

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:

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

абзац десятий виключити.

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

2) у пункті 7:

в абзаці першому 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

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

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 м³;

$Ц_{Газq}^m$ – оптова ціна природного газу на нерегульованому сегменті оптового ринку природного газу України за результатами моніторингу за рік q , грн за 1000 м³.

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

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

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

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

де: $ФОП_q^y$ – 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

$$ОНВ_q^y = ОНВ_q^\phi - ФОП_q^\phi \times Н_q^{\phi ОП^\phi} + ФОП_q^y \times Н_q^{\phi ОП^\phi} \text{ (тис. грн)}, \quad (19)$$

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

$\Phi ОП_q^\phi$ – фактичний фонд оплати праці у році q , тис. грн;

$Н_q^{\Phi ОП^\phi}$ – 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

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

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

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

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

$$КПР_q = (ІПР_q - ППР_q) \times (1 + РНД^{нов}) \quad (\text{тис. грн}), \quad (22)$$

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, яка 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 м³ 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

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

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

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

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;

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

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

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 однорідній групі точок, або кластері точок виходу в газотранспортну систему, визначається за формулою

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

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

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

де: $\sum W_{\text{вих}_{\text{ср}_i}}$ – сумарна вага точок виходу або однорідних груп точок, або кластерів точок виходу 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) у пункті 1 слово «повний» виключити;

2) пункти 8 та 9 викласти в такій редакції:

«8. У разі проведення коригування необхідного доходу при визначенні тарифів на послуги транспортування природного газу нового ліцензіата за регуляторні періоди, що передували зміні ліцензіата, якщо таке коригування веде до збільшення прогнозованого доходу, який має отримати новий ліцензіат, попередній ліцензіат має право на відшкодування такого коригування необхідного доходу.

9. У разі врахування коригування необхідного доходу при визначенні тарифів на послуги транспортування природного газу нового ліцензіата за регуляторні періоди, що передували зміні ліцензіата, якщо таке коригування веде до зменшення прогнозованого доходу, який має отримати новий ліцензіат, новий ліцензіат має право на відшкодування такого коригування необхідного доходу.».

Директор Департаменту із
регулювання відносин у нафтогазовій сфері

Т. Рябуха