



**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 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 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 опублікування в офіційному друкованому виданні – газеті «Урядовий кур'єр».

Голова НКРЕКП

В. Тарасюк

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. Абзац перший пункту 7 розділу I викласти в такій редакції:
«7. Протягом регуляторного періоду за фактичними даними може бути проведено коригування необхідного доходу, яке враховує:».

2. У розділі II:

1) у пункті 1:

абзац другий викласти в такій редакції:

$$\text{НД}_t^n = \text{ОКВ}_t^n + \text{ОНВ}_t^n + \text{ВТВ}_t^n + A_t^n + \text{П}_t^n + \text{РК}_t^n + \text{ПП}_t^n + \text{КП}_t \quad (\text{тис. грн}), (1)»;$$

абзац десятий виключити.

У зв'язку з цим абзац одинадцятий вважати абзацом десятим;

2) у пункті 7:

слова та символ «таким чином:» замінити словами «за формулою»;

абзац другий виключити.

У зв'язку з цим абзаци третій – дев'ятий вважати відповідно абзацами другим – восьмим.

3. Розділ III викласти в такій редакції:

«III. Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність

1. Відхилення необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу відноситься на регуляторний рахунок.

Оператором ГТС можуть бути створені окремі субрахунки регуляторного рахунку для точки (точок) та/або однорідної групи точок, та/або кластеру точок входу та/або точок виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и). У такому випадку значення регуляторного рахунку дорівнює сумі значень усіх субрахунків регуляторного рахунку.

2. Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність здійснюється за зверненням ліцензіата за формулою

$$\text{НД}_t^{\text{кор}} = -\frac{PP^g}{u} \quad (\text{тис. грн}), \quad (14)$$

де: PP^g – значення регуляторного рахунку або суми субрахунків регуляторного рахунку, тис. грн;

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

З метою уникнення перехресного субсидіювання, у разі якщо значення субрахунку певної точки (точок) та/або однорідної групи точок, та/або кластеру точок у значенні регуляторного рахунку перевищує 50 % значення регуляторного рахунку, значення субрахунку певної точки та/або однорідної групи точок, та/або кластеру точок може бути враховано виключно при розрахунку тарифу на послуги транспортування природного газу для відповідної точки та/або однорідної групи точок та/або кластеру точок.

3. До складу регуляторного рахунку або субрахунку регуляторного рахунку точки (точок) та/або однорідної групи точок та/або кластеру точок входу та/або виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и) можуть бути віднесені:

1) різниця між прогнозованими та уточненими компонентами необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу, зокрема:

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

операційними контрольованими витратами з транспортування природного газу

операційними неконтрольованими витратами з транспортування 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, та активів, що були створені за рахунок отримання плати від приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газопроводів газотранспортного підприємства

прибутком, 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;

прибутком на робочий капітал, розрахованим відповідно до пункту 13 розділу II цієї Методики з урахуванням фактичних даних суми інвестицій відповідно до затверджених інвестиційних програм

коригуванням необхідного доходу у зв'язку зі зміною обсягів замовлених потужностей;

2) коригування необхідного доходу відповідно до зобов'язань щодо витрат, пов'язаних із приєднанням;

3) фактично отриманий дохід від надання права користування потужністю з обмеженнями;

4) фактично отриманий дохід у вигляді аукціонної надбавки від проведення процедури розподілу потужності в рамках аукціону;

5) відхилення необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу.

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

$$ВТВ_q^y = \frac{V_{ВТВq}^n \times Ц_{газq}^m}{1000} \text{ (тис. грн)}, \quad (15)$$

де: q – відповідний рік регуляторного періоду;

$V_{ВТВq}^n$ – прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих витрат природного газу на рік q , 1000 м^3 ;

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

5. Уточнені операційні контрольовані витрати з транспортування природного газу на рік q розраховуються за формулою

$$ОКВ_q^y = ((ОКВ_{q-1}^y - ФОП_{q-1}^y) \times \frac{ІЦВ_q^\phi}{100} + ФОП_q^y) \times (1 - \frac{ПЕ_3}{100}) \text{ (тис. грн)}, \quad (16)$$

де: $ОКВ_{q-1}^y$ – прогнозовані операційні контрольовані витрати, уточнені для років другого та наступних регуляторних періодів з урахуванням базового рівня операційних контрольованих витрат (для першого періоду регулювання $ОКВ_{q-1}^y = ОКВ_0$) що розраховуються за формулою 3 з уточненням економії $ЕОКВ^y$ за формулою

$$ЕОКВ^y = \frac{1}{k} \times \sum_{q=1}^k (ОКВ_q^n - ОКВ_q^\phi) \text{ (тис. грн)}, \quad (17)$$

$ФОП_q^y$ – уточнений фонд оплати праці у році q , що визначається за формулою

$$ФОП_q^y = ФОП_{q-1}^y \times \frac{ІЗП_q^\phi}{100} \text{ (тис. грн)}, \quad (18)$$

де: $ІЗП_q^\phi$ – фактичний індекс зростання номінальної середньомісячної заробітної плати в Україні для року q , %;

$ФОП_{q-1}^y$ – уточнений фонд оплати праці у році $q-1$, що визначається аналогічно формулі 18, тис. грн;

$ІЦВ_q^\phi$ – фактичний індекс цін виробників промислової продукції року q , %.

6. Уточнені операційні неконтрольовані витрати з транспортування природного газу на рік q розраховуються за формулою

$$\text{ОНВ}_q^y = \text{ОНВ}_q^\phi - \text{ФОП}_q^\phi \times \text{Н}_q^{\text{ФОП}^\phi} + \text{ФОП}_q^y \times \text{Н}_q^{\text{ФОП}^\phi} \text{ (тис. грн)}, \quad (19)$$

де: ОНВ_q^ϕ – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у році q , тис. грн;

ФОП_q^ϕ – фактичний фонд оплати праці у році q , тис. грн;

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

7. Коригування необхідного доходу у зв'язку зі зміною обсягів замовлених потужностей у році регулювання q розраховується за формулою

$$\text{КО}_q = \sum_{i=1}^m \sum_p (T_g \times K_{p,i} \times \Delta N_{p,q(i)}^{\phi n}) \text{ (тис. грн)}, \quad (20)$$

де: p – охоплює замовлення потужностей на всі періоди замовлення (річні, квартальні, місячні та на добу наперед), крім потужності з обмеженнями;

m – кількість змін тарифів за видами замовлених потужностей p протягом року регулювання q ;

i – період у році q , протягом якого тарифи залишалися незмінними;

$K_{p,i}$ – коефіцієнт, що враховує період замовлення потужності та може враховувати сезон замовлення потужності;

T_g – відповідний тариф, встановлений Регулятором у відповідній точці або однорідній групі точок, або кластері точок входу або виходу, грн за 1000 м³ на добу;

$\Delta N_{p,q(i)}^{\phi n}$ – різниця між фактичним та прогнозованим, передбаченим при розрахунку відповідного тарифу, обсягом замовлених потужностей транспортування природного газу за видами замовлених потужностей p протягом періоду i у році q , 1000 м³/добу, що розраховується за формулою

$$\Delta N_{p,q(i)}^{\phi n} = N_{p,q(i)}^{\phi n} - N_{p,q(i)}^{nn} \text{ (1000 м}^3\text{/добу)}, \quad (21)$$

де: $N_{p,q(i)}^{\phi n}$ – фактичний обсяг замовленої потужності за видами замовлених потужностей p протягом періоду i у році q , 1000 м³/добу;

$N_{p,q(i)}^{nn}$ – прогнозований обсяг замовлених потужностей, передбачений при розрахунку відповідного тарифу, за видами замовлених потужностей p протягом періоду i у році q , 1000 м³/добу.

8. Коригування необхідного доходу відповідно до зобов'язань щодо витрат, пов'язаних із приєднанням, у році q визначається за формулою

$$\text{КПР}_q = (\text{ІПР}_q - \text{ППР}_q) \times (1 + \text{РНД}^{\text{нов}}) \text{ (тис. грн)}, \quad (22)$$

де: ІПР_q – сума фактичних інвестицій у році q , пов'язана з приєднанням об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газопроводів газотранспортного підприємства, відповідно до інвестиційної програми, тис. грн без ПДВ;

ППР_q – сума отриманої у році q плати за приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газопроводів газотранспортного підприємства, тис. грн без ПДВ.».

У зв'язку з цим формули 25 – 39 вважати відповідно формулами 23 – 37.

4. У розділі VI:

1) пункти 2 та 3 викласти в такій редакції:

«2. Тариф на послуги транспортування природного газу для g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему визначається за формулою

$$T_{\text{ВХ}}^g = \frac{R_{\text{ВХ}g}}{N_{\text{ВХ}g}} \quad (\text{грн за } 1000 \text{ м}^3 \text{ на добу}), \quad (27)$$

де: $R_{\text{ВХ}g}$ – частина необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g -тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок входу в газотранспортну систему, визначається за формулою

$$R_{\text{ВХ}g} = (\text{НД}_t^n + \text{НД}_t^{\text{КОР}}) \times 1000 \times W_{\text{ВХ}g} \times k_{\text{ОВ}} \quad (\text{тис. грн}), \quad (28)$$

де: $\text{НД}_t^{\text{КОР}}$ – коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу, тис. грн;

$W_{\text{ВХ}g}$ – вага g -тої точки входу або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему, в умовних одиницях;

$N_{\text{ВХ}g}$ – прогнозований обсяг потужності у g -тій точці входу або однорідній групі точок, або кластері точок входу в газотранспортну систему, 1000 м^3 на добу;

$k_{\text{ОВ}}$ – коефіцієнт розподілу операційних витрат газотранспортного підприємства для визначення тарифу на послуги транспортування природного газу для точок входу в газотранспортну систему України, в умовних одиницях.

Для визначення тарифу на послуги транспортування природного газу для точок входу в газотранспортну систему на перший регуляторний період $k_{\text{ОВ}}$ приймається в розмірі 0,3. Для всіх наступних регуляторних періодів $k_{\text{ОВ}}$, як правило, приймається в розмірі 0,5, якщо інше не встановлено НКРЕКП разом з параметрами регулювання, що мають довгостроковий термін дії, для цілей стимулюючого регулювання.

З метою уникнення перехресного субсидіювання у випадку, визначеному у пункті 2 розділу III, частина необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g -тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок входу в газотранспортну систему, визначається за формулою

$$R_{\text{ВХ}g} = (\text{НД}_t^n \times W_{\text{ВХ}g} \times k_{\text{ОВ}} + \text{НД}_t^{\text{КОР}} \times S_{\text{ВХ}g, \text{CP}_i}) \times 1000 \quad (\text{тис. грн}), \quad (29)$$

де: $S_{\text{ВХ}g, \text{CP}_i}$ – частка g -тої точки входу або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему з числа точок, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку, що розраховується за формулою

$$S_{\text{ВХ}g, \text{CP}_i} = \frac{W_{\text{ВХ}g} \times k_{\text{ОВ}}}{\sum W_{\text{ВХ} \text{CP}_i} \times k_{\text{ОВ}} + \sum W_{\text{Вих} \text{CP}_i} \times (1 - k_{\text{ОВ}})} \times \frac{\text{CP}_i}{\text{PP}^g} \quad (\text{умовні одиниці}), \quad (30)$$

де: $\sum W_{\text{ВХ} \text{CP}_i}$ – сумарна вага точок входу або однорідних груп точок, або кластерів точок входу в газотранспортну систему, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку;

$\sum W_{\text{вих}_{\text{ср}_i}}$ – сумарна вага точок виходу або однорідних груп точок, або кластерів точок виходу з газотранспортної системи, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку;

CP_i – значення i -го субрахунку регуляторного рахунку, тис. грн.

3. Тариф на послуги транспортування природного газу для g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи розраховується за формулою

$$T_{\text{вих}}^g = \frac{R_{\text{вих}_g}}{N_{\text{вих}_g}} \text{ (грн за } 1000 \text{ м}^3 \text{ на добу)}, \quad (31)$$

де: $R_{\text{вих}_g}$ – частина необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g -тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок виходу з газотранспортної системи, визначається за формулою

$$R_{\text{вих}_g} = (\text{НД}_t^n + \text{НД}_t^{\text{коп}}) \times 1000 \times W_{\text{вих}_g} \times (1 - k_{\text{OB}}) \text{ (тис. грн)}, \quad (32)$$

де: $W_{\text{вих}_g}$ – вага g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи, в умовних одиницях;

$N_{\text{вих}_g}$ – прогнозований обсяг потужності у g -тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок виходу з газотранспортної системи, 1000 м^3 на добу.

З метою уникнення перехресного субсидіювання, у випадку, визначеному у пункті 2 розділу III частина необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g -тій точці або однорідної групі точок, або кластері точок виходу в газотранспортну систему, визначається за формулою

$$R_{\text{вих}_g} = (\text{НД}_t^n \times W_{\text{вих}_g} \times k_{\text{OB}} + \text{НД}_t^{\text{коп}} \times S_{\text{вих}_{g,\text{ср}_i}}) \times 1000 \text{ (тис. грн)}, \quad (33)$$

де: $S_{\text{вих}_{g,\text{ср}_i}}$ – частка g -тої точки виходу або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи, з числа точок, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку, що розраховується за формулою

$$S_{\text{вих}_{g,\text{ср}_i}} = \frac{W_{\text{вих}_g} \times (1 - k_{\text{OB}})}{\sum W_{\text{вх}_{\text{ср}_i}} \times k_{\text{OB}} + \sum W_{\text{вих}_{\text{ср}_i}} \times (1 - k_{\text{OB}})} \times \frac{\text{CP}_i}{\text{PP}^g} \text{ (умовні одиниці)}, \quad (34)$$

де: $\sum W_{\text{вх}_{\text{ср}_i}}$ – сумарна вага точок входу або однорідних груп точок, або кластерів точок входу в газотранспортну систему, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку;

$\sum W_{\text{вих}_{\text{ср}_i}}$ – сумарна вага точок виходу або однорідних груп точок, або кластерів точок виходу з газотранспортної системи, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку.»

У зв'язку з цим формули 29 – 37 вважати відповідно формулами 35 – 43;

2) доповнити новим пунктом такого змісту:

«15. Встановлення тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и) на міждержавному з'єднанні нижче рівня, що відображає економічні витрати ліцензіата, можливе лише з метою приведення цих тарифів до конкурентного рівня з урахуванням рівня тарифів альтернативних маршрутів транспортування газу, рівня альтернативних витрат та економічної доцільності замовників послуг транспортування газу, інших чинників. У такому випадку витрати, ураховані при розрахунку тарифу на послуги транспортування природного газу, не можуть бути нижчі рівня, який покриває граничні витрати ліцензіата на надання послуг транспортування природного газу.».

5. Пункт 4 глави 2 розділу X виключити.

У зв'язку з цим пункти 5 – 12 вважати відповідно пунктами 4 – 11.

6. У розділі XI:

1) пункті 1 слово «повний» виключити;

2) пункти 8 та 9 викласти в такій редакції:

«8. У разі врахування відшкодування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність при визначенні тарифів на послуги транспортування нового ліцензіата за регуляторні періоди, що передували зміні ліцензіата, якщо таке відшкодування веде до збільшення необхідного доходу, попередній ліцензіат має право на отримання цього відшкодування необхідного доходу за відповідні регуляторні періоди.

9. У разі врахування відшкодування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність при визначенні тарифів на послуги транспортування природного газу нового ліцензіата за регуляторні періоди, що передували зміні ліцензіата, якщо таке відшкодування веде до зменшення необхідного доходу, новий ліцензіат має право на отримання цього відшкодування необхідного доходу за відповідні регуляторні періоди.».

Директор Департаменту із
регулювання відносин у нафтогазовій сфері

Т. Рябуха

Обґрунтування

до схвалення рішення, що має ознаки регуляторного акту, - 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»

На виконання вимог Закону України «Про ринок природного газу», з метою адаптації до вимог законодавства Європейського Союзу (далі – ЄС), з урахуванням практики тарифоутворення країн ЄС НКРЕКП 30.09.2015 прийнято постанову № 2517 «Про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання» (далі – Методика), яка зареєстрована в Міністерстві юстиції України 06.11.2015 за № 1388/27833.

У 2017 році було прийнято Регламент Європейської Комісії (ЄС) № 2017/460 від 16 березня 2017 року про встановлення мережевого кодексу гармонізованих структур тарифу на транспортування газу (далі – Регламент № 2017/460). Відповідно до Закону України «Про Рішення Ради асоціації між Україною та ЄС про внесення змін і доповнень до Додатка XXVII до Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони», з метою імплементації положень визначених Регламентом № 2017/460 існує необхідність послідовного внесення змін до Методики.

Враховуючи зазначене вище, Департаментом із регулювання відносин у нафтогазовій сфері було розроблено проєкт постанови «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).

Проєктом постанови передбачено:

удосконалення механізму визначення прогнозованого необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу,

удосконалення підходу до коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність з метою, зокрема, недопущення дискримінації та запобігання неналежному перекресному субсидіюванню,

визначення тарифів на послуги транспортування природного газу з урахуванням рівня тарифів альтернативних маршрутів.

З огляду на зазначене, Департамент пропонує:

1. Схвалити 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».

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» на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою одержання зауважень і пропозицій від інших органів державної влади, фізичних та юридичних осіб, їх об'єднань та інших заінтересованих осіб.

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

Т. Рябуха

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

АНАЛІЗ ВПЛИВУ

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

I. Визначення проблеми

Відповідно до законів України «Про природні монополії», «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» до повноважень НКРЕКП належить, зокрема, розробка та затвердження порядків (методик) формування, розрахунку та встановлення державних регульованих цін і тарифів для суб'єктів природних монополій у сферах енергетики та комунальних послуг.

На виконання вимог Закону України «Про ринок природного газу», з метою адаптації до вимог законодавства Європейського Союзу (далі – ЄС), з урахуванням практики тарифоутворення країн ЄС НКРЕКП 30.09.2015 прийнято постанову № 2517 «Про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання» (далі – Методика), яка зареєстрована в Міністерстві юстиції України 06.11.2015 за № 1388/27833.

У 2017 році було прийнято Регламент Європейської Комісії (ЄС) № 2017/460 від 16 березня 2017 року про встановлення мережевого кодексу гармонізованих структур тарифу на транспортування газу (далі – Регламент № 2017/460). Відповідно до Закону України «Про Рішення Ради асоціації між Україною та ЄС про внесення змін і доповнень до Додатка XXVII до Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони», з метою імплементації положень визначених Регламентом № 2017/460 існує необхідність послідовного внесення змін до Методики.

Враховуючи зазначене, на сьогодні виникла необхідність внесення змін до чинної Методики в частині:

удосконалення механізму визначення прогнозованого необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу,

удосконалення підходу до коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність з метою, зокрема, недопущення дискримінації та запобігання неналежному перехресному субсидіюванню,

визначення тарифів на послуги транспортування природного газу з урахуванням рівня тарифів альтернативних маршрутів.

У зв'язку з цим НКРЕКП було розроблено проєкт постанови «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).

Вплив проблеми на основні групи (підгрупи) учасників:

Групи (підгрупи)	Так	Ні
Громадяни		Ні
Держава	Удосконалюються механізми коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу.	
Суб'єкти господарювання	Можливість провадити економічно обґрунтовану тарифну політику на всіх напрямках транспортування природного газу для точок входу і точок виходу в/з газотранспортну(ої) системи.	

II. Цілі державного регулювання

Проєкт постанови розроблено з метою удосконалення механізмів проведення розрахунків тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і виходу до (із) газотранспортної системи.

III. Визначення та оцінка альтернативних способів досягнення цілей

1. Визначення альтернативних способів

Вид альтернативи	Опис альтернативи
Альтернатива 1 Збереження чинного регулювання	Чинна Методика потребує удосконалення.
Альтернатива 2 Прийняття нового регуляторного акта	Прийняття нового регуляторного акта Цілі будуть досягнуті, проте, створюються незручності для суб'єктів газового ринку при пошуку інформації, примножуючи кількість нормативно-правових актів з одного питання.
Альтернатива 3 Внесення змін до чинного регуляторного акта	Внесення відповідних змін до чинної Методики.

2. Оцінка вибраних альтернативних способів досягнення цілей

1) Оцінка впливу на сферу інтересів держави:

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1 Збереження чинного регулювання	Відсутні	Збереження недосконалих механізмів коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу.
Альтернатива 2 Прийняття нового регуляторного акта	Виконуються положення чинного законодавства України, удосконалюються механізми коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу.	Неефективне використання людських ресурсів та витрати часу на розроблення та прийняття нового регуляторного акта.
Альтернатива 3 Внесення змін до чинного регуляторного акта	Удосконалюються механізми коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу.	Відсутні

2) Оцінка впливу на сферу інтересів громадян:

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1 Збереження чинного регулювання	Відсутні	Відсутні
Альтернатива 2 Прийняття нового регуляторного акта	Відсутні	Відсутні
Альтернатива 3 Внесення змін до чинного регуляторного акта	Відсутні	Відсутні

3) Оцінка впливу на сферу інтересів суб'єктів господарювання:

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1 Збереження чинного регулювання	Відсутні	Відсутні
Альтернатива 2 Прийняття нового регуляторного акта	Удосконалюються механізми коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу.	Створює незручності для суб'єктів газового ринку при пошуку інформації, примножуючи кількість нормативно-правових актів з одного питання.
Альтернатива 3 Внесення змін до чинного регуляторного акта	Удосконалюються механізми коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу.	Відсутні

IV. Вибір найбільш оптимального альтернативного способу досягнення цілей

Рейтинг результативності (досягнення цілей під час вирішення проблеми)	Бал результативності (за чотирибальною системою оцінки)	Коментарі щодо присвоєння відповідного бала
Альтернатива 1 Збереження чинного регулювання	1	Не забезпечує досягнення поставленої мети
Альтернатива 2 Прийняття нового регуляторного акта	2	Мета досягається, проте із суттєвим недоліком: неефективне використання людських ресурсів та витрати часу на розроблення та прийняття нового регуляторного акта.
Альтернатива 3 (обрана альтернатива) Внесення змін до чинного регуляторного акта	4	Дозволяє вирішити проблему найефективнішим шляхом.

Рейтинг результативності	Вигоди (підсумок)	Витрати (підсумок)	Обґрунтування відповідного місця альтернативи у рейтингу
Альтернатива 1 Збереження чинного регулювання	Відсутні	Збереження недосконалих механізмів коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу.	Альтернатива 1 не дозволяє вирішити поставлену задачу.
Альтернатива 2 Прийняття нового регуляторного акта	Удосконалюються механізми коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу.	Неефективне використання людських ресурсів та витрати часу на розроблення та прийняття нового регуляторного акта.	Мета досягається, проте із суттєвим недоліком: неефективне використання людських ресурсів та витрати часу на розроблення та прийняття нового регуляторного акта.
Альтернатива 3 (обрана альтернатива) Внесення змін до чинного регуляторного акта	Найбільш вигідний, удосконалюються механізми коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу.	Відсутні	Проект постанови дозволить досягнути задекларованих цілей повною мірою та встановить зрозуміле загальне регулювання, не примножуючи кількості нормативно-правових актів з одного питання.

Рейтинг результативності (досягнення цілей під	Аргументи щодо переваги обраної альтернативи/причини	Оцінка ризику зовнішніх чинників на дію запропонованого регуляторного акта
--	--	--

час вирішення проблеми)	вирішення	відмови від альтернативи	
Альтернатива 1 Збереження чинного регулювання		Не вирішує поставлену задачу.	Відсутній
Альтернатива 2 Прийняття нового регуляторного акта		Забезпечує досягнення цілей державного регулювання. Проте створює незручності для суб'єктів газового ринку при пошуку інформації, примножуючи кількість нормативно-правових актів з одного питання.	Відсутній
Альтернатива 3 (обрана альтернатива) Внесення змін до чинного регуляторного акта		Забезпечує досягнення цілей державного регулювання та дотримання принципу оптимізації. Дозволяє вирішити проблему самим ефективним шляхом.	Відсутній

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

Розв'язання визначеної проблеми буде досягнуто шляхом внесення змін до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання.

Впливу зовнішніх факторів, що можуть мати негативний вплив на виконання вимог регуляторного акта, не очікується.

Характеристика механізму повної або часткової компенсації можливої шкоди у разі настання очікуваних наслідків дії акта не розроблялась, оскільки введення в дію положень регуляторного акта не призведе до настання будь-яких негативних наслідків.

Функції в частині здійснення державного контролю та нагляду за додержанням вимог акта будуть здійснюватись державними органами, яким, відповідно до законодавства, надані такі повноваження.

VI. Обґрунтування запропонованого строку дії регуляторного акта

Термін дії акта необмежений. Він може бути змінений у разі внесення відповідних змін до законодавства.

VII. Визначення показників результативності дії регуляторного акта

Після набрання постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг «Про затвердження Змін до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування

природного газу для точок входу і виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання» чинності, її результативність визначатиметься такими показниками:

1) розміром надходжень до Державного та/або місцевих бюджетів України – реалізація проєкту регуляторного акту не потребує витрат із Державного бюджету України, надходження до Державного бюджету України у зв'язку з прийняттям регуляторного акта не передбачаються;

2) кількістю суб'єктів господарювання, на яких поширюються дія акта – дія акта поширюється на оператора газотранспортної системи та замовників послуг транспортування природного газу;

3) рівень поінформованості суб'єктів господарювання з основних положень акта – середній.

Відповідно до частини другої статті 15 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» проєкт постанови, що має ознаки регуляторного акта, аналіз впливу та повідомлення про оприлюднення розміщено на офіційному вебсайті НКРЕКП в мережі Інтернет www.nerc.gov.ua. НКРЕКП у межах компетенції надає необхідні роз'яснення щодо норм проєкту регуляторного акта і надаватиме роз'яснення щодо застосування акта, який буде опубліковано в засобах масової інформації після його прийняття.

VIII. Очікувані результати прийняття регуляторного акта

Результатом прийняття проєкту постанови є удосконалення діючої Методики за рахунок удосконалення механізму визначення прогнозованого необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу, удосконалення підходу до коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність з метою, зокрема, недопущення дискримінації та запобігання неналежному перехресному субсидюванню, визначення тарифів на послуги транспортування природного газу з урахуванням рівня тарифів альтернативних маршрутів.

Голова НКРЕКП

В. Тарасюк

Порівняльна таблиця до проєкту 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»

<i>Діюча редакція</i>	<i>Пропоновані зміни</i>
I. Загальні положення	
7. Протягом регуляторного періоду щороку за фактичними даними попереднього року проводиться коригування необхідного доходу на поточний рік, яке враховує:	<i>абзац перший пункту 7 розділу I викласти в такій редакції</i> 7. Протягом регуляторного періоду за фактичними даними може бути проведено коригування необхідного доходу, яке враховує:
II. Визначення необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу	
1. Прогнозований необхідний дохід від здійснення діяльності з транспортування природного газу на рік t розраховується на основі плати за пропускну потужність за формулою $НД_t^n = ОКВ_t^n + ОНВ_t^n + ВТВ_t^n + A_t^n + П_t^n + РК_t^n + ПП_t^n + КП_t + НД_t^{кор}$ (тис. грн), (1) $НД_t^{кор}$ — коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність;	<i>абзац другий викласти в такій редакції</i> 1. Прогнозований необхідний дохід від здійснення діяльності з транспортування природного газу на рік t розраховується на основі плати за пропускну потужність за формулою $НД_t^n = ОКВ_t^n + ОНВ_t^n + ВТВ_t^n + A_t^n + П_t^n + РК_t^n + ПП_t^n + КП_t$ (тис. грн), (1) ... <i>абзац десятий виключити</i>
7. Розрахунок прибутку на регуляторну базу активів (Π_t) здійснюється таким чином: для першого регуляторного періоду прибуток у році t визначається за формулою	<i>слова «таким чином» замінити словами «за формулою»;</i> <i>абзац другий виключити</i> 7. Розрахунок прибутку на регуляторну базу активів (Π_t) здійснюється за формулою:
III. Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність	
1. Протягом регуляторного періоду відхилення уточненого необхідного доходу може бути віднесено на регуляторний рахунок.	<i>Розділ III викласти в такій редакції</i> 1. Відхилення необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу відноситься на регуляторний рахунок. Оператором ГТС можуть бути створені окремі субрахунки регуляторного рахунку для точки (точок) та/або однорідної групи точок, та/або кластеру точок входу та/або точок виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и). У такому випадку значення

	регуляторного рахунку дорівнює сумі значень усіх субрахунків регуляторного рахунку.
<p>2. Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність здійснюється за зверненням ліцензіата за формулою</p> $\text{НД}_t^{\text{кор}} = -\frac{\text{ВНД}_{t-1}^n}{m} \text{ (тис. грн),} \quad (14)$ <p>де ВНД_t^n – відхилення уточненого необхідного доходу, тис. грн; m – кількість років, протягом яких ураховується коригування необхідного доходу.</p>	<p>2. Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність здійснюється за зверненням ліцензіата за формулою</p> $\text{НД}_t^{\text{кор}} = -\frac{PP^g}{u} \text{ (тис. грн),} \quad (14)$ <p>де: PP^g – значення регуляторного рахунку або суми субрахунків регуляторного рахунку, тис. грн; u – кількість років, протягом яких ураховується коригування необхідного доходу.</p> <p>3 метою уникнення перехресного субсидювання, у разі якщо значення субрахунку певної точки (точок) та/або однорідної групи точок, та/або кластеру точок у значенні регуляторного рахунку перевищує 50 % значення регуляторного рахунку, значення субрахунку певної точки та/або однорідної групи точок, та/або кластеру точок може бути враховано виключно при розрахунку тарифу на послуги транспортування природного газу для відповідної точки та/або однорідної групи точок та/або кластеру точок.</p>
<p>3. Відхилення уточненого необхідного доходу визначаються за формулою</p> $\text{ВНД}_{t-1}^n = \text{НД}_{t-1}^n - \text{НД}_{t-1}^y \text{ (тис. грн),} \quad (15)$ <p>де НД_{t-1}^y – уточнений необхідний дохід від здійснення діяльності з транспортування природного газу на рік $t-1$, тис. грн.</p> <p>4. Уточнений необхідний дохід від здійснення діяльності з транспортування природного газу на рік $t-1$ розраховується за формулою</p> $\text{НД}_{t-1}^y = \text{ВТВ}_{t-1}^y + \text{ОКВ}_{t-1}^y + \text{ОНВ}_{t-1}^y + \text{А}_{t-1}^\phi + \text{П}_{t-1}^y + \text{РК}_{t-1}^y + \text{ПП}_{t-1}^y + \text{КО}_{t-1} + \text{КПР}_{t-1} - \text{ПО}_{t-1}^\phi - \text{АН}_{t-1}^\phi \text{ (тис. грн),} \quad (16)$ <p>де ВТВ_{t-1}^y – уточнені витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу на рік $t-1$, тис. грн; ОКВ_{t-1}^y – уточнені операційні контрольовані витрати з транспортування природного газу на рік $t-1$, тис. грн;</p>	<p>3. До складу регуляторного рахунку або субрахунку регуляторного рахунку точки (точок) та/або однорідної групи точок та/або кластеру точок входу та/або виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и) можуть бути віднесені:</p> <p>1) різниця між прогнозованими та уточненими компонентами необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу, зокрема:</p> <p>витратами ліцензіата, пов'язаними із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу</p> <p>операційними контрольованими витратами з транспортування природного газу</p> <p>операційними неконтрольованими витратами з транспортування природного газу</p> <p>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, та активів, що були створені за рахунок отримання плати від приєднання об'єктів</p>

<p>ОНВ_{t-1}^y – уточнені операційні неконтрольовані витрати з транспортування природного газу на рік <i>t-1</i>, тис. грн;</p> <p>A_{t-1}^ф – фактична амортизація у році <i>t-1</i>, розрахована 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, та активів, що були створені за рахунок отримання плати від приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газопроводів газотранспортного підприємства, тис. грн;</p> <p>П_{t-1}^y – уточнений прибуток у році <i>t-1</i>, розрахований 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;</p> <p>РК_{t-1}^y – уточнений прибуток на робочий капітал у році <i>t-1</i>, розрахований відповідно до пункту 13 розділу II цієї Методики з урахуванням фактичних даних суми інвестицій у році <i>t-1</i> відповідно до інвестиційної програми, тис. грн;</p> <p>КО_{t-1} – коригування необхідного доходу у зв'язку зі зміною обсягів замовлених потужностей у році регулювання <i>t-1</i>, тис. грн;</p> <p>КПР_{t-1} – коригування необхідного доходу відповідно до зобов'язань щодо витрат, пов'язаних із приєднанням у році <i>t-1</i>, тис. грн;</p> <p>ПО_t^ф – фактично отриманий у році <i>t</i> дохід від надання права користування потужністю з обмеженнями, тис. грн;</p> <p>АН_t^ф – фактично отриманий у році <i>t</i> дохід у вигляді аукціонної надбавки від проведення процедури розподілу потужності в рамках аукціону, тис. грн.</p>	<p>газоспоживання (газопостачання) замовників до газопроводів газотранспортного підприємства</p> <p>прибутком, 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;</p> <p>прибутком на робочий капітал, розрахованим відповідно до пункту 13 розділу II цієї Методики з урахуванням фактичних даних суми інвестицій відповідно до затверджених інвестиційних програм коригуванням необхідного доходу у зв'язку зі зміною обсягів замовлених потужностей;</p> <p>2) коригування необхідного доходу відповідно до зобов'язань щодо витрат, пов'язаних із приєднанням;</p> <p>3) фактично отриманий дохід від надання права користування потужністю з обмеженнями;</p> <p>4) фактично отриманий дохід у вигляді аукціонної надбавки від проведення процедури розподілу потужності в рамках аукціону;</p> <p>5) відхилення необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу.</p>
<p>4. Уточнений необхідний дохід від здійснення діяльності з транспортування природного газу на рік <i>t-1</i> розраховується за формулою</p> $\text{НД}_{t-1}^y = \text{ВТВ}_{t-1}^y + \text{ОКВ}_{t-1}^y + \text{ОНВ}_{t-1}^y + A_{t-1}^{\text{ф}} + \text{П}_{t-1}^y + \text{РК}_{t-1}^y + \text{ПП}_{t-1}^y + \text{КО}_{t-1} + \text{КПР}_{t-1} - \text{ПО}_{t-1}^{\text{ф}} - \text{АН}_{t-1}^{\text{ф}} \text{ (тис. грн)}, \quad (16)$ <p>де: ВТВ_{t-1}^y – уточнені витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу на рік <i>t-1</i>, тис. грн;</p>	<p>4. Уточнені витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу, на рік <i>q</i> розраховуються за формулою</p> $\text{ВТВ}_q^y = \frac{V_{\text{ВТВ}_q}^n \times \text{Ц}_{\text{Газ}q}^m}{1000} \text{ (тис. грн)}, \quad (15)$ <p>де: <i>q</i> – відповідний рік регуляторного періоду;</p> <p>V_{ВТВ_q}ⁿ – прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу на рік <i>q</i>, 1000 м³;</p>

<p> OKB_{t-1}^y – уточнені операційні контрольовані витрати з транспортування природного газу на рік $t-1$, тис. грн; $ОНВ_{t-1}^y$ – уточнені операційні неконтрольовані витрати з транспортування природного газу на рік $t-1$, тис. грн; A_{t-1}^ϕ – фактична амортизація у році $t-1$, розрахована 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, та активів, що були створені за рахунок отримання плати від приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газопроводів газотранспортного підприємства, тис. грн; Π_{t-1}^y – уточнений прибуток у році $t-1$, розрахований 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; $РК_{t-1}^y$ – уточнений прибуток на робочий капітал у році $t-1$, розрахований відповідно до пункту 13 розділу II цієї Методики з урахуванням фактичних даних суми інвестицій у році $t-1$ відповідно до інвестиційної програми, тис. грн; $КО_{t-1}$ – коригування необхідного доходу у зв'язку зі зміною обсягів замовлених потужностей у році регулювання $t-1$, тис. грн; $КПР_{t-1}$ – коригування необхідного доходу відповідно до зобов'язань щодо витрат, пов'язаних із приєднанням у році $t-1$, тис. грн; $ПО_t^\phi$ – фактично отриманий у році t дохід від надання права користування потужністю з обмеженнями, тис. грн; $АН_t^\phi$ – фактично отриманий у році t дохід у вигляді аукціонної надбавки від проведення процедури розподілу потужності в рамках аукціону, тис. грн. </p>	<p> $\Pi_{газq}^M$ – оптова ціна природного газу на нерегульованому сегменті оптового ринку природного газу України за результатами моніторингу за рік q, грн за 1000 м³. </p>
<p> 5. Уточнені витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих витрат природного газу, на рік $t-1$ розраховуються за формулою </p> $ВТВ_{t-1}^y = \frac{V_{ВТВ_{t-1}}^n \times \Pi_{газ_{t-1}}^M}{1000} \quad (17)$	<p> 5. Уточнені операційні контрольовані витрати з транспортування природного газу на рік q розраховуються за формулою </p> $OKB_q^y = ((OKB_{q-1}^y - \text{ФОП}_{q-1}^y) \times \frac{\Pi_{Вq}^\phi}{100} + \text{ФОП}_q^y) \times (1 - \frac{\text{ПЕ}_3}{100}) \quad (\text{тис. грн}), \quad (16)$ <p> де: OKB_{q-1}^y – прогнозовані операційні контрольовані витрати, уточнені для років другого та наступних регуляторних періодів з </p>

<p>де: $V_{\text{ГТВ}t-1}^n$ – прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу на рік $t-1$, 1000 м³; $\Pi_{\text{газ}t-1}^M$ – оптова ціна природного газу на нерегульованому сегменті оптового ринку природного газу України за результатами моніторингу за рік $t-1$, грн за 1000 м³.</p>	<p>урахуванням базового рівня операційних контрольованих витрат (для першого періоду регулювання $\text{ОКВ}_{q-1}^y = \text{ОКВ}_0$) що розраховуються за формулою 3 з уточненням економії ЕОКВ^y за формулою</p> $\text{ЕОКВ}^y = \frac{1}{k} \times \sum_{q=1}^k (\text{ОКВ}_q^n - \text{ОКВ}_q^\phi) \text{ (тис. грн),} \quad (17)$ <p>ФОП_q^y – уточнений фонд оплати праці у році q, що визначається за формулою</p> $\text{ФОП}_q^y = \text{ФОП}_{q-1}^y \times \frac{\text{ІЗП}_q^\phi}{100} \text{ (тис. грн),} \quad (18)$ <p>де: ІЗП_q^ϕ – фактичний індекс зростання номінальної середньомісячної заробітної плати в Україні для року q, %; ФОП_{q-1}^y – уточнений фонд оплати праці у році $q-1$, що визначається аналогічно формулі 18, тис. грн; ІЦВ_q^ϕ – фактичний індекс цін виробників промислової продукції року q, %.</p>
<p>6. Уточнені операційні контрольовані витрати з транспортування природного газу на рік $t-1$ розраховуються за формулою</p> $\text{ОКВ}_{t-1}^y = ((\text{ОКВ}_{t-2}^y - \text{ФОП}_{t-2}^y) \times \frac{\text{ІЦВ}_{t-1}^\phi}{100} + \text{ФОП}_{t-1}^y) \times (1 - \frac{\text{ПЕ}_3}{100}) \text{ (тис. грн),} \quad (18)$ <p>де: ОКВ_{t-2}^y – прогнозовані операційні контрольовані витрати, уточнені для років другого та наступних регуляторних періодів з урахуванням базового рівня операційних контрольованих витрат (для першого періоду регулювання $\text{ОКВ}_{t-2}^y = \text{ОКВ}_0$), що розраховуються за формулою 3 з уточненням економії ЕОКВ^y за формулою</p> $\text{ЕОКВ}^y = \frac{1}{k} \times \sum_{t=1}^k (\text{ОКВ}_t^n - \text{ОКВ}_t^\phi) \text{ (тис. грн),} \quad (19)$ <p>де: ФОП_{t-2}^y – уточнений фонд оплати праці у році $t-2$, що визначається за формулою</p> $\text{ФОП}_t^y = \text{ФОП}_{t-1}^y \times \frac{\text{ІЗП}_t^\phi}{100} \text{ (тис. грн),} \quad (20)$ <p>де: ІЗП_t^ϕ – фактичний індекс зростання номінальної середньомісячної заробітної плати в Україні для року t, %; ФОП_{t-1}^y – уточнений фонд оплати праці у році $t-1$, що визначається аналогічно формулі 20, тис. грн;</p>	<p>6. Уточнені операційні неконтрольовані витрати з транспортування природного газу на рік q розраховуються за формулою</p> $\text{ОНВ}_q^y = \text{ОНВ}_q^\phi - \text{ФОП}_q^\phi \times \text{Н}_q^{\text{ФОП}^\phi} + \text{ФОП}_q^y \times \text{Н}_q^{\text{ФОП}^\phi} \text{ (тис. грн),} \quad (19)$ <p>де: ОНВ_q^ϕ – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у році q, тис. грн; ФОП_q^ϕ – фактичний фонд оплати праці у році q, тис. грн; $\text{Н}_q^{\text{ФОП}^\phi}$ – фактичний розмір єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування у році q, у відносних одиницях.</p>

<p>ЩВ_{t-1}^{ϕ} – фактичний індекс цін виробників промислової продукції року $t-1$, %.</p>	
<p>7. Уточнені операційні неконтрольовані витрати з транспортування природного газу на рік $t-1$ розраховуються за формулою</p> $\text{ОНВ}_{t-1}^y = \text{ОНВ}_{t-1}^{\phi} - \text{ФОП}_{t-1}^{\phi} \times \text{Н}_{t-1}^{\text{ФОП}^{\phi}} + \text{ФОП}_{t-1}^y \times \text{Н}_{t-1}^{\text{ФОП}^{\phi}} \text{ (тис. грн),} \quad (21)$ <p>де: ОНВ_{t-1}^{ϕ} – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у році $t-1$, тис. грн; ФОП_{t-1}^{ϕ} – фактичний фонд оплати праці у році $t-1$, тис. грн; $\text{Н}_{t-1}^{\text{ФОП}^{\phi}}$ – фактичний розмір єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування у році $t-1$, у відносних одиницях.</p>	<p>7. Коригування необхідного доходу у зв'язку зі зміною обсягів замовлених потужностей у році регулювання q розраховується за формулою</p> $\text{КО}_q = \sum_{i=1}^m \sum_p (T_g \times K_{p,i} \times \Delta N_{p,q(i)}^{\phi n}) \text{ (тис. грн),} \quad (20)$ <p>де: p – охоплює замовлення потужностей на всі періоди замовлення (річні, квартальні, місячні та на добу наперед), крім потужності з обмеженнями; m – кількість змін тарифів за видами замовлених потужностей p протягом року регулювання q; i – період у році q, протягом якого тарифи залишалися незмінними; $K_{p,i}$ – коефіцієнт, що враховує період замовлення потужності та може враховувати сезон замовлення потужності; T_g – відповідний тариф, встановлений Регулятором у відповідній точці або однорідній групі точок, або кластері точок входу або виходу, грн за 1000 м³ на добу; $\Delta N_{p,q(i)}^{\phi n}$ – різниця між фактичним та прогнозованим, передбаченим при розрахунку відповідного тарифу, обсягом замовлених потужностей транспортування природного газу за видами замовлених потужностей p протягом періоду i у році q, 1000 м³/добу, що розраховується за формулою</p> $\Delta N_{p,q(i)}^{\phi n} = N_{p,q(i)}^{\phi n} - N_{p,q(i)}^{nn} \text{ (1000 м}^3\text{/добу),} \quad (21)$ <p>де: $N_{p,q(i)}^{\phi n}$ – фактичний обсяг замовленої потужності за видами замовлених потужностей p протягом періоду i у році q, 1000 м³/добу; $N_{p,q(i)}^{nn}$ – прогнозований обсяг замовлених потужностей, передбачений при розрахунку відповідного тарифу, за видами замовлених потужностей p протягом періоду i у році q, 1000 м³/добу.</p>
<p>8. Коригування необхідного доходу у зв'язку зі зміною обсягів замовлених потужностей у році регулювання $t-1$ розраховується за формулою</p> $\text{КО}_{t-1} = \sum_{i=1}^m \sum_p (T_g \times K_{p,i} \times \Delta N_{p,t-1(i)}^{\phi n}) \text{ (тис. грн),} \quad (22)$ <p>де: p – охоплює замовлення потужностей на всі періоди замовлення (річні, квартальні, місячні та на добу наперед), крім потужності з обмеженнями;</p>	<p>8. Коригування необхідного доходу відповідно до зобов'язань щодо витрат, пов'язаних із приєднанням, у році q визначається за формулою</p> $\text{КПР}_q = (\text{ІПР}_q - \text{ППР}_q) \times (1 + \text{РНД}^{\text{нов}}) \text{ (тис. грн),} \quad (22)$ <p>де: ІПР_q – сума фактичних інвестицій у році q, пов'язана з приєднанням об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газопроводів газотранспортного підприємства, відповідно до</p>

<p>m – кількість змін тарифів за видами замовлених потужностей p протягом року регулювання $t-1$;</p> <p>i – період у році $t-1$, протягом якого тарифи залишалися незмінними;</p> <p>$K_{p,i}$ – коефіцієнт, що враховує період замовлення потужності та може враховувати сезон замовлення потужності;</p> <p>T_g – відповідний тариф, встановлений Регулятором у відповідній точці або однорідній групі точок, або кластері точок входу або виходу, грн за 1000 м³ на добу;</p> <p>$\Delta N_{p,t-1(i)}^{\text{fn}}$ – різниця між фактичним та прогнозованим, передбаченим при розрахунку відповідного тарифу обсягом замовлених потужностей транспортування природного газу за видами замовлених потужностей p протягом періоду i у році $t-1$, 1000 м³/добу, що розраховується за формулою</p> $\Delta N_{p,t-1(i)}^{\text{fn}} = N_{p,t-1(i)}^{\text{fn}} - N_{p,t-1(i)}^{\text{nn}} \text{ (1000 м}^3\text{/добу),} \quad (23)$ <p>де: $N_{p,t-1(i)}^{\text{fn}}$ – фактичний обсяг замовленої потужності за видами замовлених потужностей p протягом періоду i у році $t-1$, 1000 м³/добу;</p> <p>$N_{p,t-1(i)}^{\text{nn}}$ – прогнозований обсяг замовлених потужностей, передбачений при розрахунку відповідного тарифу, за видами замовлених потужностей p протягом періоду i у році $t-1$, 1000 м³/добу;</p> <p>НПП_{$t-1$} – ставка податку на прибуток у році $t-1$, у відносних одиницях.</p>	<p>інвестиційної програми, тис. грн без ПДВ;</p> <p>ППР_{q} – сума отриманої у році q плати за приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газопроводів газотранспортного підприємства, тис. грн без ПДВ.</p>
<p>9. Коригування необхідного доходу відповідно до зобов'язань щодо витрат, пов'язаних із приєднанням, у році $t-1$ визначається за формулою</p> $\text{КПР}_{t-1} = (\text{ІПР}_{t-1} - \text{ППР}_{t-1}) \times (1 + \text{РНД}^{\text{нов}}) \text{ (тис. грн),} \quad (24)$ <p>де: ІПР_{$t-1$} – сума фактичних інвестицій у році $t-1$, пов'язана з приєднанням об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газопроводів газотранспортного підприємства, відповідно до інвестиційної програми, тис. грн без ПДВ;</p> <p>ППР_{$t-1$} – сума отриманої у році $t-1$ плати за приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газопроводів газотранспортного підприємства, тис. грн без ПДВ.</p>	
<p>VI. Формування тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и)</p>	
<p>2. Тариф на послуги транспортування природного газу для g-тої</p>	<p>пункти 2 та 3 викласти в такій редакції</p>

точки або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему визначається за формулою

$$T_{\text{вх}}^g = \frac{\text{НД}_t^n \times 1000 \times W_{\text{вх}g} \times k_{OB}}{N_{\text{вх}g}} \quad (\text{грн за } 1000 \text{ м}^3 \text{ на добу}), \quad (29)$$

де $W_{\text{вх}g}$ – вага g -тої точки входу або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему, в умовних одиницях;

$N_{\text{вх}g}$ – прогнозований обсяг потужності у g -тій точці входу або однорідній групі точок, або кластері точок входу в газотранспортну систему, 1000 м^3 на добу;

k_{OB} – коефіцієнт розподілу операційних витрат газотранспортного підприємства для визначення тарифу на послуги транспортування природного газу для точок входу в газотранспортну систему України, в умовних одиницях.

Для визначення тарифу на послуги транспортування природного газу для точок входу в газотранспортну систему на перший регуляторний період k_{OB} приймається у розмірі 0,3. Для всіх наступних регуляторних періодів k_{OB} встановлюється НКРЕКП разом з параметрами регулювання, що мають довгостроковий термін дії, для цілей стимулюючого регулювання.

2. Тариф на послуги транспортування природного газу для g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему визначається за формулою

$$T_{\text{вх}}^g = \frac{R_{\text{вх}g}}{N_{\text{вх}g}} \quad (\text{грн за } 1000 \text{ м}^3 \text{ на добу}), \quad (27)$$

де: $R_{\text{вх}g}$ – частина необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g -тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок входу в газотранспортну систему, визначається за формулою

$$R_{\text{вх}g} = (\text{НД}_t^n + \text{НД}_t^{\text{кор}}) \times 1000 \times W_{\text{вх}g} \times k_{OB} \quad (\text{тис. грн}), \quad (28)$$

де: $\text{НД}_t^{\text{кор}}$ – коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу, тис. грн;

$W_{\text{вх}g}$ – вага g -тої точки входу або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему, в умовних одиницях;

$N_{\text{вх}g}$ – прогнозований обсяг потужності у g -тій точці входу або однорідній групі точок, або кластері точок входу в газотранспортну систему, 1000 м^3 на добу;

k_{OB} – коефіцієнт розподілу операційних витрат газотранспортного підприємства для визначення тарифу на послуги транспортування природного газу для точок входу в газотранспортну систему України, в умовних одиницях.

Для визначення тарифу на послуги транспортування природного газу для точок входу в газотранспортну систему на перший регуляторний період k_{OB} приймається в розмірі 0,3. Для всіх наступних регуляторних періодів k_{OB} , як правило, приймається в розмірі 0,5, якщо інше не встановлено НКРЕКП разом з параметрами регулювання, що мають довгостроковий термін дії, для цілей

стимулюючого регулювання.

З метою уникнення перехресного субсидіювання у випадку, визначеному у пункті 2 розділу III, частина необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g -тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок входу в газотранспортну систему, визначається за формулою

$$R_{\text{вх}g} = (\text{НД}_t^n \times W_{\text{вх}g} \times k_{\text{ОВ}} + \text{НД}_t^{\text{КОР}} \times S_{\text{вх}g, \text{ср}i}) \times 1000 \quad (\text{тис. грн}), \quad (29)$$

де: $S_{\text{вх}g, \text{ср}i}$ – частка g -тої точки входу або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему з числа точок, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку, що розраховується за формулою

$$S_{\text{вх}g, \text{ср}i} = \frac{W_{\text{вх}g} \times k^{\text{ОВ}}}{\sum W_{\text{вх} \text{ср}i} \times k^{\text{ОВ}} + \sum W_{\text{вих} \text{ср}i} \times (1 - k^{\text{ОВ}})} \times \frac{\text{ср}i}{\text{РР}^g} \quad (\text{умовні одиниці}), \quad (30)$$

де: $\sum W_{\text{вх} \text{ср}i}$ – сумарна вага точок входу або однорідних груп точок, або кластерів точок входу в газотранспортну систему, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку;

$\sum W_{\text{вих} \text{ср}i}$ – сумарна вага точок виходу або однорідних груп точок, або кластерів точок виходу з газотранспортної системи, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку;

$\text{ср}i$ – значення i -го субрахунку регуляторного рахунку, тис. грн.

3. Тариф на послуги транспортування природного газу для g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи розраховується за формулою

$$T_{\text{вих}}^g = \frac{\text{НД}_t^n \times 1000 \times W_{\text{вих}g} \times (1 - k_{\text{ОВ}})}{N_{\text{вих}g}} \quad (\text{грн за } 1000 \text{ м}^3 \text{ на добу}), \quad (30)$$

де $W_{\text{вих}g}$ – вага g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру

3. Тариф на послуги транспортування природного газу для g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи розраховується за формулою

$$T_{\text{вих}}^g = \frac{R_{\text{вих}g}}{N_{\text{вих}g}} \quad (\text{грн за } 1000 \text{ м}^3 \text{ на добу}), \quad (31)$$

точок виходу з газотранспортної системи, в умовних одиницях;
 $N_{вихg}$ – прогнозований обсяг потужності у g-тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок виходу з газотранспортної системи, 1000 м³ на добу.

де: $R_{вихg}$ – частина необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g-тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок виходу з газотранспортної системи, визначається за формулою

$$R_{вихg} = (НД_t^n + НД_t^{кор}) \times 1000 \times W_{вихg} \times (1 - k_{OB}) \quad (\text{тис. грн}), \quad (32)$$

де: $W_{вихg}$ – вага g-тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи, в умовних одиницях;

$N_{вихg}$ – прогнозований обсяг потужності у g-тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок виходу з газотранспортної системи, 1000 м³ на добу.

З метою уникнення перехресного субсидіювання, у випадку, визначеному у пункті 2 розділу III частина необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g-тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок виходу в газотранспортну систему, визначається за формулою

$$R_{вихg} = (НД_t^n \times W_{вихg} \times k_{OB} + НД_t^{кор} \times S_{вихg,спi}) \times 1000 \quad (\text{тис. грн}), \quad (33)$$

де: $S_{вихg,спi}$ – частка g-тої точки виходу або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи, з числа точок, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i-му субрахунку регуляторного рахунку, що розраховується за формулою

$$S_{вихg,спi} = \frac{W_{вихg} \times (1 - k^{OB})}{\sum W_{вхспi} \times k^{OB} + \sum W_{вихспi} \times (1 - k^{OB})} \times \frac{CP_i}{PP^g} \quad (\text{умовні одиниці}), \quad (34)$$

де: $\sum W_{вхспi}$ - сумарна вага точок входу або однорідних груп точок, або кластерів точок входу в газотранспортну систему, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i-му субрахунку регуляторного рахунку;

	$\sum W_{\text{вих}_{\text{ср}_i}$ - сумарна вага точок виходу або однорідних груп точок, або кластерів точок виходу з газотранспортної системи, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку.
	<i>доповнити новим пунктом такого змісту</i> 15. Встановлення тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и) на міждержавному з'єднанні нижче рівня, що відображає економічні витрати ліцензіата, можливе лише з метою приведення цих тарифів до конкурентного рівня з урахуванням рівня тарифів альтернативних маршрутів транспортування газу, рівня альтернативних витрат та економічної доцільності замовників послуг транспортування газу, інших чинників. У такому випадку витрати, ураховані при розрахунку тарифу на послуги транспортування природного газу, не можуть бути нижчі рівня, який покриває граничні витрати ліцензіата на надання послуг транспортування природного газу.
X. Процедура встановлення та перегляду тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу	
4. Сума коригування необхідного доходу, що визначена відповідно до розділу III цієї Методики, ураховується при коригуванні тарифу за відповідним рішенням НКРЕКП на період, як правило, 12 місяців, але не більше ніж на 24 місяці, починаючи з 01 числа місяця, в якому було прийнято рішення.	<i>пункт виключити</i>
XI. Порядок встановлення тарифів на послуги транспортування природного газу у разі зміни ліцензіата	
1. Перший повний рік після зміни ліцензіата вважається першим роком наступного регуляторного періоду. Встановлення тарифів на послуги транспортування природного газу відбувається відповідно до цієї Методики із використанням показників попередніх регуляторних періодів до того часу, як стане можливим використання інформації про нового ліцензіата.	<i>пункті 1 слово «повний» виключити</i> 1. Перший рік після зміни ліцензіата вважається першим роком наступного регуляторного періоду. Встановлення тарифів на послуги транспортування природного газу відбувається відповідно до цієї Методики із використанням показників попередніх регуляторних періодів до того часу, як стане можливим використання інформації про нового ліцензіата.
8. Попередній ліцензіат має право на відшкодування коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність за регуляторні періоди, що передували зміні ліцензіата, у разі включення цього відшкодування коригування необхідного доходу до складу необхідного доходу, якщо таке коригування веде до збільшення	<i>Пункти 8 та 9 розділу XI викласти в такій редакції</i> 8. У разі врахування відшкодування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність при визначенні тарифів на послуги транспортування нового ліцензіата за регуляторні періоди, що передували зміні ліцензіата, якщо таке відшкодування веде до збільшення необхідного доходу, попередній ліцензіат має право на

необхідного доходу.	отримання цього відшкодування необхідного доходу за відповідні регуляторні періоди.
9. Новий ліцензіат має право на відшкодування попереднім ліцензіатом коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність за регуляторні періоди, що передували зміні ліцензіата, у разі включення цього відшкодування коригування необхідного доходу до складу необхідного доходу, якщо таке коригування веде до зменшення необхідного доходу.	9. У разі врахування відшкодування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу на основі плати за потужність при визначенні тарифів на послуги транспортування природного газу нового ліцензіата за регуляторні періоди, що передували зміні ліцензіата, якщо таке відшкодування веде до зменшення необхідного доходу, новий ліцензіат має право на отримання цього відшкодування необхідного доходу за відповідні регуляторні періоди.

**Директор департаменту
із регулювання відносин
у нафтогазовій сфері**

Т. Рябуха