

– Anexa R –  
**Regimul de Reglementare a Prețului**

**Criterii si metode pentru aprobarea preturilor  
si stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale**

Decizia presedintelui ANRGN nr. 1078 din 18 decembrie 2003  
Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 40 din 19 ianuarie 2004

Explicatii suplimentare privind aplicarea metodologiei de fundamentare  
si de calcul a preturilor si a tarifelor reglementate

**1**      Introducere

Accest document ofera informatii suplimentare privind modul de aplicare a “Criteriilor si metodelor pentru aprobarea preturilor si stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale”, aprobate prin Decizia Presedintelui ANRGN nr. 1078/18 decembrie 2003, publicata în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 40 din 19 ianuarie 2004. În prezentul text, acest document va fi apelat cu titlul de „Metodologie”.

El reprezinta totodata un ghid în aplicarea prevederilor din documentul mentionat si ofera explicatiile necesare pentru corecta fundamentare a preturilor si a tarifelor reglementate, detaliind interpretarea pe care ANRGN o confera acestui document.

Metodologia acopera activitatile reglementate ce sunt desfasurate în sectorul gazelor naturale, dupa cum urmeaza:

- Transportul gazelor naturale prin sistemul national de transport, inclusiv tranzitul gazelor naturale prin acest sistem;
- Înmagazinarea subterana a gazelor naturale;
- Distributia gazelor naturale prin sistemele de distributie;
- Furnizarea reglementata a gazelor naturale catre consumatorii captivi si consumatorii eligibili care nu au trecut la ași furnizori de gaze și continuă să achiziționeze gazele de la furnizori tradiționali .

**2**      Aspecte generale

**Capitolul I Principii generale**

Art. 1 a) Preturile finale reglementate, la care se realizeaza furnizarea reglementata a gazelor naturale, acopera toate costurile implicate de asigurarea cu gaze naturale a consumatorului final (consumatori captivi sau consumatorii eligibili care continuă să achiziționeze gazele de la furnizori tradiționali). Din acest punct de vedere, pretul final reglementat acopera atât costurile aferente achizitionarii si furnizarea gazelor naturale , cât si toate costurile aferente serviciilor de transport, înmagazinare si distributie necesare ca acestea sa ajunga de la furnizor la

- consumatorul final.
- Art.2 Preturile finale reglementate, dupa cum a fost deja mentionat, acopera toate costurile legate de asigurarea cu gaze naturale a consumatorului final. În consecinta, preturile finale reglementate vor acoperi inclusiv costurile legate de mentinerea, la dispozitia consumatorului, a unei conexiuni cu sistemul de distributie si a unei capacitati rezervate în sistemul respectiv. Aceste costurisunt acoperite de componenta fixa a pretului final reglementat, respectiv abonamentul (art. 63 si 64 din Metodologie).
- Art. 3 (3)d) Metodologia nu acopera modalitatile de remunerare a constructiei fizice a racordurilor și a bransamentelor pentru consumatori noi. Veniturile realizate de operatori din tarifele de racordare sau din tarifele de bransare sunt considerate excluse din veniturile reglementate, iar costurile asociate constructiei unor astfel de racorduri sau bransamente sunt excluse din costurile recunoscute de ANRGN (atât costuri operationale – OPEX, cât si costuri de capital – CAPEX). În cazul racordurilor si a bransamentelor, Metodologia ia în considerare doar costurile legate de mentinerea acestora în stare de functionare, în conditii de siguranta. Aceste costuri sunt permise si recunoscute în veniturile reglementate ale operatorilor de transport si/sau de distributie.
- Art 2,5 Pentru prima perioada de reglementare, tarifele de distributie si preturile finale reglementate vor fi stabilite diferentiat pe categorii de consumatori, pentru fiecare operator în parte, pentru întreaga arie de distributie deservita. Începând cu cea de a doua perioada de reglementare, în functie de cantitatea si calitatea datelor de fundamentare oferite de operatori, precum si în functie de dezvoltarea pietei interne a gazelor naturale si întarirea competitiei, ANRGN va lua în considerare oportunitatea stabilirii de tarife de distributie si preturi finale reglementate diferentiate pe unitati teritoriale mai restrânse (judet, localitati) din aria de distributie deservita de acelasi operator.

## **Capitolul II Definirea perioadelor de reglementare**

- Art. 9 Pentru operatorii de transport, de înmagazinare si/sau de distributie care încep activitatea în interiorul unei perioade de reglementare, prima perioada de reglementare se va termina odata cu terminarea perioadei de reglementare a tuturor celorlalti operatori cu activități reglementate similare. De exemplu, pentru un operator care începe o activitate reglementata la jumatarea perioadei de reglementare de cinci ani, prima perioada de reglementare va dura 2<sup>1/2</sup> ani si se va sfârsi odata cu perioada de reglementare curenta a operatorilor cu activitate similară.

## **Capitolul III Definirea activitatilor reglementate**

### **Sectiunea.1 Transportul gazelor naturale**

- Art.12 *Exploatarea capacitatilor de transport* se refera la toate sarcinile ce îi revin operatorului privind operarea si întretinerea sistemul de transport si pentru asigurarea functionarii acestuia în conditii de siguranta, inclusiv înlocuirea conductelor magistrale si a instalatiilor si echipamentelor aferente, odata ce acestea au atins durata lor tehnica si economica de viata.
- Art.13 *Dezvoltarea capacitatilor de transport* se refera la actiunile desfasurate de operator pentru

cresterea capacitatii de transport, fie prin marirea capacitatii de transport pe conductele magistrale existente, fie prin extinderea retelei de conducte magistrale, dar fara a se referi la racordarea unor noi consumatori la conductele magistrale deja existente.

Art. 14 *Utilizarea sistemului*, pe lânga actiunile si operatiunile descrise în Metodologie, înglobeaza si transpunerea acestor servicii prestate utilizatorilor în contracte si sunt recunoscute în veniturile operatorului. Din acest punct de vedere, toate activitatile si operatiunile desfasurate de operator pentru sau în legatura cu încheierea si derularea contractelor pentru prestarea serviciilor de transport, precum si toate relatiile cu clientii derivate din prestarea acestor servicii, se subscriu *utilizarii sistemului*.

#### Sectiunea 2 Înmagazinarea subterana a gazelor naturale

Art.17 *Exploatarea capacitatilor de înmagazinare subterana* se refera la toate sarciniile ce îi revin operatorului privind operarea si întretinerea sistemului de înmagazinare subterana si pentru asigurarea functionarii acestuia în conditii de siguranta, inclusiv repararea sondelor si/sau înlocuirea instalatiilor si echipamentelor aferente din subteran sau de suprafata, odata ce acestea au atins durata lor tehnica si economica de viata.

Art.18 *Dezvoltarea capacitatilor de înmagazinare subterana* se refera la actiunile desfasurate de operator pentru cresterea capacitatii depozitului subteran, fie prin marirea capacitatii de înmagazinare fie prin mărirea capacității de injectie/extractie.

Art. 19 *Utilizarea sistemului*, pe lânga actiunile si operatiunile descrise în Metodologie, înglobeaza si transpunerea acestor servicii prestate utilizatorilor în contracte si sunt recunoscute în veniturile operatorului. Din acest punct de vedere, toate activitatile si operatiunile desfasurate de operator pentru sau în legatura cu încheierea si derularea contractelor pentru prestarea serviciilor de înmagazinare gaze precum si toate relatiile cu clientii derivate din prestarea acestor servicii, se subscriu *utilizarii sistemului*.

#### Sectiunea 4 Distributia gazelor naturale

Art.24 *Exploatarea capacitatilor de distributie* se refera la toate sarcinile ce îi revin operatorului privind operarea si întretinerea sistemului de distributie si pentru asigurarea functionarii acestuia în conditii de siguranta, inclusiv înlocuirea conductelor de distributie si a instalatiilor si echipamentelor aferente, odata ce acestea au atins durata lor tehnica si economica de viata.

Art.25 *Dezvoltarea capacitatilor de distributie* se refera la actiunile desfasurate de operator pentru cresterea capacitatii de distributie, fie prin marirea capacitatii de distributie pe conductele existente, fie prin extinderea retelelor de distributie, fara a se referi însa la bransarea unor noi consumatori la conductele existente .

Art. 26 *Utilizarea sistemului*, pe lânga actiunile si operatiunile descrise în Metodologie, înglobeaza si transpunerea acestor servicii prestate utilizatorilor în contracte si sunt recunoscute în veniturile operatorului. Din acest punct de vedere, toate activitatile si operatiunile desfasurate de operator pentru sau în legatura cu încheierea si derularea contractelor pentru prestarea serviciilor de distributie, precum si toate relatiile comerciale cu clientii derivate din prestarea acestor servicii, se subscriu *utilizarii sistemului*.

#### Sectiunea 4 Furnizarea reglementata a gazelor naturale

Art.27 În situatia unor consumatori care nu vor sau nu pot sa încheie un contract de cumparare a gazelor naturale cu clauze si pret negociat, acestia vor fi considerati drept captivi (nu exercita dreptul de a fi eligibili). Pentru aceasta categorie de consumatori si exclusiv pentru aceasta, furnizarea se va face în regim reglementat, respectiv în baza unui contract cu clauze standard si a unui pret aprobate de ANRGN. Clauzele contractuale standard vor fi stabilite de ANRGN în urma consultarii cu operatorii din sectorul gazelor naturale. Odata aprobate, aceste clauze nu mai pot face obiectul unei negocieri între consumator si furnizor. Pretul la care se face furnizarea pentru consumatorii considerati drept captivi, în conditiile standard din contractele aprobate de ANRGN, va fi de asemenea reglementat. Furnizorul care va realiza furnizarea în baza unui contract cu clauze si pret aprobate de ANRGN este considerat furnizor de ultima instanta. Desemnarea unui astfel de furnizor, având dreptul sa comercializeze gazele naturale pe aceasta piata captiva, se va realiza în baza regulilor de selectie emise de ANRGN, dupa consultarea cu operatorii din sector. Pretul gazelor naturale la care se realizeaza furnizarea de ultima instanta se determina prin aceeasi metodologie utilizata în calculul pretului reglementat pentru consumatorii captivi în prima perioada de reglementare, adaptata însa evolutiilor viitoare ale pietei interne a gazelor naturale. Marja furnizorului de ultima instanta va acoperi integral costurile de operare si de capital, inclusiv costul capitalului, realizate într-o maniera prudenta si eficienta pentru desfasurarea activitatii de furnizor de ultima instanta. Pentru consumatorii eligibili (care au încheiate contracte de cumparare gaze naturale cu clauze si pret negociat), nici pretul final si nici marja furnizorului nu vor fi reglementate de ANRGN, acestea urmând a se supune regulilor unei piete libere, concurentiale.

#### Capitolul IV Venitul reglementat

Art. 32 *Venitul aferent anului (i) al perioadei de reglementare (x)*, recunoscut de catre ANRGN, acopera costurile aflate sub controlul managementului operatorului (reprezentând *venitul reglementat* asa cum este definit la art. 28 alin. (1) din Metodologie) si costurile care nu sunt sub controlul managementului operatorului (reprezentând *costurile de tranzitare* , asa cum sunt definite la art. 28 alin. (2) din Metodologie). Formula generala de calcul este :

$$VA^{(x)}_{i,t,ds,d,fr} = VR^{(x)}_{i,t,ds,d,fr} + CS^{(x)}_{i,t,ds,d,fr}$$

unde :

$VA^{(x)}_{i,t,ds,d,fr}$  – venitul în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru una din activitatile reglementate, dupa caz;

$VR^{(x)}_{i,t,ds,d,fr}$  – venitul reglementat în anul „i” al perioadei de reglementare (x) pentru una din activitatile reglementate, dupa caz;

$CS^{(x)}_{i,t,ds,d,fr}$  – costurile de tranzitare în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru una din activitatile reglementate, dupa caz.

*Venitul aferent anului „i” al perioadei de reglementare (x) se determina*

- în cazul activitatii de transport, respectiv de înmagazinare subterana, la nivelul veniturilor totale, cu urmatoarea formula :

$$VA_i^{(x), t, ds} = VI_i^{(x), t, ds} = VRT_i^{(x), t, ds} + CST_i^{(x), t, ds}$$

unde :

$VA_i^{(x), t, ds}$  – venitul în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de transport, respectiv pentru activitatea de înmagazinare subterana;

$VI_i^{(x), t, ds}$  – venitul total în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de transport, respectiv pentru activitatea de înmagazinare subterana;

$VRT_i^{(x), t, ds}$  – venitul reglementat total în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de transport, respectiv pentru activitatea de înmagazinare subterana;

$CST_i^{(x), t, ds}$  – costurile totale de tranzitare în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de transport, respectiv pentru activitatea de înmagazinare subterana.

- în cazul activității de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, la nivelul veniturilor unitare, cu următoarea formulă :

$$VA_i^{(x), d, fr} = VU_i^{(x), d, fr} = VRU_i^{(x), d, fr} + CSU_i^{(x), d, fr} + [CUG_i^{(x), fr}]$$

unde :

$VA_i^{(x), d, fr}$  – venitul unitar în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de distribuție, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementată;

$VU_i^{(x), d, fr}$  – venitul total unitar în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de distribuție, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementată;

$VRU_i^{(x), d, fr}$  – venitul reglementat unitar în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de distribuție, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementată;

$CSU_i^{(x), d, fr}$  – costurile unitare preluate (de tranzitare) direct în anul „i” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de distribuție, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementată.

$CUG_i^{(x), fr}$  – suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente și impozitul pentru gazele naturale din producția internă, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată, în anul „i” al perioadei de reglementare (x). Acest element este utilizat numai în formula venitului

anual aferent activității de furnizare reglementată. Pentru activitatea de distribuție, acest termen nu se aplică.

Venitul aferent anului (i) al perioadei de reglementare (x) sta la baza determinării tarifelor pentru anul (i) al perioadei de reglementare (x), pe care operatorii sunt îndreptățiți să le practice

în contractele de prestare a serviciilor de transport, de înmagazinare subterana sau de distribuție, respectiv a preturilor finale reglementate pentru activitatea de furnizare reglementată.

Art. 34 În primul an al fiecărei perioade de reglementare, *venitul reglementat* se determină pe baza *venitului de baza*  $VB_1$  după următoarele relații de calcul:

- în cazul activității de transport, respectiv de înmagazinare subterana, *venitul reglementat total* aferent activității de transport, respectiv de înmagazinare subterana este egal cu *venitul de baza* calculat pentru respectiva activitate, conform art. 34 alin. (1) din Metodologie

$$VRT_1^{(x) t, ds} = VB_1^{(x) t, ds}$$

unde:

$VRT_1^{(x) t, ds}$  – venitul reglementat total în primul an „i=1” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de transport, respectiv pentru activitatea de înmagazinare subterana;

$VB_1^{(x) t, ds}$  – venitul de baza aferent activității de transport, respectiv de înmagazinare subterana, calculat potrivit art. 34 alin. (1) și celorlalte prevederi ale Metodologiei, pentru perioada de reglementare (x).

- în cazul activităților de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, *venitul reglementat unitar* este egal cu *venitul de baza* calculat pentru respectiva activitate, conform art. 34 alin. (1) din Metodologie, împărțit la cantitatea totală de gaze naturale estimată a fi distribuită, respectiv furnizată în primul an al perioadei de reglementare

$$VRU_1^{(x) d, fr} = VB_1^{(x) d, fr} / Q_1^{(x) d, fr}$$

unde:

$VRU_1^{(x) d, fr}$  – venitul reglementat unitar în primul an „i=1” al perioadei de reglementare (x), pentru activitatea de distribuție, respectiv de furnizare reglementată;

$VB_1^{(x) d, fr}$  – venitul de baza aferent activității de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, calculat potrivit art. 34 alin. (1) și celorlalte prevederi ale Metodologiei, pentru perioada de reglementare (x);

$Q_1^{(x) d, fr}$  – cantitatea de gaze naturale estimată a fi distribuită, respectiv de a fi furnizată în regim reglementat, în primul an „i=1” al perioadei de reglementare (x), măsurată la punctul de consum, respectiv fără a fi incluse consumurile tehnologice ale operatorului.

Cantitatea de gaze naturale estimată a fi distribuită, respectiv de a fi furnizată în regim reglementat, în primul an „i=1” al perioadei de reglementare (x), se fundamentează de către operatorul de distribuție, respectiv de către operatorul care realizează furnizarea reglementată. Prognoza privind cantitățile estimate și fundamentarea acestora se înaintea ANRGN odată cu înaintarea fundamentarilor privind stabilirea venitului de baza (art. 143, alin. 1 din Metodologie). Estimarea cantităților se realizează în condițiile standard de presiune, temperatură și de calitate a gazelor naturale prevăzute în Standardul SR 3317.

ANRGN are dreptul sa ceara sau sa propuna revizuirea prognozelor înaintate, urmând ca în calculul venitului reglementat unitar -  $VRU^{(x)}_{i, d, fr}$ , cantitatea de gaze naturale -  $Q^{(x)}_{i, d, fr}$  sa se stabileasca printr-un contract încheiat între ARNGN și operatorul.

Tinând cont de impactul pe care deschiderea pietei interne, schimbarea metodologiilor de tarifare si procesul de privatizare al principalelor companii de distributie îl produc, pentru activitatea de distributie, respectiv de furnizare reglementata, venitul reglementat unitar -  $VRU^{(1)}_{i, d, fr}$  stabilit pentru prima perioada de reglementare va fi recalculat în situatia în care diferenta între cantitatea estimata  $Q^{(1)}_{i, d, fr}$  si cea efectiv distribuita, respectiv furnizata în regim reglementat este substantial diferita. Valoarea limitei de la care este permisa recalcularea venitului reglementat unitar -  $VRU^{(1)}_{i, d, fr}$  va fi convenita cu fiecare operator în parte. Diferentele de venit reglementat unitar -  $\Delta VRU^{(1)}_{i, d, fr}$  în plus vor fi recuperate de la operator, respectiv cele în minus vor fi recunoscute operatorului, odata cu ajustarea venitului reglementat unitar din anul urmator al primei perioade de reglementare. Diferentele de venit reglementat unitar -  $\Delta VRU^{(1)}_{i, d, fr}$  vor fi calculate pentru întreaga diferenta dintre cantitatile prognozate si cele efectiv realizate. Pentru perioadele de reglementare ulterioare ( $x \geq 2$ ), ANRGN nu va accepta recalculari ale venitului reglementat unitar -  $\Delta VRU^{(1)}_{i, d, fr}$  respectiv recuperarea de la sau rambursarea către operatorul a sumelor care rezultă din diferența între prognoza și volumul realizat.

Art. 36 Sporul de eficienta economica realizat anual în perioada de reglementare este calculat ca diferenta între nivelul costurilor de operare (OPEX) aflate sub controlul operatorului, permis de ANRGN în respectivul an al perioadei de reglementare si nivelul costurilor efectiv realizate de operator în acelasi an.

Art. 37 Analiza sporurilor anuale de eficienta economica se face de catre ANRGN, pe baza informatiilor puse la dispozitia sa de catre operator, în vederea identificarii surselor din care provin aceste câstiguri: cresterea performantelor manageriale ale operatorului sau reduceri de costuri datorate unor factori externi (reduceri de taxe, impozite, contributii, scutiri sau amânari la plata, altele asemenea) .

Art. 38 Sporurile anuale de eficienta economica ce rezulta din cresterea performantelor manageriale ale operatorului vor fi pastrate de operator pentru o perioada de 5 ani, începând cu anul în care au fost obtinute. Orice alte câstiguri de eficienta vor fi trecute consumatorilor la începutul perioadei de reglementare imediat urmatoare anului în care acestea au fost obtinute.

Art. 40 Cantitatile ce sunt luate în calcul sunt cele destinate exclusiv furnizarii în regim reglementat. La calculul sumei fixe unitare, costurile aferente gazelor naturale din depozite subterane, ca marfa, sunt incluse în costurile generale de achizitie a gazelor naturale din import sau din intern, în functie de originea lor.

Cantitatile de gaze naturale transportate se refera atât la cantitatile de gaze naturale ce sunt transportate direct de la producatori sau din import la utilizatori (fara a mai fi înmagazinate), cât si la cantitatile transportate pentru acestia, provenind din depozitele subterane.

Termenii formulei generale de calcul a  $CUG^{fr}$  se determina astfel:

- costul gazelor naturale din import :

$$Q_{\text{imp}}^{\text{fr}} * P_{\text{imp}} = \sum_{v=1}^r (q_v^{\text{fr}} * p_{v \text{ imp}})$$

unde:

$q_v^{\text{fr}}$  - cantitatea de gaze naturale din import provenind din contractul de import (v), destinata furnizarii reglementate, fie ca aceste cantitati sunt livrate direct utilizatorilor, pe masura ce sunt importate, fie ca sunt extrase dintr-un depozit de înmagazinare subterana în care au fost stocate anterior livrării;

$p_{v \text{ imp}}$  - pretul unitar, exprimat în lei/1000 mc, aferent fiecărei cantitati  $q_v^{\text{fr}}$

Pretul unitar  $p_{v \text{ imp}}$  luat în calcul la determinarea costului gazelor naturale din import este considerat în conditii de livrare DAF România, cu toate taxele si comisioanele vamale, precum si comisionul importatorului, incluse.

Costul transportului pe parcursul extern, precum si orice alte taxe, alte obligatii legale si/sau alte costuri de orice natura implicate de acest transport sunt considerate incluse în pretul de import.

Costul transportului pe parcursul intern, precum si orice alte taxe, alte obligatii legale si/sau alte costuri de orice natura implicate în acest transport nu sunt considerate incluse în pretul unitar  $p_{v \text{ imp}}$  si sunt recunoscute în masura în care exista obligatia legala de plata a acestora si/sau sunt realizate în mod prudent si rezonabil.

- costul gazelor naturale din productia interna :

$$Q_{\text{int}}^{\text{fr}} * P_{\text{int}} = \sum_{w=1}^t (q_w^{\text{fr}} * p_{w \text{ int}})$$

unde:

$q_w^{\text{fr}}$  - cantitatea de gaze naturale din productia interna provenind din contractul (w), destinata furnizarii reglementate, fie ca aceste cantitati sunt livrate direct utilizatorilor finali, pe masura ce producatorii le injecteaza în sistemul national de transport, fie ca sunt extrase dintr-un depozit de înmagazinare subterana în care au fost stocate anterior livrării;

$p_{w \text{ int}}$  - pretul unitar, exprimat în lei/1000 mc, aferent fiecărei cantitati  $q_w^{\text{fr}}$

Pretul unitar  $p_{w \text{ int}}$  luat în calcul la determinarea costului gazelor naturale din productia interna este considerat la robinetul de iesire din statia/panoul de masurare al producatorului.

Costul transportului în perimetrul de exploatare si/sau între acestea, precum si orice alte taxe, alte obligatii legale si/sau alte costuri de orice natura implicate de acest transport, inclusiv uscarea, tratarea si/sau comprimarea gazelor naturale, precum si/sau orice alte operatiuni efectuate de producator pentru sau în legatura cu productia si livrarea acestora pâna la robinetul de iesire din statia/panoul de masurare al producatorului, sunt considerate incluse în pret.

Costul transportului de la statia/panoul de masurare al producatorului pâna la robinetul de iesire din statia de reglare-masurare-predare la consumator/operatorul de distributie, precum si orice alte taxe, alte obligatii legale si/sau alte costuri de orice naturimplicate de acest transport nu sunt

considerate incluse în prețul unitar  $p_{w \text{ int}}$  și sunt recunoscute în măsura în care există obligația legală de plată a acestora și/sau sunt realizate în mod prudent și rezonabil.

- Impozitul pentru gazele naturale din producția internă : unde:

$$Q_{\text{int}}^{\text{fr}} * \text{IMP} = \text{IMP} * \sum_{w=1}^l q_{w \text{ int}}^{\text{fr}}$$

**IMP** – impozitul pentru gazele naturale din producția internă, stabilit conform reglementărilor legale în vigoare;

$q_{w \text{ int}}^{\text{fr}}$  - cantitatea de gaze naturale din producția internă provenind din contractul (w), destinată furnizării reglementate, fie ca aceste cantități sunt livrate direct utilizatorilor, pe măsura ce producătorii le injectează în sistemul național de transport, fie ca sunt extrase dintr-un depozit de înmagazinare subterană în care au fost stocate anterior livrării.

- costul transportului gazelor naturale, destinate a fi furnizate în regim reglementat

$$Q_{\text{t}}^{\text{fr}} * T_{\text{t}} = \sum_{v=1}^r (q_{v \text{ imp}}^{\text{fr}} T_{\text{t}}^{(v)}) \sum_{w=1}^l (q_{w \text{ int}}^{\text{fr}}) * T_{\text{t}}^{(w)}$$

unde:

$T_{\text{t}}^{(v)}, T_{\text{t}}^{(w)}$  – tarifele reglementate pentru serviciile de transport, corespunzător cantităților de gaze naturale din import  $q_{v \text{ imp}}^{\text{fr}}$ , respectiv din producția internă  $q_{w \text{ int}}^{\text{fr}}$  estimate a fi transportate;

$q_{v \text{ imp}}^{\text{fr}}$  - cantitatea de gaze naturale din import provenind din contractul de import (v), destinată furnizării reglementate, fie ca aceste cantități sunt livrate direct utilizatorilor, pe măsura ce sunt importate, fie ca sunt extrase dintr-un depozit de înmagazinare subterană în care au fost stocate anterior livrării;

$q_{w \text{ int}}^{\text{fr}}$  - cantitatea de gaze naturale din producția internă provenind din contractul (w), destinată furnizării reglementate, fie ca aceste cantități sunt livrate direct utilizatorilor, pe măsura ce producătorii le injectează în sistemul național de transport, fie ca sunt extrase dintr-un depozit de înmagazinare subterană în care au fost stocate anterior livrării.

- costul serviciilor de înmagazinare a gazelor naturale, destinate a fi furnizate în regim reglementat

$$Q_{\text{ds}}^{\text{fr}} * (T_{\text{t}} + T_{\text{ds}}) = \sum_{v=1}^r \% q_{v \text{ imp}}^{\text{fr}} * (T_{\text{t}}^{(v)} + T_{\text{ds}}^{(v)}) + \sum_{w=1}^l \% q_{w \text{ int}}^{\text{fr}} * (T_{\text{t}}^{(w)} + T_{\text{ds}}^{(w)})$$

$T_{\text{t}}^{(v)}, T_{\text{ds}}^{(v)}, T_{\text{t}}^{(w)}, T_{\text{ds}}^{(w)}$  – tarifele reglementate pentru serviciile de transport și pentru serviciile de înmagazinare subterană, corespunzătoare transportului și înmagazinării unei părți din cantitățile de gaze naturale din import  $q_{v \text{ imp}}^{\text{fr}}$ , respectiv din producția internă  $q_{w \text{ int}}^{\text{fr}}$ , estimate a fi transportate din import și

de la producator pâna la depozitele subterane si înmagazinate;

$\% q_v^{fr_{imp}}$  - cota parte din cantitatea de gaze naturale din import provenind din contractul de import (v), destinata furnizarii reglementate, estimata a fi stocata în depozitele de înmagazinare subterana;

$\% q_w^{fr_{int}}$  - cota parte din cantitatea de gaze naturale din productia interna provenind din contractul (w), destinata furnizarii reglementate, estimata a fi stocata în depozitele de înmagazinare subterana.

**Suma fixa unitara** -  $CUG^{fr}$ , stabilita la începutul fiecarui an al perioadei de reglementare pentru acoperirea costurilor legate de achizitia gazelor naturale, va fi recalculata de ANRGN pe parcursul anului, în situatia în care modificari ale preturilor gazelor naturale din productia interna sau din import, respectiv ale tarifelor reglementate care sunt o componentă a prețului pentru consumatorul final, induc o variatie mai mare de +/- 5% a sumei fixe unitare -  $CUG^{fr}$ .

Art. 42 *Cantitatile de gaze naturale*  $Q_{imp}^{fr}$  - cantitatea anuala de gaze naturale din import si, respectiv,  $Q_{int}^{fr}$  - cantitatea anuala de gaze naturale din productia interna, sunt cantitatile ce urmeaza a fi furnizate consumatorilor finali, masurate la consumator, respectiv fara consumurile tehnologice ale furnizorului. Consumul tehnologic se include în cheltuielile controlabile de exploatare. Suma cantitatilor din import si din intern ( $Q_{imp}^{fr} + Q_{int}^{fr}$ ) va fi egala cu  $Q_1^{(x) fr}$  - cantitatea de gaze naturale estimata a fi furnizata în regim reglementat, masurata la consumator, respectiv fara a fi incluse consumurile tehnologice ale operatorului (vezi art. 34 si art.47).

$$Q_1^{fr} = Q_{imp}^{fr} + Q_{int}^{fr}$$

Art. 44-47 Venitul reglementat este ajustat anual, pentru fiecare an al oricarei perioade de reglementare, cu exceptia primului an ( $i = 1$ ), cu o formula generala de tipul :

$$VR_i^{t, ds, d, fr} = VR_{i-1}^{t, ds, d, fr} * (1 + RI - X^{t, ds, d, fr})$$

unde :

$VR_i^{t, ds, d, fr}$  - venitul reglementat în anul „i” al oricarei perioade de reglementare;

$VR_{i-1}^{t, ds, d, fr}$  - venitul reglementat în anul „i-1” al oricarei perioade de reglementare;

RI - rata inflatiei estimata pentru anul „i”, utilizata la fundamentarea bugetului de stat;

$X^{t, ds, d, fr}$  - rata de crestere a eficientei economice a activitatii, stabilita la începutul perioadei de reglementare distinct pentru fiecare activitate si pentru fiecare operator. În prima perioada de reglementare, valoarea  $X^{t, ds, d, fr} = 0$  pentru toti operatorii.

- în cazul activitatii de transport, respectiv de înmagazinare subterana, ajustarea se realizeaza anual la nivelul *venitului reglementat total* aferent activitatii de transport, respectiv de înmagazinare subterana, cu urmatoarea formula :

$$VRT_i^{t, ds} = VRT_{i-1}^{t, ds} * (1 + RI - X^{t, ds})$$

unde:

- $VRT_i^{t,ds}$  – venitul reglementat total în anul „i” al oricărei perioade de reglementare, pentru activitatea de transport, respectiv de înmagazinare subterana;
- $VRT_{i-1}^{t,ds}$  – venitul reglementat total în anul „i-1” al oricărei perioade de reglementare, pentru activitatea de transport, respectiv de înmagazinare subterana;
- RI – rata inflației estimată pentru anul „i”, utilizată la fundamentarea bugetului de stat;
- $X^{t,ds}$  – rata de creștere a eficienței economice a activității de transport, respectiv de înmagazinare subterana, stabilită la începutul perioadei de reglementare distinct pentru fiecare activitate și pentru fiecare operator. În prima perioadă de reglementare, valoarea  $X^{t,ds} = 0$  pentru toți operatorii.
- în cazul activității de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, ajustarea se realizează anual la nivelul *venitului reglementat unitar* aferent activității de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, cu următoarea formulă :

$$VRU_i^{d,fr} = VRU_{i-1}^{d,fr} * (1 + RI - X^{d,fr}) * (EGC^{d,fr})$$

unde:

- $VRU_i^{d,fr}$  – venitul reglementat unitar în anul „i” al perioadei de reglementare, pentru activitatea de distribuție, respectiv de furnizare reglementată;
- $VRU_{i-1}^{d,fr}$  – venitul reglementat unitar în anul „i-1” al perioadei de reglementare, pentru activitatea de distribuție, respectiv de furnizare reglementată;
- RI – rata inflației estimată pentru anul „i”, utilizată la fundamentarea bugetului de stat;
- $X^{d,fr}$  – rata de creștere a eficienței economice a activității de distribuție, respectiv de furnizare reglementată, stabilită la începutul perioadei de reglementare distinct pentru fiecare activitate și pentru fiecare operator. În prima perioadă de reglementare, valoarea  $X^{d,fr} = 0$  pentru toți operatorii.
- $EGC^{d,fr}$  – formula de ajustare a venitului reglementat unitar în anul „i”, prin care se cuantifică influența unor elemente generatoare de costuri pentru activitatea de distribuție. Formula se determină individualizat pentru fiecare operator, pe baza statistică, la începutul perioadei de reglementare, conform art. 133 și art. 134 din Metodologie

*Venitul anual* aferent fiecărui an al perioadei de reglementare, cu excepția primului an „i = 1”, se determină cu următoarele formule :

- în cazul activității de transport, respectiv de înmagazinare subterana:

$$VT_i^{t,ds} = (VRT_i^{t,ds} + CS_i^{t,ds}) + CE_{i-1}^{t,ds} + \Delta DP_i^{t,ds} + \Delta CS_{i-1}^{t,ds} + \Delta VRT_{i-1}^{t,ds} + \Delta INV_{i-1}^{t,ds}$$

unde :

- $VT_i^{t,ds}$  – venitul total în anul „i” al oricarei perioade de reglementare, pentru activitatea de transport, respectiv de înmagazinare subterana;
- $VRT_i^{t,ds}$  – venitul reglementat total în anul „i” al oricarei perioade de reglementare, pentru activitatea de transport, respectiv de înmagazinare subterana
- $CS_i^{t,ds}$  – costurile preluate direct (de tranzitare) în anul „i” se adauga veniturii reglementat total, conform art. 34, alin. 1 si 2 din Metodologie;
- $CE_{i-1}^{t,ds}$  – costuri neprevazute, în anul „i-1”, datorate aparitiei unor factori imprevizibili, externi si în afara controlului operatorului, explicitate în art. 131;
- $\Delta DP_i^{t,ds}$  – diferenta dintre valoarea maxima recunoscuta de ANRGN în costurile operatorului, pentru plata unor despagubiri, penalitati sau altele asemenea rezultând din performanța operatorului raport cu standardul de performanta al activitatii si cea recunoscuta pentru anul „i-1”. Costurile de aceasta natura se includ în formula de calcul a veniturii de baza si în formulele de ajustare anuale, dupa elaborarea standardelor de performanta specifice de către ANRGN. La determinarea valorii  $\Delta DP_i^{t,ds}$ , vor fi considerate costurile de aceasta natura incluse în *venitul de baza*, ajustate anual prin formula  $(1+RI-x)$  si costurile estimate pentru anul „i”, având în vedere stimularea operatorilor în reducerea anuala a acestei categorii de costuri. Valoarea procentului de reducere anuala a sumelor recunoscute de catre ANRGN cu titlul de despagubiri, penalitati sau altele asemenea costuri, rezultând din standardul de performanta al activitatii pentru o perioadă de reglementare, se stabileste la începutul perioadelor de reglementare cu privire la stimularea îmbunătățirii nevelor de performanță.
- $\Delta CS_{i-1}^{t,ds}$  – diferenta dintre costurile preluate direct (de tranzitare), incluse în venitul total în anul „i-1” si cele efectiv realizate în acelasi an, conform celor explicitate în art. 132;
- $\Delta VRT_{i-1}^{t,ds}$  – componenta de corectie a veniturii reglementat total, calculata ca diferenta dintre venitul reglementat total în anul „i-1” si cel efectiv realizat în acelasi an, ajustata cu rata reglementata a rentabilitatii capitalului, pe baza formulei :

$$\Delta VRT_{i-1}^{t,ds} = (1+RoR) \times (VRT_{i-1}^{t,ds} - V_{realizat})$$

- $\Delta INV_{i-1}^{t,ds}$  – componenta de corectie pentru capitalul investit în anul „i-1”, calculata conform Metodologiei si metodologiilor de evaluare aprobate de ANRGN, publicate la începutul fiecărei perioade de reglementare.

- în cazul activitatii de distributie, respectiv de furnizare reglementata

$$VU_i^{d,fr} = (VRU_i^{d,fr} + CSU_i^{d,fr} + CUG_i^{fr}) + CEU_i^{d,fr} + \Delta DPU_i^{d,fr} + \Delta CSU_{i-1}^{d,fr} + [\Delta INVU_{i-1}^{d,fr}] + [\Delta CUG_{i-1}^{fr}]$$

unde :

- $VU_i^{d,fr}$  – venitul unitar în anul „i” al perioadei de reglementare, pentru activitatea de

distributie, respectiv de furnizare reglementata;

- $VRU_i^{d,fr}$  - venitul reglementat unitar în anul „i” al perioadei de reglementare, pentru activitatea de distributie, respectiv de furnizare reglementata;
- $CSU_i^{d,fr}$  - costurile unitare preluate direct (de tranzitare) în anul „i” se adauga venitului reglementat unitar, conform art. 34, alin. 1 si 2 din Metodologie;
- $CUG_i^{fr}$  - suma fixa unitara pentru acoperirea costurilor legate de achizitia gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente si impozitul pentru gazele naturale din productia interna, destinate revanzarii în cadrul activitatii de furnizare reglementata, în anul „i”.

Acest element este utilizat numai în formula venitului anual aferent activitatii de furnizare reglementata. Pentru activitatea de distributie, acest termen nu se aplica.

- $CEU_i^{d,fr}$  - costuri unitare neprevazute, realizate în anul „i-1”, datorate aparitiei unor factori imprevizibili, externi si în afara controlului operatorului, explicitate în art. 131. Costurile unitare neprevazute se calculeaza cu formula :

$$CEU_i^{d,fr} = CE_{i-1}^{d,fr} / Q_i^{d,fr} \times (1 + RoR^{d,fr})$$

unde :

- $CE_{i-1}^{d,fr}$  - costuri totale neprevazute, realizate în anul „i-1” din activitatea de distributie, respectiv de furnizare reglementata;
- $Q_i^{d,fr}$  - cantitatea de gaze naturale ce urmeaza a fi distribuita, respectiv furnizata în mod reglementat în anul „i”;
- $RoR^{d,fr}$  - rata reglementata a rentabilitatii capitalului în perioada de reglementare, pentru activitatea de distributie, respectiv de furnizare reglementata.
- $\Delta DPU_i^{d,fr}$  - diferenta unitara dintre valoarea maxima recunoscuta de ANRGN în costurile unitare ale operatorului pentru plata unor despagubiri, penalitati sau altele asemenea rezultând din performanța operatorului în raport cu standardele de performanta în anul „i” si cea recunoscuta pentru anul „i-1”. Costurile de aceasta natura se includ în formula de calcul a venitului de baza si în formulele de ajustare anuale, dupa elaborarea standardelor de performanta specifice de către ANRGN. La determinarea valorii unitare  $\Delta DP_i^{d,fr}$ , vor fi considerate costurile de aceasta natura incluse în *venitul de baza*, ajustate anual prin formula  $(1+RI-x)$  si costurile estimate pentru anul „i”, având în vedere stimularea operatorilor în reducerea anuala a acestei categorii de costuri. Valoarea procentului de reducere anuala a sumelor recunoscute de catre ANRGN cu titlul de despagubiri, penalitati sau altele asemenea, rezultând din standardul de performanta al activitatii, se stabileste la începutul perioadelor de reglementare cu privire la stimularea îmbunătățirii nivelelor de performanță.

- $\Delta CSU_{i-1}^{d,fr}$  - diferenta dintre costurile unitare preluate direct (der tranzitae), incluse în

venitul total în anul „i-1” și cele efectiv realizate în același an, conform celor explicitate în art. 132. Costurile unitare preluate direct se determină cu formula :

$$\Delta CSU_{i-1}^{d,fr} = (1 + RoR^{d,fr}) \cdot \frac{(CSU_{i-1,actual}^{d,fr} - CSU_{i-1}^{d,fr}) \cdot Q_{i-1,actual}^{d,fr}}{Q_i^{d,fr}}$$

unde:

$CSU_{i-1,actual}^{d,fr}$  costurile unitare preluate direct estimate pentru anul „i-1” din activitatea de distribuție, respectiv furnizare reglementată;

$CSU_{i-1}^{d,fr}$  costurile unitare preluate direct efectiv realizate în anul „i-1” din activitatea de distribuție, respectiv furnizare reglementată;

$Q_{i-1,actual}^{d,fr}$  cantitatea de gaze naturale efectiv distribuită, respectiv furnizată în anul „i-1”

$Q_i^{d,fr}$  - cantitatea de gaze naturale estimată a fi distribuită, respectiv furnizată în anul „i-1”;

$RoR^{d,fr}$  - rata reglementată a rentabilității capitalului în perioada de reglementare.

$\Delta INVU_{i-1}^d$  – componenta unitară de corecție pentru capitalul investit în anul „i-1”, pentru înlocuirea imobilizărilor corporale amortizate integral conform regulilor privind amortizarea reglementată, aflate în funcțiune la 31 decembrie 2004. Acest element de corecție este utilizat numai în formula de ajustare a venitului anual aferent activității de distribuție. Pentru primul an „i=1” al fiecărei perioade de reglementare, termenul  $\Delta INVU_{i-1}^d = 0$ . Pentru activitatea de furnizare reglementată, acest termen de corecție nu se determină. Formula de calcul a termenului este următoarea:

$$\Delta INVU_{i-1}^d = \frac{\left(\frac{1}{n} + RoR^d\right) \cdot \sum_{j=1}^{i-1} INV_j \cdot \prod_{k=j}^{i-1} (1 + RI_{k+1})}{Q_i^d}$$

unde :

$INV_j^d$  – valoarea totală a investițiilor în sistemul de distribuție puse în funcțiune în anul „i-1”, pentru înlocuirea imobilizărilor corporale amortizate integral (conform regulilor privind amortizarea reglementată), aflate în funcțiune la 31 decembrie 2004. Valoarea anuală a imobilizărilor corporale puse în funcțiune se determină conform metodologiilor de evaluare aprobate de ANRGN, publicate la începutul fiecărei perioade de reglementare. De asemenea, în acest termen se includ investițiile realizate în anul „i-1” în imobilizări corporale și necorporale supuse amortizării ce nu tin de extinderea sistemului de distribuție;

$RoR^d$  – valoarea ratei reglementate a rentabilității capitalului pentru activitatea de distribuție în perioada de reglementare;

- $n$  – durata reglementata de amortizare a imobilizarilor corporale  $INV_j$ ;
- $RI_{k+1}$  – rata inflatiei în anul urmator celui în care investitiile  $INV_j$  sunt puse în functiune;
- $Q_i^d$  – cantitatea de gaze naturale estimata a fi distribuita în anul „i” al perioadei de reglementare.
- $\Delta CUG_{i-1}^{fr}$  – componenta unitara de corectie pentru diferenta dintre suma fixa unitara recunoscuta de ANRGN pentru acoperirea costurilor legate de achizitia gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente si impozitul pentru gazele naturale din productia interna, destinate revânzarii în cadrul activitatii de furnizare reglementata, în anul „i-1” si costurile efectiv realizate în acelasi an. Acest element este utilizat numai în formula venitului anual aferent activitatii de furnizare reglementata. Pentru activitatea de distributie, acest termen nu se aplica. Determinarea acestei valori se face cu urmatoarea formula :

$$\Delta CUG_{i-1}^{fr} = (1 + RoR^{fr}) \cdot (1 + RI_i) \cdot \frac{(CUG_{i-1,realizat}^{fr} - CUG_{i-1}^{fr})}{Q_i^{fr}}$$

unde:

- $CUG_{i-1,realizat}^{fr}$  – costurile totale efectiv realizate, legate de achizitia gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente si impozitul pentru gazele naturale din productia interna, destinate revânzarii în cadrul activitatii de furnizare reglementata, în anul „i-1”. Evaluarea acestor costuri se face de catre ANRGN, pe baza contractelor efective derulate de operator si a balantei de gaze realizata din activitatea de furnizare reglementata. ANRGN are dreptul sa ceara toate contractele derulate de operator, indiferent de destinatia gazelor achizitionate si are dreptul sa respinga orice cost (art. 101 si 102 din Metodologie) care nu a fost realizat într-o maniera prudenta, tinând cont de situatia pietei la momentul încheierii contractelor.
- $CUG_{i-1}^{fr}$  – costurile totale legate de achizitia gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente si impozitul pentru gazele naturale din productia interna, destinate revânzarii în cadrul activitatii de furnizare reglementata, pe baza carora a fost determinata suma fixa unitara inclusa în venitul total unitar al anului „i-1”.
- $RoR^{fr}$  – valoarea ratei reglementate a rentabilitatii capitalului pentru activitatea de furnizare reglementata în perioada de reglementare
- $Q_i^{fr}$  - cantitatea de gaze naturale estimata a fi furnizata în regim reglementat, în anul „i” al perioadei de reglementare.

Fundamentarea cantitatilor estimate a fi distribuite, respectiv furnizate în regim reglementat -  $Q_i^{d,fr}$  se realizeaza de catre operatorul care realizeaza distributia, respectiv furnizarea reglementata. ANRGN are dreptul sa ceara sau sa propuna revizuirea prognozelor înainte,

urmând ca în calculul venitului unitar în anul „i” -  $VU_i^{d, fr}$  cantitatea de gaze naturale  $Q_i^{d, fr}$  sa se stabileasca de ANRGN de comun acord cu operatorul.

Tinând cont de impactul pe care deschiderea pietei interne, schimbarea metodologiilor de tarifare si procesul de privatizare al principalelor companii de distributie îl produc, pentru activitatea de furnizare reglementata, venitul reglementat unitar -  $VRU_i^{(1), d, fr}$  stabilit pentru prima perioada de reglementare va fi recalculat în situatia în care diferenta între cantitatea estimata  $Q_i^{(1), d, fr}$  si cea efectiv furnizata în regim reglementat este substantial diferita. Valoarea limitei de la care este permisa recalcularea venitului reglementat unitar -  $VRU_{(1)i}^{d, fr}$  va fi convenita cu fiecare operator în parte. Diferentele de venit reglementat unitar -  $\Delta VRU_i^{(1), d, fr}$  în plus vor fi recuperate de la operator, respectiv cele în minus vor fi recunoscute operatorului, odata cu ajustarea venitului reglementat unitar din anul urmator al primei perioade de reglementare. Diferentele de venit reglementat unitar -  $\Delta VRU_i^{(1), d, fr}$  vor fi calculate pentru întreaga diferenta dintre cantitatile prognozate si cele efectiv realizate. Pentru perioadele de reglementare ulterioare ( $x \geq 2$ ), ANRGN nu va mai accepta recalculari ale venitului reglementat unitar -  $VRU_{(x)i}^{d, fr}$  respectiv recuperarea sau rambursarea care rezultă din diferențele între prognoza și valurile realizate.

La ajustarea venitului reglementat în perioada de reglementare, valoarea capitalului de lucru recunoscuta în cheltuielile de capital ale operatorului la începutul perioadei de reglementare, va fi ajustata cu valoarea provizioanelor constituite pentru riscul de neîncasare a creantelor comerciale, în limita creantelor comerciale ce au depasit termenul de prescriere si care, cu toate eforturile managementului operatorilor, nu au putut fi recuperate din motive obiective, datorita prescrierii lor sau falimentului clientului în baza unei decizii judecatoresti ramasa definitiva si irevocabila.

## Capitolul VI Evidentele contabile reglementate

### Subsectiunea 2.2 Alocarea costurilor în costuri operationale (OPEX) si costuri de capital (CAPEX)

Art. 72 Cheltuielile de operare estimate pentru anul de baza vor fi evaluate tinând cont de :

- cheltuielile de operare înregistrate în anii anteriori;
- evolutia elementelor de cost (materiale, salarii, energie, servicii, etc) în sectorul industrial și în întreaga economie
- sectorial si pe ansamblul economiei
- cresterea productivitatii muncii si a eficientei operatorului;
- dezvoltarea activitatii reglementate;

Art. 72 c) Consumul tehnologic include toate consumurile operatorului, de orice natura, inclusiv pierderile, diferentele de masurare si consumurile pentru uzul propriu, în limitele aprobate de ANRGN.

Art. 72 d) În cheltuielile cu personalul vor fi incluse si costurile pentru plati compensatorii datorate salariatilor, ca urmare a restructurarii activitatii operatorilor si concedierilor colective, numai în

situatia în care obiectivele de crestere a eficientei economice a activitatii, stabilite de catre ANRGN la începutul perioadei de reglementare prin termenul X al formulelor de ajustare anuala, impun astfel de masuri. În situatia în care, prin aplicarea unor masuri de restructurare a activitatii operatorilor si concedierilor colective, operatorii obtin rate de crestere a eficientei activitatii economice superioare obiectivelor impuse de ANRGN prin termenul X al formulelor de ajustare anuala, astfel de costuri vor fi recunoscute numai în limita necesara atingerii obiectivelor de eficienta economica impuse de ANRGN.

Art. 74 (Alin. 2 pct.a) Dobânzile, comisioanele bancare si diferentele de curs valutar, aferente creditelor pentru finantarea imobilizarilor corporale si necorporale puse în functiune, sunt recunoscute în CAPEX daca creditele pentru care acestea sunt platite finanteaza constructia unor active pâna la punerea acestora în functiune. Aceste sume pot fi incluse în valoarea contabila a activului sau pot fi evidentiate separat si capitalizate, pentru a fi incluse în valoarea bazei de active reglementate RAB, la începutul perioadelor de reglementare.

Art. 74 (Alin. 2 pct. b) Capitalul de lucru se determina pentru fiecare operator si se adauga la valoarea RABo implicit, calculat pentru prima perioada de reglementare. Din cea de a doua si urmatoarele perioade de reglementare, valoarea RAB va include si capitalul de lucru. Capitalul de lucru recunoscut de ANRGN se refera la capitalul de lucru net, necesar operatorului pentru desfasurarea activitatii curente din perioada de reglementare, pentru o durata medie de 30 de zile calendaristice. Capitalul de lucru net admis se determina ca fiind a 12 parte din valoarea veniturilor totale ale operatorului, estimate a fi realizate din activitatea reglementata în primul an al perioadei de reglementare, exclusiv TVA. În cazul activitatii de furnizare reglementata, veniturile totale ale operatorului se calculeaza pe baza cantitatilor si a preturilor reglementate (exclusiv TVA) estimate pentru furnizarea gazelor naturale catre piata captiva în primul an al perioadei de reglementare. În situatia în care operatorul care realizeaza furnizarea reglementata este integrat cu operatorul sistemului de distributie, pentru calculul capitalului de lucru net admis aferent activitatii de furnizare reglementata, tariful de distributie inclus în pretul final reglementat nu va fi luat în calcul, astfel încât veniturile totale aferente activitatii de furnizare reglementata sa nu includa si veniturile corespunzatoare realizate din activitatea de distributie, desfasurata concomitent cu activitatea de furnizare reglementata. Stabilirea valorii capitalului de lucru se face la începutul fiecărei perioade de reglementare, corectia între capitalul de lucru net estimat pentru perioada de reglementare si capitalul de lucru din perioada de reglementare anterioara inclus în RAB realizându-se prin termenul  $\Delta CLP^n$  din formula de determinare a RAB explicata în art. 116 din Metodologie.

În valoarea RAB vor fi incluse si provizioanele constituite pentru riscul de neîncasare a creantelor comerciale rezultate din desfasurarea activitatii reglementate, care au depasit termenul legal de prescriere, precum si provizioanele constituite pentru refacerea mediului, în limita recunoscuta la calculul impozitului pe profit, conform prevederilor legale.

Prin creante comerciale ce au depasit termenul de prescriere se înțeleg acele debite care, cu toate eforturile managementului operatorilor, nu au putut fi recuperate din motive obiective, datorita prescrierii lor sau falimentului clientului în baza unei decizii judecatoresti ramasa definitiva si irevocabila. De asemenea, acestea includ si toate costurile efectuate de operator pentru

recuperarea acestora (ex. taxe de timbru, cheltuieli de judecata, altele asemenea.) Aceste cheltuieli se capitalizeaza si se includ în provizioanele constituite pentru riscul de neîncasare a creantelor comerciale rezultate din desfasurarea activitatii reglementate. Pentru calculul amortizarii reglementate, aceste provizioane se includ în Grupa 5 „Alte imobilizari corporale si necorporale” din anexa privind „Duratele reglementate pentru amortizarea imobilizariilor corporale si necorporale”.

#### *Sectiunea 5 Reguli privind calculul bazei de active reglementate (RAB)*

Art. 107 Metoda de calcul a RAB implicit va fi utilizata pentru determinarea valorii bazei de active reglementate pentru :

- -SNTGN Transgaz SA Medias, pentru determinarea valorii bazei de active reglementate aferente activitatii de transport;
- -SNGN Romgaz SA Medias pentru determinarea valorii bazei de active reglementate aferente activitatii de înmagazinare subterana
- - SC Distrigaz Nord SA Târgu Mures si SC Distrigaz Sud SA Bucuresti, pentru determinarea valorii bazei de active reglementate aferente activitatilor de distributie si de furnizare reglementata

Metoda RAB implicit va fi utilizata pentru acesti operatori numai pentru a determina valoarea bazei de active reglementate la începutul primei perioade de reglementare. Începând cu cea de a doua perioada de reglementare, aceasta metoda nu va mai fi utilizata, determinarea valorii bazei de active reglementate urmând regulile din Metodologie pentru toate perioadele de reglementare ulterioare.

Art. 110 Pentru activitatea de furnizare reglementata, valoarea initiala RAB<sub>0</sub>, utilizata la calculul venitului de baza în primul an al primei perioade de reglementare, reflecta valoarea activelor aferente furnizarii gazelor naturale pe piata consumatorilor ce vor ramâne în continuare captivi de drept. Valoarea RAB<sub>0</sub> nu include activele aferente furnizarii gazelor naturale pe piata consumatorilor eligibili.

#### *Subsectiunea 5.2 Metoda RAB implicit*

Art. 116 Începând cu a doua perioada de reglementare si pentru toate cele ce urmeaza acesteia, calculul valorii RAB la începutul perioadei de reglementare se realizeaza pe baza formulei din Metodologie.

Valoarea  $(1+RI)^n$  din formula din Metodologie si care reprezinta rata cumulata a inflatiei în perioada de reglementare se calculeaza astfel :

$$(1+RI)^n = \prod_{i=2}^5 (1 + RI_{i,actual}^{n-1})$$

unde:

$n$  = perioada de reglementare curenta

$RI_{i,actual}^{n-1}$  = rata inflatiei in anul  $i$  alperioadei de reglementare  $n-1$

În termenul  $\Sigma D^{n-1}$  din formula din Metodologie, reprezentând valoarea cumulată a amortizării reglementate în perioada de reglementare „n-1”, se include:

- amortizarea calculată pe baza valorii RAB la începutul perioadei de reglementare; inclusiv și amortizarea suplimentară calculată pe baza Elementelor Generatoare de Costuri;
- amortizarea aferentă imobilizărilor corporale puse în funcțiune pe parcursul perioadei de reglementare “n-1”, pentru înlocuirea imobilizărilor corporale amortizate integral, conform regulilor privind amortizarea reglementată, aflate în funcțiune la 31 decembrie 2004. Valoarea acestei amortizări este inclusă în formulele de corecție anuală a venitului reglementat (art. 44, art. 45 și art. 46 din Metodologie) prin termenul  $INV^d$ .
- amortizarea acumulată în timpul perioadei anterioare de reglementare, ca urmare a introducerii în formulele de ajustare anuală a venitului reglementat unitar a influenței elementelor generatoare de costuri.

Termenul  $CLP^n$  din formula reprezintă corecția pentru capitalul de lucru net și pentru provizioanele pentru creanțele comerciale iesite din termenul de prescriere și pentru provizioanele pentru refacerea mediului.

Pentru activitatea de furnizare reglementată, inclusiv în cazul furnizării de ultimă instanță, valoarea RAB aferentă acestei activități va fi ajustată la începutul fiecărei perioade de reglementare, ținând cont și de migrarea efectivă a consumatorilor dinspre piața reglementată spre piața liberă concurențială.

**Art. 118 (1) b** Construirea registrului inițial al activelor reglementate porneste de la evidențele contabile ale operatorilor, așa cum sunt aceste active înregistrate la data de 31 decembrie 2004. Translatarea activelor din registrele contabile în registrele de evidență a bazei de active reglementate se va realiza după următoarele criterii :

a) imobilizări corporale ce vor fi înregistrate în evidența activelor reglementate cu valoare „zero”:

1. conductele de distribuție puse în funcțiune până la 1 ianuarie 1995, indiferent de valoarea contabilă rămasă;
2. conductele de distribuție aparținând tertilor, indiferent de vechimea acestora, aflate în exploatarea și întreținerea operatorilor la data de 31 decembrie 2004;

b) imobilizări corporale ce vor fi înregistrate în evidența activelor reglementate cu valoarea determinată prin multiplicarea valorii contabile rămase la 31 decembrie 2004 cu coeficientul calculat ca raport între 1/3 din valoarea RAB și valoarea contabilă rămasă la data de 31 decembrie 2004:

1. conductele de distribuție puse în funcțiune între 1 ianuarie 1995 și 1 ianuarie 2000;
2. imobilizările corporale și necorporale, altele decât conductele de distribuție, a căror durată normată de amortizare, conform reglementărilor contabile în vigoare, este mai mică de cinci ani inclusiv;

c) imobilizări corporale ce vor fi înregistrate în evidența activelor reglementate cu valoarea determinată prin multiplicarea valorii contabile rămase la 31 decembrie 2004 cu coeficientul

calculat ca raport între 2/3 din valoarea RABo si valoarea contabila ramasa la data de 31 decembrie 2004:

1. conductele de distributie puse în functiune dupa 1 ianuarie 2000;
2. imbolizari corporale si necorporale supuse amortizarii, conform reglementarilor contabile în vigoare, altele decât cele mentionate la punctul b) alineatul 2.

## Capitolul VII Rata reglementata a rentabilitatii capitalului

Art. 120 Calculul WACC se face în termeni nominali, dupa impozitul pe profit pentru Cash Flow în lei rumânesti. Transformarea WACC nominal, post-tax în RoR real, pretax se face cuurmatoarea formula:

$$RoR = \frac{1+WACC}{1+\pi} - 1 + \frac{T}{1-T} \left[ \frac{1 - \left( \frac{1+\pi}{1+WACC} \right)^{nr} - \frac{nr}{nc} \cdot \frac{1}{WACC} \cdot \left( \frac{WACC - \pi}{1+\pi} \right) \cdot \left( 1 - \frac{1}{(1+WACC)^{nc}} \right)}{nr - \frac{1+\pi}{WACC - \pi} \cdot \left[ 1 - \left( \frac{1+\pi}{1+WACC} \right)^{nr} \right]} \right]$$

unde :

RoR – rata reglementata a rentabilitatii capitalului, din formula de calcul a venitului de baza VBo;

WACC – costul mediu ponderat al capitalului, determinat în termeni nominali, dupa impozitare, calculat pe baza formulei de la art. 121 din Metodologie;

$\pi$  - rata medie a inflatiei în perioada de reglementare;

T – rata impozitului pe profit în perioada de reglementare;

$nr$  – durata reglementata de amortizare a imobilizarilor corporale si necorporale;

$nc$  – durata contabila de amortizare a imobilizarilor corporale si necorporale, potrivit legii contabilitatii.

Formula de transformare prezentata asigura echivalarea de cash flow generat de activitatea reglementata pe perioada de amortizare a imobilizarilor corporale si necorporale, conform regulilor privind amortizarea reglementata, calculat în termeni nominali, dupa aplicarea impozitului pe profit, cu un flux de numerar echivalent, calculat în termeni reali, înainte de aplicarea impozitului pe profit . În formula s-au cuantificat efectele generate de cele doua perioade diferite de amortizare a imobilizarilor corporale si necorporale, respectiv duratele reglementate de amortizare si duratele fiscale de amortizare, astfel încât diferentele dintre cele doua durate de amortizare sa nu induca diferente în plus sau în minus în cash flow al operatorilor.

## Capitolul VIII Factorii de ajustare a veniturilor reglementate

Art. 127 Valoarea ratei de crestere a eficientei economice se stabileste de catre ANRGN, separat pentru fiecare operator ce desfasoara activitati reglementate; aceasta va cuantifica potentialele economii de costuri ce pot fi realizate în mod concret de catre fiecare operator, evaluate pe baza principiilor prevazute la art. 128 (2) din Metodologie.

Valoarea ratei de crestere a eficientei economice - X din formulele de ajustare anuala a veniturilor reglementate se determina astfel încât sa reflecte câstigurile de eficienta asteptate atât pentru cheltuielile de operare, cât si pentru cheltuielile de capital. În determinare factorului X se considera valori ale inflatiei similare celor utilizate la calculul ratei reglementate a rentabilitatii capitalului, astfel încât suma totala a costurilor si suma totala a veniturilor din perioada de reglementare sa fie egale în valori prezente, în termeni nominali înainte de impozitare.

În cazul în care inflatia efectiva este diferita de valorile estimate ale inflatiei considerate la determinarea valorii ratei de crestere a eficientei economice X, diferentelc se includ în

termenul de ajustare pentru costurile neprevazute -  $CE_i^{d,fr}$ , respectiv  $CEU_i^{d,fr}$ .

Art. 131 (2) Costurile unitare neprevazute  $CEU_i^{d,fr}$  care corecteaza *venitul unitar* în anul „i” al perioadei de reglementare se determina pe baza urmatoarei formule :

$$CEU_i^{d,fr} = (1+RoR) * CE_{i-1,actual}^{d,fr} / Q_i^{d,fr}$$

unde :

$CEU_i^{d,fr}$  – valoarea unitara a elementului de corectie a *venitului unitar* în anul „i” pentru activitatea de distributie, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementata;

RoR – rata reglementata a rentabilitatii capitalului pentru perioada de reglementare pentru activitatea de distributie, respectiv pentru activitatea de furnizare reglementata;

$CE_{i-1,actual}^{d,fr}$  – valoarea totala a costurilor neprevazute realizate de operator în anul „i-1” din activitatea de distributie, respectiv din activitatea de furnizare reglementata;

$Q_i^{d,fr}$  – cantitatea de gaze naturale estimata a fi distribuita, respectiv furnizata în regim reglementat, în anul „i” al perioadei de reglementare.

Art. 134 Formula elementelor generatoare de costuri (EGC) se stabileste de catre ANRGN înainte de începutul fiecărei perioade de reglementare. Setul de indicatori ce vor fi utilizati în formula EGC se determina diferentiat, pentru activitatea de distributie si pentru activitatea de furnizare reglementata. Valoarea coeficientilor din formula EGC se stabileste pe baze individuale si este specifica fiecarui operator.

Începând cu cea de a doua si urmatoarele perioade de reglementare, formulele de ajustarea a veniturilor reglementate pe baza elementelor generatoare de costuri vor fi determinate în consultare cu fiecare operator, pe baza datelor statistice furnizate ANRGN de catre acesta.

Art. 135 - Componentele fixe pentru rezervarea capacitatii în sistemul de transport sau de

Art.137 distributie -  $RC_i$ ,  $RC_e$ ,  $RC_t$ ,  $RC_d$ , din structura tarifelor de transport, respectiv de

Art. 140 distribuție, exprimate în lei/1000 mc/h, respectiv în lei/mc/h, reprezintă suma pe care un utilizator al sistemului trebuie să o plătească operatorului de sistem pentru a avea rezervată o capacitate de 1000 mc (în cazul sistemelor de transport), respectiv de un mc (în cazul sistemelor de distribuție) în orice ora dintr-un interval continuu de 365 de zile calendaristice.

Art.143 Fundamentele de stabilire a venitului de bază, precum și propunerile de prețuri și/sau tarife reglementate se înaintea ANRGN de către operatorii licențiați.

a) Datele și informațiile pentru susținerea elementelor de fundamentare se referă în principal la :

- capacitățile rezervate și volumele vehiculate prin sistemul de transport, respectiv prin sistemul de distribuție, capacitățile rezervate și volumele injectate, stocate și extrase în și din depozitele subterane;
- portofoliul de contracte de achiziție a gazelor naturale din producția internă și din import respectiv pentru serviciile de transport, înmagazinare subterană și/sau de distribuție;
- structura de clienți/consumatori, cu prezentarea caracteristicilor specifice fiecărei categorii (factori de sarcină, consum anual, vârfuri de consum, etc.);

Aceste elemente se vor referi atât la realizările din ultimele 6 luni calendaristice anterioare depunerii fundamentarilor, cât și la estimările operatorului pentru fiecare an al perioadei de reglementare. Totodată, vor fi explicate premisele considerate la estimarea fiecăruia din elementele de fundamentare prognozate.

b) Evidențele contabile reglementate ECR se referă la:

- ECR - realizări pentru ultimul an de activitate anterior perioadei de reglementare;
- ECR - estimare a elementelor cuprinse în ECR pentru anul de bază, împreună cu o prezentare a premiselor considerate la estimarea fiecăruia dintre ele;
- propunerea operatorului de alocare a costurilor, pentru calculul prețurilor și/sau tarifelor

c) Propunerile privind rata de creștere a eficienței economice se referă la aprecierea de către operator a valorii factorului X din formulele de ajustare. Totodată, operatorul poate propune ANRGN o formulă de cuantificare a influențelor elementelor generatoare de costuri (formula EGC), cu explicarea mecanismului de determinare.

d) Propunerile de prețuri și/sau tarife reglementate vor reflecta structura de prețuri și/sau tarife estimată de către operator, având în vedere venitul de bază și costurile preluate direct fundamentate de operator.

**Art.144** Pe baza elementelor prezentate, departamentele de specialitate ale ANRGN vor analiza și evalua, împreună cu operatorul, propunerile înaintate, ANRGN având dreptul să ceară lamuriri suplimentare.

În situația în care, pe baza informațiilor prezentate și a analizelor efectuate, departamentele de specialitate consideră necesară ajustarea elementelor de fundamentare, vor înainta operatorului propunerile de ajustare, astfel încât să se ajungă la un punct de vedere comun asupra :

- venitul de bază, costurilor preluate direct și elementelor de ajustare anuală a venitului reglementat;
- structuri de prețuri și/sau tarife și nivelului acestora.

Daca nu se poate ajunge la un punct de vedere comun, departamentele de specialitate au dreptul sa decida asupra elementelor mentionate, având obligatia ca în raportul întocmit sa explice motivele care stau la baza deciziilor luate.

A

n

**Evaluarea formulei Elementelor Generatoare de Costuri - EGC  
în prima perioada de reglementare aprilie 2004 - 2007**

Pentru activitatea de distribuție și pentru activitatea de furnizare reglementată, în formulele de ajustare anuală a venitului unitar reglementat sunt incluse și formulele de cuantificare a influențelor determinate de elementele generatoare de costuri - EGC<sup>d,fr</sup>.

Elementele generatoare de costuri - EGC<sup>d,fr</sup>, pentru operatorii reprezintă factorii externi operatorilor, care prin evoluția lor determină variații ale costurilor acestora, existând o legătură de cauzalitate directă, continuă și constantă între evoluția lor și modificarea costurilor operatorilor.

Cuantificarea influențelor asupra costurilor determinate de elementele generatoare de costuri se realizează prin formulele de ajustare aplicate în metodologiile de tip „price-cap”, având în vedere că în timpul perioadelor de reglementare nu au loc revizuirii ale costurilor aprobate de reglementator, odată ce venitul reglementat a fost stabilit la începutul perioadei de reglementare. De aceea, existența în formulele de ajustare anuală a venitului reglementat a relațiilor prin care sunt cuantificate influențele determinate de elementele generatoare de costuri - EGC<sup>d,fr</sup> este deosebit de importantă, rolul acestora fiind de a „modela” veniturile reglementate în funcție de modificarea unor elemente din activitatea operatorului reglementat.

Pentru prima perioadă de reglementare, ANRGN a identificat o serie de elemente generatoare de costuri, pe baza datelor statistice furnizate de către SC Distrigaz Nord SA Târgu Mureș și de către SC Distrigaz Sud SA București. Identificarea elementelor generatoare de costuri a fost efectuată prin metode statistice, selecționarea EGC având loc în funcție de impactul pe care acestea îl generează în costurile operatorilor.

Analiza și determinarea EGC s-au efectuat separat pentru costurile de capital și pentru costurile de operare, pentru fiecare din activitățile de distribuție reglementată și de furnizare reglementată.

Din datele furnizate de cei doi operatori, au fost identificate EGC doar pentru activitatea de distribuție. În cazul activității de furnizare reglementată datele sunt insuficiente pentru a selecta EGC care să prezinte suficientă încredere.

Pentru activitatea de distribuție, au fost identificate ca semnificative următoarele EGC :

- în cazul costurilor de capital :
  - lungimea rețelei
- în cazul costurilor de operare :
  - lungimea rețelei
  - volumele de gaze distribuite -
  - numărul de consumatori

Valorile determinate pentru elementele generatoare de costuri sunt :

- în cazul costurilor de capital :

$$\Delta \text{CAPEX} = 667,1 \times \Delta (\text{lungimea rețelei})$$

$\Delta$  CAPEX reprezintă capitalul suplimentar investit pentru creșterea lungimii rețelei, exprimat în milioane lei echivalent 2003;

$\Delta$  (lungimea rețelei) reprezintă creșterea lungimii rețelei, exprimată în km.

Elementul generator de cost "lungimea rețelei" identificat statistic și coeficientul calculat sunt aplicabile numai în situația unor capitaluri investite ce conduc la dezvoltarea rețelei de distribuție prin construcția unor noi conducte. Acest element nu cuantifică capitalul investit pentru înlocuirea conductelor existente sau pentru obținerea altor imobilizări corporale sau necorporale (clădiri, echipamente, active financiare, etc.).

- în cazul costurilor de operare :

$\Delta\text{OPEX} = 60,43 \times \Delta (\text{lungimea rețelei}) + 0,100 \times \Delta (\text{numar consumatori}) + 0,062 \times \Delta (\text{gaz distribuit})$  unde :

$\Delta\text{OPEX}$  reprezintă costurile suplimentare de operare generate de creșterea lungimii rețelei, a numărului de consumatori și/sau a volumelor de gaz distribuite, exprimate în milioane lei echivalent 2003;

$\Delta(\text{lungimea rețelei})$  reprezintă creșterea lungimii rețelei, exprimată în km;

$\Delta(\text{numar consumatori})$  reprezintă creșterea numărului de abonați, exprimată numeric;

$\Delta(\text{gaz distribuit})$  reprezintă creșterea volumului de gaze naturale distribuite, exprimată în mii mc.

Elementul generator de cost "lungimea rețelei" identificat statistic și coeficientul calculat sunt aplicabile numai în situația unor capitaluri investite ce conduc la dezvoltarea rețelei de distribuție prin construcția unor noi conducte. Acest element nu cuantifică capitalul investit pentru înlocuirea conductelor existente sau pentru obținerea altor imobilizări corporale sau necorporale (clădiri, echipamente, active financiare, etc.).

Creșterea numărului de consumatori se referă la creșterea numărului locurilor de consum prin conectarea unor noi consumatori. Elementul generator de cost „numar de consumatori” nu cuantifică cheltuielile de operare generate de creșterea numărului de consumatori prin separarea punctelor de consum.

Formula generală a elementelor generatoare de costuri se determină astfel :  $\Delta\text{Supplementary costs} = \Delta\text{CAPEX}_{(\text{RoR} + \text{AR})} + \Delta\text{OPEX}$

unde :

$\Delta(\text{Costuri suplimentare})$  reprezintă costurile suplimentare, exprimate în milioane lei;

$\Delta\text{CAPEX}_{(\text{RoR} + \text{AR})}$  reprezintă costurile de capital suplimentare și amortizarea suplimentară implicate de capitalul investit, exprimate în milioane lei;

$\Delta\text{OPEX}$  reprezintă costurile suplimentare de operare generate de creșterea lungimii rețelei, a numărului de consumatori și/sau a volumelor de gaz distribuite, exprimate în milioane lei.

Integrarea formulelor de determinare a costurilor de capital și de operare într-o singură formulă generală, prin care se pot cuantifica costurile suplimentare generate de elementele generatoare de costuri și transferarea coeficienților din valori 2003 în valori 2006, respectiv 2007, conduce la următoarele formule :

$\Delta(\text{Costuri suplimentare})_{2006} = 200,1 \times \Delta(\text{lungimea retelei})_{2006} + 0,120 \times \Delta(\text{numar consumatori})_{2006} + 0,075 \times \Delta(\text{gaz distribuit})_{2006}$

$\Delta(\text{Costuri suplimentare})_{2007} = 206,1 \times \Delta(\text{lungimea retelei})_{2007} + 0,124 \times \Delta(\text{numar consumatori})_{2007} + 0,077 \times \Delta(\text{gaz distribuit})_{2007}$

$\Delta(\text{Costuri suplimentare})_{2006, 2007}$  reprezinta costurile suplimentare totale generate de cresterea lungimii retelei, a numarului de consumatori si/sau a volumelor de gaz distribuite, exprimate în milioane lei echivalent 2006, respectiv 2007;

$\Delta(\text{lungimea retelei})_{2006, 2007}$  reprezinta cresterea lungimii retelei în 2005 fata de 2004, respectiv în 2006 fata de 2005, exprimata în km;

$\Delta(\text{numar consumatori})_{2006, 2007}$  reprezinta cresterea numarului de abonati în 2005 fata de 2004, respectiv în 2006 fata de 2005, exprimat numeric,

$\Delta(\text{gaz distribuit})_{2006, 2007}$  reprezinta cresterea volumului de gaze naturale distribuite în 2005 fata de 2004, respectiv în 2006 fata de 2005, exprimat în mii mc.

Rata inflatiei utilizata în calculul de ajustare a coeficientilor a fost considerata dupa cum urmeaza:

2004 - 9%  
 2005 - 7%  
 2006 - 4%  
 2007 - 3%

Din testele si analizele statistice efectuate a rezultat ca nu exista deosebiri semnificative între ecuatiile SC Distrigaz Nord SA Târgu Mures si SC Distrigaz Sud SA Bucuresti, astfel încât pentru prima perioada de reglementare aceste formule vor fi aplicate în cazul tuturor distribuitorilor, pentru ajustarea venitului unitar reglementat aferent activitatii de distributie.

Formulele prezentate vor fi incluse în formula generala de ajustare a venitului unitar reglementat, coeficientii de calcul fiind determinati individual pentru fiecare distribuitor în functie de volumul de gaze naturale distribuite. Determinarea coeficientilor individuali de ajustare a venitului unitar reglementat pentru fiecare operator se va face astfel încât sa se asigure egalitatea dintre valorile actualizate nete ale veniturilor si ale costurilor reglementate. Formula de echivalare a veniturilor si costurilor în perioada de reglementare, utilizata pentru determinarea coeficientilor individuali de ajustare a veniturilor unitare reglementate (ECG) este urmatoarea :

$$\sum_{i=2005}^{i=2007} \frac{VRU_i^d * Q_i^d}{(1+WACC_{NOM}^{PRE})^{i-2005}} = \sum_{i=2005}^{i=2007} \frac{Costuri_i^d}{(1+WACC_{NOM}^{PRE})^{i-2005}}$$

unde :

$VRU_i^d$  – venitul unitar reglementat aferent activitatii de distributie în anul „i” al perioadei de reglementare;

$Q_i^d$  – cantitatea totala de gaze naturale distribuite în anul „i” al perioadei de reglementare;

$Costuri_i^d$  – costurile totale aferente activitatii de distributie în anul „i” al perioadei de reglementare;

$WACC_{NOM}^{PRE}$  – costul mediu ponderat al capitalului în perioada de reglementare, în termeni nominali, înainte de taxare.

Formulele individuale se publica odata cu aprobarea venitului unitar reglementat si a tarifelor de distributie pentru fiecare operator.

Costurile suplimentare totale generate de cresterea lungimii retelei, a numarului de consumatori si/sau a volumelor de gaz distribuite în anul 2007 fata de anul 2006 vor fi avute în vedere si vor fi incluse în *venitul de baza* al primului an al celei de a doua perioade de reglementare.

Pentru activitatea de furnizare reglementata, având în vedere lipsa informatiilor pe de o parte si continuarea deschiderii pietei interne de gaze naturale, ajustarea venitului unitar reglementat aferent activitatii de furnizare reglementata se va realiza respectând urmatoarele principii :

- **valoarea totala a costurilor considerate fixe** la stabilirea venitului de baza în primul an al perioadei de reglementare va fi mentinuta constanta în termeni reali. Valoarea unitara a costurilor fixe incluse în venitul reglementat se va determina prin împartirea valorii totale a costurilor fixe, ajustate cu inflatia, la cantitatea anuala de gaze naturale care urmeaza a fi furnizata în regim reglementat.
- **valoarea unitara a costurilor considerate variabile** la stabilirea venitului de baza în primul an al perioadei de reglementare va fi mentinuta constanta în termeni reali în valoare unitara.

Pentru cea de a doua si urmatoarele perioade de reglementare, elementele generatoare de costuri si coeficientii aplicabili fiecarui element se vor determina împreuna de catre ANRGN si fiecare operator, pe baza datelor colectate de operator în perioadele de reglementare anterioare.

## O prima evaluare privind rata reglementata a rentabilitatii capitalului în prima perioada de reglementare 2004 - 2007

În cursul anului 2003, ANRGN a elaborat o noua metodologie pentru calculul preturilor si al tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale. Aceste „Criterii si metodele pentru aprobarea preturilor si stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale” au fost aprobate prin Decizia presedintelui ANRGN nr. 1078/18 decembrie 2003, publicata în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 40 din 19 ianuarie 2004.

Mecanismele de calcul al preturilor si al tarifelor reglementate sunt de tipul «revenue-cap» pentru activitatile reglementate de înmagazinare subterana si de transport si de tip «price-cap» pentru activitatile reglementate de distributie si de furnizare.

Fundamentarea venitului reglementat în primul an al perioadei de reglementare este bazata pe evaluarea costurilor de operare si de capital implicate de desfasurarea activitatii reglementate.

Din acest punct de vedere, metodologia ANRGN urmareste asigurarea recuperarii capitalurilor investite, inclusiv costurile de capital asociate, daca acestea sunt realizate într-o maniera prudenta si într-o structura optimizata de finantare.

Evaluarea costurilor de capital si determinarea ratei reglementate a rentabilitatii - RoR, recunoscuta de ANRGN pentru fiecare activitate reglementata, utilizeaza metodologia costului mediu ponderat al capitalului (WACC). Determinarea WACC este facuta în termeni nominali, dupa impozitul pe profit, iar stabilirea RoR este în termeni reali, înainte de impozitul pe profit.

Echivalarea WACC (nominal, dupa impozitare) cu RoR (real, înainte de impozitare) a fost realizata pe baza unei formule de echivalare care asigura egalitatea dintre capitalul investit si fluxul de numerar (în valori prezente), disponibil pe perioada de amortizare reglementata a imobilizarilor corporale si necorporale, discountat cu valoarea WACC.

Deoarece companiile de gaze ce desfasoara activitatile reglementate în România nu sunt cotate pe pietele de capital, calculul WACC este realizat utilizând informatiile disponibile pentru alte companii utilizate drept comparatori. Aceste companii sunt selectate dintre cele cotate pe pietele internationale si care desfasoara ca activitate principala activitatea reglementata, fiind în acelasi timp sub un regim de reglementare similar celui din România.

Determinarea costului capitalului propriu pentru perioada de reglementare, (ca element de calcul al WACC), în termeni nominali, dupa impozitare, utilizeaza modelul de calcul a rentabilitatii unui activ pe piata de capital (CAPM).

**Activele fara risc** considerate sunt obligatiunile statului român, denumite în EURO, emise pe piata internationala, la care a fost adaugata **prima de risc pentru rata de schimb**.

Valoarea determinata a costului activelor fara risc, denumite în EURO, este de 5,98% si reprezinta asteptarile pietei la momentul actual. Având în vedere ca perioadele de reglementare încep la date diferite, valoarea determinata mai sus a fost corectata diferentiat pentru activitatile reglementate, în functie de data începerii primului an al perioadei de reglementare, dupa cum urmeaza:

- în cazul activitatii de transport si de înmagazinare subterana – 6,38 %;
- în cazul activitatii de distributie si de furnizare reglementata – 6,56 %.

Prima de risc pentru rata de schimb LEI/EURO a fost calculata ca raport între inflatia estimata pentru România si cea estimata pentru zona Euro, în perioada 2004 – 2007. Sursele informatiilor privind

prognosele de inflatie sunt previziunile Institutului Român de Economie Mondiala si Comisiei Economice Europene. Valorile primei de risc determinate pe baza celor mentionate sunt:

- în cazul activitatii de transport si de înmagazinare subterana – 5,84 %;

- în cazul activitatii de distributie si de furnizare reglementata – 5,29 %.

Sursa cotationilor pe pietele internationale a obligatiunilor statului român, denumite în EURO, a fost BLOOMBERG.

În consecinta, **valorile activului fara risc, denominat în lei, în termeni nominali, înainte de impozitare, considerate la calculul WACC sunt:**

**- în cazul activitatii de transport si de înmagazinare subterana – 12,59 %; - în cazul activitatii de distributie si de furnizare reglementata – 12,19 %.**

Evaluarea nivelului  $\beta U$  s-a realizat pe baza comparatiei cu companii de profil, similar cotate pe pietele internationale de capital si aflate în conditii similare de reglementare. Pentru o cât mai corecta evaluare, au fost considerate atât companii de distributie a gazelor naturale, cât si de distributie a energiei electrice, astfel încât numărul de observatii a valorilor sa fie suficiente pentru a se putea estima nivelul  $\beta U$ . Pe baza observatiilor efectuate a fost considerat un nivel  $\beta U = 0,530$  în cazul activitatilor de transport si înmagazinare subterana, respectiv un nivel  $\beta U = 0,680$  în cazul activitatilor de distributie si furnizare reglementata.

**Prima de risc a pietei (MRP)**, utilizata în determinarea costului capitalului propriu, este de 6,69% si a fost determinata ca medie aritmetica a diferentelor observate între valorile riscului pentru pietele dezvoltate si riscul obligatiunilor guvernamentale cu termen de maturitate de 10 ani, emise în perioada 1900 – 2000, tranzactionate pe pietele respective.

Estimarea **costului datoriilor** porneste de la estimarea dobânzii pentru un activ fara risc, la care se adauga prima pentru riscul de piata, observata pentru obligatiunile emise de companiile utilizate drept comparatori.

**Ratingul de tara** estimat pentru perioada urmatoare are la baza ratingurile si prognozele agentilor consacrate (Standard and Poors, Moodys), fiind considerata îmbunatatirea acestuia la BBB-, de la BB+ cât este în prezent. **Având însa în vedere ca, cel puțin la acest moment, ratingul obligatiunilor statului român este BB+, prima pentru riscul de piata al datoriilor a fost evaluat ca o prima compozita cu o structura de risc 50% BB+/50% BBB-. Valorile primei pentru riscul de piata al datoriilor, în functie de datoriilor observata la comparatori, a fost considerata la:**

**- în cazul activitatii de transport si de înmagazinare subterana – 4,77 %;**

**- în cazul activitatii de distributie si de furnizare reglementata – 4,75 %.**

Pentru prima perioada de reglementare, este considerata o structura a capitalului, dupa cum urmeaza :

- în cazul activitatii de transport si de înmagazinare subterana, raportul D/CP este de 1/3

- în cazul activitatii de distributie si de furnizare reglementata, raportul D/CP este de 3/7

Structura de capital prezentata mai sus este considerata ca fiind o tinta de atins pentru companiile ce activeaza pe piata interna, stimulent în optimizarea structurii capitalului si a costurilor de finantare a acestuia.

Pe baza informatii prezentate, ANRGN a calculat urmatoarele valori pentru WACC (nominal, dupa impozitare)

Elementul de calcul	Transport si înmagazinare subterana	Distributie si furnizare reglementata
Activul fara risc	12,6 %	12,2 %
Impozitul pe profit	25 %	25 %
Raportul D/CP	1 / 3	3 / 7
Valoarea <b>bL</b>	0,663	0,899
Valoarea MRP	6,69 %	6,69 %
Prima de risc a datoriilor	4,77 %	4,75 %
Costul capitalului propriu	17,0 %	18,2 %
Costul datoriilor	17,4 %	16,9 %
Valoare WACC (nominal, dupa impozitare)	16,0 %	16,6 %

Transformarea valorii WACC determinata mai sus în echivalent valoare RoR în termeni reali, înainte de impozitare s-a realizat cu urmatoarea formula :

$$RoR = \frac{1+WACC}{1+p} - 1 + \frac{T}{1-T} \left[ \frac{1 - \left( \frac{1+p}{1+WACC} \right)^{nr} - \frac{nr}{nc} \cdot \frac{1}{WACC} \cdot \left( \frac{WACC-p}{1+p} \right) \left[ 1 - \frac{1}{(1+WACC)^{nc}} \right]}{nr - \frac{1+p}{WACC-p} \left[ 1 - \left( \frac{1+p}{1+WACC} \right)^{nr} \right]} \right]$$

Valoarea duratei reglementata de amortizare - **nr**, utilizata în formula, este de 30 de ani în cazul activitatii de transport si de înmagazinare subterana, respectiv de 25 de ani în cazul activitatii de distributie si de furnizare reglementata. Valoarea contabila ramasa de amortizare - **nc**, utilizata în formula, este de 10 de ani în cazul tuturor activitatilor. Valoarea estimata a ratei inflatiei, calculata ca medie geometrica pentru perioada iulie 2004 – decembrie 2007, este de 6,88 %.

Pe baza informatiilor prezentate, disponibile în acest moment, au rezultat urmatoarele valori al RoR :

- în cazul activitatii de transport si de înmagazinare subterana – 10,8 %
- în cazul activitatii de distributie si de furnizare reglementata – 11,7 %

Evaluările ANRGN reflecta informatiile si estimările disponibile în acest moment, privind asteptările pietei în perioada aprilie 2004 – 2007. Pe masura ce aceste evaluari se vor modifica, ANRGN va recalcula valorile WACC si RoR, astfel încât la data prezentarii în Consiliul Consultativ si în Comitetul de Reglementare al ANRGN a raportului privind evaluarea venitului de baza în primul an

al primei perioade de reglementare, valorile WACC si RoR sa reflecte cele mai bune estimari disponibile privind asteptarile pietei.