. Лукишине Полтавського р-ну, с. Минівка Полтавського р-ну, с. Портнівка Полтавського р-ну, с. Козельщина Машівського р-ну, с. Новий Тагамлик Машівського р-ну, с. Огуївка Машівського р-ну	9
11	ГРС «Пологи»	56ZE26V02000010Y	с. Велике Болото Новосанжарського р-ну, с. Вільний Степ Новосанжарського р-ну, с. Дудкин Гай Новосанжарського р-ну, с. Крута Балка Новосанжарського р-ну, с. Мала Перещепина Новосанжарського р-ну, с. Писарівка Новосанжарського р-ну, с. Пологи Новосанжарського р-ну, с. Пристанційне Новосанжарського р-ну	8
12	УКПГ «К;Суходіллка»	56ZE26V02000008L	с. Андріївка Машівського р-ну, с. Красногірка Машівського р-ну, с. Кустолово-Суходіллка Машівського р-ну	3
<b>Сумська область:</b>				
13	НГЗСУ-7 «Василівка»	56ZE30V02SMG011B	с. Андріяшівка Роменський район; с. Андріївка Роменський район; с. Василівка Роменський район; с. Мельники Роменський район; с. Гудими Роменський район	5
14	ГРС Ромни-1	56ZE30V02SMG001E	<b>м. Ромни</b> Роменський район; с. Герасимівка Роменський район; с. Бобрик Роменський район; с. Плавнище Роменський район; с. Овлаші Роменський район; с. Москівщина Роменський район; с. Пустовійтівка Роменський район; с. Піски Роменський район; с. Загребелля Роменський район; с. Синенкове Роменський район	10
15	ГРС Коржі	56ZE30V02SMG008O	с. Коржі Роменський район; с. Довгополівка Роменський район; с. Ярмолинці Роменський район; с. Левченки Роменський район; с. Салогубівка Роменський район	5
16	ГРС Анастасівка	56ZE30V02SMG003A	с. Анастасівка Роменський район; с. Новопетрівка Роменський район; с. Попівщина Роменський район	3
17	ГРС Перекопівка	56ZE30V02SMG0048	с. Перекопівка Роменський район; с. Біловод Роменський район; с. Попівка Роменський район; с. Біловодське Роменський район; с. Москалівка Роменський район; с. Марківське Роменський район	6
18	ГРС Південна Панасівка	56ZE30V02SMG009Z	с. Столяреве Липоводолинський район; с. Яловий Окіп Липоводолинський район; с. Заруддя Роменський район; с. Погожа Криниця Роменський район	4
19	ГРС Артюхівка	56ZE30V02SMG018Y	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район	4
20	ГРС Великі Бубни	56ZE30V02SMG0072	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнне Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район	7
21	ГРС Рогінці	56ZE30V02SMG0064	с. Рогінці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район	13

Продовження додатка 6

1	2	3	4	5
22	ГРС Ромни 2	56ZE30V02SMG002C	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район	11
23	ГРС Мала Павлівка	56ZE30V02SMG064R	с. М.Павлівка Охтирський район; с. Комиші Охтирський район; с. Щоми Охтирський район; с. Качанівка Охтирський район; с. Неплатине Охтирський район; с. Перелуг Охтирський район	6
24	ГРС Чупахівка	56ZE30V02SMG051N	с-ще Чупахівка Охтирський район; с. Довжик Охтирський район; с. Оленинське Охтирський район	3
25	ГРС Чернетчина	56ZE30V02SMG065P	с. Чернетчина Охтирський район; с. Доброславівка Охтирський район; с. Ясенове Охтирський район; с. Риботень Охтирський район; с. Журавне Охтирський район	5
26	ГРС Лутище	56ZE30V02SMG063T	с. Лутище Охтирський район; с. Українка Охтирський район	2
27	ГРС Шаповалівка	56ZE30V02SMG059K	с. Шаповалівка Охтирський район; с. Рибальське Охтирський район; с. Грунь; с. Аврамківщина Охтирський район; с. Бандури Охтирський район; с. Бідани Охтирський район; с. Гнилиця Охтирський район; с. Івахи Охтирський район; с. Шолудьки Охтирський район	9
28	ГРС Хухра	56ZE30V02SMG066N	с. Хухра Охтирський район	1
29	ГРС Охтирка	56ZE30V02SMG048P	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
30	ГРС Військова частина	56ZE30V02SMG058M	с. Бакирівка Охтирський район; с. Климентове Охтирський район; с. Литовка Охтирський район; с. Поділ Охтирський район; с. Пологи Охтирський район; с. Сосонка Охтирський район	6
31	ГРС Володимирівка	56ZE30V02SMG071U	с. Василівка Великописарівський район; с. Вищевеселе Великописарівський район	2
32	ГРС Високе	56ZE30V02SMG054U	с. Високе Охтирський район; с. Вербове Охтирський район	2
33	ГРС Підлозіївка	56ZE30V02SMG050I	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
34	ГРС Охтирка КРП	56ZE30V02SMG049N	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
35	ГРС Кириківка (газ на Кириківку)	56ZE30V02SMG052Y	с-ще Кириківка Великописарівський район; с. Добрянське Великописарівський район; с. Катанське Великописарівський район; с. Рябина Великописарівський район; с. Яблучне Великописарівський район	5
36	ГРС Кириківка (газ на Писарівку)	56ZE30V02SMG053W	смт В.Писарівка Великописарівський район; с. Лугівка Великописарівський район; с. Олександрівка Великописарівський район; с. Спірне Великописарівський район; с. Ямне Великописарівський район	5
37	ГВС Липова Долина	56ZIPSUM1006007K	Сумська обл., Роменський р-н, смт Липова Долина	1
38	ГРП Михайлеве	56ZE26V02000018I	с. Михайлеве Котелевського р-ну	1
<b>Харківська область:</b>				
39	ГРС Пархомівка	56ZE33V02KHG2096	с. Пархомівка Краснокутський р-н; с. Мурафа Краснокутський р-н; с. Мирне Краснокутський р-н; с. Степове Краснокутський р-н; с. Павлівка Краснокутський р-н; смт. Краснокутськ Краснокутський р-н; с. Каплухівка Краснокутський р-н; с. Городное Краснокутський р-н; с. Качалівка Краснокутський р-н; с. Оленівка Краснокутський р-н; с. Колонтаєв Краснокутський р-н; с. Чернетчина Краснокутський р-н; с. Рябоконево Краснокутський р-н; с. Петрівське Краснокутський р-н; с. Степанівка Краснокутський р-н; с. Козіївка Краснокутський р-н; с. Основенці Краснокутський р-н; с. Любівка Краснокутський р-н	18
<b>Чернігівська область:</b>				
40	ГРС Мільки	56XO00003SFX00T	<b>м.Прилуки</b> Прилуцького р-ну, села: Мільки, Боршна, Переволочна, Охінки, Валки, Манжосівка, Сухополова Прилуцького р-ну	8
41	ГРС Южне	56XO00003SFX00T	села: Южне, Бережівка, Верескуни, Тростянець, Парафіївка, Іваниця, Петрушівка, Качанівка, Власівка Прилуцького р-ну	9
<b>Інші точки передачі газу</b>				
42	ВОГ ПП «Зелений Бір»	56XO0000WNP1008	Львівська обл. смт. Східниця вул. Шевченка, 300	1
43	ВОГ ТОВ «Теплоенерго»	56XO0000WFWGN00X	Львівська обл. Дрогобицький р-н с. Улично вул. Шкільна, 100а	1
44	ВОГ ТОВ «Теплоенерго +»	56XO0000ZLJKS005	Львівська обл. м.Борислав вул. Тустановецька, 124	1

Таблиця 3

Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу від ПАТ «Укрнафта» до ГРМ, щодо яких допускається відхилення від максимальних значень відносної густини природного газу, визначене в додатку 1 до Технічного регламенту газу, до значень, наведених в цій таблиці

№ з/п	Назва газорозподільної станції	ЕІС-код точки надходження газу від ПАТ «Укрнафта»	Максимальне значення відносної густини природного газу (%)	Назва населеного пункту	Кількість населених пунктів
1	2	3	4	5	6
<b>Полтавська область:</b>					
1	УКПГ «Сагайдак» на Сагайдак	56ZE26V02000001L	0,75	с. Кирпотівка Шишацького р-ну, с. Римиги Шишацького р-ну, с. Сагайдак Шишацького р-ну, с. Федунка Шишацького р-ну	4
2	УКПГ «Сагайдак» на В.Бузову	56ZE26V02000013S	0,75	с. Велика Бузова Шишацького р-ну, с. Маликівщина Шишацького р-ну, с. Науменки Шишацького р-ну, с. Низова Яковенщина Шишацького р-ну, с. Тищенки Шишацького р-ну, с. Шафранівка Шишацького р-ну, с. Бухуни Шишацького р-ну, с. Вишневе Шишацького р-ну, с. Гончарі Шишацького р-ну, с. Григорівщина Шишацького р-ну, с. Соснівка Шишацького р-ну, с. Товсте Шишацького р-ну, с. Хвоцове Шишацького р-ну, с. Ходосиха Шишацького р-ну, с. Цьови Шишацького р-ну, с. Чернишівка Шишацького р-ну, смт. Шишаки Шишацького р-ну, с. Яреськи Шишацького р-ну, с. Андріївка Диканського р-ну, с. Дячкове Диканського р-ну, с. Надежда Диканського р-ну, с. Чапаська Диканського р-ну, с. Молодиківщина Решетилівського р-ну, с. Ново-Михайлівка Решетилівського р-ну, с. Піщане Решетилівського р-ну, с. Потеряйки Решетилівського р-ну, с. Біологічне Полтавського р-ну, с. Валок Полтавського р-ну, с. Лозівка Полтавського р-ну, с. Очканівка Полтавського р-ну	31
3	УКПГ «Гоголеве»	56ZE26V02000016M	0,72	с. Воронянщина Шишацького р-ну, с. Гоголеве Шишацького р-ну, с. Шарлаївка Шишацького р-ну	3
4	ГРС «Пологи»	56ZE26V02000010Y	0,71	с. Велике Болото Новосанжарського р-ну, с. Вільний Степ Новосанжарського р-ну, с. Дудкин Гай Новосанжарського р-ну, с. Крута Балка Новосанжарського р-ну, с. Мала Перещепина Новосанжарського р-ну, с. Писарівка Новосанжарського р-ну, с. Пологи Новосанжарського р-ну, с. Пристанційне Новосанжарського р-ну	8
5	УКПГ «К.Суходіллка»	56ZE26V02000008L	0,71	с. Андріївка Машівського р-ну, с. Красногірка Машівського р-ну, с. Кустолово-Суходіллка Машівського р-ну	3
<b>Сумська область:</b>					
6	НГЗСУ-7 «Василівка»	56X9200000024OL	0,73	с. Андріяшівка Роменський район; с. Андріївка Роменський район; с. Василівка Роменський район; с. Мельники Роменський район; с. Гудими Роменський район	5
7	ГРС Південна Панасівка	56ZE30V02SMG009Z	0,81	с. Столяреве Липоводолінський район; с. Яловий Окіп Липоводолінський район; с. Заруддя Роменський район; с. Погожа Криниця Роменський район	4
8	ГРС Артюхівка	56ZE30V02SMG018Y	0,73	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район	4
9	ГРС Великі Бубни	56ZE30V02SMG0072	0,73	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнке Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район	7
10	ГРС Рогінці	56ZE30V02SMG0064	0,73	с. Рогінці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район	13

## Продовження додатка 6

1	2	3	4	5	6
11	ГРС Ромни 2	56ZE30V02SMG002C	0,73	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район	11
12	ГРС Підлозіївка	56ZE30V02SMG0501	0,73	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай-Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
13	ГРС Ромни-1	56ZE30V02SMG001E	0,75	<b>м. Ромни</b> Роменський район; с. Герасимівка Роменський район; с. Бобрик Роменський район; с. Плавнище Роменський район; с. Овлаші Роменський район; с. Москівщина Роменський район; с. Пустовійтівка Роменський район; с.Піски Роменський район; с. Загребелля Роменський район; с. Синенкове Роменський район	10
14	ГРС Коржі	56ZE30V02SMG0080	0,75	с. Коржі Роменський район; с. Довгополівка Роменський район; с. Ярмолинці Роменський район; с. Левченки Роменський район; с. Салогубівка Роменський район	5
15	ГРС Анастасівка	56ZE30V02SMG003A	0,75	с. Анастасівка Роменський район; с. Новопетрівка Роменський район; с. Попівщина Роменський район	3
16	ГРС Перекопівка	56ZE30V02SMG0048	0,75	с. Перекопівка Роменський район; с. Біловод Роменський район; с. Попівка Роменський район; с. Біловодське Роменський район; с. Москалівка Роменський район; с. Марківське Роменський район	6
17	ГРС Чернетчина	56ZE30V02SMG065P	0,73	с. Чернетчина Охтирський район; с. Доброславівка Охтирський район; с. Ясенове Охтирський район; с. Риботень Охтирський район; с. Журавне Охтирський район	5
18	ГРС Лутище	56ZE30V02SMG063T	0,73	с. Лутище Охтирський район; с. Українка Охтирський район	2
19	ГРС Шаповалівка	56ZE30V02SMG059K	0,73	с. Шаповалівка Охтирський район; с. Рибальське Охтирський район; с. Грунь; с. Аврамківщина Охтирський район; с. Бандури Охтирський район; с. Бідани Охтирський район; с. Гнилиця Охтирський район; с. Івахи Охтирський район; с. Шолудьки Охтирський район	9
20	ГРС Хухра	56ZE30V02SMG066N	0,73	с. Хухра, Охтирський район	1
21	ГРС Охтирка	56ZE30V02SMG048P	0,73	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
22	ГРС Військова частина	56ZE30V02SMG058M	0,73	с. Бакирівка Охтирський район; с. Климентове Охтирський район; с. Литовка Охтирський район; с. Поділ Охтирський район; с. Пологи Охтирський район; с. Сосонка Охтирський район	6
23	ГРС Володимирівка	56ZE30V02SMG071U	0,73	с. Васиївка Великописарівський район; с. Вищевеселе Великописарівський район	2
24	ГРС Високе	56ZE30V02SMG054U	0,73	с. Високе Охтирський район; с. Вербове Охтирський район	2
25	ГРС Охтирка КРП	56ZE30V02SMG049N	0,73	<b>м. Охтирка</b> Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай- Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозіївка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район	8
26	ГРС Кириківка (газ на Кириківку)	56ZE30V02SMG052Y	0,73	с-ще Кириківка Великописарівський район; с. Добрянське Великописарівський район; с. Катанське Великописарівський район; с. Рябина Великописарівський район; с. Яблучне Великописарівський район	5
27	ГРС Кириківка (газ на Писарівку)	56ZE30V02SMG053W	0,73	с-т В.Писарівка Великописарівський район; с. Лугівка Великописарівський район; с. Олександрівка Великописарівський район; с. Спірне Великописарівський район; с. Ямне Великописарівський район	5
28	ГРП Михайлеве	56ZE26V02000018I	0,73	с. Михайлеве Котелевського р-ну	1



1	2	3	4	5	6
<b>Харківська область:</b>					
29	ГРС Пархомівка	56ZE33VO2KHG2096	0,75	с. Пархомівка Краснокутський р-н; с. Мурафа Краснокутський р-н; с. Мирне Краснокутський р-н; с. Степове Краснокутський р-н; с. Павлівка Краснокутський р-н; смт. Краснокутськ Краснокутський р-н; с. Каплунівка Краснокутський р-н; с. Городное Краснокутський р-н; с. Качалівка Краснокутський р-н; с. Оленівка Краснокутський р-н; с. Колонтаєв Краснокутський р-н; с. Чернеччина Краснокутський р-н; с. Рябоконево Краснокутський р-н; с. Петрівське Краснокутський р-н; с. Степанівка Краснокутський р-н; с. Козіївка Краснокутський р-н; с. Основенці Краснокутський р-н; с. Любівка Краснокутський р-н	18
<b>Львівська область:</b>					
30	ВОГ «Стрілковичі»	56ZE22V02LVG115L	0,85	<b>м. Самбір</b> , с. Бережниця, Самбірський р-н.; с. Бісковичі, Самбірський р-н.; с. Ваньовичі, Самбірський р-н.; с. Велика Озимица, Самбірський р-н.; с. Вільшаник, Самбірський р-н.; с. Городище, Самбірський р-н.; с. Дубляни, Самбірський р-н.; с. Дубрівка, Самбірський р-н.; с. Задністрия, Самбірський р-н.; с. Кульчиці, Самбірський р-н.; с. Лановичі, Самбірський р-н.; с. Максимовичі, Самбірський р-н.; с. Мала Озимица, Самбірський р-н.; с. Нагірне, Самбірський р-н.; с. П'яновичі, Самбірський р-н.; с. Ралівка, Самбірський р-н.; с. Рудня, Самбірський р-н.; с. Сіде, Самбірський р-н.; с. Стрілковичі, Самбірський р-н.; с. Черхава, Самбірський р-н.; с. Чуква Самбірський р-н	22
<b>Інші точки передачі газу</b>					
31	ВОГ ПП «Зелений Бір»	56XO0000WNZPI008	0,74	Львівська обл. смт. Східниця вул. Шевченка, 300	1
32	ВОГ ТОВ «Теплоенерго»	56XO0000WFWGN00X	0,84	Львівська обл. Дрогобицький р-н с. Улично вул. Шкільна, 100а	1
33	ВОГ ТОВ «Теплоенерго +»	56XO0000ZLJKS005	0,74	Львівська обл. м.Борислав вул. Тустановецька, 124	1

Таблиця 4

**Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу від ПАТ «Укрнафта» до ГРМ, щодо яких допускається відхилення від граничних значень інших показників природного газу, визначених в додатку 1 до Технічного регламенту газу, до значень, наведених в цій таблиці**

№ з/п	Назва газорозподільної станції	ЕІС-код точки надходження газу від ПАТ «Укрнафта»	Допустимі максимальні значення інших показників природного газу, визначених в додатку 1	Назва населеного пункту	Кількість населених пунктів
1	2	3	4	5	6
<b>Полтавська область:</b>					
1	УППГ-1 «Андріяшівка»	56ZE30V02SMG0129	Молярна частка діоксиду вуглецю - 4,9 %	с. Глинськ Роменський район	1
2	ГРС «Лохвиця»	56ZE26V02000003V	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Василки Лохвицького р-ну, с. Криниця Лохвицького р-ну, м. Лохвиця Лохвицького р-ну, с. Христанівка Лохвицького р-ну	4
3	ГРС «Заводське»	56ZE26V02000004T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,4 %	с. Гіряві Ісківці Лохвицького р-ну, с. Млини Лохвицького р-ну, с. Токарі Лохвицького р-ну, м. Заводське Лохвицького р-ну	4
4	ГРС «Яхники»	56ZE26V02000007N	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 % Теплота згорання вища за стандартних умов – 47,36 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	с. Луценки Лохвицького р-ну, с. Романиха Лохвицького р-ну, с. Свиридівка Лохвицького р-ну, с. Степуки Лохвицького р-ну, с. Яхники Лохвицького р-ну, с. Яшники Лохвицького р-ну	6
5	ГРС «Погарщина»	56ZE26V02000005R	Молярна частка діоксиду вуглецю – 3,2 %	с. Дібрівне Лохвицького р-ну, с. Погарщина Лохвицького р-ну	2
6	УКПГ «Сагайдак» на Сагайдак	56ZE26V02000001L	Теплота згорання вища за стандартних умов – 45,03 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	с. Кирпотівка Шишацького р-ну, с. Римиги Шишацького р-ну, с. Сагайдак Шишацького р-ну, с. Федунка Шишацького р-ну	4
7	УКПГ «Сагайдак» на В.Бузову	56ZE26V02000013S	Теплота згорання вища за стандартних умов – 45,03 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	с. Велика Бузова Шишацького р-ну, с. Мала Бузова Шишацького р-ну, с. Маликівщина Шишацького р-ну, с. Науменки Шишацького р-ну, с. Низова Яковенщина	31

Продовження додатка 6

				Шишацького р-ну, с. Тищенки Шишацького р-ну, с. Шафранівка Шишацького р-ну, с. Бухуни Шишацького р-ну, с. Вишневе Шишацького р-ну, с. Гончари Шишацького р-ну, с. Григорівщина Шишацького р-ну, с. Соснівка Шишацького р-ну, с. Товсте Шишацького р-ну, с. Хвощове Шишацького р-ну, с. Ходосиха Шишацького р-ну, с. Цюви Шишацького р-ну, с. Чернишівка Шишацького р-ну, смт. Шишаки Шишацького р-ну, с. Яреськи Шишацького р-ну, с. Андріївка Диканського р-ну, с. Дячкове Диканського р-ну, с. Надежда Диканського р-ну, с. Чапаєвка Диканського р-ну, с. Молодиківщина Решетилівського р-ну, с. Ново-Михайлівка Решетилівського р-ну, с. Піщане Решетилівського р-ну, с. Потеряйки Решетилівського р-ну, с. Біологічне Полтавського р-ну, с. Валок Полтавського р-ну, с. Лозівка Полтавського р-ну, с. Очканівка Полтавського р-ну	
<b>Полтавська область:</b>					
8	ГРС «Харківці»	56ZO42A00402L02R	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Харківці; с. Соснівка; с. Рапівка; с. Лютеня; с. Лисівка; с. Круглик; с. Березова Лука; с. Малі Будища; с. Червоний Кут; с. Сари Галяцького району	10
9	ГРС «Вечірчине»	56ZO42A00402L08F	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Вечірчино; с. Осняги Галяцького району	2
10	ГРС «Венеславівка»	56ZO42A00402L0B9	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Веніславівка; с. Ручки; с. Петрівка Роменська Галяцького району	3
11	ГРС «Галяч»	56ZO42A0MELPF0CP	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	м. Галяч; с. Біленченківка; с. Степаненки; с. Писарівщина; с. Острроверхівка; с. Вельбівка; с. Малі Будища; с. Червоний Кут; с. Сари; с. Лободіно; с. Барзаково Галяцького району	11
12	ГРС «Розбишівка»	56ZO42A00402L09D	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,4 %	с. Розбишівка; с. Сергіївка; с. Качаново Галяцького району	3
13	ГРС «Середняки»	56ZO42A00402L0AB	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Середняки; с. Новоселівка; с. Вирішальне Галяцького району	3
14	ГРП «Лободіне»	56ZO42A0MELPF0DN	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Лободіно Галяцького району	1
15	ГРП «Барзакове»	56ZO42A0MELPF0EL	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,3 %	с. Барзаково Галяцького району	1
<b>Чернігівська область:</b>					
16	124км Мрин УТГ	56ZOPCHG1012501C	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,8 %	Гочка передачі природного газу з мереж магістральних газопроводів Боярського ЛВ УМГ Оператора ГТС України в мережі ПАТ «Укрнафта» для подальшого транспортування. Власник ВОГ – Оператор ГТС України Чернігівська обл., Ніжинський р-н, с.Мрин, Ніжинський шлях, б.1	1
17	ГРС Лосинівка	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	смт Лосинівка Ніжинського р-ну, села: Данине, Шатура, Богданівка, Велика Дорога, Вікторівка, Галиця, Гармашчина, Леонідівка, Перемога, Погребець, Світанок, Станція Лосинівка, Чистий Колодязь, Яхнівка, Мирне Ніжинського р-ну, села: Монастирище, Заудайка Прилуцького р-ну	18
18	ГРС Южне	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	села: Южне, Бережівка, Верескуни, Тростянець, Парафіївка, Іваниця, Петрушівка, Качанівка, Власівка Прилуцького р-ну	9
19	ГРС Ічня	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	м.Ічня Прилуцького р-ну, села: Гмирянка, Гужівка, Іржавець, Максимівка, Рожнівка, Круничполе, Бурімка, Бакаївка, Дорогинка Прилуцького р-ну	10
20	ГРС Харькове	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	села: Харькове, Новоселівка Прилуцького р-ну	2
21	ГРС Срібне	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,9 %	смт Срібне Прилуцького р-ну, села: Березівка, Довгалівка, Сокиринці, Никонівка, Васьківці, Гнатівка, Карпилівка, Дігтярі, Іванківці, Артеменків, Харитонівка, Лебединці, Гурбинці, Поділ, Побочіївка, Горобіївка, Грициївка Прилуцького р-ну	18
22	ГРС Талалаївка	56XO000003SFX00T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,8 %	смт Талалаївка Прилуцького р-ну, села: Корінецьке, Красний Колядин, Липове, Понори, Скороходове, Стара Талалаївка, Чернецьке Прилуцького р-ну	8

## Продовження додатка 6

1	2	3	4	5	6
23	ГРС Мільки	56XO000003SFX00T	Теплота згорання вища за стандартних умов – 48,26 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	м. Прилуки Прилуцького р-ну, села: Мільки, Боршна, Переволочна, Охіньки, Валки, Манжосівка, Сухополова Прилуцького р-ну	8
<b>Сумська область:</b>					
24	НГЗСУ-7 «Василівка»	56ZE30V02SMG011B	Молярна частка діоксиду вуглецю - 5,0 %	с. Андріяшівка Роменський район; с. Андріївка Роменський район; с. Василівка Роменський район; с. Мельники Роменський район; с. Гудими Роменський район	5
25	ГРС Артюхівської УНТС	56ZE30V02SMG018Y	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,5 %	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район	4
26	ГРС В.Бубни	56ZE30V02SMG0072	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,5 %	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнне Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район	7
27	ГРС Рогинці	56ZE30V02SMG0064	Молярна частка діоксиду вуглецю - 3,5 %	с. Рогинці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район	13
28	ГРС Ромни-2	56ZE30V02SMG002C	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район	11
29	ГРС Ромни-1	56ZE30V02SMG001E	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	м. Ромни Роменський район; с. Герасимівка Роменський район; с. Бобрик Роменський район; с. Плавнище Роменський район; с. Овлаші Роменський район; с. Москівщина Роменський район; с. Пустовійтівка Роменський район; с. Піски Роменський район; с. Загребелля Роменський район; с. Синенкове Роменський район	10
30	ГРС Коржі	56ZE30V02SMG0080	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Коржі Роменський район; с. Довгополівка Роменський район; с. Ярмолинці Роменський район; с. Левченки Роменський район; с. Салогубівка Роменський район	5
31	ГРС Анастасівка	56ZE30V02SMG003A	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Анастасівка Роменський район; с. Новопетрівка Роменський район; с. Попівщина Роменський район	3
32	ГРС Перекопівка	56ZE30V02SMG0048	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Перекопівка Роменський район; с. Біловод Роменський район; с. Попівка Роменський район; с. Біловодське Роменський район; с. Москалівка Роменський район; с. Марківське Роменський район	6
<b>Івано-Франківська область:</b>					
33	ГУ-256 (в розподільну систему АТ «Івано-Франківськгаз»)	56ZE16V02IFG1190	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с.Пнів Надвірнянський р-н	1
<b>Інші точки передачі газу</b>					
34	ВОГ ТОВ «Теплоенерго»	56XO0000WFWGN00X	Молярна частка діоксиду вуглецю - 4,2 % Теплота згорання вища за стандартних умов – 47,47 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	Львівська обл. Дрогобицький р-н с. Улично вул. Шкільна, 100а	1

Продовження додатка 6

1	2	3	4	5	6
35	ВОГ ТОВ «Теплоенерго +»	56XO0000ZLJKS005	Число Воббе за стандартних умов – 54,22 МДж/м <sup>3</sup> Теплота згорання вища за стандартних умов – 46,39 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	Львівська обл. м. Борислав вул. Тустановецька, 124	1
36	ВОГ ПП «Зелений Бір»	56XO0000WNZPI008	Теплота згорання вища за стандартних умов – 45,7 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	Львівська обл. смт Східниця вул. Шевченка, 300	1
<b>Гнідинцівський ГПЗ</b>					
37	ГРС Ладан	56ZE41V02CNG0720	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с.мт. Ладан, с. Подище Прилуцького району Чернігівської області	2
38	ГРС Івківці	56ZE41V02CNG0704	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Івківці, с. Голубівка Прилуцького району Чернігівської області	2
39	ГРС Рибці	56ZE41V02CNG075V	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Рибці, с. Красляни, с. Лиски Прилуцького району Чернігівської області	3
40	ГРС Мала Дівиця	56ZE41V02CNG074X	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Мала Дівиця, с. Товкачівка, с. Дмитрівка, с. Миколаївка, с. Погреби, с. Білорічиця, с. Велика Дівиця, с. Обичів, с. Знаменка, с. Мазки, с. Світанкове, с. Петрівка Прилуцького району Чернігівської області	12
41	БК ГРС	56XO00010CRP500P	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	ТОВ Елеватор Агро (прямий споживач) Чернігівська обл., Прилуцький р-н, Ладанська ОТГ, с. Івківці, вул. Незалежності, 1б	1
42	ГРС Заїзд	56ZE41V02CNG0712	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Заїзд, Прилуцький район	1
43	ГРС Линовиця	56ZE41V02CNG073Z	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с.мт. Линовиця, с. Богданівка, с. Оніщенки, с. Даньківка, с. Стасівщина, с. Удайці, с. Полонки, с. Дубовий Гай, с. Малківка, с. Ковтунівка, с. Сухоярівка, с. Канівщина, с. Яблунівка, с. Глинщина Прилуцького району Чернігівської області	14
44	ГРС Прилуки	56ZE41V02CNG069Q	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	<b>м. Прилуки</b> , с. Дідівці, с. Єгорівка, с. Манжосівка, с. Смош Прилуцького району Чернігівської області	5
45	ГРС Варва	56ZE41V02CNG076T	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с-ще Варва, с. Кухарка, с. Світличне, с. Гнідинці, с. Березка, с. Леляки, с. Озеряни, с. Мармизівка, с. Брагинці, с. Макушиха, с. Калиновиця	11
46	ГРС Журавка	56ZE41V02CNG077R	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Журавка, с. Воскресеньке, с. Кулишівка, с. Макіївка	4
47	ГРС Остапівка	56ZE41V02CNG079N	Молярна частка діоксиду вуглецю - 2,6 %	с. Остапівка, с. Білоусівка	
<b>Львівська область:</b>					
48	ВОГ «Стрілковичі»	56ZE22V02LVG115L	Число Воббе за стандартних умов – 56,81 МДж/м <sup>3</sup>  Теплота згорання вища за стандартних умов – 51,63 МДж/м <sup>3</sup> (кВт·год/м <sup>3</sup> )	<b>м. Самбір</b> , Бережниця, Самбірський р-н.; Бісковичі, Самбірський р-н.; Ваньовичі, Самбірський р-н.; Велика Озимина, Самбірський р-н.; Вільшаник, Самбірський р-н.; Городище, Самбірський р-н.; Дубляни, Самбірський р-н.; Дубрівка, Самбірський р-н.; Задністрия, Самбірський р-н.; Кульчиці, Самбірський р-н.; Лановичі, Самбірський р-н.; Максимовичі, Самбірський р-н.; Мала Озимина, Самбірський р-н.; Нагірне, Самбірський р-н.; П'яновичі, Самбірський р-н.; Ралівка, Самбірський р-н.; Рудня, Самбірський р-н.; Сіде, Самбірський р-н.; Стрілковичі, Самбірський р-н.; Черхава, Самбірський р-н.; Чуква Самбірський р-н	22

Міністерство  
енергетики  
УкраїниПовідомлення про оприлюднення проекту постанови  
Кабінету Міністрів України «Про затвердження  
Технічного регламенту природного газу»Повідомлення про оприлюднення  
проекту постанови Кабінету Міністрів України  
«Про затвердження Технічного регламенту природного газу»

Міністерство енергетики України відповідно до вимог Закону України «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності» оголошує про опублікування проекту постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проект постанови), розробленого відповідно до частини третьої статті 18 Закону України «Про ринок природного газу».

Проект постанови розроблено з метою впровадження в Україні механізмів технічного регулювання щодо якості природного газу, що відповідатимуть європейським і міжнародним стандартам та утворюють умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі, забезпечить можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу призначеного для споживачів.

Зауваження та пропозиції від фізичних та юридичних осіб, їх об'єднань, приймаються протягом місяця з дати оприлюднення в письмовому або електронному вигляді.

Зауваження та пропозиції до проекту наказу слід надсилати на адреси:  
Міністерство енергетики України, 01601 м. Київ, вул. Хрещатик, 30;  
email: [kanc@mev.gov.ua](mailto:kanc@mev.gov.ua),  
email: [vladislav.ramazanov@mev.gov.ua](mailto:vladislav.ramazanov@mev.gov.ua).

## Документи:

1. Проект постанови;
2. Пояснювальна записка;
3. Аналіз регуляторного впливу;
4. Технічний регламент;
5. Додаток № 1;
6. Додаток № 2;
7. Додаток № 3;
8. Додаток № 4;
9. Додаток № 5;
10. Додаток № 6.

Проект постанови	463.07 КБ
Пояснювальна записка	223.41 КБ
Аналіз регуляторного впливу	337.75 КБ
Технічний регламент	470.43 КБ
Додаток № 1	360.13 КБ
Додаток № 2	286.6 КБ
Додаток № 3	297.45 КБ
Додаток № 4	188.63 КБ
Додаток № 5	458.36 КБ
Додаток № 6	592.83 КБ

Дата публікації 18 березня 2024, 10:43

Категорія [Повідомлення про оприлюднення](#)

UB  
Міністерство енергетики України  
№26/1.1-7.3-6554 від 18.03.2024  
КЕП: Галущенко Г. В. 18.03.2024 13:56  
44D5083160D3C59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01