

Обґрунтування
до питання про схвалення проєкту рішення,
що має ознаки регуляторного акта, - постанови НКРЕКП «Про затвердження
Змін до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги
транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі
багаторічного стимулюючого регулювання»

Відповідно до положень статті 4 Закону України «Про ринок природного газу» (далі – Закон України) до компетенції Регулятора на ринку природного газу належать, зокрема, затвердження методології визначення тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу.

Так, Постановою НКРЕКП від 30.09.2015 № 2517 була затверджена Методика визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання (далі – Методика).

Департаментом із регулювання відносин у нафтогазовій сфері на виконання пункту 6 постанови НКРЕКП від 05.12.2025 № 1981 та з метою удосконалення підходів до стимулювання суб'єктів господарювання у сфері транспортування природного газу розроблено проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання» (далі – Проєкт постанови), яким передбачається розширення переліку параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії, спрямованих на стимулювання ліцензіата до підвищення якості послуг транспортування природного газу, поступового скорочення неефективних витрат та збільшення інвестицій з метою сталого функціонування та розвитку, а саме:

- загальним показником ефективності витрат паливного газу;
- загальним показником ефективності для інших обсягів виробничо-технологічних витрат;
- загальним показником ефективності використання витрат на оплату праці;
- загальним показником ефективності для регуляторної бази активів.

Разом з тим, з метою формування економічних стимулів до дотримання та підвищення показників якості надання послуг транспортування природного газу, пропонується запровадити коефіцієнт, який характеризує досягнення показників якості надання послуг транспортування природного газу.

Даний проєкт постанови НКРЕКП має ознаки регуляторного акта, у зв'язку з чим, відповідно до статті 15 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», має бути оприлюднений на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою одержання зауважень та пропозицій.

Враховуючи зазначене вище, Департамент із регулювання відносин у нафтогазовій сфері **пропонує**:

1. Схвалити проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування



УВ
НКРЕКП
№562-16.1.1/26 від 18.03.2026
КЕП: Косянчук О. В. 18.03.2026 14:57
3FAA9288358EC00304000007EC51F00280CE200
Сертифікат дійсний з 19.03.2025 до 17.03.2027 14:12

природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання».

2. Оприлюднити проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання» разом з матеріалами, що обґрунтовують необхідність його прийняття та аналізом його впливу, на офіційному вебсайті НКРЕКП <https://www.nerc.gov.ua/> з метою одержання зауважень і пропозицій.

**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 Змін до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання

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

ПОСТАНОВЛЯЄ:

1. Затвердити Зміни до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання, затвердженої постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2517, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1388/27833, що додаються.

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.

Голова НКРЕКП

Юрій ВЛАСЕНКО

ЗАТВЕРДЖЕНО

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

№ _____

Зміни

до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання

1. У розділі I:

1) у пункті 4:

в абзаці шостому знаки та слова «(далі – технологічні витрати та нормовані втрати)» замінити знаками, словами та аббревіатурою «(далі – виробничо-технологічні витрати, ВТВ);

абзаци восьмий – десятий замінити п'ятьма новими абзацами такого змісту:

«довгострокові параметри регулювання – параметри регулювання необхідного доходу ліцензіата, що мають довгостроковий період дії, спрямовані на стимулювання ліцензіата до підвищення якості послуги транспортування природного газу, поступового скорочення неефективних витрат та збільшення інвестицій з метою сталого функціонування та розвитку;

загальний показник ефективності використання витрат на оплату праці – цільове галузеве 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 газотранспортної системи категорії «керівники» та інших працівників оператора газотранспортної системи;

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

загальні показники ефективності для обсягів ВТВ – цільове галузеве завдання щодо щорічного скорочення питомих обсягів паливного газу (далі – показник ефективності витрат паливного газу) та інших обсягів виробничо-технологічних витрат оператора газотранспортної системи;

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 газотранспортної системи, що визначається з урахуванням

планованих джерел плану розвитку газотранспортної системи та результатів здійснених Регулятором заходів державного контролю;».

У зв'язку з цим абзаци одинадцятий – двадцять сьомий вважати відповідно абзацами тринадцятим – двадцять дев'ятим;

абзац двадцять дев'ятий викласти в такій редакції:

«Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у Законах України «Про ринок природного газу», «Про природні монополії», Кодексі газотранспортної системи, затвердженому постановою НКРЕКП від 30 вересня 2015 року № 2493 (далі – Кодекс газотранспортної системи, Кодекс ГТС).»;

2) підпункт 1 пункту 6 викласти в такій редакції:

«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 газотранспортної системи.».

2. У розділі II:

1) пункт 3 доповнити новими абзацами такого змісту:

«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

$$PE_{\phi t}^{BOП} = \frac{ЗП_{\phi t}^k / ЗП_{\phi t-1}^k}{ЗП_{\phi t}^{iнш} / ЗП_{\phi t-1}^{iнш}} \text{ (умовні одиниці),} \quad (7)$$

де $ЗП_{\Phi_t}^K$ – рівень середніх витрат на оплату праці працівників оператора газотранспортної системи категорії «керівники» у році t , грн на місяць;

$ЗП_{\Phi_{t-1}}^K$ – рівень середніх витрат на оплату праці працівників оператора газотранспортної системи категорії «керівники» у році $t-1$, грн на місяць;

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

$ЗП_{\Phi_{t-1}}^{інш}$ – рівень середніх витрат на оплату праці працівників оператора газотранспортної системи, 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.».

У зв'язку з цим формули 7 – 53 вважати відповідно формулами 8 – 54;

2) пункт 5 викласти в такій редакції:

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

$$ВТВ_t^n = \frac{V_{ВТВ_t}^n \times Ц_{газ_t}}{1000} \text{ (тис. грн),} \quad (9)$$

де $V_{ВТВ_t}^n$ – прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих витрат природного газу на рік t 1000 м³, які визначаються з урахуванням фактичних обсягів виробничо-технологічних витрат та нормованих витрат природного газу за попередні періоди, загальних прогнозних обсягів транспортування у році t , прогнозного балансу надходження та розподілу природного газу (за наявності) та загальних показників ефективності для обсягів $ВТВ$, встановлених НКРЕКП з урахуванням положень цього пункту;

$Ц_{газ_t}$ – прогнозована ціна закупівлі природного газу у році t , грн за 1000 м³.

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

Показники ефективності для виробничо-технологічних витрат природного газу визначаються окремо для питомих обсягів паливного газу та окремо для інших обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу, включених до розрахунку $ВТВ_t^n$.

Прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих витрат природного газу визначаються перед початком регуляторного періоду як базові рівні обсягів виробничо-технологічних витрат та нормативних витрат природного газу ($V_{ВТВ_t}^0$). У разі зміни технологічних режимів роботи газотранспортної системи в довгостроковій перспективі, пов'язаних, зокрема, зі значною зміною обсягів замовленої потужності, обсяги виробничо-технологічних витрат та

нормованих втрат природного газу можуть змінюватися протягом регуляторного періоду.

За базові рівні обсягів виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу ($V_{ВТВt}^0$) для першого регуляторного періоду приймаються питомі витрати, прийняті до розрахунку структури тарифів на базовий рік.

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

Економія витрат, пов'язаних із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу, використовується оператором газотранспортної системи за рішенням Регулятора 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 одинадцятого та дванадцятого цього пункту.

За умови досягнення оператором газотранспортної системи показника ефективності витрат паливного газу та за рішенням НКРЕКП до 25 % коштів, отриманих за рахунок економії обсягів паливного газу, можуть бути використані оператором газотранспортної системи для потреб матеріального заохочення працівників, які задіяні у процесі дотримання технологічного режиму роботи газотранспортної системи.

У випадку якщо економія витрат, пов'язаних із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу, зумовлена зниженням ціни природного газу внаслідок укладання довгострокових договорів (більше 1 року) для покриття обсягів виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат 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 газотранспортної системи за рішенням Регулятора 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.»;

3) пункт 7 викласти в такій редакції:

«7. Розрахунок прибутку на регуляторну базу активів (Π_t) здійснюється за формулою

$$\Pi_t = \frac{(РБА_{пт}^{ст} + РБА_{кт}^{ст})}{2} \times РНД^0 \times (\lambda_t + \mu_t - 1) + \frac{(РБА_{пт}^{нов} + РБА_{кт}^{нов})}{2} \times РНД^{нов} \times (\lambda_t + \mu_t - 1) \text{ (тис. грн)}, \quad (11)$$

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

RBA_{kt}^{CT} – регуляторна база активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання на кінець року t , тис. грн;

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

RBA_{nt}^{NOB} – регуляторна база активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання на початок року t , тис. грн;

RBA_{kt}^{NOB} – регуляторна база активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання на кінець року t , тис. грн;

RND^{NOB} – 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 Регулятором, умовні одиниці;

μ_t – коефіцієнт, який характеризує досягнення показників якості надання послуг транспортування природного газу, умовні одиниці.

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

$$\lambda_t = \left(k^\lambda \times \frac{(\lambda_t^{OKB} + \lambda_t^{BTV\text{ ПГ}} + \lambda_t^{BTV\text{ інші}} + \lambda_t^{BOP})}{4} + (1 - k^\lambda) \times \lambda_t^{PBA} \right) \text{ (умовні одиниці)}, \quad (12)$$

де λ_t^{OKB} – коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності для операційних контрольованих витрат, умовні одиниці;

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

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

λ_t^{BOP} – коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності використання витрат на оплату праці, умовні одиниці;

λ_t^{PBA} – коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності для регуляторної бази активів, умовні одиниці;

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 Регулятором, 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

$$\lambda_t^i = \frac{(1 - PE_n^i t-1)}{(1 - PE_\phi^i t-1)} \text{ (умовні одиниці)}, \quad (13)$$

де $PE_{пт-1}^i$ – відповідний, встановлений НКРЕКП загальний показник ефективності для року $t-1$, умовні одиниці;

$PE_{фt-1}^i$ – відповідний фактичний показник ефективності для року $t-1$, умовні одиниці.

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

$$\lambda_t^{BOП} = \frac{PE_{пт-1}^{BOП}}{PE_{фt-1}^{BOП}} \text{ (умовні одиниці)}, \quad (14)$$

де $PE_{пт-1}^{BOП}$ – відповідний, встановлений НКРЕКП, загальний показник ефективності використання витрат на оплату праці для року $t-1$, умовні одиниці;

$PE_{фt-1}^{BOП}$ – відповідний фактичний показник ефективності використання витрат на оплату праці для року $t-1$, умовні одиниці.

Коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності для регуляторної бази активів, визначається за формулою

$$\lambda_t^{PBA} = \frac{PE_{фt-1}^{PBA}}{PE_{пт-1}^{PBA}} \text{ (умовні одиниці)}, \quad (15)$$

де $PE_{пт-1}^{PBA}$ – встановлений НКРЕКП загальний показник ефективності для регуляторної бази активів для року $t-1$, умовні одиниці;

$PE_{фt-1}^{PBA}$ – 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

$$PE_{фt-1}^{PBA} = \frac{PBA_{кт-1}^{CT} + PBA_{кт-1}^{HOB}}{PBA_{пт-1}^{CT} + PBA_{пт-1}^{HOB}} \text{ (умовні одиниці)}. \quad (16)$$

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.

Визначення коефіцієнта, який характеризує досягнення показників якості надання послуг транспортування природного газу, здійснюється за формулою

$$\mu_t = \frac{(\mu_t^B + \mu_t^H + \mu_t^{KЯ})}{3} \text{ (умовні одиниці),} \quad (17)$$

де μ_t^B – коефіцієнт, який характеризує досягнення показника якості надання послуг для безпеки газотранспортної системи, умовні одиниці;

μ_t^H – коефіцієнт, який характеризує досягнення показника якості надання послуг для надійності (безперебійності) транспортування природного газу, умовні одиниці;

$\mu_t^{KЯ}$ – коефіцієнт, який характеризує досягнення показника якості надання послуг для комерційної якості обслуговування замовників послуг транспортування природного газу, умовні одиниці.

Якщо $\mu_t < 0,9$, то $\mu_t = 0,9$.

Коефіцієнт, який характеризує досягнення показника якості надання послуг для безпеки газотранспортної системи визначається за формулою

$$\mu_t^B = 0,5 \times \left(\frac{L_{\phi t-1}^{BO}}{L_{\pi t-1}^{BO}} + \frac{L_{\phi t-1}^{BT}}{L_{\pi t-1}^{BT}} \right) \text{ (умовні одиниці),} \quad (18)$$

де $L_{\phi t-1}^{BO}$ – довжина обстежених газопроводів у рамках візуального огляду у році $t-1$, км;

$L_{\pi t-1}^{BO}$ – довжина газопроводів, запланована для обслуговування у рамках візуального огляду у році $t-1$, відповідно до періодичності проведення візуальних оглядів лінійної частини магістральних газопроводів, встановленої Оператором ГТС, км;

$L_{\phi t-1}^{BT}$ – довжина обстежених газопроводів у рамках внутрішньотрубного діагностування у році $t-1$, км;

$L_{\pi t-1}^{BT}$ – довжина газопроводів, запланована для обстеження у рамках внутрішньотрубного діагностування у році $t-1$, відповідно до графіка проведення внутрішньотрубного діагностування лінійної частини магістральних газопроводів, встановленої Оператором ГТС, км.

$$\text{Якщо } \frac{L_{\phi t-1}^{BO}}{L_{\pi t-1}^{BO}} > 1, \text{ то } \frac{L_{\phi t-1}^{BO}}{L_{\pi t-1}^{BO}} = 1, \text{ якщо } \frac{L_{\phi t-1}^{BT}}{L_{\pi t-1}^{BT}} > 1, \text{ то } \frac{L_{\phi t-1}^{BT}}{L_{\pi t-1}^{BT}} = 1.$$

Коефіцієнт, який характеризує досягнення показника якості надання послуг для надійності (безперебійності) транспортування природного газу визначається за формулою

$$\mu_t^H = 1 - 0,1 \times N_{\Gamma\Pi t-1}^{M3} - 0,05 \times N_{\text{ав} t-1}^{BT} \text{ (умовні одиниці),} \quad (19)$$

де $N_{\Gamma\Pi t-1}^{M3}$ – кількість переривань розподіленої гарантованої потужності у точках входу/виходу на міждержавних з'єднаннях (крім випадків настання форс-мажорних обставин, проведення планових ремонтних робіт відповідно до розділу VII Кодексу ГТС та/або випадків запровадження обмежень згідно з

Національним планом дій/Правилами про безпеку постачання природного газу) у році $t-1$, одиниць;

$N_{ав\ t-1}^{BT}$ – кількість переривань (обмежень) транспортування природного газу у внутрішніх точках входу/виходу внаслідок аварійних ситуацій (крім випадків настання форс-мажорних обставин), а також проведення планових ремонтних робіт у випадках непередбаченого замовників про такі роботи відповідно до розділу VII Кодексу ГТС у році $t-1$, одиниць.

Якщо $\mu_t^H < 0,7$, то $\mu_t^H = 0,7$.

Коефіцієнт, який характеризує досягнення показника якості надання послуг для комерційної якості обслуговування замовників послуг транспортування визначається за формулою

$$\mu_t^{КЯ} = \left(\frac{P_{t-1}^{рен} + P_{t-1}^{ТС} + P_{t-1}^{пз}}{3} \right) / 100 \% \text{ (умовні одиниці)}, \quad (20)$$

де $P_{t-1}^{рен}$ – відсоток реномінацій, розглянутих Оператором ГТС протягом 2 годин від початку процедури розгляду реномінації обсягів транспортування природного газу для газової доби, від загальної кількості номінацій у році $t-1$, %;

$P_{t-1}^{ТС}$ – відсоток торгових сповіщень, оброблених Оператором ГТС протягом 30 хв, від загальної кількості торгових сповіщень (крім випадків, якщо замовником послуг транспортування природного газу не визначено інший строк набрання чинності торговим сповіщенням) у році $t-1$, %;

$P_{t-1}^{пз}$ – відсоток письмових звернень замовників послуг транспортування та замовників приєднання, розглянутих Оператором ГТС протягом 30 календарних днів, від загальної кількості отриманих від замовників звернень у році $t-1$, %».

У зв'язку з цим формули 12 – 54 вважати відповідно формулами 21 – 63; пункти 13 та 14 викласти в такій редакції:

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

$$PK_t^n = \frac{PR_t^n - A_t^n}{2} \text{ (тис. грн)}, \quad (23)$$

де PR_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 газотранспортної системи на рік t .

Прогнозований прибуток на робочий капітал може бути врахований при розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу через рік після року, у якому вперше Регулятором затверджено показник ефективності для регуляторної бази активів 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

$$\text{ПП}_t^n = \text{П}_t^n \times \frac{\text{НПП}_t}{1 - \text{НПП}_t} \text{ (тис. грн),} \quad (24)$$

де НПП_t – ставка податку на прибуток підприємств у році t , установлена відповідно до Податкового кодексу України, у відносних одиницях.».

3. Після підпункту 2 пункту 2 глави 3 розділу X доповнити новим підпунктом 3 такого змісту:

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

У зв'язку з цим підпункти 3 – 5 вважати відповідно підпунктами 4 – 6.

4. У тексті формули 33 – 63 вважати відповідно формулами 31 – 61.
