Обґрунтування до питання про прийняття постанови НКРЕКП «Про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання»

Відповідно до положень статті 4 Закону України «Про ринок природного газу» до компетенції Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП, Регулятор) на ринку природного газу належить затвердження та оприлюднення у встановленому порядку методології визначення тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу, методологій визначення тарифів на послуги розподілу, зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу відповідно до статті 48 цього Закону, на послуги установки LNG та встановлення (зміна) тарифів, які повинні забезпечити необхідні інвестиції в газотранспортні та газорозподільні системи, газосховища, а також установку LNG.

Наразі регулювання тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу здійснюється відповідно до методології «витрати +» згідно Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, затвердженої постановою НКРЕКП від 13.06.2016 № 1131.

Разом з цим Законом України «Про природні монополії» передбачено можливість застосування стимулюючого регулювання при формуванні тарифів на послуги суб’єктів природних монополій, у тому числі у сфері зберігання природного газу.

Стимулююче регулювання – державне регулювання цін (тарифів) на товари суб’єктів природних монополій та суб’єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, що передбачає застосування визначених органом, який здійснює державне регулювання діяльності суб’єктів природних монополій, параметрів регулювання, що мають довгостроковий термін дії, стимулює суб’єктів природних монополій та суб’єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії до підвищення якості товарів та ефективності регульованої сфери діяльності з поступовим скороченням неефективних витрат та забезпечує створення умов для залучення інвестицій з метою сталого функціонування та розвитку.

При цьому одна з необхідних передумов для можливості зміни моделі тарифоутворення та застосування стимулюючого регулювання – наявність відповідного регуляторного середовища.

Так, НКРЕКП, спільно з оператором газосховищ, розроблено проєкт Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим

UB
НКРЕКП
№533-16.1.1/26 від 11.03.2026
КЕП: Косянчук О. В. 11.03.2026 17:41
3FAA9288358EC003040000007EC51F00280CE200
Сертифікат дійсний з 19.03.2025 до 17.03.2027 14:12

регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання (далі – Проєкт постанови).

Даний Проєкт постанови установлює механізм формування тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу на основі стимулюючого регулювання та забезпечення: отримання необхідного доходу та прибутку на регуляторну базу активів, стимулювання ліцензіата до ефективного використання тарифних коштів в рамках періоду регулювання, дотримання регуляторної бази активів та регуляторної норми доходу.

Крім того, Проєктом постанови передбачено застосування при визначенні та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії, спрямованих на стимулювання ліцензіата до підвищення якості послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу, поступового скорочення неефективних витрат та збільшення інвестицій з метою сталого функціонування та розвитку.

Згідно з вимогами чинного законодавства, на відкритому засіданні НКРЕКП 17.02.2026 було схвалено Проєкт постанови.

Зазначений Проєкт постанови відповідно до положень статті 15 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», 18.02.2026 був оприлюднений на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою одержання у період з 18.02.2026 по 27.02.2026 включно зауважень та пропозицій.

09.03.2026 відбулося відкрите обговорення Проєкту постанови. За результатами проведеного заходу на офіційному вебсайті НКРЕКП було оприлюднено Протокол відкритого обговорення та Таблицю узгоджених позицій.

Враховуючи вищевикладене, Департамент із регулювання відносин у нафтогазовій сфері пропонує прийняти постанову НКРЕКП «Про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання».

Директор Департаменту
із регулювання відносин
у нафтогазовій сфері **Олександр КОСЯНЧУК**

НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ (НКРЕКП)

ПОСТАНОВА

_____ Київ № _____

Про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Відповідно до статті 4 Закону України «Про ринок природного газу» та статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

ПОСТАНОВЛЯЄ:

1. Затвердити Методику визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання (далі – Методика), що додається.

2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, крім

підпункту 14 пункту 1, пунктів 4 та 10 глави 1 розділу VII Методики, які набирають чинності з дня, наступного за днем припинення чи скасування воєнного стану в Україні, введеного згідно з Указом Президента України від 24 лютого 2022 року № 64/2022.

Голова НКРЕКП Юрій ВЛАСЕНКО

ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
_____ №_____

Методика
визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

I. Загальні положення

1. Ця Методика розроблена відповідно до Законів України «Про природні монополії», «Про ринок природного газу», «Про ціни і ціноутворення», «Про трубопровідний транспорт» та «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг».

2. Положення цієї Методики поширюються на суб'єктів господарювання, які отримали або мають намір отримати ліцензію на право провадження господарської діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу (далі – ліцензіат, оператор газосховищ).

3. Ця Методика застосовується НКРЕКП при розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу на основі багаторічного стимулюючого регулювання для суб'єктів господарювання, що здійснюють зберігання (закачування, відбір) природного газу.

4. Ця Методика установлює механізм формування тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу та параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії для цілей стимулюючого регулювання та забезпечення:

отримання необхідного доходу та прибутку на регуляторну базу активів;

стимулювання ліцензіата до ефективного використання тарифних коштів у рамках періоду регулювання;

дотримання регуляторної бази активів та регуляторної норми доходу.

5. У цій Методиці терміни вживаються в таких значеннях:

амортизація – систематичний розподіл вартості регуляторної бази активів, що амортизується, протягом строку їх корисного використання (експлуатації) для здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу;

базовий рік – рік, що передує першому року регуляторного періоду;

виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати природного газу (далі – виробничо-технологічні витрати, ВТВ) – витрати та втрати природного газу, пов'язані з технологічним процесом зберігання (закачування, відбору) природного газу;

довгострокові параметри регулювання – параметри регулювання необхідного доходу ліцензіата, що мають довгостроковий період дії, спрямовані на стимулювання ліцензіата до підвищення якості послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу, поступового скорочення неефективних витрат та збільшення інвестицій з метою сталого функціонування та розвитку;

загальний показник ефективності використання витрат на оплату праці – цільове завдання, спрямоване на стимулювання до ефективного використання витрат на оплату праці, збереження ключових та кваліфікованих спеціалістів, зростання продуктивності праці та підвищення мотивації персоналу, який відображає співвідношення темпів зростання середніх витрат на оплату праці працівників оператора газосховищ категорії «керівники» та інших працівників оператора газосховищ;

загальний показник ефективності для операційних контрольованих витрат – цільове галузеве завдання щодо щорічного скорочення операційних контрольованих витрат у відсотках;

загальні показники ефективності для обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу – цільове завдання щодо щорічного скорочення питомих обсягів паливного газу (на роботу газоперекачувальних агрегатів, електростанцій, установок підігрівання, осушування газу, газофакельних установок та котелень/котлів гарячого водопостачання) (далі – показник ефективності витрат паливного газу) та інших обсягів виробничо-технологічних витрат оператора газосховищ;

загальний показник ефективності для регуляторної бази активів – цільове галузеве завдання, спрямоване на збільшення інвестицій та стимулювання до ефективного використання компонентів прогнозованого необхідного доходу, визначених як прогнозовані джерела фінансування інвестиційних програм оператора газосховищ, що визначається з урахуванням планованих джерел плану розвитку газосховищ та результатів здійснених Регулятором заходів державного контролю;

коригування тарифів – встановлення тарифів на кожен рік регуляторного періоду на підставі розрахованого необхідного доходу з урахуванням можливої зміни прогнозованих параметрів, врахованих при розрахунку тарифів, та фактичних даних за попередні періоди;

необхідний дохід – дохід, що визначається на підставі параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії згідно з цією Методикою, та має забезпечувати здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу у кожному році регуляторного періоду;

операційні витрати – витрати, пов'язані з операційною діяльністю (зберігання (закачування, відбору) природного газу) ліцензіата;

операційні контрольовані витрати – операційні витрати, розмір яких залежить від управлінських рішень ліцензіата;

операційні неконтрольовані витрати – операційні витрати, на які ліцензіат не має безпосереднього впливу (податки, збори, обов'язкові платежі, розмір яких встановлюється відповідно до законодавства України);

умовно змінні операційні контрольовані витрати – група економічно однорідних витрат, що включаються до операційних контрольованих витрат, зміна абсолютної величини яких знаходиться в пропорційній залежності від зміни (збільшення/зменшення) обсягів закачування та відбору природного газу до/з підземних сховищ газу (далі – ПСГ);

умовно постійні операційні контрольовані витрати – група економічно однорідних витрат, що включаються до операційних контрольованих витрат, зміна абсолютної величини яких не знаходиться в пропорційній залежності від зміни (збільшення/зменшення) обсягів закачування та відбору природного газу до/з підземних сховищ газу, незалежно від періодів закачування та відбору газу і від обсягів газу, що знаходиться у сховищі;

перегляд тарифів – встановлення тарифів на підставі розрахованого необхідного доходу на наступний регуляторний період з урахуванням зміни довгострокових параметрів регулювання;

прогнозні значення (рівень) – значення величини (витрат, обсягів, потужності тощо), що враховуються при розрахунку тарифів на наступний рік до його початку;

регуляторний період – період часу між двома послідовними переглядами тарифів та змінами параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії, який встановлюється рішенням Регулятора;

регуляторний рахунок – обліковий запис, на який відносяться відхилення необхідного доходу від планованого за кожний рік регуляторного періоду;

структура тарифу – окремий додаток до рішення Регулятора про встановлення тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу з переліком економічно обґрунтованих складових, що групуються за економічними елементами, на основі яких розраховуються та встановлюються тарифи на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу;

тариф на послуги відбору природного газу – виражена у грошовій формі вартість забезпечення оператором газосховищ замовнику у планованому періоді потужності відбору природного газу з ПСГ;

тариф на послуги закачування природного газу – виражена у грошовій формі вартість забезпечення оператором газосховищ замовнику у планованому періоді потужності закачування природного газу в ПСГ;

тариф на послуги зберігання природного газу – виражена у грошовій формі вартість забезпечення оператором газосховищ замовнику у планованому періоді робочого обсягу зберігання природного газу у ПСГ.

Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у законах України «Про ринок природного газу», «Про природні монополії», Кодексі газосховищ, затвердженому постановою Національної комісії, що здійснює державне

регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2495, зареєстрованому в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825 (далі – Кодекс).

6. Початок першого регуляторного періоду відповідає даті запровадження НКРЕКП стимулюючого регулювання.

7. Розрахунок прогнозованого необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу здійснюється для кожного року регуляторного періоду, з урахуванням:

1) встановлених НКРЕКП параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії:

регуляторної норми доходу для регуляторної бази активів, яка визначена на дату переходу до стимулюючого регулювання;

регуляторної норми доходу для частини регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання;

загального показника ефективності використання витрат на оплату праці;

загального показника ефективності для операційних контрольованих витрат;

загального показника ефективності витрат паливного газу;

загального показника ефективності для інших обсягів виробничо-технологічних витрат;

загального показника ефективності для регуляторної бази активів.

Параметри регулювання, що мають довгостроковий період дії, можуть бути переглянуті впродовж регуляторного періоду.

У разі недосягнення загальних показників ефективності тривалість регуляторного періоду може бути переглянута.

За умови систематичного недосягнення загальних показників ефективності Регулятор може переглянути рішення про застосування стимулюючого регулювання до оператора газосховищ;

2) прогнозованих значень параметрів розрахунку необхідного доходу відповідно до прогнозу соціально-економічного розвитку України, основних макропоказників економічного і соціального розвитку України та основних напрямів бюджетної політики:

індексу споживчих цін;

індексу цін виробників промислової продукції;

індексу зростання номінальної середньомісячної заробітної плати;

3) плану розвитку газосховищ;

4) прогнозованої ціни закупівлі природного газу.

8. Протягом регуляторного періоду за фактичними даними може бути проведено коригування необхідного доходу, яке враховує:

фактичні значення індексу споживчих цін, індексу цін виробників промислової продукції, індексу зростання номінальної середньомісячної заробітної плати;

зміни в чинному законодавстві України в частині розміру ставок податків, зборів, обов'язкових платежів;

зміни обсягів замовлених потужностей;

зміни ціни на природний газ для ВТВ;

зміни до плану розвитку.

II. Визначення необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу

1. Прогнозований необхідний дохід ($НД_t^n$) від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу на рік *t* розраховується за формулою

$НД_t^n = ОКВ_t^n + ОНВ_t^n + ВТВ_t^n + А_t^n + П_t^n + РК_t^n + ПП_t^n + КД_t$ (тис. грн), (1)

де $ОКВ_t^n$ – прогнозовані операційні контрольовані витрати, пов’язані з провадженням діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу на рік *t*, примірний перелік яких наведено в додатку 2 до цієї Методики, тис. грн;

$ОНВ_t^n$ – прогнозовані операційні неконтрольовані витрати, пов’язані з провадженням діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу на рік *t*, примірний перелік яких наведено в додатку 3 до цієї Методики, тис. грн;

$ВТВ_t^n$ – прогнозовані витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується на виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати, на рік *t*, тис. грн;

$А_t^n$ – прогнозована амортизація на рік *t*, тис. грн;

$П_t^n$ – прогнозований прибуток на регуляторну базу активів на рік *t* після оподаткування, тис. грн;

$РК_t^n$ – прогнозований прибуток на робочий капітал на рік t, тис. грн;

$ПП_t^n$ – прогнозований податок на прибуток на рік *t*, тис. грн;

$КД_t$ – сума коригування необхідного доходу у зв’язку з виявленням та підтвердженням порушень за результатами проведення планового та/або позапланового заходу державного нагляду (контролю) щодо дотримання суб’єктом господарювання вимог законодавства у нафтогазовій сфері та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу, затверджених постановою НКРЕКП від 16 лютого 2017 року № 201 (далі – Ліцензійні умови).

2. Прогнозовані операційні контрольовані витрати від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу розраховуються перед початком регуляторного періоду на кожний рік регуляторного періоду за формулою

$$\text{ОКВ}_t^n = ((\text{ОКВ}_{t-1}^{n\,\text{уп}} - \text{ВОП}_{t-1}^n + \text{ОКВ}_t^{n\,\text{уз}}) \times \frac{\text{ІЦВ}_t^n}{100}) \times (1 - \frac{\text{ПЕ}_\text{з}}{100}) + \text{ВОП}_t^n \text{ (тис. грн)}, \quad (2)$$

де $\text{ОКВ}_{t-1}^{n\,\text{уп}}$ – прогнозовані умовно постійні операційні контрольовані витрати у році *t-1*, тис. грн;

ВОП_{t-1}^n – прогнозовані витрати на оплату праці у році *t-1*, що визначається відповідно до пункту 3 цього розділу, тис. грн;

$\text{ОКВ}_t^{n\,\text{уз}}$ – прогнозовані умовно змінні операційні контрольовані витрати, тис. грн;

ІЦВ_t^n – прогнозований індекс цін виробників промислової продукції для року *t*, %;

$\text{ПЕ}_\text{з}$ – встановлений НКРЕКП загальний показник ефективності для операційних контрольованих витрат, %;

ВОП_t^n – прогнозовані витрати на оплату праці у році *t*, що визначається відповідно до пункту 3 цього розділу, тис. грн.

Базові рівні умовно постійних операційних контрольованих витрат для першого регуляторного періоду ($\text{ОКВ}_0^{\text{уп}}$) визначаються при переході до стимулюючого регулювання виходячи з економічно обґрунтованих витрат ліцензіата на здійснення господарської діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу з урахуванням фактичних даних за результатами діяльності у попередніх періодах та з урахуванням зіставлення з аналогічними показниками в інших сферах регулювання, з метою відшкодування оператору газосховищ зміни у часі середньомісячної заробітної плати та цін на товари/послуги у сфері промислового виробництва внаслідок інфляційних процесів.

Базові рівні умовно постійних операційних контрольованих витрат на другий та наступні регуляторні періоди визначаються з урахуванням даних щодо використання операційних контрольованих витрат у попередньому регуляторному періоді.

Умовно змінні операційні контрольовані витрати розраховуються перед початком регуляторного періоду на кожний рік регуляторного періоду за формулою

$$\text{ОКВ}_t^{n\,\text{уз}} = \text{МОКВ}_t^n + \text{ІОКВ}_t^n \text{ (тис. грн)}, \quad (3)$$

де МОКВ_t^n – матеріальні операційні контрольовані витрати, які плануються, виходячи із прогнозних технологічних режимів роботи ПСГ для кожного року в регуляторному періоді і розраховуються виходячи із прогнозних фізичних обсягів закачування та відбору природного газу;

ІОКВ_t^n – інші контрольовані операційні витрати, які плануються, виходячи з прогнозних замовлених потужностей закачування та відбору природного газу.

У разі очікування суттєвих відмінностей у технологічних режимах роботи газосховищ, пов’язаних, зокрема, зі значним відхиленням прогнозованих фізичних обсягів від обсягів, урахованих при формуванні тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, прогнозовані операційні контрольовані витрати у році *t* визначаються на рівні, необхідному для забезпечення безаварійної та безперебійної роботи газосховищ.

При визначенні $ОКВ_t^n$ на рік *t* враховуються витрати на проведення ремонтних робіт та технічного обслуговування у розмірі, що не може перевищувати обсяг планованих джерел фінансування інвестиційної програми, які є компонентами прогнозованого необхідного доходу на відповідний рік.

У разі досягнення загального показника ефективності для операційних контрольованих витрат економія операційних контрольованих витрат залишається у розпорядженні ліцензіата та використовується оператором газосховищ за рішенням Регулятора у році, наступному за звітним роком/році, наступному після здійснення заходу контролю, для фінансування в обсягах не більше 50 % від такої економії коштів на заходи з енергоефективності та/або для фінансування заходів, передбачених інвестиційною програмою, та/або для фінансування інших заходів, решта економії залишається у розпорядженні ліцензіата.

3. Визначення прогнозованих ВОП для року *t* здійснюється за формулою

$$ВОП_t^n = ВОП_{t-1}^n \times ІЗП_t^n \times (1 - \frac{ПЕ_з}{100}) \text{ (тис. грн)}, \quad (4)$$

де $ВОП_t^n$ – прогнозовані витрати на оплату праці на рік *t*, тис. грн;

$ВОП_{t-1}^n$ – прогнозовані витрати на оплату праці на рік *t-1*, тис. грн;

$ІЗП_t^n$ – прогнозований індекс зростання номінальної середньомісячної заробітної плати в Україні для року *t*, визначається за формулою

$$ІЗП_t^n = \frac{ІСЦ_t^n}{100} \text{x} \frac{ІРЗП_t^n}{100} \text{ (умовні одиниці)}, \quad (5)$$

де $ІСЦ_t^n$ – прогнозований індекс споживчих цін у середньому до попереднього року для року *t*, %;

$ІРЗП_t^n$ – прогнозований індекс зростання номінальної середньомісячної заробітної плати працівників, скоригований на індекс споживчих цін (індекс зростання реальної середньомісячної заробітної плати) для року *t*, %.

Результативність використання витрат на оплату праці у році *t* оцінюється загальним показником ефективності використання витрат на оплату праці.

Фактичний показник ефективності використання витрат на оплату праці у році *t* визначається за формулою

$$ПЕ_{ф\,t}^{ВОП} = \frac{ЗП_{ф_t}^{к} / ЗП_{ф_{t-1}}^{к}}{ЗП_{ф_t}^{інш} / ЗП_{ф_{t-1}}^{інш}} \text{ (умовні одиниці)}, \quad (6)$$

де $ЗП_{ф_t}^{к}$ – рівень середніх витрат на оплату праці працівників оператора газосховищ категорії «керівники» у році *t*, грн на місяць;

$ЗП_{ф_{t-1}}^{к}$ – рівень середніх витрат на оплату праці працівників оператора газосховищ категорії «керівники» у році *t-1*, грн на місяць;

$ЗП_{ф_t}^{інш}$ – рівень середніх витрат на оплату праці працівників оператора газосховищ, які не відносяться до категорії «керівники», у році *t*, грн на місяць;

$ЗП_{ф_{t-1}}^{інш}$ – рівень середніх витрат на оплату праці працівників оператора газосховищ, які не відносяться до категорії «керівники», у році *t-1*, грн на місяць.

Загальний показник ефективності використання витрат на оплату праці, що встановлюється НКРЕКП, не може бути більшим 1.

4. До складу прогнозованих операційних неконтрольованих витрат мають бути включені тільки ті операційні неконтрольовані витрати, що безпосередньо пов'язані зі здійсненням ліцензованої діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу.

Прогнозовані операційні неконтрольовані витрати, пов’язані з провадженням діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу на рік *t* (ОНВ_t^n) визначаються за формулою

$$\text{ОНВ}_t^n = \left(\text{ОНВ}_{t-1}^n - \text{ВОП}_{t-1}^n \times \text{Н}_{t-1}^{\text{ВОП}}\right) \times \frac{\text{ІСЦ}_t^n}{100} + \text{ВОП}_t^n \times \text{Н}_t^{\text{ВОП}} \text{ (тис. грн)}, \quad (7)$$

де $\text{Н}_{t-1}^{\text{ВОП}}$ – розмір єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування на рік *t-1*, у відносних одиницях;

$\text{Н}_t^{\text{ВОП}}$ – розмір єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування на рік *t*, у відносних одиницях;

ІСЦ_t^n – прогнозований індекс споживчих цін для року *t*, %.

Базові рівні операційних неконтрольованих витрат для першого регуляторного періоду (ОНВ_0) визначаються при переході до стимулюючого регулювання виходячи з економічно обґрунтованих витрат ліцензіата на здійснення господарської діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу з урахуванням фактичних даних за результатами діяльності у попередніх періодах та з урахуванням зіставлення з аналогічними показниками в інших сферах регулювання.

При збільшенні (зменшенні) рівня операційних неконтрольованих витрат базовий рівень операційних неконтрольованих витрат переглядається.

Підставою для перегляду базового рівня операційних неконтрольованих витрат є зміни у чинному законодавстві України в частині розміру ставок податків, зборів, обов'язкових платежів.

5. Прогнозовані витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат (ВТВ_t^n), визначаються перед початком регуляторного періоду на кожен рік *t* регуляторного періоду за формулою

$$\text{ВТВ}_t^n = \frac{V_{\text{ВТВ}_t}^n \times \text{Ц}_{\text{газ}_t}}{1000} \text{ (тис. грн)}, \quad (8)$$

де $V_{\text{ВТВ}_t}^n$ – прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат природного газу на рік *t*, 1000 м^3, які визначаються з урахуванням фактичних обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу за попередні періоди, прогнозованих обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу на основі прогнозованих режимів використання та характеристик технологічного обладнання (для обладнання введеного в експлуатацію після впровадження багаторічного стимулюючого регулювання враховуються паспортні характеристики), прогнозного балансу надходження та розподілу природного газу (за наявності), прогнозних обсягів зберігання (закачування, відбору)

природного газу та загальних показників ефективності для обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу, встановлених НКРЕКП з урахуванням положень цього пункту;

$Ц_{газ_t}$ – прогнозована ціна закупівлі природного газу у році t, грн за 1000 м^3.

Для першого календарного року першого регуляторного періоду загальні показники ефективності для обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу дорівнюють 0.

Показники ефективності для виробничо-технологічних витрат природного газу визначаються окремо для питомих обсягів паливного газу (на роботу газоперекачувальних агрегатів, електростанцій, установок підігрівання, осушування газу, газофакельних установок та котелень/котлів гарячого водопостачання) та окремо для інших обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу, включених до розрахунку $ВТВ_t^n$.

Прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат природного газу визначаються перед початком регуляторного періоду як базові рівні обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу ($V^0_{ВТВ_t}$). У разі зміни графіків та режимів закачування та відбору природного газу в довгостроковій перспективі обсяги виробничо-технологічних витрат природного газу можуть змінюватися протягом регуляторного періоду.

При оцінці досягнення загальних показників ефективності для обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу враховуються воєнні ризики та заходи оператора газосховищ спрямовані на забезпечення безпеки постачання природного газу.

Економія витрат, пов'язаних із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат, використовується оператором газосховищ за рішенням НКРЕКП у році, наступному за звітним роком/році, наступному після здійснення заходу контролю, для фінансування заходів з енергоефективності та/або для фінансування заходів, передбачених інвестиційною програмою, та/або для фінансування інших заходів, крім економії витрат, направленої відповідно до абзаців десятого та одинадцятого цього пункту.

За умови досягнення оператором газосховищ показника ефективності витрат паливного газу та за рішенням НКРЕКП до 25 % коштів, отриманих за рахунок економії обсягів газу, передбачених для роботи газоперекачувальних агрегатів, електростанцій, установок підігрівання, осушування газу, газофакельних установок та котелень/котлів гарячого водопостачання, можуть бути використані оператором газосховищ для потреб матеріального заохочення працівників, які задіяні у процесі дотримання технологічного режиму роботи газосховища.

У випадку якщо економія витрат, пов'язаних із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат, зумовлена зниженням ціни природного газу внаслідок укладання довгострокових договорів (більше 1 року) для покриття обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу з власником природного газу, зокрема

газодобувним підприємством, виробником біометану або інших видів газу з альтернативних джерел, оптовим продавцем, така економія витрат використовується оператором газосховищ за рішенням НКРЕКП у році, наступному за звітним роком/році, наступному після здійснення заходу контролю, для фінансування інших заходів в обсягах не більше 75 % від такої економії коштів, решта 25 % економії залишається у розпорядженні ліцензіата.

Якщо за результатами перевірки дотримання оператором газосховищ ліцензійних умов із зберігання (закачування, відбору) природного газу встановлено перевищення прогнозованих обсягів виробничо-технологічних витрат ($V^{n}_{BTB_t}$), включених до розрахунку тарифу, над фактичними більше ніж на 10 %, і таке перевищення не обумовлене збільшенням/зменшенням фізичних обсягів зберігання, закачування, відбору природного газу та наслідками, пов'язаними з воєнними діями у відповідному періоді, обсяг такого перевищення не вважається економією оператора газосховищ відповідно до цієї Методики та підлягає виключенню з тарифу з коефіцієнтом 1,1.

6. Прогнозована амортизація у році *t* регуляторного періоду визначається відповідно до розділів IV та V цієї Методики, окремо на активи, що створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, активи, створені після переходу на стимулююче регулювання, та активи, що були отримані ліцензіатами на безоплатній основі, за формулою

$$A^{n}_{t} = A^{ст}_{t} + A^{нов}_{t} + A^{бо}_{t} \text{ (тис. грн)}, \quad (9)$$

де $A^{ст}_{t}$ – прогнозована річна амортизація на активи, що визначені на дату переходу до стимулюючого регулювання, тис. грн;

$A^{нов}_{t}$ – прогнозована річна амортизація на активи, що створені після переходу на стимулююче регулювання у році *t*, тис. грн;

$A^{бо}_{t}$ – планована річна амортизація на активи, що були отримані ліцензіатами на безоплатній основі після переходу до стимулюючого регулювання, крім активів (будівлі адміністративного призначення, транспортні засоби, меблі, інвентар, програмне забезпечення та інші активи) відповідно до розділу IV цієї Методики, тис. грн.

При визначенні суми амортизації ($A^{нов}_{t}$) у році *t* у відповідних складових враховується прогнозована сума амортизації активів, що будуть створені у році *t* у рамках реалізації плану розвитку.

Прогнозована річна амортизація на активи, отримані ліцензіатом на безоплатній основі, які створені після переходу на стимулююче регулювання, ($A^{бо}_{t}$) на рік *t*, розраховується на рівні фактичної амортизації за останній звітний квартал помноженої на чотири.

Прогнозована амортизація на ці активи у першому році першого регуляторного періоду дорівнює 0.

Зазначена амортизація нараховується, починаючи з кварталу, наступного після кварталу, у якому планується введення відповідного активу в експлуатацію.

7. Розрахунок прогнозованого прибутку на регуляторну базу активів ($П_t$) здійснюється за формулою

$$П_t = \frac{(РБА_{пt}^{ст} + РБА_{кt}^{ст})}{2} \times (РНД^0 \times \lambda_t) + \frac{(РБА_{пt}^{нов} + РБА_{кt}^{нов})}{2} \times (РНД^{нов} \times \lambda_t) \text{ (тис. грн), (10)}$$

де $РБА_{пt}^{ст}$ – регуляторна база активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання на початок року t, тис. грн;

$РБА_{кt}^{ст}$ – регуляторна база активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання на кінець року t, тис. грн;

$РНД^0$ – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у відносних одиницях;

$РБА_{пt}^{нов}$ – регуляторна база активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання на початок року t, тис. грн;

$РБА_{кt}^{нов}$ – регуляторна база активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання на кінець року t, тис. грн;

$РНД^{нов}$ – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання, у відносних одиницях;

λ_t – коефіцієнт, який характеризує досягнення загальних показників ефективності, встановлених НКРЕКП.

Визначення коефіцієнта, який характеризує досягнення загальних показників ефективності, здійснюється за формулою

$$\lambda_t = k^\lambda \times \frac{(\lambda_t^{окв} + \lambda_t^{ВТВ\ ПГ} + \lambda_t^{ВТВ\ інші} + \lambda_t^{ВОП})}{4} + (1 - k^\lambda) \times \lambda_t^{РБА} \text{ (умовні одиниці), (11)}$$

де $\lambda_t^{окв}$ – коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності для операційних контрольованих витрат;

$\lambda_t^{ВТВ\ ПГ}$ – коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності витрат паливного газу;

$\lambda_t^{ВТВ\ інші}$– коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності для інших обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу;

$\lambda_t^{ВОП}$– коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності використання витрат на оплату праці;

$\lambda_t^{РБА}$– коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності для регуляторної бази активів;

k^λ– коефіцієнт розподілу впливу досягнення загальних показників ефективності, умовні одиниці.

Коефіцієнт k^λ приймається в розмірі 0,7, якщо інше не встановлено НКРЕКП разом з параметрами регулювання, що мають довгостроковий термін дії, для цілей стимулюючого регулювання.

Коефіцієнт, який характеризує досягнення загальних показників ефективності, встановлених НКРЕКП, не може бути більшим 1,5.

Коефіцієнти, які характеризують досягнення загальних показників ефективності для операційних контрольованих витрат, для витрат паливного газу

та для інших обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу визначаються за формулою

$$\lambda_t^i = \frac{(1-\text{ПЕ}_{\text{п}\,t-1}^i)}{(1-\text{ПЕ}_{\text{ф}\,t-1}^i)} \text{ (умовні одиниці)}, \quad (12)$$

де $\text{ПЕ}_{\text{п}\,t-1}^i$ – відповідний, встановлений НКРЕКП загальний показник ефективності для року *t-1*, умовні одиниці;

$\text{ПЕ}_{\text{ф}\,t-1}^i$ – відповідний фактичний показник ефективності для року *t-1*, умовні одиниці.

Фактичний показник ефективності для операційних контрольованих витрат для року *t-1* визначається за формулою

$$\text{ПЕ}_{\text{ф}\,t-1}^{\text{ОКВ}} = \left(1 - \frac{\text{ОКВ}_{t-1}^{\text{ф}}}{\text{ОКВ}_{t-1}^{\text{кор}}}\right) \text{ (умовні одиниці)}, \quad (13)$$

де $\text{ОКВ}_{t-1}^{\text{ф}}$ – фактичні операційні контрольовані витрати у році *t-1*;

$\text{ОКВ}_{t-1}^{\text{кор}}$ – кориговані операційні контрольовані витрати для року *t-1* відповідно до розділу III цієї Методики.

Коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності використання витрат на оплату праці, визначаються за формулою

$$\lambda_t^{\text{ВОП}} = \frac{\text{ПЕ}_{\text{п}\,t-1}^{\text{ВОП}}}{\text{ПЕ}_{\text{ф}\,t-1}^{\text{ВОП}}} \text{ (умовні одиниці)}, \quad (14)$$

де $\text{ПЕ}_{\text{п}\,t-1}^{\text{ВОП}}$ – відповідний, встановлений НКРЕКП, загальний показник ефективності використання витрат на оплату праці для року *t-1*, умовні одиниці;

$\text{ПЕ}_{\text{ф}\,t-1}^{\text{ВОП}}$ – відповідний фактичний показник ефективності використання витрат на оплату праці для року *t-1*, умовні одиниці.

Визначення коефіцієнта, який характеризує досягнення загального показника ефективності для регуляторної бази активів для року *t*, здійснюється за формулою

$$\lambda_t^{\text{РБА}} = \frac{\text{ПЕ}_{\text{ф}\,t-1}^{\text{РБА}}}{\text{ПЕ}_{\text{п}\,t-1}^{\text{РБА}}} \text{ (умовні одиниці)}, \quad (15)$$

де $\text{ПЕ}_{\text{п}\,t-1}^{\text{РБА}}$ – встановлений НКРЕКП загальний показник ефективності для регуляторної бази активів для року *t-1*, умовні одиниці;

$\text{ПЕ}_{\text{ф}\,t-1}^{\text{РБА}}$ – фактичний показник ефективності для регуляторної бази активів для року *t-1*, умовні одиниці.

Загальний показник ефективності для регуляторної бази активів, що встановлюється НКРЕКП, не може бути меншим 1.

Фактичний показник ефективності для регуляторної бази активів для року *t-1* визначається за формулою

$$\text{ПЕ}_{\text{ф}\,t-1}^{\text{РБА}} = \frac{\text{РБА}_{\text{к}t-1}^{\text{ст}} + \text{РБА}_{\text{к}t-1}^{\text{нов}}}{\text{РБА}_{\text{п}t-1}^{\text{ст}} + \text{РБА}_{\text{п}t-1}^{\text{нов}}} \text{ (умовні одиниці)}. \quad (16)$$

З метою визначення фактичного показника ефективності для регуляторної бази активів вартість регуляторної бази активів на кінець року *t-1* визначається:

без урахування безоплатно отриманих активів у році *t-1*;

без урахування амортизації активів введених в експлуатацію в році *t-1*;

з урахуванням розміру авансових платежів, передбачених інвестиційною програмою, здійснених у році *t-1*;

з урахуванням розміру виконання за заходами інвестиційної програми, підтвердженого проміжними актами, у році *t-1*;

з урахуванням вартості активів (нових, капіталізованих), виконаних відповідно до постанови НКРЕКП від 17 березня 2022 року № 348 «Про врегулювання окремих питань забезпечення безпеки розподілу, транспортування та зберігання природного газу у період дії воєнного стану в Україні» та за умови відсутності компенсації цих витрат з інших джерел.

Розмір авансових платежів, передбачених інвестиційною програмою, та розмір виконання за заходами інвестиційної програми, підтверджений проміжними актами, не враховуються при визначенні фактичного показника ефективності для регуляторної бази активів, за умови їх врахування при визначенні фактичного показника ефективності для регуляторної бази активів у попередніх періодах.

З метою визначення фактичного показника ефективності для регуляторної бази активів враховується вплив вибуття з регуляторної бази активів об’єктів у результаті їх пошкодження, ліквідації, списання внаслідок воєнних дій.

Вартість буферного газу не враховується при визначенні фактичного показника ефективності для регуляторної бази активів.

8. На початок першого регуляторного періоду регуляторна база активів, яка створена до переходу до стимулюючого регулювання, дорівнює регуляторній базі активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання ($\text{РБА}_{\text{п}t}^{\text{ст}} = \text{РБА}^{0}$).

9. Регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання (РБА^{0}), та регуляторна база активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання, визначаються відповідно до розділів IV та V цієї Методики.

10. Регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, може бути одноразово переглянута при коригуванні необхідного доходу на суму вартості активів, які були створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, відповідно до плану розвитку, у році, який передував року впровадження стимулюючого регулювання, але на дату переходу до стимулюючого регулювання були відсутні дані щодо їх фактичної вартості.

На початок першого року першого періоду регулювання регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання ($\text{РБА}_{\text{п}t}^{\text{нов}}$), дорівнює 0.

11. Регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, на початок кожного наступного року регуляторного періоду

встановлюється на рівні регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, на кінець попереднього року ($\text{РБА}_{\text{п}t}^{\text{нов}} = \text{РБА}_{\text{к}t-1}^{\text{нов}}$).

12. $\text{РБА}_{\text{к}t}^{\text{нов}}$ та $\text{РБА}_{\text{к}t}^{\text{ст}}$ визначаються за формулами

$$\text{РБА}_{\text{к}t}^{\text{нов}} = \text{РБА}_{\text{п}t}^{\text{нов}} - \text{ВА}_{t}^{\text{нов}} - \text{А}_{t}^{\text{нов}} + \text{І}_{t}^{\text{нов}} \text{ (тис. грн)}, \quad (17)$$

де $\text{І}_{t}^{\text{нов}}$ – первісна вартість активів, створених у році *t* згідно з планом розвитку, тис. грн;

$\text{ВА}_{t}^{\text{нов}}$ – вартість активів, які вибули протягом року *t* та створені після переходу до стимулюючого регулювання згідно з планом розвитку, тис. грн;

$$\text{РБА}_{\text{к}t}^{\text{ст}} = \text{РБА}_{\text{п}t}^{\text{ст}} - \text{А}_{t}^{\text{ст}} \text{ (тис. грн)}. \quad (18)$$

13. Прогнозований прибуток на робочий капітал у році *t* розраховується за формулою

$$\text{РК}_{t}^{n} = \frac{\text{ПР}_{t}^{n} - \text{А}_{t}^{n}}{2} \text{ (тис. грн)}, \quad (19)$$

де ПР_{t}^{n} – планований обсяг фінансування інвестиційної програми на рік *t* за рахунок компонентів прогнозованого необхідного доходу, тис. грн.

Прогнозований прибуток на робочий капітал, за його наявності, є одним з обов’язкових джерел фінансування заходів інвестиційної програми оператора газосховищ на рік *t*.

Прогнозований прибуток на робочий капітал може бути врахований при розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, починаючи з третього року першого регуляторного періоду лише за умов:

дотримання загального показника ефективності для регуляторної бази активів для року *t-1*;

включення прогнозованого прибутку джерелом фінансування заходів інвестиційної програми на рік *t* у розмірі не менше прогнозованого прибутку на робочий капітал на цей рік.

Прогнозований прибуток на робочий капітал на рік *t* не може перевищувати розміру половини прогнозованої амортизації на рік *t*.

14. Прогнозований податок на прибуток у році *t* розраховується за формулою

$$\text{ПП}_{t}^{n} = \text{П}_{t}^{n} \times \frac{\text{НПП}_{t}}{1 - \text{НПП}_{t}} \text{ (тис. грн)}, \quad (20)$$

де НПП_{t} – ставка податку на прибуток підприємств у році *t*, установлена відповідно до Податкового кодексу України, у відносних одиницях.

15. Прогнозовані амортизація, прибуток на регуляторну базу активів, прибуток на робочий капітал та податок на прибуток розраховуються відповідно до пунктів 6 – 14 цього розділу з урахуванням прогнозованих значень амортизації, суми інвестицій, обсягів введення основних фондів в експлуатацію, індексу споживчих цін тощо.

Прогнозована амортизація на активи регуляторної бази активів, що були отримані ліцензіатами на безоплатній основі після переходу до стимулюючого регулювання, у році *t* розраховується на активи, отримані до року *t-1* включно.

III. Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу

1. Відхилення необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу відноситься на регуляторний рахунок.

2. Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу здійснюється за зверненням ліцензіата за формулою

$$НД_t^{кор} = -\frac{PP}{u} \text{ (тис. грн)}, \quad (21)$$

де PP – значення регуляторного рахунку, тис. грн;

u – кількість років, протягом яких ураховується коригування необхідного доходу.

3. До складу регуляторного рахунку можуть бути віднесені:

1) відхилення планованого необхідного доходу, врахованого при визначенні та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, від фактичного доходу ліцензіата від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу, у тому числі за рахунок застосування коефіцієнтів, які враховують особливості умов замовлення послуг;

2) різниця між прогнозованими та коригованими компонентами необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу, зокрема:

витратами ліцензіата, пов'язаними із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу,

операційними контрольованими витратами із зберігання (закачування, відбору) природного газу,

операційними неконтрольованими витратами із зберігання (закачування, відбору) природного газу,

амортизацією, розрахованою відповідно до пункту 6 розділу II цієї Методики з урахуванням фактичних даних щодо активів, утворених до та після переходу до стимулюючого регулювання, активів, що були отримані ліцензіатами на безоплатній основі,

прибутком на регуляторну базу активів, розрахованим відповідно до пункту 7 розділу II цієї Методики з урахуванням фактичних даних щодо активів, утворених до та після переходу до стимулюючого регулювання, вартості вибуття

активів із регуляторної бази активів, яка сформована після переходу на стимулююче регулювання, тис. грн;

3) різниця між прогнозованим податком на прибуток та сплаченим податком на прибуток у частині здійснення ліцензованої діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу;

4) різниця між коригованою амортизацією, врахованою при встановленні тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, та величиною річної амортизації, яка є джерелом фінансування заходів затвердженого плану розвитку оператора газосховища (далі – економія амортизаційних відрахувань). Економія амортизаційних відрахувань відноситься до складу регуляторного рахунку за весь регуляторний період за результатами передостаннього року регуляторного періоду.

4. Кориговані операційні контрольовані витрати на рік q розраховуються за формулою

$$\text{ОКВ}_q^{\text{кор}} = \left(\left(\text{ОКВ}_{q-1}^{\text{кор уп}} - \text{ВОП}_{q-1}^{\text{кор}} + \text{ОКВ}_q^{\text{кор уз}}\right) \times \frac{\text{ІЦВ}_q^{\text{ф}}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\text{ПЕ}_{\text{з}}}{100}\right) + \text{ВОП}_q^{\text{кор}} \text{ (тис. грн)}, \quad (22)$$

де $\text{ОКВ}_{q-1}^{\text{кор уп}}$ – прогнозовані умовно постійні операційні контрольовані витрати, кориговані для другого та наступних років регуляторного періоду, з урахуванням базового рівня умовно постійних операційних контрольованих витрат (для першого року першого регуляторного періоду $\text{ОКВ}_{q-1}^{\text{кор уп}} = \text{ОКВ}_0^{\text{уп}}$);

$\text{ОКВ}_q^{\text{кор уз}}$ – уточнені умовно змінні операційні контрольовані витрати на рік q, що розраховуються за формулою

$$\text{ОКВ}_q^{\text{кор уз}} = \frac{\text{МОКВ}_q^n}{(V_{\text{зак}_q}^n + V_{\text{відб}_q}^n)} \times (V_{\text{зак}_q}^{\text{ф}} + V_{\text{відб}_q}^{\text{ф}}) + \frac{\text{ІОКВ}_q^n}{(W_{\text{зак}_q}^n + W_{\text{відб}_q}^n)} \times (W_{\text{зак}_q}^{\text{ф}} + W_{\text{відб}_q}^{\text{ф}}) \text{ (тис. грн)}, \quad (23)$$

q – відповідний рік регуляторного періоду;

$V_{\text{зак}_q}^n$ – плановані річні обсяги закачування природного газу в ПСГ на рік q, млн м^3 на рік;

$V_{\text{відб}_q}^n$ – плановані річні обсяги відбору природного газу з ПСГ на рік q, млн м^3 на рік;

$V_{\text{зак}_q}^{\text{ф}}$ – фактичні річні обсяги закачування природного газу в ПСГ за рік q, млн м^3 на рік;

$V_{\text{відб}_q}^{\text{ф}}$ – фактичні річні обсяги відбору природного газу з ПСГ за рік q, млн м^3 на рік;

$W_{\text{зак}_q}^n$ – планована річна потужність закачування природного газу в ПСГ на рік q, млн м^3 на рік;

$W_{\text{відб}_q}^n$ – планована річна потужність відбору природного газу з ПСГ на рік q, млн м^3 на рік;

$W^{ф}_{зак_q}$ – фактична річна потужність закачування природного газу в ПСГ за рік q, млн м^3 на рік;

$W^{ф}_{відб_q}$ – фактична річна потужність відбору природного газу з ПСГ за рік q, млн м^3 на рік;

$ВОП^{кор}_q$ – кориговані витрати на оплату праці у році q, що визначається за формулою

$$ВОП^{кор}_q = ВОП^{кор}_{q-1} \times \frac{ІЗП^{ф}_q}{100} \text{ (тис. грн)}, \quad (24)$$

де $ІЗП^{ф}_q$ – фактичний індекс зростання номінальної середньомісячної заробітної плати в Україні для року q, %;

$ВОП^{кор}_{q-1}$ – кориговані витрати на оплату праці у році q-1, що визначається аналогічно формулі 24;

$ІЦВ^{ф}_q$ – фактичний індекс цін виробників промислової продукції року q, %.

Визначення різниці між прогнозованими та коригованими операційними контрольованими витратами здійснюється з урахуванням відшкодування оператору газосховищ зміни у часі середньомісячної заробітної плати та цін на товари/послуги у сфері промислового виробництва внаслідок інфляційних процесів, але не вище розміру фактичних операційних контрольованих витрат, понесених ліцензіатом.

5. Кориговані операційні неконтрольовані витрати із зберігання (закачування, відбору) на рік q розраховуються за формулою

$$ОНВ^{кор}_q = ОНВ^{ф}_q - ВОП^{ф}_q \times Н^{ВОП^ф}_q + ВОП^{кор}_q \times Н^{ВОП^ф}_q \text{ (тис. грн)}, \quad (25)$$

де $ОНВ^{ф}_q$ – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у році q, тис. грн;

$ВОП^{ф}_q$ – фактичні витрати на оплату праці у році q, тис. грн;

$Н^{ВОП^ф}_q$ – фактичний розмір єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування у році q, у відносних одиницях.

6. Кориговані витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу, на рік q розраховуються за формулою

$$ВТВ^{кор}_q = \frac{V^{ф}_{ВТВ_q} \cdot Ц^{м}_{газ_q}}{1000} \text{ (тис. грн)}, \quad (26)$$

де $V^{ф}_{ВТВ_q}$ – фактичні обсяги виробничо-технологічних витрат природного газу на рік q, 1000 м^3, але не більше обсягів, врахованих при визначенні та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу.

У разі збільшення фактичних обсягів ВТВ порівняно з врахованими при визначенні та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору)

природного газу, за умови збільшення фактичних обсягів закачування/відбору від планованих, такі обсяги можуть вважатися обґрунтованими у разі наявності підтверджувальних документів, ураховуючи технологічні особливості роботи агрегатів і механізмів, залишків природного газу у сховищах;

$Ц^{м}_{газ_q}$ – оптова ціна природного газу на нерегульованому сегменті оптового ринку природного газу України за результатами моніторингу за рік q, грн за 1000 м^3.

Визначення різниці між прогнозованими та коригованими витратами ліцензіата, пов'язаними із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу, здійснюється з урахуванням відшкодування оператору газосховищ ринкової вартості природного газу, але не вище розміру фактичних витрат, понесених ліцензіатом.

IV. Визначення регуляторної бази активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання

1. Регуляторна база активів ліцензіата, яка сформована на дату переходу до стимулюючого регулювання (*РБА*), визначається на підставі висновку про вартість активів, що є невід'ємною частиною звіту про оцінку таких активів, проведену відповідно до Методики оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, затвердженої наказом Фонду державного майна України від 12 березня 2013 року № 293, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 29 березня 2013 року за № 522/23054 (далі – Методика оцінки активів), за умови отримання позитивного висновку рецензента, який працює в органі державної влади, що здійснює державне регулювання оціночної діяльності, щодо відповідності звіту про оцінку активів вимогам Методики оцінки активів та Національним стандартам оцінки.

2. Якщо перехід до стимулюючого регулювання відбувся після 31 грудня року, у якому проведено оцінку активів ліцензіата, регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання ($РБА^0$), визначається з урахуванням вартості активів, створених згідно з планом розвитку і прийнятих на баланс, та з урахуванням вибуття активів та амортизації за формулою

$$РБА^0 = РБА + I - ВА - (А^{ст}_0 + А^{нов}) \text{ (тис. грн)}, \quad (27)$$

де I – первісна вартість активів, створених за період від дати оцінки активів до дати переходу до стимулюючого регулювання відповідно до плану розвитку, тис. грн;

ВА – вартість активів, обчислена відповідно до Методики оцінки активів щодо активів, які вибули протягом періоду з дати оцінки активів на дату переходу до стимулюючого регулювання, тис. грн;

$A_0^{ст}$ – щорічна амортизація за період часу від дати оцінки активів до дати переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до пункту 6 цього розділу, на активи, що були створені до дати оцінки активів, тис. грн;

$A^{нов}$ – амортизація за період часу від дати оцінки активів до дати переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до пунктів 4 та 5 розділу V цієї Методики, на активи, що були створені за період від дати оцінки активів до дати переходу до стимулюючого регулювання, тис. грн.

3. До складу регуляторної бази активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, включаються активи, що безпосередньо використовуються для здійснення ліцензованої діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу.

Активи, що використовуються також в інших, крім зберігання (закачування, відбору) природного газу, видах діяльності (адміністративні будівлі, програмне забезпечення, автотранспорт, системи зв'язку, офісна, комп'ютерна техніка тощо), належать до загальновиробничих. Загальновиробничі активи розподіляються пропорційно витратам на основну заробітну плату персоналу, задіяного у відповідному виді діяльності. Базою розподілу загальновиробничих активів, що використовуються в зберіганні (закачуванні, відборі) природного газу, є витрати на основну заробітну плату персоналу, задіяного у діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу.

До складу РБА входить буферний газ з регуляторною нормою доходу 0 % на перший регуляторний період, а у разі обґрунтованого звернення ліцензіата регуляторна норма доходу на буферний газ може бути переглянута в наступних регуляторних періодах у межах економії операційних контрольованих витрат.

4. Не включаються до складу регуляторної бази активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання:

об'єкти соціально-культурного призначення;

об'єкти інших необоротних матеріальних активів, які не використовуються для надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу;

об'єкти незавершених капітальних інвестицій;

довгострокові фінансові інвестиції;

довгострокові біологічні активи;

довгострокова дебіторська заборгованість;

відстрочені податкові активи;

інші необоротні активи;

витрати майбутніх періодів.

5. Об'єкти незавершених капітальних інвестицій, виконання робіт за якими було оплачено в межах виконання плану розвитку до впровадження стимулюючого регулювання, можуть бути включені до складу регуляторної бази активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у році, наступному після року їх введення в експлуатацію.

Вартість таких активів визначається у межах фактичних витрат, здійснених відповідно до затвердженого плану розвитку, з урахуванням амортизації за період від дати введення в експлуатацію до дати включення до складу регуляторної бази активів, розрахованої відповідно до пунктів 4 та 5 розділу V цієї Методики, та висновку про вартість активів, що є невід'ємною частиною звіту про оцінку таких активів, проведену відповідно до Методики оцінки активів, у разі його наявності.

6. Річна амортизація на активи, які включені до складу регуляторної бази активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання ($A^{ст}$), розраховується за формулою

$$А^{ст} = \frac{РБА}{С} \text{ (тис. грн)}, \quad (28)$$

де С – питомо зважений строк корисного використання активів, які включені до складу регуляторної бази активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, визначена в додатку 14 до цієї Методики.

Оператор газосховищ, враховуючи результати здійсненої незалежної оцінки вартості активів та на підставі довгострокових планів замовлення потужностей, щороку надає НКРЕКП розрахунки амортизації на активи, які включені до складу регуляторної бази активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання. У разі необхідності коригування строків корисного використання таких активів таке коригування та розрахунок амортизації підлягають обов'язковому узгодженню оператором газосховищ з власником цих активів та центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі.

7. Амортизація на активи, які включені до складу регуляторної бази активів на дату переходу до стимулюючого регулювання, нараховується щомісяця із застосуванням прямолінійного методу.

8. Після переходу на стимулююче регулювання у разі відчуження активів, що включені до складу регуляторної бази активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, регуляторна норма доходу на таку регуляторну базу та амортизація на суму вартості цих активів з дати їх відчуження не нараховуються.

V. Визначення регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання

1. До складу регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, включаються активи, що були створені (придбані) відповідно до плану розвитку газосховищ.

2. Об'єкти незавершених капітальних інвестицій, вартість виконання робіт за якими була оплачена в межах виконання плану розвитку у роках, наступних

за роками після впровадження стимулюючого регулювання, можуть бути включені до складу регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, у році, наступному після року їх введення в експлуатацію.

3. Не включаються до складу регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, активи, для яких пунктом 4 розділу IV цієї Методики встановлені обмеження.

4. Амортизація на активи, які включені до складу регуляторної бази активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання, нараховується із застосуванням прямолінійного методу щомісяця з урахуванням строків їх корисного використання згідно з додатком 15 до цієї Методики.

5. Нарахування амортизації на активи, які включені до складу регуляторної бази активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання, призупиняється на період виведення їх з експлуатації, що перевищує 3 місяці (з метою реконструкції, модернізації, добудови, дообладнання, консервації тощо), на підставі документів, які свідчать про виведення таких основних засобів з експлуатації. Нарахування амортизації відновлюється з місяця, наступного за місяцем введення в експлуатацію таких активів.

VI. Розрахунок тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу на регуляторний період

1. Тариф на послуги зберігання природного газу розраховується за формулою

$$\text{Т}_{\text{зб}} = \left(\frac{\text{В}_{\text{зб}_t}^{n} + \left(\text{П}_t^{n} + \text{РК}_t^{n} + \text{ПП}_t^{n} + \text{КД}_t + \text{НД}_t^{\text{кор}}\right) \times k}{W_{\text{зб}_t}^{n}}\right) \div 365 \text{ (грн за 1000 м}^3\text{ на добу)}, \quad (29)$$

де $\text{Т}_{\text{зб}}$ – тариф на послуги зберігання природного газу, грн за 1000 м^3 на добу;

$\text{В}_{\text{зб}_t}^{n}$ – плановані витрати оператора газосховищ на зберігання природного газу, які визначаються згідно з розподілом планованих витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до цієї Методики, тис. грн;

$W_{\text{зб}_t}^{n}$ – планований середній за рік t робочий обсяг зберігання природного газу, млн м^3 на рік;

k – коефіцієнт розподілу планованих витрати оператора газосховищ на зберігання природного газу, що визначається за формулою

$$k = \frac{\text{В}_{\text{зб}_t}^{n}}{\text{В}^{n}{}_t} \text{ (умовні одиниці)}, \quad (30)$$

де $\text{В}^{n}{}_t$ – сума планованих витрат оператора газосховищ.

2. Тариф на послуги закачування природного газу та тариф на послуги відбору природного газу розраховується за формулою

$$\text{Т}_{\substack{\text{зак}\\ \text{відб}}} = \frac{\text{В}^{n}_{\substack{\text{зак}\\ \text{відб}_t}} + (\text{П}^{n}_{t} + \text{РК}^{n}_{t} + \text{ПП}^{n}_{t} + \text{КД}_{t} + \text{НД}^{\text{кор}}_{t}) \times (1-k)}{(W^{n}_{\text{зак}_t} + W^{n}_{\text{відб}_t})} \text{ (грн за 1000 м}^3\text{ на добу)}, \qquad (31)$$

де $\text{Т}_{\substack{\text{зак}\\ \text{відб}}} = \text{Т}_{\text{зак}} = \text{Т}_{\text{відб}}$ – тариф на послуги закачування природного газу та тариф на послуги відбору природного газу, грн за 1000 м^3 на добу;

$\text{В}^{n}_{\substack{\text{зак}\\ \text{відб}_t}}$ – плановані витрати оператора газосховищ на закачування та відбір природного газу, які визначаються згідно з розподілом планованих витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до цієї Методики, тис. грн;

$W^{n}_{\text{зак}_t}$ – планована річна потужність закачування природного газу в ПСГ на рік t, млн м^3 на рік;

$W^{n}_{\text{відб}_t}$ – планована річна потужність відбору природного газу з ПСГ на рік t, млн м^3 на рік.

3. Планована річна потужність закачування природного газу, планована річна потужність відбору природного газу та планований середній за рік робочий обсяг зберігання природного газу визначаються за даними оператора газосховищ відповідно до договорів зберігання (закачування, відбору) природного газу з урахуванням прогнозного балансу надходження та розподілу природного газу (за наявності) та прогнозованих змін.

4. При замовленні послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу до тарифів на послуги закачування, відбору та зберігання природного газу застосовуються такі коефіцієнти:

коефіцієнти, які враховують замовлення послуг на рік зберігання (річна потужність, об’єднана потужність), величина яких не може перевищувати 1;

коефіцієнти, які враховують замовлення послуг на базовий сезон закачування/відбору – до 1,1;

коефіцієнти, які враховують замовлення потужності строком на місяць – від 1,1 до 2,5;

коефіцієнти, які враховують замовлення потужності на добу наперед – від 1,2 до 3,0;

Оператор газосховищ подає на затвердження НКРЕКП розрахунок коефіцієнтів, які враховують особливості умов замовлення послуг, та обґрунтування такого розрахунку.

5. Податок на додану вартість при розрахунку тарифів не враховується, а додається до них.

VII. Процедура встановлення та перегляду тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу

1. Вимоги до оформлення заяви та документів, що додаються до неї

1. Для перегляду тарифів ліцензіат подає до НКРЕКП заяву за встановленою формою (додаток 4) і такі документи у друкованій та електронній формах в 1 примірнику:

1) основні техніко-виробничі показники підземних сховищ газу (додаток 5);

2) характеристику підземних сховищ газу (додаток 6);

3) розрахунок тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу та прогнозованого необхідного доходу на кожен рік регуляторного періоду (додаток 7);

4) розрахунок обсягів замовленої потужності зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ (додаток 8);

5) динаміку фактичних обсягів виробничо-технологічних витрат за 4 останні роки у розрізі кожного підземного сховища природного газу окремо (додаток 9);

6) розрахунок витрат, пов’язаних із виробничо-технологічними витратами, нормованими втратами природного газу на кожен рік регуляторного періоду в розрізі кожного підземного сховища природного газу окремо (додаток 10);

7) розрахунок операційних контрольованих витрат зі зберігання (закачування, відбору) природного газу на кожен рік регуляторного періоду (додаток 11);

8) розрахунок витрат на оплату праці, єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування на кожен рік регуляторного періоду (додаток 12);

9) розрахунок операційних неконтрольованих витрат зі зберігання (закачування, відбору) природного газу на кожний рік регуляторного періоду (додаток 13);

10) розрахунки амортизаційних відрахувань (додатки 14 – 16);

11) розрахунок прибутку на регуляторну базу активів, що використовуються при провадженні діяльності зі зберігання (закачування, відбору) природного газу (додаток 17);

12) джерела фінансування плану розвитку на кожен рік регуляторного періоду (додаток 18);

13) структуру обсягів буферного газу по кожному окремому газосховищу (додаток 19);

14) протокол відкритого обговорення (відкритого слухання) на місцях, проведеного відповідно до вимог Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 30 червня 2017 року № 866 (далі – Порядок № 866).

2. Для встановлення тарифів при переході на стимулююче регулювання ліцензіат подає до НКРЕКП заяву, документи, визначені у цьому розділі, та додатково копії таких документів в 1 примірнику:

1) звіту про незалежну оцінку активів, проведену відповідно до Методики оцінки активів;

2) рецензії звіту про незалежну оцінку активів, зроблену рецензентами, які працюють в органі державної влади, який здійснює державне регулювання оціночної діяльності;

3) порядку розподілу активів, витрат та доходів між видами господарської діяльності і наказу про його затвердження та/або наказу про облікову політику;

4) розрахунок регуляторної бази активів, яка сформована на дату переходу до стимулюючого регулювання, з урахуванням положень розділу IV цієї Методики;

5) розрахунок операційних контрольованих витрат та операційних неконтрольованих витрат для першого року регуляторного періоду;

6) динаміку обсягів замовлених потужностей та розрахунок прогнозованого обсягу замовлених потужностей за видами замовлених потужностей на кожен рік регуляторного періоду.

3. Для коригування тарифів ліцензіат подає до НКРЕКП заяву за встановленою формою (додаток 4) та такі документи у друкованій та електронній формах в 1 примірнику:

1) розрахунок уточненого необхідного доходу для здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу за попередній рік, у тому числі розрахунок фактичної амортизації відповідно до пункту 3 розділу III цієї Методики;

2) розрахунок коригування необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу (додаток 20).

4. До подання документів до НКРЕКП ліцензіат має провести відкриті обговорення питання щодо встановлення тарифів на послуги із зберігання (закачування, відбору) природного газу відповідно до Порядку № 866.

До подання документів ліцензіат оприлюднює на своєму вебсайті обґрунтування щодо необхідності встановлення тарифів на послуги із зберігання (закачування, відбору) природного газу, яке повинно містити детальний проєкт розрахунку тарифів із вичерпними поясненнями та обґрунтуваннями, включаючи:

1) параметри, що використовуються в розрахунках тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу для кожного року регуляторного періоду, а саме:

прогнозовані обсяги замовлених потужностей (зберігання, закачування, відбір);

прогнозований необхідний дохід на кожен рік регуляторного періоду із розподілом за компонентами (операційні контрольовані, неконтрольовані, виробничо-технологічні витрати, амортизація, прибуток, податки тощо);

інформацію про зміни доходу порівняно з попереднім періодом, із поясненням причин таких змін;

види активів, що входять до складу регуляторної бази активів (РБА), їх сукупну вартість із зазначенням категорій активів;

регуляторну норму доходу для регуляторної бази активів, яка визначена на дату переходу до стимулюючого регулювання, регуляторну норму доходу для частини регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, та методологію їх розрахунку;

методологію визначення початкової вартості активів, включаючи порядок оцінки активів, створених до переходу на стимулююче регулювання;

пояснення розвитку вартості активів, включаючи плановані інвестиції, вибуття активів і їхній вплив на РБА протягом регуляторного періоду;

періоди амортизації та суми за типом активів із розподілом за категоріями активів;

механізми стимулювання та цілі ефективності, включаючи загальний показник ефективності для операційних контрольованих витрат і ВТВ та пояснення як економія впливає на дохід ліцензіата;

показники інфляції, включаючи прогнозовані індекси споживчих цін, цін виробників і зростання заробітної плати, використані для розрахунку тарифів;

розрахунок коригування необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу, включаючи розмір недоотриманого або додатково отриманого доходу за попередні періоди;

2) розрахунок коефіцієнтів, які враховують особливості умов замовлення послуг, та обґрунтування такого розрахунку;

3) спрощену модель визначення вартості послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу разом із поясненнями щодо її використання. Ця модель має бути доступною для завантаження на офіційному вебсайті ліцензіата та дозволяти замовникам самостійно обчислювати вартість послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу окремо на кожен рік регуляторного періоду;

4) план розвитку газосховищ на наступні 10 років, оформлений з дотриманням вимог Кодексу.

5. НКРЕКП може запросити у ліцензіата письмові обґрунтування наданих матеріалів та/або будь-яку іншу додаткову інформацію та документи, необхідні для розгляду заяви та доданих до неї документів.

Ліцензіат має надати всі необхідні матеріали протягом 7 робочих днів від дати отримання письмового запиту від НКРЕКП.

6. Ліцензіат зобов’язаний обґрунтовано розподілити витрати між ліцензованим та іншими видами господарської діяльності.

7. Усі документи, що надаються ліцензіатом до НКРЕКП відповідно до вимог цієї Методики у друкованій формі, мають бути підписані керівником.

Ліцензіат забезпечує достовірність документів, що подаються ним для встановлення тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу.

8. Усі числові значення в розрахунках мають бути наведені з округленням до двох знаків після коми.

9. Відповідальним за достовірність даних, наданих у документах, є ліцензіат.

10. У разі недотримання ліцензіатом порядку проведення відкритих обговорень НКРЕКП має право не розглядати подані розрахунки тарифів та повернути їх ліцензіату на доопрацювання. Ліцензіат зобов’язаний усунути

порушення та повторно провести відкрите обговорення відповідно до вимог пункту 4 цієї глави та Порядку № 866.

2. Порядок та строки розгляду заяви

1. Заява на перегляд тарифу та додані до неї відповідно до пункту 1 глави 1 цього розділу документи подаються до НКРЕКП не пізніше ніж за 120 календарних днів до початку регуляторного періоду.

Положення абзацу першого цього пункту не застосовуються при переході на стимулююче регулювання.

2. Заява на коригування тарифу та додані до неї відповідно до пункту 3 глави 1 цього розділу документи подаються до НКРЕКП не пізніше ніж за 120 календарних днів до початку року регуляторного періоду, у якому буде здійснюватися таке коригування.

3. Якщо сума коригування необхідного доходу менша ніж 5 %, вона за рішенням НКРЕКП може враховуватися при черговому встановленні тарифу.

4. У разі якщо заява або додані до неї документи містять помилки, НКРЕКП повідомляє заявника у письмовій формі протягом 10 робочих днів з дня надходження таких документів до НКРЕКП.

Ліцензіат має усунути виявлені помилки протягом 7 робочих днів після отримання письмового повідомлення НКРЕКП.

У разі якщо після виправлення помилок заява та додані до неї документи не відповідають вимогам пунктів 1 – 9 глави 1 цього розділу або якщо ліцензіат не виправляє помилки у встановлений строк, НКРЕКП письмово повідомляє про відмову у розгляді заяви ліцензіата та повертає заяву з доданими до неї документами заявнику.

5. У разі якщо заява та додані документи не подані у встановлені пунктами 1 та 2 цієї глави строки, НКРЕКП може самостійно здійснювати розрахунки, що необхідні для встановлення тарифу (крім встановлення тарифу при переході на стимулююче регулювання).

3. Підстави для встановлення тарифів за ініціативою НКРЕКП

1. НКРЕКП може встановлювати тарифи у випадку, передбаченому пунктом 5 глави 2 цього розділу. При цьому необхідний дохід ліцензіата за рішенням НКРЕКП може бути зменшений на суму до 2 % від розрахованого відповідно до цієї Методики.

2. НКРЕКП за власною ініціативою, у тому числі за зверненням ліцензіата, може коригувати тариф у таких випадках:

1) прийняття НКРЕКП рішень щодо порушення Ліцензійних умов у частині виявлення фактів недотримання вимог при формуванні реєстру активів для проведення незалежної оцінки та визначення регуляторної бази активів, невиконання плану розвитку, надання ліцензіатом недостовірних даних, помилок при розрахунку необхідного доходу для здійснення відповідного виду ліцензованої діяльності;

2) при збільшенні/зменшенні замовленої потужності зберігання (закачування, відбору) природного газу, прогнозованого необхідного доходу більше ніж на 5 %;

3) невиконання/часткового виконання заходів інвестиційних програм, що фінансуються за рахунок компонентів прогнозованого необхідного доходу;

4) отримання ліцензіатом доходу від надання права користування потужністю з обмеженнями;

5) у випадках, передбачених Законом України «Про ринок природного газу».

_____

Додаток 1
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розподіл витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ

№ з/п	Статті витрат	Розрахункові показники на плановий період	Розподіл складових	
			Тариф на зберігання природного газу в ПСГ	Тариф на закачування та тариф на відбір природного газу в/з ПСГ
1	Плановані витрати оператора газосховищ на зберігання (закачування, відбір) природного газу, у т. ч.			
1.1	Операційні контрольовані витрати (ОКВ), у т. ч.			
1.1.1	Матеріальні витрати (МОКВ)	100 %		100 %
1.1.2	Витрати на оплату праці (ВОП)	100 %	34 %	66 %
1.1.3	Інші контрольовані операційні витрати (ІОКВ)	100 %	50 %	50 %
1.2	Операційні неконтрольовані витрати (ОНВ), у т. ч.			
1.2.1	Єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування	100 %	34 %	66 %
1.2.2	Інші операційні неконтрольовані витрати	100 %	100 %	
1.3	Витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат (ВТВ)	100 %		100 %
1.4	Амортизація (А)	100 %	20 %	80 %

Додаток 2
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Примірний перелік операційних контрольованих витрат

№ з/п	**Статті витрат**
1	Операційні контрольовані витрати (ОКВ)
1.1	Матеріальні витрати (МОКВ), у тому числі:
1.1.1	матеріали
1.1.2	паливно-мастильні матеріали
1.1.3	електроенергія
1.1.4	витрати на ремонт (МТР)
1.1.5	інші матеріальні витрати
1.2	Витрати на оплату праці (ВОП)
1.3	Інші контрольовані операційні витрати (ІОКВ), у тому числі:
1.3.1	послуги автотранспорту
1.3.2	послуги банку
1.3.3	послуги зв’язку
1.3.4	відрядження
1.3.5	геофізичні роботи
1.3.6	витрати на охорону
1.3.7	обстеження та ТО (без МТР)
1.3.8	витрати по діагностиці
1.3.9	метрологія і автоматизація виробництва
1.3.10	інформаційно-технологічне забезпечення та сервісне обслуговування оргтехніки
1.3.11	послуги по обслуговуванню будинків та інші комунальні послуги
1.3.12	витрати на пожежну охорону
1.3.13	послуги по охороні навколишнього середовища
1.3.14	витрати на ремонт (без МТР)
1.3.15	витрати на охорону праці
1.3.16	витрати на обов'язкове страхування
1.3.17	витрати на підвищення кваліфікації та підготовку кадрів, проведення семінарів, виставок
1.3.18	науково-дослідні роботи
1.3.19	оренда
1.3.20	послуги транспортування природного газу
1.3.21	юридичні та нотаріальні послуги
1.3.22	аудиторські послуги
1.3.23	консультаційно-інформаційні послуги
1.3.24	послуги з оцінки майна
1.3.25	представницькі витрати
1.3.26	послуги залізничного транспорту
1.3.27	паспортизація об'єктів та опосвідчення обладнання
1.3.28	кур'єрські послуги та поштові витрати
1.3.29	витрати на придбання ліцензій та інших спеціальних дозволів, що видані для ведення господарської діяльності
1.3.30	судові витрати
1.3.31	витрати на періодичні видання
1.3.32	надбавки за пересувний, роз'їзний характер робіт для працівників, передбачених законодавством
1.3.33	витрати на добровільне страхування
1.3.34	інші витрати

Додаток 3

до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Примірний перелік операційних неконтрольованих витрат

№ з/п	**Статті витрат**
1	Операційні неконтрольовані витрати (ОНВ)
1.1	Єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування
1.2	Плата за землю
1.3	Плата за надра
1.4	Екологічний податок
1.5	Плата за використання природних ресурсів
1.6	Внесок на регулювання
1.7	Інші податки, збори та обов'язкові платежі

Додаток 4
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Голові Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

ЗАЯВА

щодо встановлення (перегляду, коригування) тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу

_____

(найменування ліцензіата)

Прошу розглянути цю заяву та додані до неї документи щодо встановлення та перегляду тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу.

Підтверджую, що додані до цієї заяви документи містять достовірну інформацію.

До цієї заяви додаються:

_____

(перелік документів згідно з вимогами Методики)

Керівник суб'єкта
господарювання
(або особа, що його заміщує) _____ _____

(підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

«___»_____20 року

Додаток 5
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Основні техніко-виробничі показники підземних сховищ газу
за t-1 рік

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Найменування підземного сховища газу	Загальний експлуатаційний фонд							Ліквідовані після буріння	Ліквідовані після експлуатації	Перебувають на геологічному збереженні	Геохімічні
		усього	експлуатаційні свердловини			спостережні	спеціальні	в очікуванні ліквідації				
			усього	облаштовані і підключені	в очікуванні підключення							
А	Б	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1												
2												
3												
…												
Усього по суб'єкту господарювання												

«_____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання
(або особа, що його заміщує) _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 6
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Характеристика підземних сховищ газу
за t-1 рік

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Найменування підземного сховища газу	Обсяг, млн куб. м				Експлуатаційні свердловини, од.	Максимальна продуктивність на початок періоду закачування / відбору, млн куб. м/добу	Період закачування / відбору активного газу, діб	Пластовий тиск, МПа		Потужність дотискної компресорної станції, МВт
		загальний	у тому числі						max	min	
			буферний закачаний	залишкові запаси	активний						
А	Б	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1											
2											
3											
…											
Усього											

«_____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання (або особа, що його заміщує) _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 7
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розрахунок тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу та прогнозованого необхідного доходу з _____ по _____ регуляторного періоду

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Перелік показників	Позначення, одиниці виміру	Рік t	Рік t+1	Рік t+2	Рік t+3	Рік t+4
А	Б	1	2	3	4	5	6
1	Тариф на послуги зберігання природного газу, грн за 1000 куб. м на добу	($Т_{зб}$), грн за 1000 куб. м на добу					
2	Тарифи на послуги закачування/відбору природного газу, грн за 1000 куб. м на добу	($Т_{зак, відб}$), грн за 1000 куб. м на добу					
3	Необхідний дохід	(НД), тис. грн					
3.1	Операційні витрати всього	(В), тис. грн					
	Витрати оператора газосховищ на зберігання природного газу	(Взб), тис. грн					
	Витрати оператора газосховищ на закачування та відбір природного газу	(Взак,відб), тис. грн					
3.1.1	Операційні контрольовані витрати	(ОКВ), тис. грн					
3.1.1.1	Матеріальні витрати (МОКВ)	(МОКВ), тис. грн					
3.1.1.2	Витрати на оплату праці (ВОП)	(ВОП), тис. грн					
3.1.1.3	Інші контрольовані операційні витрати (ІОКВ)	(ІОКВ), тис. грн					
3.1.2	Операційні неконтрольовані витрати	(ОНВ), тис. грн					
3.1.2.1	Єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування	($Н^{ВОП}$), тис. грн					
3.1.2.2	Інші операційні неконтрольовані витрати						
3.1.3	Витрати, пов'язані із виробничо-технологічними витратами, нормованими втратами природного газу	(ВТВ) тис. грн					
3.1.4	Амортизація	(А), тис. грн					
3.2	Прогнозований прибуток на регуляторну базу активів (П)	(П), тис. грн					
3.3	Прогнозований прибуток на робочий капітал (РК)	(РК), тис. грн					
3.4	Податок на прибуток	(ПП), тис. грн					
3.5	Коригування необхідного доходу за результатами проведення планового та/або позапланового заходу державного нагляду (контролю)	(КД), тис. грн					
4	Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу	(НДкор), тис. грн					
5	Прогнозована річна потужність закачування/відбору природного газу в ПСГ на рік	($W_{зак+відб}$) млн куб. м					
6	Прогнозований середній за рік робочий обсяг зберігання природного газу протягом року	($W_{зб,}$) млн куб. м					

«____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання
(або особа, що його заміщує) _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 8
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розрахунок обсягів та замовленої потужності зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

(млн куб. м)

№ з/п	Найменування	Рік t-2	Рік t-1	Рік t	Рік t+1	Рік t+2	Рік t+3	Рік t+4
		факт	факт (очікуваний)	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
А	Б	1	2	3	4	5	6	7
1	Залишок природного газу на початок планового періоду							
1.1	у тому числі: активний обсяг							
1.2	буферний обсяг							
2	Закачування природного газу в ПСГ за плановий період зберігання							
3	Відбір природного газу з ПСГ за плановий період зберігання							
4	Залишок природного газу на кінець планового періоду							
4.1.	у тому числі: активний обсяг							
4.2.	буферний обсяг							
5	Замовлена потужність закачування природного газу							
6	Замовлена потужність відбору природного газу							
7	Середній за рік робочий обсяг зберігання							

«_____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання _____ _____
(або особа, що його заміщує) (підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ _____
(підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 9
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Динаміка фактичних обсягів виробничо-технологічних витрат за 4 останні роки

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

_____
(найменування підземного сховища газу)

млн куб. м

№ з/п	Перелік показників	Рік t-4	Рік t-3	Рік t-2	Рік t-1
А	Б	1	2	3	4
1	Обсяги виробничо-технологічних витрат природного газу, усього				
1.1	ВТВ газу основного виробництва				
1.1.1	Паливний газ на роботу ГПА				
1.1.2	Паливний газ на роботу електростанцій				
1.1.3	Паливний газ на роботу установок підігрівання газу				
1.1.4	Паливний газ на роботу установок осушування газу				
1.1.5	Паливний газ на роботу газофакельних установок				
1.1.6	Паливний газ на роботу хіміко-аналітичних лабораторій				
1.1.7	Випускання газу під час відбору проб газу для визначення фізико-хімічних показників				
1.1.8	Випускання газу під час проведення ремонтних, профілактичних та вогневих робіт:				
1.1.8.1	при очищенні порожнини газопроводу очисними поршнями та виконання внутрішньотрубної діагностики				
1.1.8.2	при вогневих роботах				
1.1.8.3	при проведенні ГВ та ВО посудин, що працюють під тиском				
1.1.8.4	при налаштуванні та перевірці запобіжних клапанів				
1.1.8.5	при регламентних роботах з КВПіА				
1.1.8.6	при інших ремонтних та профілактичних роботах, які не враховані вище				
1.1.9	Випускання газу при пусках, зупинках і зміні режимів роботи ГПА				
1.1.10	Випускання газу при продуванні пилевловлювачів, газосепараторів, абсо/адсорберів, конденсатозбірників та дрипів, з метою очищення від забруднень				
1.1.11	Визначення обсягів випускання газу при роботі пневмоприводів кранів, регуляторів тиску та регулюючих клапанів				
1.1.12	Випускання газу при заправці метанольних та одоризаційних установок				
1.1.13	Випускання газу при експлуатації ПСГ (без урахування безповоротних пластових втрат та витрат по ДКС):				
1.1.13.1	випускання при продуванні шлейфів				
1.1.13.2	випускання при продуванні свердловин				
1.1.13.3	випускання газу зі свердловин під час капітального ремонту				
1.1.13.4	випускання газу під час газодинамічних досліджень				
1.1.13.5	випускання газу з міжколонного простору свердловин				
1.1.13.6	випускання газу при відбиранні проб з контрольних свердловин та при замірах тиску газу в законсервованих свердловинах				
1.1.13.7	випускання газу під час геофізичних досліджень свердловин				

1.1.14	Безповоротні пластові втрати газу під час експлуатації ПСГ				
1.1.15	Витікання під час експлуатації через свічки оливобаків, газовідділювачів та ущільнення вала ротора нагнітача				
1.1.16	Витікання газу під час експлуатації через сальники штоків ГМК				
1.1.17	Витікання газу з технологічного обладнання та комунікацій, які не враховані вище				
1.1.18	Витікання газу з обладнання (об'єктів) при відмовах і пошкодженнях, аваріях та аварійних зупинках				
1.1.19	Інші виробничо-технологічні витрати основного виробництва				
1.2	ВТВ газу допоміжного виробництва				
1.2.1	Паливний газ на роботу котелень та котлів гарячого водопостачання:				
1.2.1.1	з підземних сховищ газу				
1.2.1.2	з газорозподільних мереж				
1.2.1.3	з мереж газовидобувних підприємств з газотранспортної системи				
1.2.2	Паливний газ газових плит їдалень:				
1.2.2.1	з підземних сховищ газу				
1.2.2.2	з газорозподільних мереж				
1.2.2.3	з мереж газовидобувних підприємств				
1.2.2.4	з газотранспортної системи				
1.2.3	Інші виробничо-технологічні витрати допоміжного виробництва				

«____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання _____ _____
(або особа, що його заміщує) (підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ _____
(підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 10
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розрахунок витрат, пов'язаних із виробничо-технологічними витратами, нормованими втратами природного газу на кожен рік регуляторного періоду

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

_____
(найменування підземного сховища газу)

№ з/п	Перелік показників	Позначення, одиниці виміру	Рік t	Рік t+1	Рік t+2	Рік t+3	Рік t+4
А	Б	В	1	2	3	4	5
1	Обсяги виробничо-технологічних витрат природного газу, усього	(VВТВ), млн куб. м					
1.1	ВТВ газу основного виробництва	млн куб. м					
1.1.1	Паливний газ на роботу ГПА	млн куб. м					
1.1.2	Паливний газ на роботу електростанцій	млн куб. м					
1.1.3	Паливний газ на роботу установок підігрівання газу	млн куб. м					
1.1.4	Паливний газ на роботу установок осушування газу	млн куб. м					
1.1.5	Паливний газ на роботу газофакельних установок	млн куб. м					
1.1.6	Паливний газ на роботу хіміко-аналітичних лабораторій	млн куб. м					
1.1.7	Випускання газу під час відбору проб газу для визначення фізико-хімічних показників	млн куб. м					
1.1.8	Випускання газу під час проведення ремонтних, профілактичних та вогневих робіт:	млн куб. м					
1.1.8.1	при очищенні порожнини газопроводу очисними поршнями та виконання внутрішньотрубної діагностики	млн куб. м					
1.1.8.2	при вогневих роботах	млн куб. м					
1.1.8.3	при проведенні ГВ та ВО посудин, що працюють під тиском	млн куб. м					
1.1.8.4	при налаштуванні та перевірці запобіжних клапанів	млн куб. м					
1.1.8.5	при регламентних роботах з КВПіА	млн куб. м					
1.1.8.6	при інших ремонтних та профілактичних роботах, які не враховані вище	млн куб. м					
1.1.9	Випускання газу при пусках, зупинках і зміні режимів роботи ГПА	млн куб. м					
1.1.10	Випускання газу при продуванні пилевловлювачів, газосепараторів, абсо/адсорберів, конденсатозбірників та дрипів, з метою очищення від забруднень	млн куб. м					
1.1.11	Визначення обсягів випускання газу при роботі пневмоприводів кранів, регуляторів тиску та регулюючих клапанів	млн куб. м					
1.1.12	Випускання газу при заправці метанольних та одоризаційних установок	млн куб. м					
1.1.13	Випускання газу при експлуатації ПСГ (без урахування безповоротних пластових втрат та витрат по ДКС):	млн куб. м					
1.1.13.1	випускання при продуванні шлейфів	млн куб. м					
1.1.13.2	випускання при продуванні свердловин	млн куб. м					
1.1.13.3	випускання газу зі свердловин під час капітального ремонту	млн куб. м					
1.1.13.4	випускання газу під час газодинамічних досліджень	млн куб. м					
1.1.13.5	випускання газу з міжколонного простору свердловин	млн куб. м					
1.1.13.6	випускання газу при відбиранні проб з контрольних свердловин та при замірах тиску газу в законсервованих свердловинах	млн куб. м					
1.1.13.7	випускання газу під час геофізичних досліджень свердловин	млн куб. м					
1.1.14	Безповоротні пластові втрати газу під час експлуатації ПСГ	млн куб. м					
1.1.15	Витікання під час експлуатації через свічки оливобаків, газовідділювачів та ущільнення вала ротора нагнітача	млн куб. м					
1.1.16	Витікання газу під час експлуатації через сальники штоків ГМК	млн куб. м					
1.1.17	Витікання газу з технологічного обладнання та комунікацій, які не враховані вище	млн куб. м					
1.1.18	Витікання газу з обладнання (об'єктів) при відмовах і пошкодженнях, аваріях та аварійних зупинках	млн куб. м					
1.1.19	Інші виробничо-технологічні витрати основного виробництва	млн куб. м					
1.2	ВТВ газу допоміжного виробництва	млн куб. м					
1.2.1	Паливний газ на роботу котелень та котлів гарячого водопостачання:	млн куб. м					
1.2.1.1	з підземних сховищ газу	млн куб. м					
1.2.1.2	з газорозподільних мереж	млн куб. м					
1.2.1.3	з мереж газовидобувних підприємств з газотранспортної системи	млн куб. м					
1.2.2	Паливний газ газових плит їдалень:	млн куб. м					
1.2.2.1	з підземних сховищ газу	млн куб. м					

1.2.2.2	з газорозподільних мереж	млн куб. м					
1.2.2.3	з мереж газовидобувних підприємств	млн куб. м					
1.2.2.4	з газотранспортної системи	млн куб. м					
1.2.3	Інші виробничо-технологічні витрати допоміжного виробництва	млн куб. м					
2	Показник ефективності	%					
3	Ціна природного газу, що використовується на виробничо-технологічні витрати	(ЦВТВ), грн за 1000 $м^3$					
4	Вартість природного газу на виробничо-технологічні витрати	(ВТВ), тис. грн					

«____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання
(або особа, що його заміщує) _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 11
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розрахунок операційних контрольованих витрат зі зберігання (закачування, відбору) природного газу на кожен рік регуляторного періоду

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Перелік показників	Рік t	Рік t+1	Рік t+2	Рік t+3	Рік t+4
А	Б	1	2	3	4	5
1	Матеріальні операційні контрольовані витрати (МОКВ) у році t-1, тис. грн					
2	Інші контрольовані операційні витрати (ІОКВ) у році t-1, тис. грн					
3	Індекс споживчих цін (ІСЦ) у році t+1, %					
4	Загальний показник ефективності (ПЕз), %					
5	Матеріальні операційні контрольовані витрати (МОКВ) у році t, тис. грн					
6	Інші контрольовані операційні витрати (ІОКВ) у році t, тис. грн					
7	Витрати на оплату праці (ВОП) у році t-1, тис. грн					
8	Індекс зростання номінальної середньомісячної заробітної плати в Україні (ІЗП) у році t, %					
9	Витрати на оплату праці (ВОП) у році t, тис. грн					
10	Операційні контрольовані витрати (ОКВ) у році t, тис. грн					
11	Середня кількість працівників у році t, осіб					

«_____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання (або особа, що його заміщує) _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 12
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розрахунок витрат на оплату праці, єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування на кожен рік регуляторного періоду

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Перелік показників	Рік t			Рік t+1			Рік t+2			Рік t+3			Рік t+4		
		середня кількість працівників	витрати на оплату праці	єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування	середня кількість працівників	витрати на оплату праці	єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування	середня кількість працівників	витрати на оплату праці	єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування	середня кількість працівників	витрати на оплату праці	єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування	середня кількість працівників	витрати на оплату праці	єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування
		осіб	тис. грн	тис. грн	осіб	тис. грн	тис. грн	осіб	тис. грн	тис. грн	осіб	тис. грн	тис. грн	осіб	тис. грн	тис. грн
А	Б	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I. Виробнича собівартість продукції (робіт, послуг)																
1	Усього															
1.1	Керівники															
1.2	Професіонали															
1.3	Робітники															
1.4	Технічні службовці															
1.5	Фахівці															
1.6	Інші															
II. Адміністративні витрати																
2	Усього															
2.1	Керівники															
2.2	Професіонали															
2.3	Робітники															
2.4	Технічні службовці															
2.5	Фахівці															
2.6	Інші															
Усього																
3	Усього															
3.1	Керівники															
3.2	Професіонали															
3.3	Робітники															
3.4	Технічні службовці															
3.5	Фахівці															
3.6	Інші															
4	Загальний показник ефективності для ОКВ (ПЕз), %	x		x	x		x	x		x	x		x	x		x
5	Загальний показник ефективності використання ВОП, ($ПЕ^{ВОП}$) умовні одиниці	x		x	x		x	x		x	x		x	x		x

«_____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання (або особа, що його заміщує) _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 13
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розрахунок операційних неконтрольованих витрат зі зберігання (закачування, відбору) природного газу на кожен рік регуляторного періоду

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Перелік показників	Рік t	Рік t+1	Рік t+2	Рік t+3	Рік t+4
А	Б	1	2	3	4	5
1	Розмір єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування ($Н^{воп}$) у році t-1, відносні одиниці					
2	Витрати на оплату праці (ВОП) у році t-1, тис. грн					
3	Операційні неконтрольовані витрати (ОНВ) у році t-1, тис. грн					
4	Індекс споживчих цін (ІСЦ) у році t, %					
5	Розмір єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування ($Н^{воп}$) у році t, відносні одиниці					
6	Витрати на оплату праці (ВОП) у році t, тис. грн					
7	Операційні неконтрольовані витрати (ОНВ) у році t, тис. грн					

«_____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання (або особа, що його заміщує) _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 14
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розрахунок річної амортизації на активи, що використовуються для провадження ліцензованої діяльності із зберігання природного газу, які були утворені на момент переходу до стимулюючого регулювання

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Перелік показників	Рік t	Рік t+1	Рік t+2	Рік t+3	Рік t+4
А	Б	1	2	3	4	5
1	Вартість активів, тис. грн					
2	Амортизація, тис. грн					

«____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання (або особа, що його заміщує) _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 15
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розрахунок прогнозованої амортизації активів, що використовуються для провадження ліцензованої діяльності із зберігання природного газу, які утворені після переходу на стимулююче регулювання на Рік t

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Примірний перелік групи активів	Вартість активів на початок року, тис. грн	Примірні строки корисного використання активів, роки	Амортизація активів, що на балансі на початок року, тис. грн	Вибуття, тис. грн	Введення в експлуатацію, тис. грн	Амортизація нововведених активів, тис. грн	Амортизація за рік тис. грн	Вартість активів на кінець року, тис. грн
А	Б	1	2	3	4	5	6	7 = 3+6	8 = 1+5-4-7
1	Будівлі, споруди		50						
2	Передавальні пристрої		40						
3	Машини та обладнання		25						
4	Транспортні засоби		10						
5	Інструменти, прилади, інвентар		15						
6	Програмне забезпечення		7						
7	Інші активи		15						
8	Буферний газ		Х						
	Усього								

Розрахунок прогнозованої амортизації активів, що використовуються для провадження ліцензованої діяльності із зберігання природного газу, які утворені після переходу на стимулююче регулювання на Рік t+1

№ з/п	Примірний перелік групи активів	Вартість активів на початок року, тис. грн	Примірні строки корисного використання активів, роки	Амортизація активів, що на балансі на початок року, тис. грн	Вибуття, тис. грн	Введення в експлуатацію, тис. грн	Амортизація нововведених активів, тис. грн	Амортизація за рік тис. грн	Вартість активів на кінець року, тис. грн
А	Б	1	2	3	4	5	6	7 = 3+6	8 = 1+5-4-7
1	Будівлі, споруди		50						
2	Передавальні пристрої		40						
3	Машини та обладнання		25						
4	Транспортні засоби		10						
5	Інструменти, прилади, інвентар		15						
6	Програмне забезпечення		7						
7	Інші активи		15						
8	Буферний газ		Х						
	Усього								

Розрахунок прогнозованої амортизації активів, що використовуються для провадження ліцензованої діяльності із зберігання природного газу, які утворені після переходу на стимулююче регулювання на Рік t+2

№ з/п	Примірний перелік групи активів	Вартість активів на початок року, тис. грн	Примірні строки корисного використання активів, роки	Амортизація активів, що на балансі на початок року, тис. грн	Вибуття, тис. грн	Введення в експлуатацію, тис. грн	Амортизація нововведених активів, тис. грн	Амортизація за рік тис. грн	Вартість активів на кінець року, тис. грн
А	Б	1	2	3	4	5	6	7 = 3+6	8 = 1+5-4-7
1	Будівлі, споруди		50						
2	Передавальні пристрої		40						
3	Машини та обладнання		25						
4	Транспортні засоби		10						
5	Інструменти, прилади, інвентар		15						
6	Програмне забезпечення		7						
7	Інші активи		15						
8	Буферний газ		Х						
	Усього								

Розрахунок прогнозованої амортизації активів, що використовуються для провадження ліцензованої діяльності із зберігання природного газу, які утворені після переходу на стимулююче регулювання на Рік t+3

№ з/п	Примірний перелік групи активів	Вартість активів на початок року, тис. грн	Примірні строки корисного використання активів, роки	Амортизація активів, що на балансі на початок року, тис. грн	Вибуття, тис. грн	Введення в експлуатацію, тис. грн	Амортизація нововведених активів, тис. грн	Амортизація за рік тис. грн	Вартість активів на кінець року, тис. грн
А	Б	1	2	3	4	5	6	7 = 3+6	8 = 1+5-4-7
1	Будівлі, споруди		50						
2	Передавальні пристрої		40						
3	Машини та обладнання		25						
4	Транспортні засоби		10						
5	Інструменти, прилади, інвентар		15						
6	Програмне забезпечення		7						
7	Інші активи		15						
8	Буферний газ		Х						
	Усього								

Розрахунок прогнозованої амортизації активів, що використовуються для провадження ліцензованої діяльності із зберігання природного газу, які утворені після переходу на стимулююче регулювання на Рік t+4

№ з/п	Примірний перелік групи активів	Вартість активів на початок року, тис. грн	Примірні строки корисного використання активів, роки	Амортизація активів, що на балансі на початок року, тис. грн	Вибуття, тис. грн	Введення в експлуатацію, тис. грн	Амортизація нововведених активів, тис. грн	Амортизація за рік тис. грн	Вартість активів на кінець року, тис. грн
А	Б	1	2	3	4	5	6	7 = 3+6	8 = 1+5-4-7
1	Будівлі, споруди		50						
2	Передавальні пристрої		40						
3	Машини та обладнання		25						
4	Транспортні засоби		10						
5	Інструменти, прилади, інвентар		15						
6	Програмне забезпечення		7						
7	Інші активи		15						
8	Буферний газ		Х						
	Усього								

«____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання _____ _____
(або особа, що його заміщує) (підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ _____
(підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 16
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розрахунок амортизації активів (що використовуються для провадження ліцензованої діяльності із зберігання природного газу), що були отримані на безоплатній основі після переходу на стимулююче регулювання за Рік t

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Примірний перелік групи активів	Вартість активів на початок року, тис. грн	Примірні строки корисного використання активів, роки	Амортизація активів, що на балансі на початок року, тис. грн	Вибуття, тис. грн	Введення в експлуатацію, тис. грн	Амортизація нововведених активів, тис. грн	Амортизація за рік тис. грн	Вартість активів на кінець року, тис. грн
А	Б	1	2	3	4	5	6	7 = 3+6	8 = 1+5-4-7
1	Будівлі, споруди		50						
2	Передавальні пристрої		40						
3	Машини та обладнання		25						
4	Транспортні засоби		10						
5	Інструменти, прилади, інвентар		15						
6	Програмне забезпечення		7						
7	Інші активи		15						
8	Буферний газ		Х						
	Усього								

«____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання
(або особа, що його заміщує) _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 17
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розрахунок прибутку на регуляторну базу активів, що використовуються при провадженні діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Перелік показників	Рік t	Рік t+1	Рік t+2	Рік t+3	Рік t+4
А	Б	1	2	3	4	5
1	$РБА_{пt}^{ст.}$ — регуляторна база активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання на початок року t, тис. грн					
2	(ВА) – вартість вибуття активів із регуляторної бази активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, тис. грн					
3	$РБА_{кt}^{ст.}$ — регуляторна база активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання на кінець року t, тис. грн					
4	($РНД^{0}$) – регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці					
5	$РБА_{пt}^{нов}$ — регуляторна база активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання на початок року t, тис. грн					
6	$РБА_{кt}^{нов}$ — регуляторна база активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання на кінець року t, тис. грн					
7	Регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка утворена після переходу до стимулюючого регулювання (РНДнов), відносні одиниці					
8	Прибуток на регуляторну базу активів (П), тис. грн					
9	Ставка податку на прибуток (НПП), відносні одиниці					
10	Податок на прибуток (ПП), тис. грн					

«____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання (або особа, що його заміщує) _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 18
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Джерела фінансування плану розвитку на регуляторний період

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Джерела	Рік t	Рік t+1	Рік t+2	Рік t+3	Рік t+4
А	Б	1	2	3	4	5
1	Джерела фінансування інвестиційної програми за рахунок прогнозованого необхідного доходу, тис. грн					
1.1	Амортизація, тис. грн					
1.2	Прибуток на регуляторну базу активів, тис. грн					
1.3	Прибуток на робочий капітал, тис. грн					
2	Інші доходи, тис. грн					
3	Кредити, тис. грн					
4	Іноземні інвестиції, тис. грн					
5	Технічна допомога (гранти), тис. грн					
6	Інші джерела, тис. грн					
Усього						

«____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання
(або особа, що його заміщує) _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ (підпис) _____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 19
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Структура обсягів буферного газу по кожному окремому газосховищу

Назва ПСГ	Рік початку створення ПСГ	Проєктні показники об'єму буферного газу	Фактичні показники об'єму буферного газу (станом на _____)	Активний обсяг газу, що технологічно виконує функції буферного
	рік	млн $м^3$	млн $м^3$	млн $м^3$
А	1	2	3	4

«_____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання _____ _____
(або особа, що його заміщує) (підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ _____
(підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)

Додаток 20
до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Розрахунок коригування необхідного доходу
від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу

_____
(найменування суб'єкта господарювання)

тис. грн

№ з/п	Календарний рік					
1	Відхилення планованого необхідного доходу від фактичного "-" недоотриманий "+" додатково отриманий					
1.1	Прогнозований необхідний дохід					
1.2	Фактичний дохід					
1.2.1	у т. ч. від застосування коефіцієнтів, які враховують особливості умов замовлення послуг зберігання природного газу					
1.2.2	у т. ч. від застосування коефіцієнтів, які враховують особливості умов замовлення послуг закачування та відбору природного газу					
2	Різниця між прогнозованими та коригованими компонентами необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу					
2.1	у т. ч. витратами ліцензіата, пов'язаними із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу					
2.2	операційними контрольованими витратами					
2.2.1	витратами на оплату праці					
2.2.2	іншими операційними контрольованими витратами					
2.3	операційними неконтрольованими витратами					
2.3.1	єдиним внеском на загальнообов'язкове державне соціальне страхування					
2.3.2	іншими операційними неконтрольованими витратами					
2.4	амортизацією					
2.5	прибутком на регуляторну базу активів					
3	Різниця між прогнозованим та сплаченим податком на прибуток					
3.1	прогнозований податок на прибуток					
3.2	сплачений податок на прибуток у частині здійснення ліцензованої діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу					
4	Різниця між коригованою амортизацією та амортизацією, яка є джерелом фінансування заходів інвестиційної програми					
4.1	коригована амортизація					
4.2	амортизація, яка є джерелом фінансування заходів інвестиційної програми					
5	Значення регуляторного рахунку станом на кінець року "-" недоотриманий "+" додатково отриманий					
6	Кількість років, протягом яких ураховується коригування необхідного доходу (роки)					
7	Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу $НД^{кор}$					

Довідково

8	Фактична потужність закачування/відбору природного газу, (тис. куб. м)					
9	Фактичний середній за рік робочий обсяг зберігання природного газу, (тис. куб. м)					

«_____» _____ 20____ року

Керівник суб'єкта господарювання _____ _____
(або особа, що його заміщує) (підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Виконавець _____ _____
(підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____
(номер телефону)

_____
(електронна адреса)