

METODOLOGIA
de calculare, de aprobare și de aplicare a tarifelor
reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale

Secțiunea 1

Dispoziții generale

1. Metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale (în continuare - Metodologie) are drept scop stabilirea modului de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale prestat de către operatorii sistemelor de distribuție licențiați (în continuare - OSD).

2. Metodologia stabilește:

- 1) principiile de reglementare a tarifelor pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale;
- 2) modul de calculare și aplicare a tarifelor diferențiate pentru serviciul de distribuție în funcție de nivelul presiunii în rețelele de gaze naturale la care sunt racordate instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali;
- 3) structura și modul de determinare a cheltuielilor reglementate;
- 4) modul de determinare, aprobare și actualizare a costurilor de bază pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale;
- 5) modul de determinare a nivelului rentabilității;
- 6) modul de separare a costurilor, a cheltuielilor și a rentabilității între activitățile desfășurate de OSD și între serviciile de distribuție a gazelor naturale prestate în funcție de nivelul presiunii în rețelele de gaze naturale;
- 7) modul de determinare, aprobare, ajustare, actualizare și aplicare a tarifelor reglementate;
- 8) modul de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție a gazelor naturale.

Secțiunea 2

Principii de reglementare

3. Prezenta Metodologie este bazată pe următoarele principii de reglementare:

1) separarea contabilă a activității de distribuție a gazelor naturale de alte activități practicate de către OSD, cu un grad de detaliere care să permită determinarea exactă veniturilor și elementelor de costuri pentru fiecare activitate reglementată;

2) funcționarea eficientă și asigurarea viabilității financiare a OSD prin stabilirea tarifelor pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale în baza cheltuielilor strict necesare pentru desfășurarea activității, cu excluderea din calcul a tuturor costurilor și cheltuielilor economic nejustificate și/sau care, conform procesului tehnologic, nu sunt necesare pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale;

3) prestarea calitativă și fiabilă a serviciului de distribuție a gazelor naturale utilizatorilor de sistem, cu utilizarea eficientă a rețelelor de distribuție a gazelor naturale;

4) desfășurarea în condiții de siguranță a activității de distribuție a gazelor naturale;

- 5) asigurarea stabilirii unor tarife justificate și nediscriminatorii, bazate pe performanță și pe criteriile obiective, care includ o rată rezonabilă de rentabilitate;
- 6) promovarea investițiilor eficiente, obligatorii și necesare în rețelele de distribuție a gazelor naturale și asigurării recuperării mijloacelor financiare aferente acestor investiții;
- 7) eliminarea subvențiilor încrucișate.

Secțiunea 3

Criterii și noțiuni principale de reglementare

4. Activitatea de distribuție a gazelor naturale include ansamblul de activități și operațiuni desfășurate de către OSD în vederea dezvoltării, exploatării și utilizării rețelelor de distribuție a gazelor naturale.

5. Dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale include activitățile și operațiunile desfășurate de către OSD de majorare a capacității rețelei existente de distribuție a gazelor naturale sau construcție a unor noi rețele sau porțiuni de rețele de distribuție a gazelor naturale.

6. Exploatarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale include activitățile și operațiunile desfășurate de către OSD privind întreținerea, verificarea, asigurarea securității, reparația, modernizarea și re tehnologizarea rețelelor, echipamentelor, instalațiilor și altor mijloace fixe aferente rețelelor de distribuție a gazelor naturale, care aparțin OSD, precum și instalarea, verificarea metrologică, reparația și înlocuirea echipamentelor de măsurare a gazelor naturale instalate la consumatorii casnici.

7. Utilizarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale include următoarele activități și operațiuni:

- 1) încheierea contractelor pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale;
- 2) măsurarea volumelor de gaze naturale intrate și ieșite în/din rețelele de distribuție a gazelor naturale;
- 3) citirea indicațiilor echipamentelor de măsurare a gazelor naturale la toți consumatorii finali instalațiile de gaze naturale ale cărora sunt racordate la rețelele de distribuție a gazelor naturale de presiune înaltă, presiune medie, presiune joasă și transmiterea furnizorilor și/sau consumatorilor finali a datelor privind volumele de gaze naturale consumate de fiecare consumator final în parte și/sau a datelor privind volumele gazelor naturale distribuite;

4) preluarea gazelor naturale în punctele de delimitare a rețelelor de distribuție ale OSD de rețelele de transport al gazelor naturale și/sau de rețelele de distribuție a gazelor naturale ale altor OSD, distribuția gazelor naturale prin rețelele de distribuție și predarea acestora în punctele de delimitare a rețelelor de distribuție de instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali și/sau de rețelele de distribuție a gazelor naturale ale altor operatori de sistem;

5) asigurarea regimurilor optime de funcționare a rețelelor de distribuție a gazelor naturale și asigurarea calității serviciului de distribuție a gazelor naturale prestat furnizorilor și/sau consumatorilor finali;

6) respectarea și asigurarea relațiilor cu furnizorii, consumatorii finali, operatorii sistemelor de transport (în continuare - OST) legate de prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale.

8. Metodologia reglementează modul de determinare a tarifelor pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale livrate prin:

- 1) rețelele de distribuție de presiune înaltă;
- 2) rețelele de distribuție de presiune medie;
- 3) rețelele de distribuție de presiune joasă.

9. În sensul Metodologiei se definesc următoarele noțiuni:

tarif pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale – tarif reglementat care include contravaloarea serviciului prestat de către OSD pentru utilizarea rețelei de distribuție a gazelor naturale în scopul preluării gazelor naturale din rețeaua de transport al gazelor naturale, din rețelele de distribuție a gazelor naturale ale altor OSD, distribuția gazelor naturale prin rețeaua de distribuție și livrarea acestora consumatorilor sau transmiterea gazelor naturale la punctele de măsurare comercială altor OSD. Tariful pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale se stabilește pentru 1000 m³, nu include contravaloarea gazelor naturale distribuite și TVA;

punctele de ieșire din rețelele de distribuție a gazelor naturale – setul de puncte de delimitare a rețelelor de distribuție a gazelor naturale ale unui OSD de rețelele de distribuție a gazelor naturale ale altui OSD sau de instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali racordate la rețeaua de distribuție a gazelor naturale;

venit reglementat – venitul aferent unui an calendaristic de reglementare, recunoscut de către Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (în continuare - Agenție) ca fiind necesar și justificat pentru acoperirea tuturor cheltuielilor reglementate ale OSD aferente prestării serviciului de distribuție a gazelor naturale și pentru obținerea de către acesta a unui nivel rezonabil de rentabilitate;

venit efectiv – venitul determinat luând în considerare volumele gazelor naturale efectiv distribuite prin rețelele de distribuție a gazelor naturale de către OSD și facturate la tarifele în vigoare aferente activității reglementate;

componenta de corectare a venitului reglementat – valoarea rezultată din diferența dintre venitul reglementat actualizat pentru anul precedent și cel efectiv în aceeași perioadă (excedent sau deficit tarifar);

cheltuieli efective – suma cheltuielilor efective suportate și înregistrate în evidența contabilă a OSD pentru perioada raportării;

costuri de bază – cheltuieli aferente retribuirii muncii, cheltuieli materiale, cheltuieli aferente serviciilor prestate de terți, cheltuieli administrative care sunt determinate de către OSD în conformitate cu prevederile Metodologiei, examinate și aprobate de Agenție pentru anul de bază, pentru o perioadă de valabilitate de 5 ani calendaristici;

cost istoric – valoarea de intrare a mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale formată din: prețul de cumpărare, taxe vamale, impozite și taxe nerecuperabile, cu scăderea tuturor reducerilor, rabaturilor și sconturilor comerciale la procurare, alte costuri direct atribuite obiectului pentru a-l aduce în locul amplasării și în starea necesară pentru folosire după destinație. Costul istoric este actualizat doar prin investiții aprobate de Agenție;

an de bază – anul pentru care Agenția a aprobat costurile de bază aferente fiecărui OSD. Pentru titularii de licență noi, anul de bază este anul eliberării licenței;

durata de utilizare – perioadă de timp de utilizare a mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale, în decursul căreia se obțin avantaje economice;

actualizarea tarifului – operațiunea de analiză și determinare a nivelului tarifului, potrivit normelor metodologice și condițiilor efective de activitate pentru perioada precedentă de reglementare, în scopul determinării componentei de corectare a venitului reglementat;

ajustarea tarifului – procedura de examinare a calculației tarifului, în baza parametrilor planificați pentru anul „n”, în corespundere cu prevederile prezentei Metodologii, finalizată cu aprobarea tarifului.

Secțiunea 4

Structura costului total reglementat

10. Metodologia stabilește costul reglementat (CR_n) pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale al OSD separat pentru fiecare tip de rețea de distribuție a gazelor naturale (de presiune înaltă (PÎ), medie (PM) și joasă (PJ)), după cum urmează:

$$CR_n^{P\hat{I}} = CPG_n^{P\hat{I}} + CAI_n^{P\hat{I}} + CM_n^{P\hat{I}} + CRM_n^{P\hat{I}} + CST_n^{P\hat{I}} + CA_n^{P\hat{I}} + AC_n^{P\hat{I}} \quad (1)$$

$$CR_n^{PM} = CPG_n^{PM} + CAI_n^{PM} + CM_n^{PM} + CRM_n^{PM} + CST_n^{PM} + CA_n^{PM} + AC_n^{PM} \quad (2)$$

$$CR_n^{PJ} = CPG_n^{PJ} + CAI_n^{PJ} + CM_n^{PJ} + CRM_n^{PJ} + CST_n^{PJ} + CA_n^{PJ} + AC_n^{PJ} \quad (3)$$

unde:

$CPG_n^{P\hat{I}}; CPG_n^{PM}; CPG_n^{PJ}$ - costul gazelor naturale procurate de către OSD în anul de reglementare „n” pentru acoperirea consumului tehnologic, al pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție conform normelor de reglementare;

$CAI_n^{P\hat{I}}; CAI_n^{PM}; CAI_n^{PJ}$ - cheltuieli privind amortizarea mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale în anul de reglementare „n”;

$CM_n^{P\hat{I}}; CM_n^{PM}; CM_n^{PJ}$ - cheltuieli materiale necesare pentru desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale în anul de reglementare „n”;

$CRM_n^{P\hat{I}}; CRM_n^{PM}; CRM_n^{PJ}$ - cheltuieli aferente retribuirii muncii necesare pentru desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale în anul de reglementare „n”;

$CST_n^{P\hat{I}}; CST_n^{PM}; CST_n^{PJ}$ - cheltuieli aferente serviciilor prestate de terți, necesare pentru desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale în anul de reglementare „n”;

$CA_n^{P\hat{I}}; CA_n^{PM}; CA_n^{PJ}$ - cheltuieli administrative necesare pentru desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale în anul de reglementare „n”;

$AC_n^{P\hat{I}}; AC_n^{PM}; AC_n^{PJ}$ - alte cheltuieli ale activității operaționale necesare pentru desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale în anul de reglementare „n”.

11. În componența rețelelor de presiune înaltă (PÎ) de distribuție a gazelor naturale se includ următoarele mijloace fixe ale OSD: care aparțin cu titlu de proprietate, amplasate de la punctele de delimitare a proprietății OSD de rețelele de transport al gazelor naturale sau de rețelele de distribuție ale altui OSD până la punctele de intrare în stațiile (posturile) de reglare a gazelor naturale de la presiune înaltă la presiune medie/joasă, sau până la punctele de delimitare de instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali, sau de alți utilizatori de sistem, rețelele de distribuție a gazelor naturale ale cărora sunt conectate la aceste rețele, alte mijloace fixe care sunt utilizate exclusiv la deservirea rețelelor de presiune înaltă de distribuție a gazelor naturale.

12. În componența rețelelor de presiune medie (PM) de distribuție a gazelor naturale se includ următoarele mijloace fixe ale OSD: care aparțin cu titlu de proprietate, amplasate de la punctele de intrare în stațiile (posturile) de reglare a gazelor naturale de la presiune înaltă la medie până la punctele de intrare în stațiile (posturile, instalațiile) de reglare a gazelor naturale de la presiune medie la joasă, sau până la punctele de delimitare de instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali sau de alți utilizatori de sistem, rețelele de distribuție a gazelor naturale ale cărora sunt conectate la aceste rețele, alte mijloace fixe care sunt utilizate exclusiv la deservirea rețelelor de distribuție de presiune medie a gazelor naturale.

13. În componența rețelelor de presiune joasă (PJ) de distribuție a gazelor naturale se includ următoarele mijloacele fixe ale OSD: care aparțin cu titlu de proprietate, amplasate de la punctele de intrare în stațiile (posturile, instalațiile) de reglare a gazelor naturale de la presiune înaltă/joasă și medie/joasă până la (inclusiv) punctele de delimitare ale acestor rețele de instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali sau de alți utilizatori de sistem, rețelele de distribuție a gazelor naturale ale cărora sunt conectate la aceste rețele, alte mijloace fixe care sunt utilizate exclusiv la deservirea rețelelor de distribuție de presiune joasă a gazelor naturale.

14. În costurile reglementate nu se includ următoarele cheltuieli:

1) cheltuieli aferente efectuării lucrărilor de construcție, reconstrucție, procurare, modernizare, montare și probare a utilajului, pentru punerea în funcțiune a noilor obiecte, secții și agregate, supravegherea de autor a organizațiilor de proiectare, pentru înlăturarea nefinisărilor în lucrările de proiectare, construcție și montaj, revizie (demontare), înlăturarea defectelor utilajului și deteriorărilor, provocate din vina producătorilor, furnizorilor și organizațiilor de transport și alte investiții capitale. Cheltuielile respective se recuperează, după darea în exploatare a mijloacelor fixe, prin includerea în tarif a amortizării acestora și a rentabilității investițiilor efectuate;

2) cheltuieli ce nu sunt legate de activitatea de distribuție a gazelor naturale, precum: aferente executării lucrărilor de proiectare și construcție, procurarea utilajului, repararea și întreținerea mijloacelor fixe din fondul locativ, de menire comunală, social-culturală și altor lucrări;

3) valoarea lucrărilor calificate ca ajutor pentru alte întreprinderi și organizații, atât în formă de servicii, cât și suport material sau financiar;

4) cheltuieli aferente achitării amenzilor, penalităților, despăgubirilor, acoperirii lipsurilor, pierderilor și altor cheltuieli neproductive;

5) cheltuieli privind creanțele compromise;

6) cheltuieli în scopuri de caritate și sponsorizare;

7) cheltuieli aferente executării sau plății lucrărilor (serviciilor) ce nu sunt legate de sfera prestării serviciului de distribuție a gazelor naturale și/sau celor care sunt recuperate de OSD separat de tarifele pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale;

8) cheltuieli aferente constituirii provizioanelor;

9) cheltuieli pentru organizații de intermediere, burse de valori, servicii de consultanță, asistență juridică și de altă natură administrativă;

10) cheltuieli de judecată și taxele de stat aferente;

11) cheltuieli pentru cercetări științifice și dezvoltare, care nu se capitalizează;

12) recompense unice;

13) cheltuieli aferente organizării timpului liber și a odihnei salariaților, inclusiv și cheltuielile pentru măsuri corporative;

14) cheltuieli aferente asigurării benevole a personalului și a bunurilor materiale;

15) cheltuieli privind activele casate/cedate și alte operațiuni de capital;

16) alte cheltuieli economic neargumentate, nejustificate și/sau care, conform procesului tehnologic, nu sunt necesare pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale și/sau nu țin de activitatea reglementată.

Secțiunea 5

Determinarea și actualizarea cheltuielilor

15. Costul gazelor naturale procurate de către OSD pentru acoperirea, conform normelor de reglementare, a consumului tehnologic și al pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție a gazelor naturale (CPG_n) se determină conform formulei:

$$CPG_n = CTP_n \times PFF_n \quad (4)$$

unde:

CTP_n - volumul consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție a gazelor naturale ale OSD și în cele transmise la deservire tehnică, care se determină separat pentru fiecare nivel de presiune și se calculează pentru fiecare an de reglementare „n” în conformitate cu Modul de determinare al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție din Anexă.

PFF_n – prețul de furnizare a gazelor naturale în punctele de ieșire din rețelele de transport al gazelor naturale, aprobat de către Agenție, sau alt preț negociat, cu condiția că acesta este mai mic decât cel reglementat. În cazul în care rețelele OSD nu sunt conectate la rețelele de transport al gazelor naturale se va aplica cel mai mic preț de furnizare a gazelor naturale din punctele de ieșire din rețelele de distribuție ale sistemului de distribuție învecinat cu care OSD este conectat.

16. În cazul în care OSD pentru anul de gestiune va raporta Agenției un nivel mai scăzut al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție decât cel determinat conform modului din Anexă, costurile consumului tehnologic și pierderilor de gaze naturale economisite vor fi utilizate ca mecanism de stimulare a eficienței activității OSD și vor fi direcționate de OSD pentru reducerea în continuare a consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție.

17. Cheltuielile privind amortizarea mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale (CAI_n) pentru anul „n” se determină luând în considerare:

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;

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;

3) amortizarea calculată prin aplicarea metodei liniare, care prevede repartizarea uniformă a bazei de calcul pe parcursul duratei de utilizare aplicate conform prevederilor Metodologiei.

18. Cheltuielile privind amortizarea mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale (CAI_n) se determină prin calcul direct, pentru perioada de reglementare „n”, conform formulei:

$$CAI_n = \frac{BC_0}{DM_0} + \sum_{k=x-1}^{n-1} AI_k - \sum_{k=x}^{n-1} AE_k \quad (5)$$

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 tarifare până la finele anului „n-1”;

x – primul an de aplicare a metodologiei tarifare. Pentru operatorii sistemelor de distribuție care vor obține licența mai târziu de intrarea în vigoare a metodologiei, primul an de aplicare a metodologiei va fi considerat anul obținerii licenței pentru operarea sistemului de distribuție a gazelor naturale.

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

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

$$DM_0 = \frac{BC_0}{AMI_0} \quad (6)$$

unde:

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

20. Valoarea termenului ($\frac{BC_0}{DM_0}$) din formula (5) va fi egală cu zero începând cu anul „n” în care se respectă relația:

$$(n - x) \geq DM_0 \quad (7)$$

21. În baza de calcul nu se includ valorile următoarelor mijloace fixe și imobilizări necorporale:

- 1) care nu sunt destinate activității de distribuție a gazelor naturale;
- 2) transmise în leasing operațional;
- 3) conservate și/sau neutilizate pe parcursul anului de reglementare;
- 4) obiectelor locative, de menire social-culturală și ale altor mijloace fixe care nu sunt destinate activității reglementate;
- 5) finanțate de către terți, inclusiv bugetele de stat și locale, din granturi sau donații;
- 6) transmise în gestiunea OSD cu titlu gratuit sau la deservire tehnică;
- 7) aflate în curs de execuție;
- 8) executate în afara planurilor de dezvoltare și planurilor anuale de investiții sau care nu au fost aprobate de Agenție;
- 9) costul istoric al cărora a fost recuperat integral prin amortizarea inclusă în scopuri tarifare;
- 10) ieșite din evidența contabilă;
- 11) care nu sunt reflectate în evidența contabilă;
- 12) orice majorare a costului de intrare a mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale, inclusiv prin reevaluare, rezultată în urma aplicării altui procedeu decât prin efectuarea investițiilor;
- 13) aferente contractelor investiționale încheiate în condițiile Legii cu privire la eficiența energetică nr. 139/2018.

22. Cheltuielile privind amortizarea mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale, se alocă între nivelele de presiune proporțional lungimii rețelelor de distribuție a gazelor naturale de presiune înaltă, de presiune medie și de presiune joasă aflate în proprietatea operatorului la începutul anului „n”.

23. În scopul monitorizării activității reglementate și excluderea subvențiilor încrucișate, OSD va prezenta anual, în corespundere cu cerințele stabilite de Agenție, informația detaliată privind amortizarea mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale efectiv calculată la întreprindere. Valoarea cheltuielilor privind amortizarea mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale (CAIn) va fi ajustată la actualizarea

tarifelor în cazul derecunoașterii în anul „n-1” a imobilizărilor ale căror amortizare era acceptată în scopuri tarifare.

24. Mijloacele financiare în mărimea amortizării anuale incluse în tarif pe parcursul a 5 ani de reglementare, cu excepția celor aferente investițiilor efectuate din împrumuturi, vor fi utilizate de către OSD, doar în scopul efectuării investițiilor. În cazul utilizării acestor mijloace în alte scopuri după expirarea perioadei de 5 ani, Agenția va diminua costul total reglementat pentru anul următor, în cuantumul mijloacelor care nu au fost utilizate.

25. Cheltuielile materiale (CM_n) cuprind valoarea materialelor consumabile care se utilizează direct sau contribuie indirect la desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale, inclusiv aferente prestării serviciilor auxiliare. Cheltuielile materiale pot fi reprezentate de: materiale, piese de schimb, carburanți, lubrifianți, obiecte de mică valoare și scurtă durată, materiale de protecție și alte tipuri de materiale utilizate pentru întreținerea, exploatarea și reparația curentă a utilajului, clădirilor, construcțiilor, rețelelor de distribuție a gazelor naturale, inclusiv întreținere și reparația curentă a rețelelor de gaze naturale transmise OSD la deservirea tehnică, inclusiv de către persoanele fizice, precum și a altor mijloace fixe nemijlocit utilizate în activitatea de distribuție a gazelor naturale.

26. La examinarea costurilor de bază, cheltuielile materiale se determină luând în considerare și rețelele de distribuție transmise OSD la deservire tehnică. La examinarea tarifelor cheltuielile materiale aferente activității de distribuție se alocă pe nivelele de presiune proporțional lungimii rețelelor de distribuție a gazelor naturale.

27. Pentru anul de bază, cheltuielile materiale (CM_0), se determină pornind de la:

- 1) planurile de deservire tehnică, întreținere și reparație curentă a mijloacelor fixe;
- 2) devizele de cheltuieli, prețurile minime de piață și contractele încheiate cu terțe părți;
- 3) normele privind consumul de materiale, dar nu mai mare decât cel efectiv înregistrat;
- 4) indicațiile pașapoartelor tehnice;
- 5) normativele privind realizarea măsurilor de protecție a muncii;
- 6) cantitățile de materiale efectiv utilizate în perioadele precedente de reglementare;
- 7) parcursul efectiv al mijloacelor de transport pentru determinarea cheltuielilor aferente carburanților, lubrifianților și anvelopelor;
- 8) durata de exploatare pentru determinarea cheltuielilor aferente acumulatorilor.

28. Pentru anii următori, cheltuielile materiale sunt actualizate anual conform formulei:

$$CM_n = CM_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCD_n - X_1) \times ((1 + 0,5 \times \Delta NC_n + 0,5 \times \Delta LR_n))] \times \frac{LeiD_n}{LeiD_{n-1}} \quad (8)$$

unde:

$IPCD_n$ – indicele prețurilor de consum al SUA în anul „n”, publicat de către Departamentul Muncii al Statelor Unite ale Americii (SUA) pe pagina sa electronică;

X_1 – indicele de eficientizare, stabilit constant în cuantum de 20 % din indicele prețurilor de consum al SUA, $X_1 = 0,2 \times IPCD_n$;

$LeiD_n$ – rata medie de schimb a monedei naționale față de dolarul SUA în anul de reglementare „n”, publicată de Banca Națională a Moldovei;

$LeiD_{n-1}$ – rata medie de schimb a monedei naționale față de dolarul SUA în anul de reglementare „n-1”, publicată de Banca Națională a Moldovei.

ΔLR_n – modificarea lungimii rețelelor de distribuție a gazelor naturale în anul „n”, care se determină:

$$\Delta LR_n = \frac{LR_n - LR_{n-1}}{LR_{n-1}} \quad (9)$$

unde:

LR_n – lungimea rețelelor de distribuție a gazelor naturale la finele anului de reglementare „ n ”;

LR_{n-1} – lungimea rețelelor de distribuție a gazelor naturale la finele anului precedent de reglementare „ $n-1$ ” ;

La determinarea lungimii rețelelor de distribuție a gazelor naturale va fi luată în considerare lungimea rețelelor titularului de licență și a rețelelor primite la deservire tehnică, cu excepția rețelelor de distribuție a gazelor naturale deservite tehnic de către OSD în scopul obținerii beneficiilor economice nereglementate.

ΔNC_n – modificarea numărului consumatorilor finali, ale căror instalații de gaze naturale sunt racordate la rețeaua de distribuție în anul „ n ”, care se determină:

$$\Delta NC_n = \frac{NC_n - NC_{n-1}}{NC_{n-1}} \quad (10)$$

unde:

NC_n – numărul consumatorilor finali ale căror instalații de gaze naturale sunt racordate la rețeaua de distribuție a gazelor naturale la finele anului de reglementare „ n ”;

NC_{n-1} – numărul consumatorilor finali ale căror instalații de gaze naturale sunt racordate la rețeaua de distribuție a gazelor naturale la finele anului precedent de reglementare „ $n-1$ ”;

29. La calcularea cheltuielilor materiale nu se includ:

1) costul gazelor naturale procurate de către OSD pentru acoperirea consumului tehnologic și al pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție a gazelor naturale (CPG_n);

2) cheltuielile materiale utilizate în scopuri administrative. Aceste cheltuieli sunt determinate în corespundere cu prevederile stipulate în punctele 41-45 din Metodologie;

3) cheltuielile materiale utilizate în activitatea nereglementată;

4) cheltuielile pentru serviciile comunale;

5) cheltuielile materiale destinate întreținerii rețelelor de distribuție primite la deservirea tehnică de către OSD în scopul obținerii beneficiilor economice.

30. Cheltuielile privind retribuirea muncii aferente activității de distribuție a gazelor naturale (CRM_n) se determină conform formulei:

$$CRM_n = CRE_n + CRA_n \quad (11)$$

unde:

CRE_n - cheltuielile privind retribuirea muncii personalului încadrat nemijlocit în procesul de întreținere, exploatare și reparație a rețelelor de distribuție a gazelor naturale și altor mijloace fixe destinate serviciului de distribuție;

CRA_n - cheltuielile privind retribuirea muncii personalului administrativ.

31. Pentru anul de bază, cheltuielile privind retribuirea muncii, CRE_0 și CRA_0 sunt determinate luând în considerare:

1) numărul personalului necesar, prevăzut în Statele de personal în vigoare, aprobate de către OSD, dar nu mai mare decât cel efectiv înregistrat în anii precedenți (4 ani) anului de bază, cu excepția situațiilor în care modificarea Statelor de personal este argumentată;

2) cuantumul minim garantat al salariului în sectorul real;

3) coeficientul de complexitate în ramură, recomandat la stabilirea salariului tarifar. Acest coeficient se aplică la nivelul efectiv aplicat de către întreprindere în anii precedenți (4 ani) anului de bază și efectiv în anul de bază;

4) nivelul de calificare a personalului;

5) regimul timpului de lucru efectiv, înregistrat în anii precedenți (4 ani) anului de bază;

6) condițiile de muncă;

7) suplimente obligatorii la salarii;

8) primele justificate în scopuri tarifare, și prevăzute în Codul muncii, Contractul colectiv de muncă și Regulamentele interne.

La determinarea cheltuielilor privind retribuirea muncii aferente activității de distribuție a gazelor naturale pentru anul de bază vor fi excluse cheltuielile remunerării muncii reflectate la capitalizări.

32. Cheltuielile legate de contribuțiile de asigurări sociale de stat obligatorii și primele de asigurare obligatorie de asistență medicală se includ în cheltuieli privind retribuirea muncii și se determină în baza tarifelor/primelor în vigoare pentru anul de bază. Actualizarea anuală a acestor cheltuieli va fi efectuată reieșind din cheltuielile aferente retribuirii muncii, actualizate pentru anul de reglementare „n” și tarifele/primele în vigoare, pentru anul de reglementare „n”.

33. Pentru anii următori, cheltuielile aferente retribuirii muncii, exceptând cheltuielile legate de contribuțiile de asigurări sociale de stat obligatorii și primele de asigurare obligatorie de asistență medicală, sunt actualizate anual conform formulelor:

$$CRE_n = CRE_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCM_n \times 0,9) \times (1 + 0,5 \times \Delta NC_n + 0,5 \times \Delta LR_n)] \quad (12)$$

$$CRA_n = CRA_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCM_n - X_2)] \quad (13)$$

unde:

$IPCM_n$ – indicele prețurilor de consum în Republica Moldova în anul de reglementare „n”, publicat de Biroul Național de Statistică al Republicii Moldova;

X_2 - indicele de eficientizare, stabilit constant în cuantum de 20 % din indicele prețurilor de consum din Republica Moldova, $X_2 = 0,2 \times IPCM_n$.

34. La actualizarea anuală a cheltuielilor aferente retribuirii muncii, indicele prețurilor de consum este substituit cu coeficientul creșterii medii anuale a cuantumului minim garantat al salariului în sectorul real, dacă sunt îndeplinite concomitent următoarele condiții:

1) la nivel național, s-a modificat cuantumul minim garantat al salariului în sectorul real, aprobat prin Hotărârea Guvernului;

2) titularul de licență a aplicat în anul de reglementare prevederile Hotărârii Guvernului cu privire la cuantumul minim garantat al salariului în sectorul real;

3) nivelul coeficientului creșterii medii anuale a cuantumului minim garantat al salariului în sectorul real în anul de reglementare este mai mare decât nivelul indicelui prețurilor de consum pentru același an.

În formulele de actualizare a cheltuielilor aferente retribuirii muncii se aplică $IPCM_n$ sau coeficientul creșterii medii anuale a cuantumului minim garantat al salariului în sectorul real, doar dacă OSD a aplicat efectiv în anul de reglementare prevederile Hotărârii Guvernului cu privire la cuantumul minim garantat al salariului în sectorul real.

35. La examinarea tarifelor, alocarea CRE și CRA este efectuată pe nivele de presiune proporțional lungimii rețelelor de distribuție a gazelor naturale.

36. Cheltuielile aferente serviciilor prestate de terți, necesare pentru desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale (CST_n) includ plățile aferente întreținerii și exploatarei rețelelor de distribuție a gazelor naturale, a utilajului și a instalațiilor aferente acestor rețele.

37. Pentru anul de bază, cheltuielile aferente serviciilor prestate de terți (CST₀), se determină pornind de la:

- 1) devizele de cheltuieli, prețurile minime de piață și contractele încheiate cu terțe părți în baza concursurilor de achiziții;
- 2) cheltuielile aferente serviciilor prestate de terți înregistrate în perioadele precedente de reglementare.

38. Pentru anii următori, cheltuielile aferente serviciilor prestate de terți sunt actualizate anual conform formulei:

$$CST_n = CST_0 \times \prod_{i=1}^n [(1 + IPCM_n - X_2) \times (1 + 0,5 \times \Delta NC_n + 0,5 \times \Delta LR_n)] \quad (14)$$

39. La examinarea tarifelor, CST se alocă pentru fiecare nivel de presiune proporțional lungimii rețelelor de distribuție a gazelor naturale.

40. Cheltuielile administrative (CA_n) reprezintă cheltuielile justificate ale OSD, aferente activității aparatului de conducere, subdiviziunilor administrative, alte cheltuieli cu caracter administrativ și anume:

- 1) cheltuieli privind întreținerea și reparația curentă a mijloacelor fixe cu caracter administrativ;
- 2) valoarea, uzura și reparația obiectelor de mică valoare și scurtă durată;
- 3) cheltuieli poștale;
- 4) cheltuieli de întreținere și exploatare a mijloacelor de comunicare utilizate în scopuri administrative;
- 5) cheltuieli tipografice, pentru procurarea rechizitelor de birou, formularelor tipizate, etc.;
- 6) cheltuieli pentru paza și asigurarea securității antiincendiare;
- 7) cheltuieli pentru întreținerea transportului auto destinat subdiviziunilor administrative;
- 8) cheltuieli pentru deplasările personalului administrativ;
- 9) cheltuieli pentru asigurarea obligatorie a personalului în conformitate cu actele normative;
- 10) cheltuieli privind serviciile bancare și serviciile comunale;
- 11) cheltuieli pentru pregătirea și perfecționarea obligatorie a personalului administrativ;
- 12) cheltuieli pentru procurarea literaturii de specialitate, actelor normative și instructive, abonarea la ediții speciale necesare în activitatea reglementată;
- 13) alte cheltuieli necesare și justificate aferente activității reglementate a OSD, inclusiv prestării serviciilor auxiliare.

41. Cheltuielile administrative pentru activitatea reglementată (CA₀) se determină la stabilirea costurilor de bază, prin alocarea cheltuielilor administrative totale ale OSD între activitățile desfășurate (reglementate și nereglementate) proporțional cu ponderea sumei veniturilor obținute din activitățile vizate în suma veniturilor totale realizate de către titularul de licență, în anii precedenți (4 ani). La determinarea tarifelor, (CA_n) se repartizează pe fiecare tip de rețea proporțional volumelor de gaze naturale distribuite.

42. Pentru anul de bază, cheltuielile administrative se determină pornind de la cheltuielile efectiv utilizate în perioadele precedente de reglementare cu respectarea principiului eficienței maxime la cheltuieli minime și necesare desfășurării activității reglementate.

43. Pentru anii următori, cheltuielile administrative sunt actualizate anual conform formulei:

$$CA_n = CA_0 \times \prod_{i=1}^n (1 + IPCM_n - X_2) \quad (15)$$

44. La calcularea cheltuielilor administrative nu se includ:

- 1) cheltuielile aferente retribuirii muncii personalului administrativ. Aceste cheltuieli sunt determinate în corespundere cu prevederile punctelor 30-35 din Metodologie;
- 2) cota parte a cheltuielilor materiale utilizate în activitatea nereglementată;
- 3) cheltuielile privind amortizarea mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale în scopuri administrative. Aceste cheltuieli sunt determinate în corespundere cu prevederile punctelor 17-24 din Metodologie;
- 4) cota parte a cheltuielilor destinate întreținerii rețelelor de distribuție primite la deservirea tehnică de către OSD în scopul obținerii beneficiilor economice;
- 5) - *abrogat*.

45. Alte cheltuieli ale activității operaționale (AC_n) se determină, după cum urmează:

$$AC_n = ITP_n + AFR_n \quad (16)$$

unde:

ITP_n - impozite, taxe, plățile regulatorii și alte plăți obligatorii aferente activității de distribuție, cu excepția celor recuperabile și impozitului pe venit. Întru excluderea dublării, la calcularea tarifului, cheltuielile ITP_n nu se includ în alte componente tarifare;

AFR_n - alocația pentru fondul de rulment, care este destinată plăților dobânzilor pentru creditele bancare primite pe termen scurt în scopul acoperirii obligațiilor financiare pe termen scurt ale OSD rezultate din diferența de timp dintre regimul de facturare-achitare a serviciului de distribuție a gazelor naturale și regimul de plăți pentru necesitățile OSD (procurări de materiale, achitări servicii, etc.) în conformitate cu contractele semnate cu furnizorii și cheltuielile facturate. Alocația pentru fondul de rulment (AFR_n) se determină conform formulei:

$$AFR_n = \frac{\alpha}{365} \times (CPG_n + CC_n + CM_n + CRM_n + CST_n + CA_n + ITP_n) \times RDb_n \quad (17)$$

unde:

α – necesitatea de fonduri de rulment în anul „n”, exprimată în zile de facturări anuale, care se stabilește în număr de 6 zile.

RDb_n – rata medie ponderată a dobânzilor la creditele noi acordate în monedă națională pentru persoanele juridice pe un termen de până la 12 luni stabilită de Banca Națională a Moldovei.

46. La determinarea tarifelor, AC_n sunt repartizate pe nivele de presiune proporțional volumelor de gaze distribuite.

47. La actualizarea tarifului, AC_n sunt determinate pornind de la datele efectiv înregistrate, care sunt necesare și justificate. Mijloacele financiare, în mărimea alocației pentru fondul de rulment, incluse în tariful ajustat, vor fi utilizate de către OSD doar în scopul prevăzut la punctul 45 al Metodologiei. La actualizare, AFR_n nu va depăși valoarea efectiv înregistrată în evidența contabilă în rezultatul plăților dobânzilor pentru creditele bancare primite pe termen scurt în scopul stabilit în pct. 45.

48. La determinarea costurilor de bază, cheltuielile comune se repartizează între activități în corespundere cu prevederile Politicilor contabile ale OSD, cu excepția cheltuielilor repartizarea cărora este stabilită în conformitate cu prevederile Metodologiei.

49. Costurile nejustificate, constatate în rezultatul controlului sau monitorizării, costurile recuperarea cărora va fi efectuată dint alte venituri, decât cele din distribuția gazelor naturale, vor fi excluse din calculul tarifului.

Secțiunea 6

Determinarea rentabilității

50. Rentabilitatea reglementată a OSD (R_n) în anul de reglementare „ n ” se determină pentru fiecare categorie de rețea, conform formulei:

$$R_n = VNA_{jn} \times Rr_n \quad (18)$$

unde:

VNA_{jn} – valoarea netă a investițiilor realizate de către OSD și aprobate de Agenție, începând cu anul 2004 și până la începutul anului „ n ”. În cazul OSD noi, valoarea netă a investițiilor realizate de către OSD și aprobate de Agenție se va determina începând cu primul an de activitate licențiată și până la începutul anului de reglementare „ n ”.

Valoarea netă a investițiilor se determină conform formulei:

$$VNA_n = BC_0 - AMI_0 \times (n - x) + \sum_{k=x-1}^{n-1} I_k - AA_{n-1} \quad (19)$$

unde:

I_k – valoarea anuală a investițiilor aprobate de Agenție. 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) investițiile efectuate în condițiile Legii cu privire la eficiența energetică nr. 139/2018;
- 6) valorile capitalizate, pentru lucrările de restabilire a obiectelor deteriorate de terțe părți, care urmează a fi recuperate benevol de partea terță sau prin adresarea titularului de licență în instanța de judecată;

7) - *abrogat*;

8) finanțate de către terți, inclusiv bugetele de stat și locale, din granturi sau donații.

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 „ $x-1$ ”;

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

$$Rr_n = WACC = \frac{Ke}{(1-t)} \times \frac{E}{(E+D)} + Kd \times \frac{D}{(E+D)} \quad (20)$$

unde:

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

$$K_e = r_f + r_t + \beta_d \times (r_m - r_f) \quad (21)$$

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_t – 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:

$$\beta_d = \beta + \frac{D}{E} \times \beta \times (1 - t) \quad (22)$$

unde:

β – riscul sistematic al industriei (lipsit de îndatorare), care reprezintă valoarea medie corespunzătoare companiilor de utilități publice a SUA publicată în ianuarie 2020 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 0,19.

$\frac{D}{E}$ – raportul capital împrumutat/capital propriu constituie 50 % din surse proprii și 50 % din împrumuturi;

$(r_m - r_f)$ - 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 Stoks, 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;

$\frac{E}{(E+D)}$ – raportul capital propriu/capital total constituie 0,5;

$\frac{D}{(E+D)}$ – raportul capital împrumutat/capital total constituie 0,5;

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

51. Rentabilitatea aferentă obiectului de investiții, se calculează până la amortizarea integrală a acestuia, cu excepția activelor ieșite din evidența contabilă sau celor conservate. Rentabilitatea reglementată a activelor, se alocă între nivelele de presiune proporțional lungimii rețelelor de distribuție a gazelor naturale de presiune înaltă, de presiune medie și de presiune joasă.

52. Planificarea, aprobarea și efectuarea investițiilor se realizează de către OSD în strictă conformitate cu prevederile Regulamentului privind planificarea, aprobarea și efectuarea investițiilor.

53. Investițiile efectuate în conformitate cu planul de investiții aprobat de Agenție se includ în calculele tarifelor în corespundere cu punctele 17-24 și 50-52.

Secțiunea 7

Determinarea tarifelor și modul de diferențiere a acestora

54. Determinarea tarifelor diferențiate pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale se efectuează, în funcție de nivelul presiunii în rețelele de distribuție a gazelor naturale la care sunt racordate instalațiile de gaze naturale ale consumatorilor finali sau alți operatori de sistem. Se disting trei tipuri de tarife pe nivele de presiune a rețelelor:

- tarif pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale livrate prin rețelele de presiune înaltă;
- tarif pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale livrate prin rețele de presiune medie;
- tarif pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale livrate prin rețelele de presiune joasă.

55. Tariful pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale se determină după cum urmează:

a) tariful pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale livrate prin rețelele de presiune înaltă:

$$TD_n^{P\hat{I}} = \frac{VR_n^{P\hat{I}}}{GD_n^{P\hat{I}} + GD_n^{PM} + GD_n^{PJ}} = \frac{CR_n^{P\hat{I}} + R_n^{P\hat{I}} - VR_{aux}^{P\hat{I}} \times 0,95 + Cc_{n-1}^{P\hat{I}}}{GD_n^{P\hat{I}} + GD_n^{PM} + GD_n^{PJ}} \quad (23)$$

b) tariful pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale livrate prin rețele de presiune medie:

$$TD_n^{PM} = \frac{VR_n^{PM}}{GD_n^{PM} + GD_n^{PJ}} = \frac{CR_n^{PM} + R_n^{PM} - VR_{aux}^{PM} \times 0,95 + Cc_{n-1}^{PM}}{GD_n^{PM} + GD_n^{PJ}} + TD_n^{P\hat{I}} \quad (24)$$

c) tariful pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale livrate prin rețelele de presiune joasă:

$$TD_n^{PJ} = \frac{VR_n^{PJ}}{GD_n^{PJ}} = \frac{CR_n^{PJ} + R_n^{PJ} - VR_{aux}^{PJ} \times 0,95 + Cc_{n-1}^{PJ}}{GD_n^{PJ}} + TD_n^{PM} \quad (25)$$

unde:

$TD_n^{P\hat{I}}; TD_n^{PM}; TD_n^{PJ}$ – tariful pentru anul „n”, aferent serviciului de distribuție a gazelor naturale, prestat prin rețelele de distribuție;

$VR_n^{P\hat{I}}; VR_n^{PM}; VR_n^{PJ}$ – venitul reglementat al OSD, necesar de a fi obținut în anul de reglementare „n”, pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale;

$VR_{aux}^{P\hat{I}}; VR_{aux}^{PM}; VR_{aux}^{PJ}$ – venitul reglementat al OSD, de la serviciile auxiliare prestate. Venitul reglementat de la prestarea serviciilor auxiliare se alocă între nivelele de presiune proporțional lungimii rețelelor de distribuție a gazelor naturale de presiune înaltă, de presiune medie și de presiune joasă;

$GD_n^{P\hat{I}}; GD_n^{PM}; GD_n^{PJ}$ – volumele gazelor naturale distribuite în anul „n” de către operatorul rețelei de distribuție prin rețelele de distribuție a gazelor naturale pentru consumatorii finali ale căror instalații de gaze naturale sunt racordate la rețelele de distribuție de presiune înaltă, de presiune medie și de presiune joasă sau pentru alți utilizatori de sistem în funcție de nivelul de presiune;

$Cc_{n-1}^{P\hat{I}}; Cc_{n-1}^{PM}; Cc_{n-1}^{PJ}$ - componenta de corectare a venitului reglementat al OSD pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale prin rețelele de distribuție, determinată pentru perioada precedentă de reglementare. Valoarea componentei de corectare se alocă între nivelele de presiune proporțional lungimii rețelelor de distribuție a gazelor naturale de presiune înaltă, de presiune medie și de presiune joasă.

Secțiunea 8

Aprobarea, actualizarea și aplicarea tarifelor

56. Tarifele reglementate se determină luând în considerare costurile de bază aprobate de Agenție pentru o perioadă de 5 ani. Termenul de aplicare a Hotărârii Consiliului de administrație privind aprobarea costurilor de bază este extins tacit, doar în condițiile în care nu au fost aprobate costurile de bază pentru următoarea perioadă de reglementare și doar în scopul ajustării tarifelor. La actualizarea tarifelor reglementate, pentru perioada în care a fost extinsă valabilitatea costurilor de bază precedente, sunt luate în considerare costurile de bază noi aprobate pentru perioada respectivă de reglementare. La prima stabilire a tarifelor, până la aprobarea costurilor de bază, tarifele se determină luând în considerare cheltuielile efective aferente anului curent de activitate reglementată, cu respectarea prevederilor Metodologiei. La actualizarea tarifelor sunt luate în considerare costurile de bază aprobate de Agenție pentru perioada respectivă de reglementare.

57. Pentru stabilirea/ajustarea tarifelor reglementate, OSD prezintă Agenției calculul argumentat și justificat documentar, efectuat în conformitate cu prezenta Metodologie și Regulamentul privind procedurile de prezentare și de examinare a cererilor titularilor de licențe privind prețurile și tarifele reglementate, aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 286/2018, doar după aprobarea costurilor de bază. La prima stabilire a tarifelor reglementate, concomitent cu prezentarea cererii de examinare și aprobare a tarifelor reglementate, titularul de licență prezintă cererea de examinare și aprobare a costurilor de bază în conformitate cu prevederile Regulamentului nr. 286/2018 cu privire la procedurile de prezentare și de examinare a cererilor titularilor de licențe privind prețurile și tarifele reglementate.

58. Titularii de licență prezintă Agenției spre examinare și aprobare calculele costurilor de bază cu respectarea Regulamentului privind procedurile de prezentare și de examinare a cererilor titularilor de licențe privind prețurile și tarifele reglementate. Proiectul calculelor costurilor de bază este realizat de către OSD în conformitate cu prevederile prezentei Metodologii, cu reflectarea desfășurată a cheltuielilor efective incluse în costuri pentru anii precedenți (4 ani) și cu anexarea documentelor justificative care confirmă nivelul solicitat al acestora.

59. În cazul existenței unor factori obiectivi, care generează necesitatea majorării/micșorării venitului reglementat cu mai mult de 5%, de către OSD sau de către Agenție va fi inițiată procedura de ajustare a tarifelor în vigoare în conformitate cu prevederile Regulamentului privind procedurile de prezentare și de examinare a cererilor titularilor de licențe privind prețurile și tarifele reglementate.

60. Tarifele aprobate intră în vigoare după publicarea acestora în Monitorul Oficial al Republicii Moldova sau la data ulterioară publicării, indicată în textul hotărârii Agenției.

61. În cazul în care valoarea sumară a cheltuielilor materiale și celor aferente serviciilor prestate de terți suportate real de OSD în anul „n” ($CM_{nr}+CST_{nr}$) va fi mai mică decât valoarea sumară a acestor cheltuieli calculate conform formulelor (8) și (14) din metodologie (CM_n+CST_n), în scopul implementării mecanismelor de stimulare a eficienței, Agenția va include în venitul reglementat următoarele valori:

- (CM_n+CST_n) - pentru cazul în care: ($CM_{nr}+CST_{nr}$) \geq $0,9 \cdot (CM_n+CST_n)$;

- (CM_n+CST_n)- $0,5 \cdot [(CM_n+CST_n) \cdot 0,9 - (CM_{nr}+CST_{nr})]$ - pentru cazul în care:
 $0,8 \cdot (CM_n+CST_n) \leq (CM_{nr}+CST_{nr}) < 0,9 \cdot (CM_n+CST_n)$;

- ($CM_{nr}+CST_{nr}$)+(CM_n+CST_n)- $0,15$ - pentru cazul în care ($CM_{nr}+CST_{nr}$) $<$ $0,8 \cdot (CM_n+CST_n)$.

Aceeași abordare va fi aplicată și pentru cheltuielile aferente retribuirii muncii.

62. În cazul în care, în calculul tarifelor au fost incluse economiile monetare conform prevederilor Legii cu privire la eficiența energetică nr. 139/2019, iar după expirarea contractului de performanță energetică nu a avut loc transferul dreptului de proprietate către întreprinderea energetică reglementată, economiile aferente contractului vizat, vor fi restituite prin componenta de corectare a venitului reglementat.

63. În cazul în care, în calculul tarifelor au fost incluse cheltuielile privind amortizarea mijloacelor fixe și imobilizărilor necorporale primite în leasing financiar și rentabilitatea aferentă acestora, iar la expirarea termenului de leasing, OSD nu a obținut dreptul de proprietate, valoarea totală a componentelor tarifare vizate va fi restituită utilizatorilor de rețea prin componenta de corectare a venitului reglementat. În scopul executării prevederilor punctului dat, OSD va prezenta anual, conform cerințelor Agenției, Raportul privind executarea contractelor de leasing financiar.

64. În cazul efectuării lucrărilor necesare, drept urmare a situațiilor excepționale, OSD va prezenta Agenției un raport detaliat, care va include și descrierea cheltuielilor suportate. Raportul va conține argumentele, justificate documentar, cu privire la cheltuielile suportate suplimentar celor stabilite în tarife.

După examinarea Raportului, Agenția va decide în vederea includerii cuantumului costurilor neacoperite în venitul actualizat. Costurile excepționale acceptate de Agenție, care au fost capitalizate, vor fi incluse în scopuri tarifare și recuperate similar investițiilor.

65. Pentru nerespectarea valorilor minime stabilite ale indicatorilor de calitate, Agenția este în drept să reducă tarifele pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, în mărimea și modalitatea prevăzută de Regulamentul cu privire la calitatea serviciilor de transport și de distribuție a gazelor naturale.

Anexa
la Metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor
reglementate pentru serviciul de distribuție a gazelor
naturale, aprobată prin Hotărârea ANRE nr. 443/2020

**Modul de determinare
al consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale
în rețelele de distribuție**

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

1. Consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție (CTP_n) reprezintă produsul volumelor de gaze naturale injectate în rețelele de distribuție și a nivelului procentual al pierderilor pentru anul respectiv acceptat de Agenție, care se calculează conform formulei:

$$CTP_n = V_{inj.RD(n)} \times \frac{(X_{2021} \times (1 - \alpha \times k)^{n-2021})}{100}, \quad (1)$$

unde

CTP_n – consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție, m³;

V_{inj.RD(n)} - volumele de gaze naturale injectate în rețelele de distribuție în anul (n), m³.

X₂₀₂₁ – nivelul pierderilor de gaze naturale înregistrate în rețeaua de distribuție ale titularului de licență în anul 2021, %.

α – rata medie anuală de diminuare a valorii relative a pierderilor totale de gaze naturale din sistemele de distribuție înregistrată în perioada 2012-2021. Pentru perioada anilor 2023-2026 valoarea acesteia va fi constantă de 0,08;

k – coeficient de stimulare pentru reducerea pierderilor de gaze naturale. Valoarea acestuia va fi aplicată pentru fiecare OSD în dependență de procentul real al pierderilor din rețeaua acestuia în anul 2021. Astfel, pentru:

X₂₀₂₁ ≤ 2% => k=0,8;

2% < X₂₀₂₁ ≤ 3% => k=1,0;

3% < X₂₀₂₁ ≤ 4% => k=1,2;

X₂₀₂₁ > 4% => k=1,4;

2. Pentru OSD care nu au raportat la Agenție pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție, conform sistemului de rapoarte, nivelul pierderilor de gaze naturale în rețelele de distribuție nu va depăși cifra „0”, iar pentru OSD, care va începe ulterior activitatea de distribuție, nivelul pierderilor de gaze naturale se stabilește la nivel de 1%.

3. Consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție (CTP_n) se divizează pe nivele de presiune în funcție de cota parte a lungimii acestora din lungimea totală a rețelelor de distribuție și a numărului de stații/posturi de reglare-măsurare a gazelor naturale și a punctelor de măsurare comercială a gazelor naturale, din numărul total al acestora, aflate în exploatare la situația 01.01. a fiecărui an cu formulele (2) - (4).

$$CTP_{n\text{PI}} = CTP_n \times \left(\frac{\delta_1 + \beta_1}{2} \right), \quad (2)$$

unde,

$CTP_{n\text{PI}}$ - consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție de presiune înaltă de categoriile I (de la 0,6 până la 1,2 MPa inclusiv) și II (de la 0,3 până la 0,6 MPa inclusiv), m^3 ;

δ_1 - cota parte a lungimii rețelelor de gaze naturale de presiune înaltă de categoriile I și II, din lungimea totală a rețelelor de distribuție, aflate în exploatare la OSD la situația 01.01. a anului, conform raportului prezentat de OSD către Agenție;

β_1 - cota parte a numărului stațiilor/posturilor de reglare-măsurare a gazelor naturale și a punctelor de măsurare comercială a gazelor naturale între OSD, racordate la rețelele de gaze naturale de presiune înaltă de categoriile I și II, din numărul total, aflate în exploatare la OSD la situația 01.01. a anului, conform raportului prezentat de OSD către Agenție;

$$CTP_{n\text{PM}} = CTP_n \times \left(\frac{\delta_2 + \beta_2}{2} \right), \quad (3)$$

unde,

$CTP_{n\text{PM}}$ - consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție de presiune medie (de la 0,005 până la 0,3 MPa inclusiv), m^3 ;

δ_2 - cota parte a lungimii rețelelor de gaze naturale de presiune medie, din lungimea totală a rețelelor de distribuție, aflate în exploatare la OSD la situația 01.01. a anului, conform raportului prezentat de OSD către Agenție;

β_2 - cota parte a numărului stațiilor/posturilor de reglare-măsurare a gazelor naturale și a punctelor de măsurare comercială a gazelor naturale între OSD, racordate la rețelele de gaze naturale de presiune medie, din numărul total, aflate în exploatare la OSD la situația 01.01. a anului, conform raportului prezentat de OSD către Agenție;

$$CTP_{n\text{PJ}} = CTP_n \times \left(\frac{\delta_3 + \beta_3}{2} \right), \quad (4)$$

unde,

$CTP_{n\text{PJ}}$ - consumul tehnologic și pierderile de gaze naturale în rețelele de distribuție de presiune joasă (până la 0,005 MPa inclusiv), m^3 ;

δ_3 - cota parte a lungimii rețelelor de gaze naturale de presiune joasă, din lungimea totală a rețelelor de distribuție, aflate în exploatare la OSD la situația 01.01. a anului, Se abrogă conform raportului prezentat de OSD către Agenție;

β_3 - cota parte a numărului punctelor de măsurare comercială a gazelor naturale la scări, blocuri, grupe de blocuri locative la OSD, racordate la rețelele de gaze naturale de presiune joasă, din numărul total, aflate în exploatare la OSD la situația 01.01. a anului, conform raportului prezentat de OSD către Agenție.