



Republica Moldova

Agencia Națională pentru Reglementare în Energetică
ANRE

str. Alexandr Pușkin 52/A, MD 2005 Chișinău, Tel: 022 823 955, anre@anre.md,
<http://www.anre.md>

CONSILIUL DE ADMINISTRAȚIE

HOTĂRÂRE nr. 382

Din 27 iunie 2023

mun. Chișinău

Înregistrat:

Ministerul Justiției

nr. 1811 din 10 iulie 2023

Ministru al Justiției

Veronica MIHAILOV - MORARU



privind modificarea Metodologiei de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 535/2019

În temeiul art. 7 alin. (2) lit. a), art. 99 alin. (5) din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale (*Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2016, nr. 193-203, art. 415*) cu modificările ulterioare și pct. 402 din Codul rețelelor de gaze naturale aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr. 420/2019 (*Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2020, nr. 14-23, art. 60*) cu modificările ulterioare, Consiliul de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică,

HOTĂRĂȘTE:

1. Metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al gazelor naturale, aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr. 535/20219 (*Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2020, nr. 44-54, art. 173*), înregistrată la Ministerul Justiției cu nr. 1536 din 3 februarie 2020, se modifică după cum urmează:

1) La pct. 2:

sbp. 1) după cuvântul „*naturale*” se completează cu textul „*inclusiv tarifele armonizate de intrare/ieșire*”;

sbp. 2) va avea următorul cuprins:

„2) *modul de calculare și aplicare a tarifelor de intrare/ieșire pentru serviciul de transport al gazelor naturale, inclusiv tarifele armonizate de intrare/ieșire*”;

se completează cu sbp. 3¹) cu următorul cuprins:

„3¹) *modul de determinare a prețurilor de referință*”;

sbp. 7) cuvântul „*practicate*” se substituie cu cuvântul „*desfășurate*”;

se completează cu sbp. 9) cu următorul cuprins:

„9) *modul de determinare al consumului tehnologic și al pierderilor de gaze naturale în rețelele de transport al gazelor naturale*”;

2) La pct. 3 sbp. 10) se abrogă;

3) La pct. 6:

sbp. 1) va avea următorul cuprins:

„1) *preluarea gazelor naturale prin punctele fizice de intrare din rețelele de transport ale OST din țările vecine prin punctele de interconectare, din alte rețele de transport ale altor OST, din instalațiile de producere a gazelor naturale sau din depozitele de stocare a gazelor naturale,*

transportul gazelor naturale prin rețelele de transport al gazelor naturale și predarea acestora în punctele de ieșire în rețelele de transport ale OST din țările vecine prin puncte de interconectare în rețelele de transport ale altor OST, în rețelele de distribuție a gazelor naturale, spre consumatorii finali instalațiile de utilizare ale cărora sunt racordate la rețeaua de transport al gazelor naturale, în depozitele de stocare; ”;

sbp. 5) va avea următorul cuprins:

„5) relațiile cu OST din țările vecine, OST adiacenți, furnizorii, consumatorii finali, utilizatorii de sistem și operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale (în continuare OSD), legate de prestarea serviciului de transport al gazelor naturale.”

4) La pct. 9:

în noțiunea „**tarif pentru serviciul de transport al gazelor naturale**” textul „furnizorilor de gaze naturale, sau consumatorilor finali” se substituie cu cuvintele „utilizatorilor de sistem”;

după noțiunea „**cheltuieli efective - ...**” se completează cu următoarele noțiuni:

„**coeficient de multiplicare** – coeficientul aplicat la prețul de referință pentru a calcula prețul de rezervă pentru un PCS non-anuală;”;

„**coeficient sezonier** – coeficient care reflectă variația cererii în cursul anului, care poate fi aplicat în combinație cu coeficientul de multiplicare relevant; ”;

după noțiunea „**componenta de corectare a venitului reglementat**” se completează cu următoarea noțiune:

„**metoda de calculare a prețurilor de referință** – metoda de calculare aplicată acelei părți a venitului aferent serviciilor de transport, care trebuie recuperată din tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate, în scopul determinării prețurilor de referință;”;

În noțiunile „**puncte de intrare în rețelele de transport al gazelor naturale**” și „**puncte de ieșire în rețelele de transport al gazelor naturale**”, cuvântul „delimitare” se substituie cu cuvântul „separare”.

5) La pct. 10:

în definiția termenului „**CPG_n**” cuvintele „tehnice reglementate” se substituie cu cuvântul „normative”.

în definiția termenului „**CE_n**” după cuvintele „energiei electrice” se completează cuvintele „și gazelor naturale”.

6) La pct. 12:

cuvintele „tehnice reglementate” se substituie cu cuvântul „normative” și cuvintele „al gazelor naturale” se exclud.

Termenului „**PGT_n**” se substituie cu termenul „**CTP_n**”, care va avea următorul cuprins:

„**CTP_n**” – volumul consumului tehnologic și pierderilor normative de gaze naturale în rețelele de transport care se determină pentru fiecare an de reglementare „n” în conformitate cu *Modul de determinare al consumului tehnologic și al pierderilor de gaze naturale în rețelele de transport din Anexa nr. 1* ”;

Termenului „**TFF_n^I**” se substituie cu termenul „**PFF_n^I**”, care va avea următorul cuprins:

„**PFF_n^I**” – prețul reglement de furnizare a gazelor naturale în punctele de intrare în rețelele de transport al gazelor naturale de către furnizorul căruia i-a fost impusă obligația de serviciu public, sau alt preț negociat, dacă acesta din urmă este mai mic.”;

7) Pct. 13 va avea următorul cuprins: „**Costul energiei electrice și a gazelor naturale consumate de OST la stațiile de comprimare pentru transportul gazelor naturale prin rețelele de transport al gazelor naturale (CEn)** se determină luând în considerare cantitatea consumată de energie electrică și gaze naturale, conform indicațiilor echipamentelor de măsurare și prețurile de procurare, care nu poate fi mai mari decât prețurile reglementat pentru furnizarea energiei electrice și a gazelor naturale. Costul (CEn) se determină pentru fiecare perioadă de reglementare, prin calcul direct, conform prevederilor Metodologiei”.

8) La pct. 14

sbp. 1) va avea următorul cuprins:

„1) baza de calcul a mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale (BC_0), în continuare baza de calcul, care reprezintă valoarea netă a activelor la începutul primului an de aplicare a Metodologiei cu excepția activelor date în exploatare în anul premergător primului an de aplicare a Metodologiei. Baza de calcul necesară pentru determinarea amortizării în scopuri tarifare este determinată luând în considerare costul istoric al mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale și se aprobă de Agenție pentru toată perioada de valabilitate a Metodologiei.”;

sbp. 2) va avea următorul cuprins:

„2) durata de utilizare aplicată la determinarea amortizării în scopuri tarifare, care se stabilește în conformitate cu prevederile Catalogului mijloacelor fixe și activelor nemateriale (în continuare Catalog), aplicabil la momentul dării în exploatare a activului și nu poate fi mai mică decât durata de utilizare stabilită în Catalog.”;

sbp. 3) va avea următorul cuprins:

„3) la determinarea bazei de calcul amortizarea se calculează prin aplicarea metodei liniare.”.

9) Pct. 15 va avea următorul cuprins:

„15. Cheltuielile privind amortizarea mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale (CAI_n) se determină pentru anul „n”, conform formulei:

$$CAI_n = \frac{BC_0}{DM_0} + \sum_{k=x-1}^{n-1} AI_k - \sum_{k=x-1}^{n-1} AE_k \quad (3)$$

unde:

AI_k – amortizarea medie anuală a investițiilor date în exploatare în anul „k” și aprobate de Agenție;

AE_k – amortizarea medie anuală a investițiilor aprobate de Agenție și date în exploatare începând cu anul „x-1” și care au fost integral recuperate tarifar până la finele anului „n-1”;

x – primul an de aplicare a Metodologiei.

DM_0 – durata medie de utilizare a activelor incluse în baza de calcul.”.

10) Pct. 16 va avea următorul cuprins:

„16. Durata medie de utilizare a activelor incluse în baza de calcul (DM_0), este determinată în următorul mod:

$$DM_0 = \frac{BC_0}{AMI_0} \quad (4)$$

unde:

AMI_0 – amortizarea activelor incluse în baza de calcul, determinată pentru anul premergător primului an de aplicare a Metodologiei.”.

11) Pct. 17 va avea următorul cuprins:

„17. Valoarea termenului ($\frac{BC_0}{DM_0}$) din formula (4) va fi egală cu zero începând cu anul „n” în care se respectă relația:

$$(n - x) \geq DM_0 \quad (5)''$$

12) La pct. 18, sbp. 10) se exclud cuvintele „în anul precedent de reglementare”;

13) Pct. 19 va avea următorul cuprins:

„19. Valoarea cheltuielilor privind amortizarea mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale (CAI_n) va fi ajustată la actualizarea tarifelor în cazul derecunoașterii în anul „n-1” a imobilizărilor ale căror amortizare era acceptată în scopuri tarifare.”.

14) Pct. 20 va avea următorul cuprins:

„20. În cazul în care gradul de amortizare a mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale ale OST depășește valoarea de 40%, mijloacele financiare în mărimea amortizării anuale incluse în tarif (cu excepția celor aferente investițiilor efectuate din împrumuturi) vor fi utilizate de către OST doar în scopul efectuării investițiilor. În cazul utilizării acestor mijloace în alte scopuri, Agenția va

diminua venitul total reglementat pentru anul următor, în cuantumul mijloacelor care nu au fost utilizate conform destinației menționate.”;

15) Pct. 21 va avea următorul cuprins:

„21. Pentru activitatea de transport al gazelor naturale, din totalul investițiilor planificate, cel puțin 75% vor fi destinate extinderii, reconstrucției, modernizării, renovării și reabilitării rețelelor de transport al gazelor naturale.”

16) La pct. 23, subpunctul 3), cuvintele „mare decât cel efectiv înregistrat” se completează cu textul „mari decât cantitățile efectiv înregistrate”.

17) La pct. 25 subpunctul 2) cuvintele „tehnice reglementate” se substituie cu cuvintele „tehnice normative”.

18) La pct. 26 se exclud cuvintele „de dispecerat”.

19) La pct. 31

sbp. 2) textul „nr. 186/2008” se exclude.

sbp. 4) și pct. 34 sbp. 9) textul „Legea cu privire la asigurări nr. 407/2006” se substituie cu textul „Legea privind activitatea de asigurare și reasigurare”.

20) Pct. 36 va avea următorul cuprins:

„36. Pentru anul de bază, cheltuielile administrative, (CA₀), se determină și se aprobă de Agenție luând în considerare cheltuielile efectiv utilizate în perioada precedentă de reglementare cu respectarea principiului eficienței maxime la cheltuieli minime și necesare desfășurării activității reglementate.”

21) La pct. 39

definiția termenului „ITP_n” va avea următorul cuprins:

„ITP_n – impozite, taxe și alte plăți justificate și necesare de a fi achitate în anul „n”, care conform legislației se atribuie la cheltuieli, inclusiv plățile rezonabile (determinate reieșind din lungimea rețelelor) suportate de OST pentru utilizarea sistemului de gaze naturale al Republicii Moldova în comun cu agenții economici rezidenți aflați pe teritoriul Republicii Moldova care nu au relații fiscale cu sistemul ei bugetar și care îndeplinesc întreținerea și deservirea tehnică a acestuia. Întru excluderea dublării, la calcularea tarifului aceste cheltuieli nu se includ în alte componente tarifare.”

Cuvintele „a=6 zile” se substituie cu textul „a= 6 zile”.

22) Pct. 40 va avea următorul cuprins:

„40. Mijloacele financiare în mărimea alocației pentru fondul de rulment incluse în tarif, vor fi utilizate de către OST doar în scopul prevăzut la punctul 39.”;

23) La pct. 41 propoziția „Mijloacele financiare în mărimea alocației pentru fondul de rulment incluse în tarif, vor fi utilizate de către OST doar în scopul prevăzut la punctul 39.” se exclude.

24) La pct. 43 definiția termenului „VNA_n” va avea următorul cuprins:

„VNA_n – valoarea netă a investițiilor realizate de către OST și aprobate de Agenție, începând cu anul „x-1” și până la începutul anului „n”.

Valoarea netă a investițiilor se determină conform formulei:

$$VNA_n = BC_0 - AMI_0 \times (n - x) + \sum_{k=x-1}^{n-1} I_k - AA_{n-1} \quad (16)$$

unde:

I_k – valoarea anuală a investițiilor aprobate de Agenție.

După cuvintele „Rata reglementată de rentabilitate a investițiilor” se completează cu textul: „(Rr_n)”

AA_{n-1} – amortizarea, acumulată până la începutul anului „n”, a mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale aferente investițiilor aprobate și executate de întreprindere începând cu anul „x-1”;

La definiția termenului „ $\frac{D}{E}$ ” se exclude cuvântul “tarifare”.

25) Pct. 44 va avea următorul cuprins:

"44. Rata reglementată de rentabilitate a investițiilor (Rr_n) în anul „n”, care se determină anual conform metodei costului mediu ponderat al capitalului (Weighted Average Cost of Capital – WACC). Astfel:

$$Rr_n = WACC = \frac{K_e}{(1-t)} \times \frac{E}{(E+D)} + K_d \times \frac{D}{(E+D)} \quad (17)$$

unde:

K_e – costul capitalului propriu, %, care se determină conform formulei:

$$K_e = r_f + r_i + \beta_d \times (r_m - r_f) \quad (18)$$

unde:

r_f – rata lipsită de risc a SUA, %, media anului precedent a bonurilor de trezorerie cu maturitatea de 10 ani, publicată de Trezoreria SUA (www.treasury.gov)

r_i – rata de risc al țării, %, stabilită ca valoare plafon, egală cu 6,75%. În cazul când rata de risc a Republicii Moldova publicată de DAMODARAN este mai mică decât acest nivel, se aplică cel publicat în sursa: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>, la compartimentul: Risk Premium for Other Markets, Country Risk premium.

β_d – riscul sistematic al industriei ajustate la gradul de îndatorare, care se determină conform formulei:

$$\beta_d = \beta + \frac{D}{E} \times \beta \times (1-t) \quad (19)$$

unde:

β – riscul sistematic al industriei (lipsit de îndatorare), care reprezintă valoarea medie corespunzătoare companiilor de utilități publice a SUA publicată în ianuarie 2019 în sursa: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> la compartimentul: Data, Levered an Unlevered Betas by Industry, Utility (General), Unlevered Betacare și este egală cu 0,17;

$\frac{D}{E}$ – raportul capital împrumutat/capital propriu. Se va aplica raportul de 35% la 65%, stabil pentru toată perioada de aplicare a Metodologiei;

$(r_m - r_f)$ – prima de risc caracteristică pieței, %, egală cu 4,80%, determinată în ianuarie 2019 ca media aritmetică din ultimii 30 ani în SUA (Stock-T. Bonds) și publicată în sursa: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> la compartimentul: Data, Current data, Discount rate estimation, Historical Return on Stocks, Bonds and Bills-United States, Arithmetic Average, Risk Premium;

K_d – costul capitalului împrumutat, %. Se va determina anual ca media calculată pe baza dobânzii curente a unui împrumut eficient și bine gestionat pe piața de capital națională și internațională relevantă. Valoarea acestuia corespunde ratei medii la creditele acordate în valută străină în anul precedent anului calculării tarifului, publicate de Banca Națională a Moldovei la compartimentul: Statistica monetară, Ratele medii ale dobânzilor, Rata medie la creditele acordate în valută străină/persoane juridice/peste 12 luni;

E – capitalul propriu al OST;

D – capitalul împrumutat de către OST;

$\frac{E}{(E+D)}$ – raportul capital propriu/capital total, egal cu 0,65, stabil pentru toată perioada de aplicare a Metodologiei;

D

$(B+D)$ – raportul capitalul împrumutat/capital total, egal cu 0,35, stabil pentru toată perioada de aplicare a Metodologiei”;

t – cota impozitului pe venit, aplicată conform prevederilor Codului fiscal.

26) Pct. 45 va avea următorul cuprins:

„45. Investițiile aprobate în scopuri tarifare, nu vor include următoarele valori:

- 1) rezultate din reevaluarea activelor;
- 2) nejustificate, constatate în rezultatul controlului sau monitorizării activității reglementate;
- 3) care nu au fost reflectate la intrări în evidența contabilă;
- 4) investițiile și amortizarea acumulată aferente mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale derecunoscute în evidența contabilă;
- 5) valorile capitalizate, pentru lucrările de restabilire a obiectelor deteriorate de terțe părți, care urmează a fi recuperate benevol de partea terță sau prin adresarea OST în instanța de judecată;
- 6) finanțate de către terți, inclusiv bugetele de stat și locale, din granturi sau donații”.

27) Pct. 48 va avea următorul cuprins:

„48. Sistemul de tarife pentru serviciul de transport al gazelor naturale cuprinde tarife intrare/ieșire stabilite pentru grupul punctelor de intrare în rețelele de transport al gazelor naturale care sunt parte a sistemului unic de intrare/ieșire pentru întreg teritoriul Republicii Moldova (în continuare - zonă unică de intrare/ieșire) în care se rezervă capacitatea, și pentru grupul punctelor de ieșire din rețelele de transport în care se rezervă capacitatea. Lista punctelor fizice de intrare/ieșire, care fac obiectul acestei Metodologii, este aprobată prin hotărârea Agenției, care poate fi modificată prin hotărâri ulterioare.”.

28) Pct. 49 va avea următorul cuprins:

„49. Venitul reglementat VT_n care urmează să fie recuperat de toți OST în anul de reglementare „n” prin tarifele reglementate pentru serviciul de transport al gazelor naturale constă în veniturile reglementate ale tuturor OST licențiați care își desfășoară activitatea în zona unică de intrare/ieșire stabilită din Republica Moldova:

$$VT_n = \sum_j VT_{n,j} \quad (20)$$

unde:

j – numărul de OST licențiați care operează în zona unică de intrare/ieșire;

$VT_{n,j}$ - venitul reglementat al fiecărui OST „j”.

29) Pct. 50 va avea următorul cuprins:

„50. Venitul reglementat ($VT_{n,j}$) al fiecărui OST j din zona unică de intrare/ieșire pentru serviciul de transport al gazelor naturale necesar a fi realizat în anul de reglementare „n”

$$VT_{n,j} = CRT_{n,j} + RT_{n,j} + Cc_{n-1,j} \quad (21)$$

unde:

$CRT_{n,j}$ - costul total reglementat al OST necesar desfășurării activității de transport al gazelor naturale în anul de reglementare „n”, determinat conform formulei (1);

$RT_{n,j}$ – rentabilitatea care urmează a fi obținută de OST în anul de reglementare „n” din prestarea serviciului de transport al gazelor naturale, care se determină ținând cont de rata rentabilității și valoarea netă a mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale, conform prevederilor Secțiunii 6;

$Cc_{n-1,j}$ - componenta de corectare a venitului reglementat al OST, determinată pentru anul precedent de reglementare”

30) Pct. 51 va avea următorul cuprins:

„51. Tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale se stabilesc în baza unui calcul comun pentru zona unică de intrare/ieșire OST”.

31) La pct. 52 după abrevierea „OST” se completează cu textul „licențiați în cadrul zonei unice de intrare/ieșire”.

32) La pct. 54,

sbp. 1)

după cuvintele „de puncte de ieșire” se completează cu textul „a zonei unice de intrare/ieșire”;

formulele (20), (21) se renumerează în (22), (23);

sbp. 2)

formulele (22), (23) se renumerează în (24), (25);

sbp. 3) va avea următorul cuprins:

„3) Se determină partea din venitul total reglementat care urmează să fie recuperată, în anul de reglementare „n”, de către OST j din tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate în toate punctele de intrare și partea din venitul total reglementat care urmează să fie recuperată din tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate în toate punctele de ieșire a zonei unice de intrare/ieșire:

$$VT_n^{\Sigma I} = 0,5 \times VT_n \quad (26)$$

$$VT_n^{\Sigma E} = 0,5 \times VT_n \quad (27)$$

unde:

VT_n – venitul reglementat al OST pentru serviciul de transport al gazelor naturale, necesar de a fi obținut în anul de reglementare „n”;

$VT_n^{\Sigma I}$ – partea din venitul reglementat care urmează să fie obținută, în anul de reglementare „n”, din aplicarea tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate în toate punctele de intrare;

$VT_n^{\Sigma E}$ – partea din venitul reglementat care urmează să fie obținută, în anul de reglementare „n”, din aplicarea tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate în toate punctele de ieșire.”;

sbp. 4)

după cuvintele „grup de puncte de ieșire” se completează cu textul „a zonei unice de intrare/ieșire”.

formulele (27), (28) se renumerează în (28), (29);

sbp. 5) în definiția P_n^I - prețul de referință într-un punct de intrare și în definiția P_n^E prețul de referință într-un punct de ieșire se completează în final cu textul „ale zonei unice de intrare/ieșire”.

formulele (29), (30) se renumerează în (30), (31).

33) Se completează cu pct. 54¹, 54², 54³ cu următorul cuprins:

„54¹. Ajustările la aplicare metodei de calcul a prețului de referință la toate punctele de intrare și de ieșire se efectuează prin intermediul unei egalizări prin care același preț de referință este aplicat unora sau tuturor punctelor dintr-un grup omogen de puncte.”;

„54². Egalizarea se efectuează după următoarea formulă:

$$P_e = \frac{VT_n^i}{B_n^i} \quad (32)$$

unde:

P_e - tarife egalizate pentru serviciul de transport al gazelor naturale la un grup de puncte de intrare sau ieșire;

VT_n^i – venitul reglementat care se obține, în anul de reglementare „n”, din aplicarea tarifelor bazate pe capacitate pentru serviciul de transport al gazelor naturale la un grup de puncte de intrare sau de ieșire;

B_n^i – suma rezervărilor de capacitate din anul de reglementare „n”, din aplicarea tarifelor bazate pe capacitate pentru serviciul de transport al gazelor naturale la un grup de puncte de intrare sau de ieșire”;

„54³. În scopul ajustării prin egalizare, punctele rețelelor de transport al gazelor naturale ale OST vor fi grupate după cum urmează:

1) grupul punctelor de intrare în rețeaua de transport al gazelor naturale din interconectarea cu rețelele de transport al gazelor din statele vecine;

2) grupul punctelor de ieșire din rețeaua de transport al gazelor naturale spre rețelele de distribuție a gazelor naturale și/sau instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali racordate la rețeaua de transport al gazelor naturale;

3) grupul punctelor de ieșire din rețeaua de transport al gazelor naturale spre rețelele de transport al gazelor naturale din statele vecine interconectate.”.

34) Pct. 57 va avea următorul cuprins:

„57. Nivelul coeficienților de multiplicare pentru produsele de capacitate standard trimestrială, lunară, zilnică și/sau intra-zilnică este egal cu 1. Pe perioada valabilității Metodologiei, în funcție de evoluția tranzacțiilor de piață a produselor de capacitate standard trimestrială, sau produselor de capacitate standard lunară, diferiți coeficienți de multiplicare respectivi pot fi aplicați, însă nivelul acestora nu va depăși 1,5. Valorile coeficienților de multiplicare aplicați se aprobă prin hotărâre separată adoptată în conformitate cu art. 9 din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale”.

35) Se completează cu pct. 57¹, 57², 57³, 57⁴, 57⁵, 57⁶ cu următorul cuprins:

„57¹. În perioada de valabilitate a prezentei Metodologii, în funcție de evoluția tranzacțiilor de pe piață cu produse de capacitate standard zilnică și intrazilnică, la stabilirea tarifelor pentru produsele respective se pot aplica diferiți coeficienți de multiplicare, dar nivelul acestora nu va depăși 3. Valorile acestor coeficienți de multiplicare se aprobă prin hotărâre separată adoptată în conformitate cu art. 9 din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale.”.

„57². În perioada de valabilitate a prezentei Metodologii, în funcție de evoluția tranzacțiilor de pe piață a diferitelor produse, pot fi aplicați factori sezonieri. În acest caz, OST (urile) vor transmite Agenției toate datele și documentele solicitate. Factorii sezonieri se calculează conform pct. 57³ – 57⁵ din prezenta Metodologie și se aprobă prin hotărâre separată în conformitate cu articolul 9 din Legea cu privire la gazele naturale”.

„57³. Pentru produsele de capacitate standard lunară pentru capacitate fermă, factorii sezonieri se calculează în următoarele etape succesive:

1) pentru fiecare lună dintr-un anumit an gazier, utilizarea sistemului de transport se calculează pe baza fluxurilor prognozate sau a capacității contractate prognozate folosind:

a) datele pentru un anumit punct de interconectare de intrare/ieșire, unde se calculează factorii sezonieri pentru fiecare punct de interconectare;

b) datele medii privind fluxurile prognozate sau capacitatea contractată prognozată, unde se calculează factorii sezonieri pentru unele sau toate punctele de interconectare.

2) se însumează valorile rezultate prevăzute la sbp. 1);

3) rata de utilizare se calculează împărțind fiecare dintre valorile rezultate menționate la sbp.1 la valoarea rezultată menționată la sbp. 2);

4) fiecare dintre valorile rezultate menționate la sbp. 3) se înmulțește cu 12. În cazul în care valorile rezultate sunt egale cu 0, aceste valori se ajustează la valoarea minimă dintre 0,1 și cea mai mică dintre valorile rezultate la sbp. 3);

5) nivelul inițial al factorilor sezonieri se calculează prin ridicarea fiecăreia dintre valorile rezultate menționate la sbp. 4) la aceeași putere care este mai mare ca „0” și mai mică ca „2”;

6) se calculează media aritmetică a produselor valorilor rezultate prevăzute la sbp. 5) și coeficientul de multiplicare pentru produsele de capacitate standard lunară;

7) valoarea rezultată menționată la sbp. 6) se compară cu intervalul de coeficienți de multiplicare pe termen scurt, după cum urmează:

a) în cazul în care această valoare se încadrează în acest interval, atunci nivelul factorilor sezonieri va fi egal cu valorile respective rezultate prevăzute la sbp. 5).;

b) dacă această valoare se încadrează în afara acestui interval, atunci se aplică subp.8).

8) nivelul factorilor sezonieri se calculează ca produs dintre valorile respective rezultate menționate la sbp. 5) și factorul de corecție calculat după cum urmează:

a) în cazul în care valoarea rezultată menționată la subp.6) este mai mare de 1,5, factorul de corecție se calculează ca fiind 1,5 împărțit la această valoare;

b) în cazul în care valoarea rezultată menționată la subp.6) este mai mică de 1, factorul de corecție se calculează ca fiind 1 împărțit la această valoare”.

„57⁴. Pentru produsele de capacitate standard zilnică pentru capacitate fermă și produsele de capacitate standard în termen de zi pentru capacitate fermă, factorii sezonieri se calculează prin efectuarea pașilor specificați la pct. 57³, sbp. 6)- 8) mutatis mutandis.”;

„57⁵. Pentru produsele de capacitate standard trimestrială pentru capacitatea fermă, factorii sezonieri se calculează în etape succesive, după cum urmează:

1) nivelul inițial al factorilor sezonieri se calculează după cum urmează:

a) egal cu media aritmetică a factorilor sezonieri aplicabili pentru cele trei luni relevante;

b) nu mai puțin decât cel mai scăzut și nu mai mult decât cel mai înalt nivel al factorilor sezonieri respectivi aplicabili pentru cele trei luni relevante.

2) pașii prevăzuți la pct. 57³ sbp. 6)-8) se efectuează, folosind valorile rezultate prevăzute la sbp. 1) mutatis mutandis.”.

„57⁶. Coeficienții de înmulțire pe termen scurt la care se face referire la pct. 57¹ și factorii sezonieri la care se face referire la pct. 57² se stabilesc astfel încât să stimuleze utilizatorii de sistem pentru utilizarea eficientă a sistemului de transport, oferindu-le în același timp flexibilitate.”.

36) Pct. 58

la sbp. 1) formula (31) se renumerează în formula (33);

se completează cu sbp 1¹) cu următorul cuprins:

„1¹) Dacă se aplică factori sezonieri, atunci coeficientul de multiplicare (CM) se calculează în felul următor:

$$CM = S \times M \quad (34)$$

unde:

S – nivelul factorului sezonier pentru perioada în cauză;

M – nivelul coeficientului de multiplicare pe termen scurt pentru perioada în cauză”.

37) la sbp. 2), formula (32) se renumerează în formula (35). Se completează cu pct. 58¹, 58², 58³, 57⁴, 58⁵ cu următorul cuprins:

„58¹. Prețurile de rezervă pentru produsele de capacitate standard pentru capacitatea întreruptibilă se calculează prin aplicarea uneia dintre următoarele două metode:

1) abordarea ex-ante, prin utilizarea unei reduceri ex-ante;

2) abordarea ex-post, printr-o reducere ex-post.”.

„58². Conform metodei ex-ante, prețurile de rezervă pentru produsele de capacitate standard pentru capacitatea întreruptibilă se calculează prin înmulțirea prețurilor de rezervă pentru produsele de capacitate standard pentru capacitatea fermă, după caz, cu diferența dintre 100 % și nivelul de o reducere ex-ante ($D_{i\text{ex-ante}}$), determinată în conformitate cu prevederile de la pct. 58³-58⁴.”.

„58³. Reducerea ex ante se calculează în conformitate cu următoarea formulă:

$$D_{i\text{ex-ante}} = Pro \times A \times 100\% \quad (36)$$

unde:

$D_{i\text{ex-ante}}$ - este nivelul reducerii ex-ante;

Pro - este probabilitatea de întrerupere;

A - este factorul de ajustare, aplicat pentru a reflecta valoarea economică estimată a tipului de produs de capacitate standard pentru capacitatea întreruptibilă, calculat pentru fiecare, unele sau toate punctele de interconectare, care nu trebuie să fie mai mică de 1.

Factorul (Pro) este stabilit la o valoare de 10%, în conformitate cu practica internațională pentru cazurile în care valorile istorice pentru întrerupere fie nu sunt disponibile, fie nu sunt relevante pentru viitor.

Factorul (A) este setat la o valoare de 2.”.

„58⁴. Alternativ, la cererea OST sau din oficiu, atunci când sunt disponibile suficiente date de piață, pot fi aplicate valori diferite pentru factorii (Pro) și (A), ținând cont de evoluția tranzacțiilor de pe piață. Valorile aplicate se stabilesc astfel încât să stimuleze utilizatorii de sistem pentru utilizarea eficientă a rețelei de transport a gazelor naturale.”.

„58⁵. Atunci când se aplică abordarea ex-post, utilizatorii de sistem sunt compensați după întreruperile reale suferite. O astfel de reducere ex-post poate fi utilizată numai în punctele de interconectare în care nu a existat nicio întrerupere a capacității din cauza congestiei fizice în anul gazier precedent. Compensația ex post plătită pentru fiecare zi în care a avut loc o întrerupere este egală cu de trei ori prețul de rezervă pentru produsele de capacitate standard zilnică pentru capacitate fermă:

$$C_{ex-post} = 3 \times R_d \quad (37)$$

unde:

$C_{ex-post}$ - compensație ex-post plătită pentru fiecare zi în care a avut loc o întrerupere;

R_d - produse de capacitate standard zilnică pentru capacitatea fermă.”

38) Se completează cu secțiunea 7¹, pct. 58⁶, 58⁷, 58⁸, 58⁹, 58¹⁰, 58¹¹ cu următorul cuprins:

„Secțiunea 7¹

Mecanismul de compensare între operatorii sistemelor de transport

„58⁶. Pentru asigurarea aplicării corespunzătoare a aceleiași metode de calculare a prețului de referință în comun, se va institui un mecanism eficient de compensare între OST (mecanism de compensare între-OST).”;

„58⁷. În cadrul mecanismului de compensare între OST, un OST licențiat este obligat să plătească altor OST licențiați compensația aprobată de Agenție.”;

„58⁸. Valorile plăților compensatorii trimestriale între OST se determină pe baza următoarelor formule:

$$C_{TSO1} = \frac{VT_{n,TSO1}}{VT_{n,TSO1} + VT_{n,TSO2}} \times (R_{TSO1} + R_{TSO2}) - R_{TSO1} \quad (38)$$

$$C_{TSO2} = \frac{VT_{n,TSO2}}{VT_{n,TSO1} + VT_{n,TSO2}} \times (R_{TSO1} + R_{TSO2}) - R_{TSO2} \quad (39)$$

unde

$C_{TSO1,2}$ - suma care trebuie plătită ca compensare către OST (sau de către OST dacă este negativ);

$VT_{TSO1,2}$ - venitul reglementat al OST -ului dat de obținut,

R_{TSO1}, R_{TSO2} - venitul real al OST dat.

Veniturile reale (R_{TSO1}, R_{TSO2}), obținute de fiecare OST în perioada dată pentru care se referă plata compensației (trimestru) se calculează pe baza următoarelor formule:

$$R_{TSOj} = \sum_i (P_y^i \times B_y^i + P_q^i \times B_q^i + \sum_m P_m^i \times B_m^i + \sum_d P_d^i \times B_d^i + \sum_{wd} P_{wd}^i \times B_{wd}^i) \quad (40)$$

unde, pentru fiecare punct rezervabil i ,

P_y^i - tariful produsului anual (pentru perioada, inclusiv trimestrul dat);

B_y^i - rezervarea produsului anual (pentru perioada, inclusiv trimestrul dat);

P_q^i - prețul de rezervă pentru produsele de capacitate trimestrială (pentru trimestrul dat);

B_q^i - rezervarea produsului trimestrial (pentru trimestrul dat);

P_m^i - prețul de rezervă pentru produsele de capacitate lunară (pentru trimestrul dat);

B_m^i - rezervarea produsului lunar (pentru trimestrul dat);
 P_a^i - prețul de rezervă pentru produsele de capacitate zilnică (pentru trimestrul dat);
 B_a^i - rezervarea produsului zilnic (pentru trimestrul dat);
 P_{wd}^i - prețul de rezervă pentru produsele de capacitate intra-zilnică (pentru trimestrul dat);
 B_{wd}^i - rezervarea produsului intra-zilnic (pentru trimestrul dat)."

„58⁹. Până la data de 30 ianuarie, aprilie, iulie și octombrie, OST licențiați, care operează în zona unică de intrare/ieșire, vor transmite Agenției datele necesare calculării compensațiilor supuse mecanismului de compensare între-OST. Valorile compensațiilor trimestriale între-OST sunt aprobate de Agenție.”

„58¹⁰. Până la data de 30 ianuarie, aprilie, iulie și octombrie al fiecărui an, OST licențiați întocmesc și prezintă Agenției un raport trimestrial privind îndeplinirea obligațiilor ce le revin în cadrul mecanismului de compensare între-OST. Rapoartele trimestriale indică, printre altele:

1) Informații privind cuantumul compensațiilor plătite, cu indicarea momentului la care au fost efectuate aceste plăți;

2) Informații privind plata parțială și/sau întârzierea plății și/sau orice plăți datorate compensațiilor între-OST, inclusiv existența datoriilor curente cauzate de plățile parțiale sau neplățile compensațiilor între-OST.

3) Acțiunile întreprinse de OST pentru a încasa compensațiile cuvenite.

„58¹¹. OST licențiat care nu primește compensația aprobată de Agenție în termenul stabilit și în cuantumul stabilit poate depune o cerere la Agenție cu privire la acest fapt în conformitate cu articolele 99² și 109 din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale. La depunerea unei astfel de cereri, OST-ul respectiv va furniza informații detaliate și documente justificative despre stadiul achitării compensațiilor datorate, existența datoriilor curente acumulate ca urmare a achitării parțiale sau neachitării compensațiilor între - OST, acțiunile întreprinse de respectivul OST pentru colectarea compensațiilor datorate.”

39) La pct. 60 textul „doar după aprobarea costurilor de baza” se exclude.

40) La pct. 67 textul „semestrial sau, după caz, mai frecvent” se exclude.

41) La pct. 68 textul „de lucrări extraordinare, provocate drept urmare a” se substituie cu textul „lucrărilor extraordinare, urmare a lichidării”.

42) Se completează cu Anexa nr. 1 care va avea următorul cuprins:

Anexa nr. 1
la Metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor
reglementate pentru serviciul de transport a gazelor naturale,
aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație
al ANRE nr. 535/2019

Modul de determinare al consumului tehnologic și al pierderilor normative de gaze naturale în rețelele de transport

1. Modul de determinare al consumului tehnologic și al pierderilor normative de gaze naturale în rețelele de transport este elaborat în conformitate cu legislația în vigoare și are ca scop stabilirea nivelului consumului tehnologic și al pierderilor de gaze naturale în rețelele de transport pe perioada valabilității Metodologiei tarifare, implementarea mecanismelor de stimulare a eficienței, reieșind din obiectivele stabilite și din volumele gazelor naturale transportate prin rețelele de transport a gazelor naturale.

2. Consumul tehnologic și pierderile normative de gaze naturale în rețelele de transport (CTP_n) planificate pentru anul „n”, în mii m³, reprezintă produsul volumelor de gaze naturale planificate

pentru transportare (V_t) prin rețelele de transport în anul „n” și a nivelului procentual al pierderilor normative (N_{pn}) și se calculează conform formulei (1):

$$CTP_n = (V_t \times N_{pn}) / 100 \% \quad (1)$$

unde:

V_t - volumele de gaze naturale planificate pentru transportare prin rețelele de transport în anul „n”, cu excepția volumelor de gaze naturale de la prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale de tip backhaul, mii m^3 ;

N_{pn} - nivelul procentual al pierderilor normative, va fi determinat pentru fiecare an din perioada de valabilitate a Metodologiei conform formulei (2):

$$N_{pn} = \frac{\sum_{k=n-5}^{n-1} CTP_f^k}{\sum_{k=n-5}^{n-1} V_{tf}^k} \times 100\% \quad (2)$$

unde:

CTP_f - consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale de facto înregistrate în rețelele de transport al gazelor naturale începând cu anul „n-5” până în anul „n-1”, mii m^3 ;

V_{tf} - volumele de gaze naturale transportate de facto prin rețelele de transport începând cu anul „n-5” până în anul „n-1”, cu excepția volumelor de gaze naturale de la prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale de tip backhaul, mii m^3 .

3. La actualizarea anuală a tarifelor consumul tehnologic și pierderile normative de gaze naturale în rețelele de transport (CTP_n) se determină conform formulei (1), în mii m^3 , unde (V_t) sunt volumele gazelor naturale transportate de facto prin rețelele de transport în anul „n”, cu excepția volumelor de gaze naturale de la prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale de tip backhaul.

4. În cazul în care consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale de facto (CTP_f) înregistrate de OST în anul „n” sunt mai mari decât consumul tehnologic și pierderile normative de gaze naturale în rețelele de transport (CTP_n) determinate la pct. 2, iar motivele acestei majorări vor fi realizarea pe parcursul anului „n” a lucrărilor de reparație a rețelelor de transport al gazelor naturale, la volumele (CTP_n) se vor cumula consumul sumar de gaze naturale pentru procesul de purjare a segmentului/lor rețelei de transport (Q_p), calculat la regimul respectiv de transport al gazelor naturale, după cum urmează:

4.1. Consumul de gaze naturale pentru golirea segmentului rețelei de transport se determină cu formula:

$$Q_1 = 0,995 \times V \times (P_i / Z_i - P_f / Z_f) \quad (3)$$

în care:

V - volumul geometric al segmentului rețelei de transport deconectat, în m^3 ;

P_i - presiunea inițială medie absolută a gazelor, kg / cm^2 ;

P_f - presiunea finală medie absolută a gazelor, kg / cm^2 ;

Z_i și Z_f - coeficienții corespunzători de compresibilitate, conform formulei GERC-91MOD, care variază în funcție de P_m , T_m și compoziția chimică a gazelor naturale. Z_i și Z_f pot fi utilizați de OST din baza de date a calculatoarelor de debit de la cele mai apropiate punctele de măsurare a gazelor naturale în scopuri comerciale amplasate pe rețelele de transport;

0,995 – coeficient empiric, cm^2 / kg .

4.2. Consumul de gaze naturale utilizat nemijlocit pentru purjare însumează debitul de gaze naturale în regim subcritic (Q_2^{SCR}) și regim critic de scurgere (Q_2^{CR}) care se determină cu formula:

$$Q_2 = Q_2^{CR} + Q_2^{SCR} \quad (4)$$

în care:

Q_2^{SCR} - consumul de gaze naturale la purjarea în regim subcritic de scurgere se va determina conform formulei:

$$Q_2^{SCR} = 110 \times F \times P \times T_{SCR} \quad (5)$$

în care:

F - suprafața transversală a țevii prin intermediul căreia se realizează purjarea, în m^2 ;

P - presiunea gazelor naturale în secțiunea transversală a țevii prin care se realizează purjarea, în kg / cm^2 ;

T_{SCR} - durata purjării în regim subcritic de scurgere, s;

110 - coeficient empiric, $\text{m} \times \text{cm}^2 / \text{kg} \times \text{s}$.

Q_2^{CR} - consumul de gaze naturale la purjare în regim critic de scurgere se determină conform formulei:

$$Q_2^{CR} = 296 \times F \times P \times T_{CR} \quad (6)$$

în care:

T_{CR} - durata purjării la scurgere în regim critic, în s;

296 - coeficient empiric, $\text{m} \times \text{cm}^2 / \text{kg} \times \text{s}$.

4.3. Consumul de gaze naturale pentru evacuarea aerului din segmentului rețelei de transport purjat se va determina conform formulei:

$$Q_3 = 0,995 \times V \times (P_m - P_{am}) \quad (7)$$

în care:

P_m - presiunea medie a gazelor naturale în segmentul rețelei de transport după evacuarea aerului, în kg / cm^2 ;

P_{am} - presiunea atmosferică, în kg / cm^2 ;

0,995 - coeficient empiric, cm^2 / kg .

Consumul sumar de gaze naturale pentru procesul de purjare a segmentului rețelei de transport este se determină conform formulei:

$$Q_{pr} = Q_1 + Q_2^{SCR} + Q_2^{CR} + Q_3 = \Sigma(Q_1 + Q_2 + Q_3) \quad (8)$$

5. Calculele consumului tehnologic și al pierderilor normative de gaze naturale în rețelele de transport vor fi prezentate de OST anual Agenției odată cu raportul de activitate al OST pentru anul respectiv și însoțite de documente, acte și scheme tehnologice ale rețelelor de transport necesare pentru calculele consumului sumar de gaze naturale pentru procesul de purjare a segmentului/lor rețelei de transport la regimul de transport al gazelor naturale.

În cazul în care consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale de facto (CTP_f), înregistrate de OST în anul „n”, sunt mai mici decât consumul tehnologic și pierderile normative de gaze naturale în rețelele de transport (CTP_n) determinate la pct. 2, la actualizarea anuală a tarifelor se va accepta (CTP_f).

2. Se aprobă motivarea elementelor prevăzute la pct. 394 din Codul Rețelelor de gaze naturale, aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr. 420/2019 (se anexează).

3. Metodologia normării consumurilor tehnologice și pierderilor tehnice la transportarea gazelor naturale prin conductele magistrale ale Republicii Moldova aprobată prin Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr. 24/2000 (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2000, nr. 98, art. 290) se abrogă.

4. Controlul asupra executării prezentei hotărâri se pune în sarcina subdiviziunilor Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică.

5. Prezenta Hotărâre intră în vigoare la data publicării în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.

Veaceslav UNTILA
Director general



Eugen CARPOV
Director



Violina ȘPAC
Director



**Motivarea elementelor prevăzute la pct. 394 din Codul Rețelelor de gaze
naturale aprobat prin Hotărârea ANRE nr. 420/2019**

Sistemul de transport al gazelor naturale din Republica Moldova este operat de 2 titulari de licențe - operatori ai sistemului de transport al gazelor naturale (OST) SRL „Moldovatrangaz” și SRL „Vestmoldtrangaz” care operează împreună circa 1682,52 km de rețea de transport (1559,78 km – SRL „Moldovatrangaz” și 122,736 km - SRL „Vestmoldtrangaz”).

În conformitate cu Art.VI. alin. (7) din Legea nr. 249/2022 cu privire la modificarea unor acte normative: *“Din motive de interes public major, precum asigurarea unui mecanism eficient de compensare între operatorii sistemelor de transport (OST), pentru a evita efectele negative asupra veniturilor din prestarea serviciului de transport al gazelor naturale de către operatorii sistemelor de transport implicați, pentru a asigura recuperarea veniturilor reglementate ale fiecărui OST, pentru a încuraja utilizarea activelor care contribuie la securitatea aprovizionării cu gaze naturale, Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (ANRE) implementează principiile și metoda de determinare a tarifelor armonizate pentru serviciul de transport al gazelor naturale, stabilite la art.99¹ și 99² din Legea nr.108/2016 cu privire la gazele naturale, precum și reconcilierea veniturilor în cadrul mecanismului de compensare între OST, prevăzut la art.99² din Legea nr.108/2016.*

În acest sens, Agenția aprobă și pune în aplicare toate metodologiile și actele normative de reglementare stabilite conform art. 99¹ și 99² din Legea nr. 108/2016, pentru asigura recuperarea costurilor de investiții aferente conductei de transport al gazelor naturale Iași–Ungheni–Chișinău, ale căror costuri nu sunt încă amortizate la data intrării în vigoare a legii.”

La fel, conform titlului V din Codului rețelelor de gaze naturale aprobat prin Hotărârea ANRE nr. 420/2019, în țările în care sunt activi doi sau mai mulți OST se aplică un mecanism de determinare a tarifelor armonizate pentru serviciul de transport al gazelor naturale care permite reconcilierea veniturilor între OST.

1) Descrierea metodei propuse de calculare a prețurilor de referință

Metoda de calculare a prețurilor de referință (Metoda RPM) este parte componentă a Metodologiei de aprobare și aplicare a tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale aprobată prin Hotărârea ANRE nr. 535/2019, în vigoare din 14.03.2020 care stabilește modul de determinare a tarifelor de intrare/ieșire pentru serviciul de transport al gazelor naturale, mecanismele și metoda de stabilire a ratelor de alocare a costurilor în raport cu punctele de intrare/ieșire, modul de determinare a prețurilor de referință, inclusiv principiile stabilite la art. 99 - 99¹ din Legea nr. 108/2016.

La determinarea tarifelor armonizate de intrare/ieșire se aplică aceeași metodă de stabilire a prețurilor de referință în comun pentru toți OST titulari de licență pentru transportul gazelor naturale care exploatează rețelele de transport al gazelor naturale în cadrul sistemului unic de intrare/ieșire.

În conformitate cu prevederile Codului rețelelor de gaze naturale aprobat prin Hotărârea ANRE nr. 420/2019 (TAR), în anul 2019, la aprobarea Metodologiei de aprobare și aplicare a tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale, Agenția a aplicat metoda de stabilire a prețului de referință în funcție de distanța medie ponderată bazată pe capacitate. Factorii de cost în cazul metodei de

stabilire a prețului de referință în funcție de distanța medie ponderată bazată pe capacitate sunt: capacitatea și distanța.

Repartizarea venitului generat de tarifele pentru serviciul de transport bazate pe capacitate în toate punctele de intrare și venitul generat de tarifele bazate pe capacitate în toate punctele de ieșire s-a stabilit 50/50, în conformitate cu pct. 338 din Codul rețelelor de gaze naturale. Separarea 50/50 este motivată de rata de utilizare a punctelor de intrare și pentru a asigura un grad mai înalt de competitivitate, favorizarea accesului la rețea.

În cazul produselor de capacitate standard anuală pentru capacitate fermă, prețurile de referință reprezintă tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale. În cazul produselor de capacitate standard non-anuală pentru capacitate fermă și produselor de capacitate standard atât anuală, cât și non-anuală pentru capacitate întreruptibilă, în conformitate cu prevederile Metodologiei, se calculează prețurile de rezervă, prin aplicarea coeficienților de multiplicare la prețurile de referință.

În conformitate cu art. 99¹ alin. (8) din Legea nr. 108/2016, la aplicarea metodei de stabilire a prețurilor de referință la punctele de intrare și de ieșire, Agenția este în drept să utilizeze una sau mai multe metode de ajustare la punctele de intrare și de ieșire (evaluarea comparativă, egalizarea, redimensionarea).

Potrivit proiectului Metodologiei, ajustările la aplicare metodei de calcul a prețului de referință la toate punctele de intrare și de ieșire se efectuează prin intermediul unei egalizări prin care același preț de referință este aplicat unora sau tuturor punctelor dintr-un grup omogen de puncte

Potrivit Metodologiei, în scopul ajustării prin egalizare, punctele rețelelor de transport al gazelor naturale ale OST pot fi grupate după cum urmează:

1. Grupul punctelor de intrare în rețeaua de transport al gazelor naturale din interconectarea cu rețelele de transport al gazelor din statele vecine
2. Grupul punctelor de ieșire din rețeaua de transport al gazelor naturale spre rețelele de distribuție a gazelor naturale și/sau instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali racordate la rețeaua de transport al gazelor
3. Grupul punctelor de ieșire din rețeaua de transport al gazelor naturale spre rețelele de transport al gazelor din statele vecine interconectate

Justificarea parametrilor utilizați ce țin de caracteristicile tehnice ale sistemului. Informații privind valorile acestor parametri și ipotezele aplicate

Metodologia integrează capacitatea și distanța ca factori de cost care sunt deja aplicați la calcularea tarifelor în vigoare.

1) *Capacitatea* - capacitatea estimată a fi rezervată (contractată), într-un an calendaristic, determinată ca medie ponderată a capacității contractate prognozate.

2) *Distanța* - având în vedere particularitățile sistemului de transport din Republica Moldova, distanța se calculează după următoarele criterii:

1) distanța medie ponderată se calculează pentru fiecare punct de intrare sau fiecare grup de puncte de intrare și fiecare punct de ieșire sau fiecare grup de puncte de ieșire, a zonei de intrare/ieșire luând în considerare, după caz, combinațiile stabilite.

a) distanța medie ponderată pentru un punct de intrare sau un grup de puncte de intrare, în anul de reglementare „n” DM_n^I reprezintă suma produselor dintre capacitatea în fiecare punct de ieșire sau grup de puncte de ieșire și distanța dintre punctul de intrare sau grupul de puncte de intrare respectiv și fiecare punct de ieșire sau grup de puncte de ieșire, raportată la suma capacităților în fiecare punct de ieșire sau grup de puncte de ieșire.

b) distanța medie ponderată pentru un punct de ieșire sau un grup de puncte de ieșire, în anul de reglementare „n” reprezintă suma produselor dintre capacitatea în fiecare punct de intrare sau grup de puncte de intrare și distanța dintre fiecare punct de intrare sau grup de puncte de intrare și respectivul punct de ieșire sau grup de puncte de ieșire raportată la suma capacităților în fiecare punct de intrare sau grup de puncte de intrare.

Informația privind capacitatea tehnică a rețelelor de transport (m³/24h) este stabilită în:

- Lista punctelor de intrare/ ieșire a rețelei de transport a gazelor naturale a SRL „Moldovatrangaz” aprobată prin Hotărârea ANRE nr. 262/2020;

- Lista punctelor de intrare/ ieșire a rețelei de transport a gazelor naturale a SRL „Vestmoldtransgaz” aprobată prin Hotărârea ANRE nr. 223/2021.

Tabel. Nr. 1 - Punctele de intrare/ieșire ale rețelei SRL „Moldovatrangaz” în/din rețelele adiacente de transport al gazelor naturale din țările vecine, capacitatea tehnică, m³ /24 ore

Denumirea punctelor			Tipul	Capacitatea tehnică, m ³ /24h
SMG Grebeniki ¹⁾	ATI	SMG Grebeniki spre SMG Căușeni	intrare	30,000,000
SMG Căușeni ¹⁾	ATI	SMG Căușeni spre SMG Isaccea-Orlovca	ieșire	30,000,000
Punctul virtual (ATI)			ieșire	347,958
		SMG Grebeniki spre SMG		6.000.000

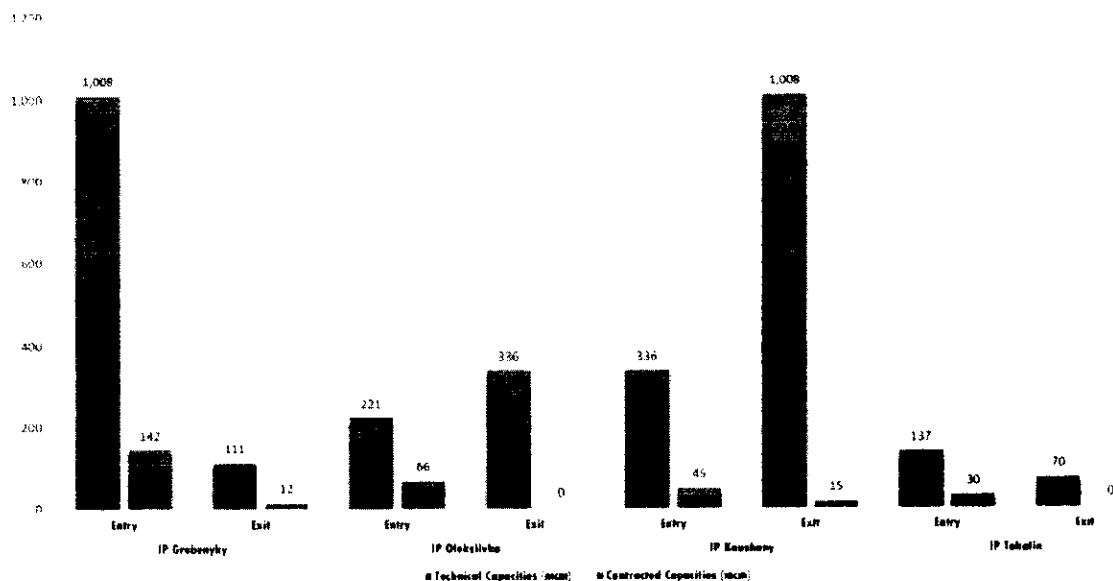
Punctul virtual RI /ŞDKRI			ieşire	1,382,976
Punctul virtual (RI /ŞDKRI)			intrare	5,868,000
SMG Grebeniki ¹⁾	RI ŞDKRI	SMG Cauşeni spre SMG Grebeniki	ieşire	3,960,000
SMG Grebeniki ¹⁾	ATI	SMG Cauşeni spre SMG Grebeniki	ieşire	0

Tabel. Nr. 2 - Punctele de intrare/ieşire ale reţelei SRL „Vestmoldtransgaz în/din reţelele adiacente de transport al gazelor naturale din ţările vecine, capacitatea tehnică, m³ /24 ore

Nr.	Denumirea punctelor	Tipul	Capacitatea tehnică, m ³ /24h
I. Puncte de interconectare de intrare/ieşire din/în reţelele adiacente de transport al gazelor naturale din ţările vecine			
1.	SMG Ungheni (RO- RM)	intrare	1421400
2.	SMG Ungheni (RM-RO)	ieşire	189520
II. Puncte de intrare/ieşire din/în alte reţele de transport al gazelor naturale			
3.	PMG Todireşti	intrare	665600*
4.	PMG Tohatin	intrare	1160000*
III. Puncte de ieşire în reţelele de distribuţie a gazelor naturale			
5.	SP Tohatin (linia oraş)	ieşire	360000
6.	SP Tohatin (linia CET)	ieşire	288000
7.	SP Ghidighici	ieşire	360000
IV. Puncte virtuale de intrare/ieşire din/în alte reţele de transport al gazelor naturale			
8.	PV VMTG 001	intrare	1825600
	PMG Todireşti		665600*
	PMG Tohatin		1160000*
V. Puncte virtuale de ieşire în reţelele de distribuţie a gazelor naturale			
9.	PV VMTG 002	ieşire	1008000
	SP Tohatin (linia oraş)		360000
	SP Tohatin (linia CET)		288000
	SP Ghidighici		360000

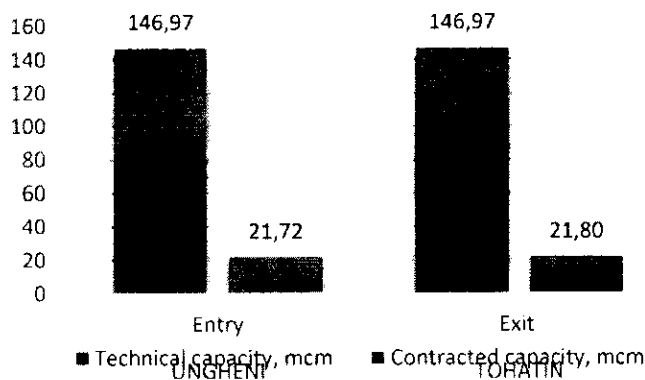
Capacitatea contractată estimată în punctele de intrare şi de ieşire şi altă informaţie relevantă.

Capacitatea tehnică şi contractată la punctele de intrare şi de ieşire ce aparţin SRL „Moldovatransgaz”, februarie 2023.



Totodată, se estimează că 306,1 mil. m³ de gaze naturale vor fi transportate prin punctul de interconectare Alexeevca, dintre care 226,1 mil. m³ în scopul livrării utilizatorilor din interiorul sistemului, iar 435,2 mil. m³ de gaze naturale vor fi transportate prin punctul de interconectare Grebeniki, dintre care 193,5 mil. m³ în scopul livrării utilizatorilor din exteriorul sistemului de transport și 241,7 mil. m³ în scopul livrării utilizatorilor din interiorul sistemului.

Capacitatea tehnică și contractată la punctele de intrare și de ieșire ce aparțin SRL „Vestmoldtransgaz”.



Se estimează că vor fi transportate 1769,3 mil. m³ de gaze naturale dintre care 1027,9 milioane m³ intrate prin punctul de interconectare Ungheni, dintre care 410,2 mil. m³ în scopul livrării utilizatorilor din exteriorul sistemului de transport și 617,7 mil. m³ în scopul livrării utilizatorilor din interiorul sistemului.

Structura detaliată a rețelei. Informație adițională privind capacitatea tehnică. Lungimea rețelelor, diametrul, nivelul presiunii

În conformitate cu Legea nr.108/2016 cu privire la gazele naturale, rețelele de transport al gazelor naturale includ conductele de gaze naturale de presiune mai mare de 1,2 MPa, cu stații de comprimare, de predare și de măsurare și cu alte instalații, care servesc la transportul gazelor naturale, cu excepția rețelelor de gazoducte în amonte.

Tabel. Rețelele de transport al gazelor naturale aflate în exploatare, la 01 ianuarie 2023.

OST	Rețele de transport, km	Magistrale, km	Branșamente, km
SRL „Moldovatrangaz”	1559,78	656,307	903,478
SRL “Vestmoldtrangaz,,	122,736	120,00	2,728
Total:	1682,52	776,307	906,206

Sistemul de transport al gazelor naturale a SRL „Moldovatrangaz” include 1559.78 km rețele;
95 de stații de predare, dintre care 80 de stații de predare situate în partea dreaptă a Nistrului și 15 stații de predare – în stânga Nistrului;
5 stații de comprimare, dintre care 3 situate pe malul drept al Nistrului;
2 stații de măsurare – stația de măsurare gaze Căușeni, cu o capacitate de 80 mil.m³/zi, și Stația de măsurare gaze Ungheni, cu o capacitate de 3,75 mil.m³/zi.

Rețeaua de conducte de gaze naturale a SRL „Vestmoldtrangaz” include:

1. Rețea de transport al gazelor naturale DN 600, cu capacitatea totală 1,5 mld. m³/an (presiunea de proiect 5,5 MPa) cu o lungime de 122,736 km (Ungheni-Chișinău) cu capacitatea totală asigură racordarea la rețeaua altor OST și la rețeaua de gaze din România. Este construit pentru a livra gaze consumatorilor din Republica Moldova.
2. Stația Măsurare Gaze (SMG) Ungheni;
3. Punct de Măsurare Gaze (PMG) Todirești la punctul fizic de interconectare cu rețeaua de transport al gazelor naturale a SRL „Moldovatrangaz”;
4. Stația de Predare (SP) Ghidighici cu presiunea de ieșire 3 bar;
5. Stația de Predare (SP) Tohatin (linia 1 distribuție or. Chișinău) cu presiunea de ieșire 3 bar;
6. Stația de Predare (SP) Tohatin (linia 2 distribuție CET) cu presiunea de ieșire 3 bar;
7. Stația de Predare (SP) Semeni cu presiunea de ieșire 3 bar;
8. Punct de Măsurare Gaze (PMG) Tohatin (bidirecțional) la punctul fizic de interconectare cu rețeaua de transport al gazelor naturale a SRL „Moldovatrangaz”.

Prețurile de referință orientative care fac obiectul consultării

Următoarele prețuri indicative bazate pe capacitate rezultă din aplicarea Metodei RPM cu parametrii și valorile de intrare descrise mai sus.

Tarifele armonizate pentru serviciul de transport al gazelor naturale de tipul „intrare/ieșire”

Nr. Crt.	Denumire tarif	UM	Nr ore produs	1. Grupul punctelor de intrare în rețeaua de transport al gazelor naturale din interconectarea cu rețelele de transport al gazelor din statele vecine.	2. Grupul punctelor de ieșire din rețeaua de transport al gazelor naturale spre rețelele de transport al gazelor din statele vecine interconectate.	3. Grupul punctelor de ieșire din rețeaua de transport al gazelor naturale spre rețelele de distribuție a gazelor naturale și/sau instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali racordate la rețeaua de transport al gazelor.
1	Pret de referință (produs anual)	lei/MWh/h/an	8760	141 184	148 617	136 504
		lei/1000m ³ /h/an		1 489 495	1 567 906	1 440 112
Preturi de rezerva termen scurt trimestrial						
2	Preturi de rezerva termen scurt trimestrial IV	lei/MWh/h/trim	2208	35 586	37 460	34 406
		lei/1000m ³ /h/trim		375 434	395 198	362 987
3	Preturi de rezerva termen scurt trimestrial I	lei/MWh/h/trim	2208	35 586	37 460	34 406
		lei/1000m ³ /h/trim		375 434	395 198	362 987
4	Preturi de rezerva termen scurt trimestrial II	lei/MWh/h/trim	2160	34 813	36 645	33 658
		lei/1000m ³ /h/trim		367 273	386 607	355 096
5	Preturi de rezerva termen scurt trimestrial III	lei/MWh/h/trim	2184	35 199	37 052	34 032
		lei/1000m ³ /h/trim		371 353	390 903	359 042
Preturi de rezerva termen scurt lunar						
6	Preturi de rezerva termen scurt luna octombrie	lei/MWh/h/lună	744	11 991	12 622	11 593
		lei/1000m ³ /h/lună		126 505	133 165	122 311
7	Preturi de rezerva termen scurt luna noiembrie	lei/MWh/h/lună	720	11 604	12 215	11 219
		lei/1000m ³ /h/lună		122 424	128 869	118 365
8	Preturi de rezerva termen scurt luna decembrie	lei/MWh/h/lună	744	11 991	12 622	11 593
		lei/1000m ³ /h/lună		126 505	133 165	122 311
9	Preturi de rezerva termen scurt luna ianuarie	lei/MWh/h/lună	744	11 991	12 622	11 593
		lei/1000m ³ /h/lună		126 505	133 165	122 311
10	Preturi de rezerva termen scurt luna februarie	lei/MWh/h/lună	672	10 831	11 401	10 472
		lei/1000m ³ /h/lună		114 263	120 278	110 474
11	Preturi de rezerva termen scurt luna martie	lei/MWh/h/lună	744	11 991	12 622	11 593
		lei/1000m ³ /h/lună		126 505	133 165	122 311
12	Preturi de rezerva termen scurt luna aprilie	lei/MWh/h/lună	720	11 604	12 215	11 219
		lei/1000m ³ /h/lună		122 424	128 869	118 365
13	Preturi de rezerva termen scurt luna mai	lei/MWh/h/lună	744	11 991	12 622	11 593
		lei/1000m ³ /h/lună		126 505	133 165	122 311
14	Preturi de rezerva termen scurt luna iunie	lei/MWh/h/lună	720	11 604	12 215	11 219
		lei/1000m ³ /h/lună		122 424	128 869	118 365
15	Preturi de rezerva termen scurt luna iulie	lei/MWh/h/lună	744	11 991	12 622	11 593
		lei/1000m ³ /h/lună		126 505	133 165	122 311
16	Preturi de rezerva termen scurt luna august	lei/MWh/h/lună	744	11 991	12 622	11 593
		lei/1000m ³ /h/lună		126 505	133 165	122 311
17	Preturi de rezerva termen scurt luna septembrie	lei/MWh/h/lună	720	11 604	12 215	11 219
		lei/1000m ³ /h/lună		122 424	128 869	118 365
Pret de rezerva termen scurt zilnic						
18	Tarif ferm termen scurt zi	lei/MWh/h/zi	24	386.8	407.2	374.0
		lei/1000m ³ /h/zi		4 080.8	4 295.6	3 945.5
Pret de rezerva termen scurt intrazilnic (1h)						
19	Tarif ferm termen scurt intrazilnic	lei/MWh/h	1	16.12	16.97	15.58
		lei/1000m ³ /h/h		170.034	178.985	164.396

Componentele, rezultatele pentru evaluarea alocării costurilor

Raportul dintre utilizarea rețelei în interiorul sistemului și utilizarea rețelei între sisteme, adică repartizarea dintre venitul generat din utilizarea rețelei în interiorul sistemului, atât în punctele de intrare, cât și în punctele de ieșire, și venitul generat din utilizarea rețelei între sisteme, atât în punctele de intrare, cât și în punctele de ieșire, au fost calculate în conformitate cu pct. 327-332 din Codul rețelelor de gaze naturale.

Rezultatele evaluării alocării costurilor

$$I_{cap}^{comp} = 9,1\%$$

Evaluarea alocării costurilor, se realizează după cum urmează:

1) venitul bazat pe capacitate, aferent serviciilor de transport care trebuie obținut din utilizarea rețelei în interiorul sistemului, atât în toate punctele de intrare, cât și în toate punctele de ieșire, se împarte la valoarea factorilor de cost relevanți privind capacitatea pentru utilizarea rețelei în interiorul sistemului, pentru a calcula rata capacității în interiorul sistemului ($Rata_{cap}^{Int}$), care este definită ca unitate monetară per unitate de măsură, de exemplu în MDL sau EURO per MWh/zi, în conformitate cu următoarea formulă:

$$Rata_{cap}^{Int} = \frac{VT_{cap}^{Int}}{Cost_{cap}^{Int}}$$

unde:

VT_{cap}^{Int} reprezintă venitul, în MDL sau EURO, care se obține din tarifele pentru capacitate și se facturează pentru utilizarea rețelei în interiorul sistemului;

$Cost_{cap}^{Int}$ – reprezintă valoarea factorilor de cost ce țin de capacitate pentru utilizarea rețelei în interiorul sistemului, de exemplu suma capacităților zilnice medii prognozate, contractate în fiecare punct sau grup de puncte de intrare din interiorul sistemului și în fiecare punct sau grup de puncte de ieșire din interiorul sistemului, și este definită printr-o unitate de măsură, de exemplu MWh/zi.

2) venitul bazat pe capacitate aferent serviciilor de transport care trebuie obținut din utilizarea rețelei între sisteme, atât în toate punctele de intrare, cât și în toate punctele de ieșire, se împarte la valoarea factorilor de cost privind capacitatea pentru utilizarea rețelei între sisteme, pentru a calcula rata capacității între sisteme, în MDL sau EURO per MWh/zi, în conformitate cu următoarea formulă:

$$Rata_{cap}^{cross} = \frac{VT_{cap}^{cross}}{Cost_{cap}^{cross}}$$

unde:

VT_{cap}^{cross} reprezintă venitul în MDL sau EURO care se obține din tarifele bazate pe capacitate și se facturează pentru utilizarea rețelei între sisteme;

$Cost_{cap}^{cross}$ reprezintă valoarea factorilor de cost ce țin de capacitate pentru utilizarea rețelei în interiorul sistemelor, de exemplu suma capacităților zilnice medii prognozate, contractate în fiecare punct sau grup de puncte de intrare și de ieșire între sisteme, și este definită printr-o unitate de măsură, de exemplu MWh/zi;

3) indicele de comparație a alocării costurilor aferente capacității dintre ratele menționate la subpunctul 1 și 2, definit în procente, se calculează în conformitate cu următoarea formulă:

$$I_{cap}^{comp} = \frac{2 \times |Rata_{cap}^{Int} - Rata_{cap}^{cross}|}{Rata_{cap}^{Int} + Rata_{cap}^{cross}} \times 100\%$$

1. Venitul din prestarea serviciului de transport al gazelor naturale care trebuie obținut din utilizarea rețelei în interiorul sistemului în punctele de intrare menționate se calculează după cum urmează:

1) capacitatea alocată utilizatorilor de sistem transfrontalieri în toate punctele de intrare este considerată a fi egală cu capacitatea atribuită prestării serviciilor de transport pentru utilizarea rețelei între sisteme în toate punctele de ieșire;

2) capacitatea determinată în conformitate cu subpunctul 1), se utilizează pentru a calcula venitul aferent serviciilor de transport care trebuie obținut din utilizarea rețelei între sisteme la punctele de intrare;

3) diferența dintre venitul total aferent serviciilor de transport care trebuie obținut în punctele de intrare și valoarea rezultată menționată la subpunctul 2) este egală cu venitul aferent serviciilor de transport care se obține din utilizarea rețelei în interiorul sistemului în punctele de intrare.

2. În cazul în care distanța este utilizată ca factor de cost în combinație cu capacitatea tehnică sau contractată prognozată, se utilizează distanța medie ponderată bazată pe capacitate. În cazul în

care rezultatele indicilor de comparație al alocării costurilor aferente capacității depășesc 10 %, Agenția prezintă justificarea acestor rezultate.

Detaliile componentelor evaluării de alocare a costurilor

Venituri bazate pe capacitate	601 673 853
Cota intrare	50%
Cota ieșire	50%
Venituri intrare	300 836 927
Venituri ieșire	300 836 927
Venituri din utilizarea rețelei în interiorul sistemului (Intra)	184 586 883
Venituri din utilizarea rețelei între sisteme (Cross)	116 250 044
Venituri ieșire Intra	178 467 112
Venituri ieșire Cross	122 369 814
Venituri Intra	363 053 995
Venituri Cross	238 619 858
Factor de cost intrare Intra	191 276 341 719
Factor de cost ieșire Intra	191 276 341 719
Factor de cost Intra	382 552 683 438
Factor de cost intrare Cross	127 071 209 159
Factor de cost ieșire Cross	148 350 508 536
Factor de cost Cross	275 421 717 695
Proporția intra	0.00095
Proporția cross	0.00087
CAA	9.1%

Evaluarea metodei de calculare a prețurilor de referință

Metoda de determinare a prețurilor de referință este suficient de clară și transparentă deoarece se bazează pe Metoda de stabilire a prețului de referință în funcție de distanța medie ponderată bazată pe capacitate descrisă în Codul rețelelor de gaze naturale.

Factorii de cost în cazul metodei de stabilire a prețului de referință în funcție de distanța medie ponderată bazată pe capacitate sunt: capacitatea și distanța.

Potrivit Metodologiei, prețurile de referință pentru serviciul de transport al gazelor naturale în anul de reglementare „n” se determină conform următoarelor etape consecutive.

1) Se calculează distanța medie ponderată pentru fiecare punct de intrare sau fiecare grup de puncte de intrare și fiecare punct de ieșire sau fiecare grup de puncte de ieșire, a zonei de intrare/ieșire luând în considerare, după caz, combinațiile stabilite.

Distanțele dintre punctele de intrare ieșire ale rețelelor de transport a gazelor naturale ce aparțin SRL „Moldovatrangaz” și rețelelor SRL „Vestmoldtrangaz” au fost prezentate de OST în procesul consultărilor.

2) Se calculează ponderea fiecărui punct de intrare sau fiecărui grup de puncte de intrare și fiecărui punct de ieșire sau fiecărui grup de puncte de ieșire din venitul total reglementat.

3) Se determină partea din venitul total reglementat care urmează să fie recuperată, în anul de reglementare „n”, de către OST j din tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate în toate punctele de intrare și partea din venitul total reglementat care urmează să fie recuperată din tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate în toate punctele de ieșire a zonei de intrare/ieșire.

4) Se calculează partea din venitul reglementat care urmează să fie obținută, în anul de reglementare „n”, din aplicarea tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate în fiecare punct de intrare sau grup de puncte de intrare și pentru fiecare punct de ieșire sau grup de puncte de ieșire a zonei de intrare/ieșire a zonei de intrare/ieșire .

5) Se calculează prețul de referință în anul de reglementare „n”.

În cazul produselor de capacitate standard anuală pentru capacitate fermă, prețurile de referință reprezintă tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale.

În cazul produselor de capacitate standard non-anuală pentru capacitate fermă și produselor de capacitate standard atât anuală, cât și non-anuală pentru capacitate întreruptibilă, în conformitate cu prevederile Metodologiei, se calculează prețurile de rezervă, prin aplicarea coeficienților de multiplicare la prețurile de referință.

Semnalele de localizare care rezultă din Metoda RPM reflectă distanța medie dintre un punct/grup de puncte de intrare și de ieșire, bazată ponderată cu capacitatea estimată contractată. ANRE consideră că abordarea propusă permite un grad ridicat de reflectivitate a costurilor.

Repartizarea venitului generat de tarifele pentru serviciul de transport bazate pe capacitate în toate punctele de intrare și venitul generat de tarifele bazate pe capacitate în toate punctele de ieșire s-a stabilit 50/50, în conformitate cu pct. 338 din Codul rețelelor de gaze naturale.

Respectiv, partea (%) din venitul total reglementat care urmează să fie recuperată, în anul de reglementare „n”, de către OST j din tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate în toate punctele de intrare și partea din venitul total reglementat care urmează să fie recuperată din tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate în toate punctele de ieșire a zonei de intrare/ieșire.

Divizarea (repartizarea) intra sistem/extra sistem. Reflectivitatea costurilor și aplicarea Metodei

Raportul dintre utilizarea rețelei în interiorul sistemului și utilizarea rețelei între sisteme, adică repartizarea dintre venitul generat din utilizarea rețelei în interiorul sistemului, atât în punctele de intrare, cât și în punctele de ieșire, și venitul generat din utilizarea rețelei între sisteme, atât în punctele de intrare, cât și în punctele de ieșire, au fost calculate în conformitate cu pct. 327-332 din Codul rețelelor de gaze naturale.

Ajustarea

În conformitate cu art. 991 alin. (8) din Legea nr. 108/2016, la aplicarea metodei de stabilire a prețurilor de referință la punctele de intrare și de ieșire, Agenția este în drept să utilizeze una sau mai multe metode de ajustare la punctele de intrare și de ieșire (evaluarea comparativă, egalizarea, redimensionarea).

Potrivit proiectului Metodologiei, ajustările la aplicare metodei de calcul a prețului de referință la toate punctele de intrare și de ieșire se efectuează prin intermediul unei *egalizări* prin care același preț de referință este aplicat unora sau tuturor punctelor dintr-un grup omogen de puncte

Potrivit Metodologiei, în scopul ajustării prin egalizare, *punctele rețelelor de transport* al gazelor naturale ale OST pot fi *grupate* după cum urmează:

1. Grupul punctelor de intrare în rețeaua de transport al gazelor naturale din interconectarea cu rețelele de transport al gazelor din statele vecine

2. Grupul punctelor de ieșire din rețeaua de transport al gazelor naturale spre rețelele de distribuție a gazelor naturale și/sau instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali racordate la rețeaua de transport al gazelor

3. Grupul punctelor de ieșire din rețeaua de transport al gazelor naturale spre rețelele de transport al gazelor din statele vecine interconectate

Metoda RPM asigură un grad ridicat de reflectivitate a costurilor, deoarece se bazează pe factori de cost precum capacitatea și distanța. Venitul reglementat al OST se recuperează din tariful bazat pe capacitate.

Transportarea gazelor naturale pentru consumatorii din țară nu este subsidiată de transportarea gazelor naturale care tranzitează sistemul. Metoda RPM de principiu nu are drept scop atragerea utilizatorilor de sistem.

Comparația cu Metodologia CWD, însoțite de prețurile de referință orientative supuse consultării

2) *Informațiile prevăzute la pct.409 subpunctele 1), 4), 5);*

Venit reglementat SRL „Moldovatrangaz” – 376.7 mil. MDL

Venit reglementat SRL „Vestmoldrangaz” – 225 mil. MDL

Veniturile din serviciile de transport urmare a aplicării tarifului armonizat 601.7 mil. MDL

Împărțirea capacitate/marfă a veniturilor din serviciile de transport - 100% capacitate.

Diviziunea intrare- ieșire a veniturilor din serviciile de transport (pct. 409 (1) 5) b)).

Veniturile din tarifele pentru serviciul de transport bazate pe capacitate la punctele de intrare - 300,8 mil. MDL

Veniturile din tarifele pentru serviciul de transport bazate pe capacitate la punctele de ieșire - 300,8 mil. MDL

Divizarea intra sistem/ extra sistem (pct. 409 (1) 5) c)).

Veniturile de la utilizarea rețelei interne la punctele de intrare/ieșire a rețelei de transport a gazelor naturale – 363,1 mil. MDL;

Veniturile de la utilizarea rețelei la punctele de intrare/ieșire transfrontaliere a rețelei de transport a gazelor naturale – 238,6 mil. MDL.

Informația indicativă stabilită la pct. 41

Comparație pentru tarifele pentru serviciul de transport aplicabile pentru perioada tarifară în vigoare și pentru perioada tarifară pentru care sunt publicate informațiile

Diferența dintre nivelul tarifelor de transport comparativ cu perioada tarifară precedentă se manifestă prin aplicarea conceptului tarifelor armonizate pentru serviciul de transport al gazelor naturale, precum și reconcilierea veniturilor în cadrul mecanismului de compensare între operatorii sistemelor de transport aplicat de ANRE urmare a modificărilor operate la Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale (aplicarea aceleiași metode de calculare a prețului de referință în comun pentru toți OST).

Prin implementarea mecanismului de compensare se asigură recuperarea veniturilor reglementate ale fiecărui operator al sistemului de transport, pentru a încuraja utilizarea activelor care contribuie la securitatea aprovizionării cu gaze naturale. În acest sens, Agenția va lua în considerare și a asigura recuperarea costurilor de investiții aferente conductei de transport al gazelor naturale Iași–Ungheni–Chișinău, ale căror costuri nu sunt încă amortizate.

Comparație între tarifele de transport aplicabile pentru perioada tarifară pentru care sunt publicate informațiile și pentru fiecare perioadă tarifară din restul perioadei de reglementare.

În conformitate cu prevederile proiectului metodologiei tarifare, tarifele pentru serviciul de transport vor fi revizuite anual reieșind din indicatorii de actualizare a prognozei veniturilor reglementate, cei mai esențiali fiind evoluția infrastructurii de gazificare, indicatori macroeconomici care influențează nivelul costurilor reglementate și desigur evoluția capacităților ce vor fi contractate de către utilizatorii sistemului de transport. În condițiile lipsei unor fluctuații majore a capacităților contractate în decursul perioadei de reglementare, se poate afirma cu probabilitate înaltă că valorile tarifelor de transport se vor modifica în corelație cu indicatorii macroeconomici prognozați și efectiv înregistrați în perioadele tarifare ulterioare.

Coeficienții de multiplicare

În conformitate cu prevederile proiectului Metodologiei se propune ca, în cazul produselor de capacitate standard non-anuală pentru capacitate fermă și produselor de capacitate standard atât anuală, cât și non-anuală pentru capacitate întreruptibilă, se calculează prețurile de rezervă, prin aplicarea coeficienților de multiplicare la prețurile de referință.

Nivelul coeficienților de multiplicare pentru produsele de capacitate standard trimestrială, lunară, zilnică și/sau intra-zilnică este egal cu 1.

Pe perioada valabilității Metodologiei, în funcție de evoluția tranzacțiilor de piață a produselor de capacitate standard trimestrială, sau produselor de capacitate standard lunară, diferiți coeficienți de multiplicare respectivi pot fi aplicați, însă nivelul acestora nu va depăși 1,5. *Valorile coeficienților de multiplicare aplicați se aprobă prin hotărâre separată* adoptată în conformitate cu art. 9 din Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale.

În perioada de valabilitate a Metodologiei, în funcție de evoluția tranzacțiilor de pe piață cu produse de capacitate standard zilnică și intrazilnică, la stabilirea tarifelor pentru produsele respective se pot aplica diferiți coeficienți de multiplicare, dar nivelul acestora nu va depăși 3. Valorile acestor coeficienți de multiplicare se aprobă prin hotărâre separată adoptată în conformitate cu art. 9 din Legea nr. 108/2016 privind gazele naturale.

Argumentare:

Aplicarea multiplicatorilor are efect direct asupra comportamentului de rezervare de către utilizatorii de sistem și influențează nivelul veniturilor încasate de OST, și indirect tariful de referință. Multiplicatorii cu valorile apropiate de 1 stimulează activitățile de tranzacționare pe termen scurt, care reduc diferențele de preț între piețele adiacente și pe piețe lichide în care congestionarea fizică a conductelor nu este o problemă/factor. Furnizorii noi veniți pe piață preferă să rezerve produse pe termen mai scurt, în timp ce furnizorii de pe piețele mai puțin lichide tind să rezerve capacități pe termen mai lung.

Prin asigurarea accesibilitatea rezervării produselor de capacitate pe termen scurt crește eficiența utilizării rețelei.

În cazul Republicii Moldova, nu există rezervare de capacitate pe termen lung la principalele puncte de interconectare. Din cauza războiului din Ucraina și a tensiunilor geopolitice din jurul transportării de gaze naturale, există un risc crescut în ceea ce privește disponibilitatea gazelor naturale la anumite puncte de interconectare. Prin urmare, pentru a asigura nivelul cel mai înalt de flexibilitate furnizorilor/traderilor de a aduce gaze naturale pe piața din Republica Moldova din orice direcție posibilă în orice moment al anului, nu se aplică coeficienți de multiplicare atâta timp cât incertitudinea rezervărilor de capacitate este mare și cât timp există suficientă capacitate disponibilă și nu apare congestie fizică în rețele de transport al gazelor naturale.

Beneficii:

- Încurajarea tranzacționării gazelor naturale și sporirea lichidității pieței;
- Promovarea rezervării produselor de capacitate pe termen scurt (mai puține bariere pe piață);
- Încurajarea intrării noilor furnizori/traderi pe piața gazelor naturale, interesați să procure servicii de transport al gazelor naturale;
- Necesitatea oferirii capacităților disponibile la cât mai mulți utilizatori de sistem;
- Ar fi un pas înainte spre armonizare cu prevederile UE și simplificarea pieței gazelor naturale.
- Evitarea discriminării utilizatorilor de sistem indiferent de produsul de capacitate procurat: ferm sau întreruptibil, anual sau non-anual (trimestrial, lunar, zilnic și/sau intra-zilnic).

Factori sezonieri

În perioada de valabilitate a Metodologiei, în funcție de evoluția tranzacțiilor de pe piață a diferitelor produse, pot fi aplicați factori sezonieri. În acest caz, OST (urile) vor transmite Agenției toate datele și documentele solicitate. Factorii sezonieri se calculează se aprobă prin hotărâre separată în conformitate cu articolul 9 din Legea cu privire la gazele naturale (pct. 57²):.

Potrivit Metodologiei, în funcție de evoluția tranzacțiilor de pe piață a diferitelor produse, pot fi aplicați factori sezonieri prin hotărârea separată a ANRE. Astfel, factorii sezonieri pot fi aplicați ca opțiune la inițiativa OST sau ANRE, atunci când acest lucru este necesar.

Coeficienții de multiplicare pe termen scurt și factorii sezonieri se stabilesc astfel încât să stimuleze utilizatorii sistemului pentru utilizarea eficientă a sistemului de transport, oferindu-le în același timp flexibilitate.

Aspectul sezonier a cererii de gaze naturale tipic produce consum redus vara și mai mare în perioada de iarnă. Costul de utilizare a sistemului este determinat de capacitatea de vârf, prin urmare,

dacă cererea poate fi deviată de la sezonul de iarnă la sezonul de vară, aceasta ar putea reduce costul total de sistem. Pentru a realiza acest lucru, pot fi aplicați factori sezonieri pentru a stimula o cerere mai uniformă pe tot parcursul anului.

Introducerea diferitelor categorii de produse pentru rezervările de capacitate ajută utilizatorii să reacționeze la condițiile schimbătoare ale pieței prin ajustarea portofoliului lor.

Totodată, în condițiile pieței de gaze naturale din Republica Moldova, disponibilității capacităților de transport al gazelor naturale aplicarea factorilor sezonieri nu se prevede.

Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice (ECRB) a analizat documentul de consultare a metodei prețului de referință ca parte a Metodologiei de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al gazelor naturale aprobate prin Hotărârea ANRE nr. 5352019 în care sunt descrise și informațiile indicate la pct. 394 din Codul rețelelor de gaze naturale aprobat prin Hotărârea ANRE nr. 420/2019. Analiza documentelor de referință a fost expediată de către ECRB la data de 9.06.2023. ANRE va lua în considerare recomandarea ECRB după ce va fi precizată capacitatea prognozată de către operatorii sistemelor de transport al gazelor naturale și va fi repetat calculul tarifar.