

**Sinteza observațiilor la Proiectul de ORDIN privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu a cincea perioadă de reglementare**

**Observații consultare publică**

Emitent	Principii metodologice propuse de ANRE	Punct de vedere	Rezoluție ANRE
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 5 – Tarifele de distribuție includ costurile generate de următoarele activități și operațiuni:</p> <p>....</p> <p>c) utilizarea sistemului de distribuție reprezentând ansamblul de activități și operațiuni desfășurate de către OD pentru sau în legătură cu încheierea și derularea contractelor pentru prestarea serviciilor de distribuție, respectiv:</p> <p>i. rezervarea capacităților de distribuție;</p> <p>ii. preluarea gazelor naturale din perimetrele de producție/conductele din amonte, din sistemele de transport, direct din import sau din alt sistem de distribuție;</p> <p>iii. vehicularea gazelor naturale prin sistemul de distribuție, între punctele de delimitare ale sistemului de distribuție;</p> <p>iv. predarea gazelor naturale la clientul final, sau la un alt distribuitor;</p> <p>v. măsurarea cantităților de gaze naturale preluate/ predate;</p>	<p>Reformulare</p> <p>ii. preluarea gazelor naturale din perimetrele de producție/conductele din amonte, <b>de la producătorii de biometan</b> din sistemele de transport, direct din import sau din alt sistem de distribuție;</p> <p>Litera c) pct. ii: OSD nu poate refuza solicitările de racordare la sistem, indiferent de categoria sau calitatea clienților (art 151 alin (1) din Legea 123/2012), cu excepția situațiilor prevăzute la art 150 din Lege.</p> <p>iv. predarea gazelor naturale la clientul final, <del>sau</del> la un alt distribuitor <b>sau în SNT</b>;</p> <p>OSD au obligația de preluare a gazelor de la producătorii de biometan/gaze naturale – este posibil sa apară tranzit prin SD în perioade de consum redus.</p>	<p><b>Se acceptă lit. c) pct. ii.</b></p> <p><b>Se acceptă completarea lit. c), pct. iv.</b></p>

	<p>vi. citirea contoarelor/echipamentelor și/sau a sistemelor de măsurare.</p> <p>d) racordarea unor noi solicitanți clienți casnici, persoane fizice autorizate, întreprinderi individuale, întreprinderi familiale și instituții publice pentru lucrările, în limita contravalorii medii a unui racord, pentru fiecare client.</p>	<p>d) racordarea unor noi solicitanți <b>la SD clienți casnici, persoane fizice autorizate, întreprinderi individuale, întreprinderi familiale și instituții publice pentru lucrările, în limita contravalorii medii a unui racord, pentru fiecare client.</b></p> <p>Litera d): OSD nu poate refuza solicitările de racordare la sistem, indiferent de categoria sau calitatea clienților (art 151 alin (1) din Legea 123/2012), cu excepția situațiilor prevăzute la art 150 din Lege.</p>	<p><b>Se acceptă reformularea lit. d) după cum urmează:</b></p> <p>„d) racordarea la SD unor noi solicitanți conform prevederilor legale aplicabile”</p>
<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>Art. 8 - (1) Veniturile realizate de OD din activitățile conexe celor de operare a sistemelor de distribuție nu sunt considerate venituri reglementate ale activității de distribuție, din prezenta Metodologie.</p> <p>(3) Prin derogare de la prevederile alin. (1), în situația în care la nivelul unui an de reglementare rata profitului realizat din activitățile conexe celor de operare a sistemelor de distribuție depășește nivelul de 5% permis prin metodologia specifică, diferența este considerată venit aferent activității de distribuție.</p>	<p>Art. 8- (1) Veniturile realizate de OD din activitățile conexe celor de operare a sistemelor de distribuție nu sunt considerate venituri reglementate ale activității de distribuție, <b>în sensul definiției din art. 10 din prezenta Metodologie.</b></p> <p>completare în vederea clarificării</p> <p>(3) Prin derogare de la prevederile alin. (1), în situația în care la nivelul unui an de reglementare rata profitului realizat din activitățile conexe celor de operare a sistemelor de distribuție depășește nivelul <del>de 5%</del> permis <b>prin metodologia specifică</b>, diferența este considerată venit aferent activității de distribuție.</p> <p>Completare în vederea clarificării, nivelul de 5% se poate schimba prin Metodologia specifica.</p>	<p><b>Se acceptă modificarea de la alin. 1)</b></p> <p><b>Se respinge</b></p> <p>Este de preferat ca metodologia să cuprindă în clar această limitare și să se evite trimerile către alte acte normative, pentru o înțelegere mai facilă a reglementărilor</p>
<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>Art. 9 - În situația în care, la nivelul unui an de reglementare, rata profitului realizat din activitatea de racordare a terților la sistemele de distribuție depășește nivelul de 5%, diferența este considerată venit aferent activității de distribuție.</p>	<p>Art. 9 - În situația în care, la nivelul unui an de reglementare, rata profitului realizat din activitatea de racordare a terților la sistemele de distribuție depășește nivelul <del>de 5%</del> permis <b>prin metodologia specifică</b>, diferența este considerată venit aferent activității de distribuție.</p> <p>Completare în vederea clarificării, nivelul de 5% se poate schimba prin Metodologia specifica.</p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Este de preferat ca metodologia să cuprindă în clar această limitare și să se evite trimerile către alte acte normative, pentru o înțelegere mai facilă a reglementărilor</p>

DELGAZ PREMIER ACUE	Art. 10 - (1) Venitul reglementat reprezintă venitul aferent unui an al perioadei de reglementare, recunoscut de ANRE unui OD pentru acoperirea costurilor justificate ca fiind necesare desfășurării activității de distribuție.	Art. 10 - (1) Venitul reglementat reprezintă venitul aferent unui an al perioadei de reglementare, recunoscut de ANRE unui OD pentru acoperirea costurilor justificate <del>ca fiind necesare aferente</del> desfășurării activității de distribuție.  Pentru claritate	<b>Se respinge</b>  Nu toate costurile aferente activității de distribuție, pentru care OD aduce justificări, sunt considerate ca fiind necesare
DELGAZ PREMIER ACUE	Art. 14 - Costurile operaționale controlabile includ cheltuieli cu:  b) energia, apa;  f) primele de asigurare;       h) comisioanele, onorariile și colaboratorii;	Art. 14 Costurile operaționale controlabile includ cheltuieli cu:  b) <b>cheltuieli cu utilitățile (ex: energia, apa etc);</b>  Propunere completare pentru claritate.  f) primele de asigurare <b>și serviciile asociate acestora</b>  pentru claritate și pentru detalieri: servicii de brokeraj în asigurări, etc.  h) comisioanele, onorariile și colaboratorii, <b>servicii de consultanță juridică;</b>  Activitatea privind serviciile juridice nu poate fi asigurată 100% de personalul departamentului juridic al OD  i) <b>reclama și publicitatea, în limita de deductibilitate la calculul impozitului pe profit</b>  Aceste costuri sunt necesare pentru:  - realizarea de pliante și broșuri ce decurg din obligația companiei de informare a consumatorilor; - anunțuri de recrutare personal și participare la târguri de cariere; - prestări de servicii pentru creșterea gradului de conștientizare al clienților, pentru securitatea serviciu de alimentare cu gaze naturale In această categorie intrând notificările clienților, precum și campaniile privind siguranța.  Aici sunt incluse costurile cu colantarea mașinilor, afișe informare clienți la sediile regionale	<b>Se acceptă lit. b)</b>  <b>Se respinge modificarea propusă la lit. f)</b>  Serviciile asociate asigurărilor pot fi încadrate în cadrul serviciilor prestate de terți  <b>Se respinge lit. h)</b> deoarece se includ în onorariile menționate sau în serviciile cu terții, dacă sunt justificate  <b>Se respinge lit. i),</b> Costurile invocate intră în categoria serviciilor prestate de terți și nu reprezintă publicitate/reclamă comercială

	<p>n) despăgubirile, conform prevederilor legale în vigoare, în legătură cu exercitarea drepturilor de uz și de servitute asupra proprietăților private afectate de obiectivul/sistemul de distribuție, precum și cu pagubele aduse proprietarilor din vecinătatea obiectivului/sistemului de distribuție ca urmare a intervențiilor efectuate asupra acestora pentru dezvoltare, modernizare, reparații, revizii și avarii;</p>	<p>o) despăgubirile, conform prevederilor legale în vigoare, în legătură cu exercitarea drepturilor de uz și de servitute asupra proprietăților private afectate de obiectivul/sistemul de distribuție, <b>obiectivele aferente racordării la SNT</b>, precum și cu pagubele aduse proprietarilor din vecinătatea obiectivului/sistemului de distribuție ca urmare a intervențiilor efectuate asupra acestora pentru dezvoltare, modernizare, reparații, revizii și avarii;</p> <p>Completare la litera o: În situația în care OSD are calitatea de solicitant pentru racordarea la SNT acesta are obligația conform Regulamentului privind racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale de a suporta costurile aferente, fiind necesară recunoașterea acestor costuri. Inclusiv a costurilor cu achiziția acestor terenuri.</p> <p><b>De clarificat</b> dacă sunt acoperite și cheltuielile cu utilizarea terenurilor tertilor pe care se amplaseaza SRMP-uri.</p>	<p><b>Se acceptă propunerea de completare a lit. n)</b></p>
DGSR	<p><b>Art. 14 -</b> Costurile operaționale controlabile includ cheltuieli cu:</p> <p>h) comisioanele, onorariile și colaboratorii;</p>	<p>Privitor la cheltuielile de consultanță juridică: așa cum am menționat în adresele noastre anterioare, activitatea privind <b>serviciile juridice</b> nu poate fi asigurată 100% de personalul departamentului juridic al societății noastre, dată fiind impredictibilitatea (<i>moment de apariție și durată</i>), volumetria, natura litigiului și specializarea juridică sau aria geografică ce trebuie acoperită. Având în vedere cele de mai sus, externalizarea acestor servicii se face cu titlu de excepție și anume atunci când (i) există risc juridic/financiar și/sau impact de imagine pentru Distrigaz Sud Rețele (trebuind să existe o gestiune adecvată a managementului riscului atât pentru companie, cât și pentru eventualii angajați implicați), sau (ii) când există un volum prea mare de litigii pentru a putea fi gestionate intern.</p> <p>În acest sens, <b>propunem completarea art. 14, lit. h) cu „servicii de consultanță juridică”.</b></p>	<p><b>Se respinge</b> deoarece serviciile juridice se includ în onorariile menționate sau în serviciile cu terții, dacă sunt justificate</p>
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 15- Nu se includ în OPEX aferente activității de distribuție:</p> <p>j) cheltuielile financiare;</p>	<p><b>j) — cheltuielile financiare;</b></p> <p><b>Referitor la lit. j:</b> solicităm recunoașterea de cheltuieli financiare; costul capitalului împrumutat luat în calculul RRR (6,75 %), este de</p>	<p><b>Se respinge eliminarea lit. j)</b></p>

	<p>p) orice valoare care la stabilirea venitului reglementat corectat a fost inclusă în BAR, dar în contabilitatea financiară a OD a fost înregistrată drept cheltuială de exploatare;</p> <p>x) cheltuielile cu reclama și publicitatea;</p> <p>y) cheltuielile cu serviciile de consultanță sau asistență în domeniul reglementării gazelor naturale;</p> <p>z) costul cu marja de profit a companiilor afiliate, realizată din derularea contractelor de servicii cu OD</p>	<p>3,72% în condițiile în care dobânzile de pe piețele financiare depășesc 10%.</p> <p><b>Ref la lit. p):</b> elementele incluse în BAR genereaza CAPEX, deci sunt pana la VR, nu VRC.</p> <p><b>x) <del>cheltuielile cu reclama și publicitatea;</del></b></p> <p>Propunem eliminarea lit. x) a art. 15 în corelare cu completarea de la art. 14.</p> <p><b>y) <del>cheltuielile cu serviciile de consultanță sau asistență în domeniul reglementării gazelor naturale;</del></b></p> <p>Propunem eliminarea lit. y) avand în vedere urmatoarele argumente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- prevederile actuale ale Metodologiei în temeiul și cu respectarea carora OD s-au angajat deja în diverse raporturi contractuale</li> <li>- principiul libertatii contractuale și principiul fortei obligatorii a contractului, OD având dreptul de a incheia orice contracte și de a determina continutul acestora, cu conditia respectarii limitelor impuse de lege;</li> <li>- principiul neretroactivitatii legii civile;</li> <li>- principiul previzibilitatii actelor normative</li> </ul> <p><b>z) <del>costul cu marja de profit a companiilor afiliate, realizată din derularea contractelor de servicii cu OD.</del></b></p> <p>Propunem eliminarea lit. z) intrucat consideram ca este o masura discriminatorie în corelatie cu societatile care nu sunt în Grup. Mai mult,</p>	<p>deoarece recunoașterea costurilor financiare în cadrul OPEX ar fi echivalentă cu recunoașterea costului aferent unui capital de lucru</p> <p><b>Se respinge modificarea lit. p)</b> deoarece pot exista regularizări ale unor elemente din CAPEX care se includ în VRC, nu în VR</p> <p><b>Se respinge eliminarea lit. x),</b> corelativ cu art. 14</p> <p><b>Se respinge eliminarea lit. y),</b> în conformitate cu condițiile de valabilitate ale licenței de operare care prevăd că OD trebuie să dispună de personal specializat pentru desfășurarea activității de distribuție reglementată</p> <p><b>Se respinge eliminarea lit. z)</b></p> <p>Externalizarea unor servicii către companii afiliate este strict opțiunea OD, iar realizarea lor cu personal</p>
--	--	--	--

		marja de profit inclusa în tariful contractului este obligatorie conform Codului Fiscal.	propriu nu ar fi presupus includerea în tarife a unei marje de profit. <b>Se respinge</b> pentru optimizarea costurilor
DGSR	<b>Art. 15</b> - Nu se includ în OPEX aferente activității de distribuție: <b>x)</b> cheltuielile cu reclama și publicitatea;	Eliminarea articolului 15, lit. x) și completarea articolului 14 cu o nouă literă, litera q), privind cheltuielile cu reclama și publicitatea în limitele deductibilității fiscale (în această categorie intrând notificările clienților, precum și campaniile privind siguranța).	<b>Se respinge eliminarea lit. x)</b> , corelativ cu art. 14
MEGACO NSTRUCT	<b>Art. 15</b> - Nu se includ în OPEX aferente activității de distribuție: <b>x)</b> cheltuielile cu reclama și publicitatea;  <b>y)</b> cheltuielile cu serviciile de consultanță sau asistență în domeniul reglementării gazelor naturale;	Propunem completarea literei x) astfel: x)cheltuielile cu reclama și publicitatea, <b>cu excepția celor efectuate pentru promovarea procedurilor concurențiale de achiziție a lucrărilor de racordare organizate de OSD;</b>  <b>Solicităm includerea cheltuielilor prevăzute la litera y) în cadrul cheltuielilor OPEX</b> , motivat de faptul că domeniul distribuției gazelor naturale este strict reglementat, iar consultanța de specialitate ajută compania să se conformeze continuu cu reglementările în vigoare, evitând astfel eventualele penalități sau sancțiuni. De asemenea, la nivelul companiei pot apărea situații de deficit de personal calificat pentru implementarea corespunzătoare a reglementărilor din domeniu.	<b>Se respinge completarea lit. x)</b> deoarece cheltuielile invocate sunt aferente activității de racordare și sunt de natura serviciilor cu terți  <b>Se respinge eliminarea lit. y)</b> în conformitate cu condițiile de valabilitate ale licenței de operare care prevăd că OD trebuie să dispună intern de personal specializat pentru desfășurarea activității de distribuție reglementată care să asigure înțelegerea, implementarea și respectarea reglementărilor.
DGSR DELGAZ PREMIER ACUE	<b>Articolul 16, alin. 2),</b> Formula generală de calcul a OPEX pentru fiecare an al perioadei de reglementare este:  $OPEX_{(i)} = OPEXP_{(i)} + OPEXL_{(i)} + CT_{(i)} + CPERS_{(i)}$	Reintroducerea CSSM în articolul 16, alin. 2), respectiv costurile aferente securității muncii se estimează de OD la momentul fundamentării, pentru fiecare an al perioadei de reglementare, în termeni reali al primului an al perioadei de reglementare.  <i>„Formula generală de calcul a OPEX pentru fiecare an al perioadei de reglementare este:</i>	<b>Se respinge</b> introducerea unei componente distincte reprezentând cheltuielile aferente securității muncii deoarece aceste cheltuieli se includ în OPEXP.

DGSR		<p><math>OPEX(i) = OPEXP(i) + OPEXL(i) + CT(i) + CPERS(i) + CSSM(i)</math></p> <p>unde:</p> <p><i>OPEXP(i)</i> – costurile operaționale controlabile, cu caracter permanent, permise în anul (i);</p> <p><i>OPEXL(i)</i> – costurile operaționale controlabile, care se realizează la un interval de timp mai mare de un an sau înregistrează fluctuații semnificative de la un an la altul al perioadei de reglementare, liniarizate, permise în anul (i);</p> <p><i>CT(i)</i> – costurile aferente consumului tehnologic permise în anul (i);</p> <p><i>CPERS(i)</i> – costurile cu personalul, permise în termeni reali ai anului (i);</p> <p><i>CSSM(i)</i> – costurile aferente securității muncii în termeni reali ai anului (i).”</p> <p>Propunem aceeași abordare și și în PR5 referitoare la costurile SSM.</p> <p>- Completarea Metodologiei cu cap. 2.1.5, respectiv Art. 24<sup>1</sup>, după cum urmează:  <i>„2.1.5 Costurile aferente securității muncii CSSM</i></p> <p><i>Art. 24<sup>1</sup>. Costurile aferente securității muncii se estimează de OD la momentul fundamentării, pentru fiecare an al perioadei de reglementare, în termeni reali al primului an al perioadei de reglementare.”</i></p> <p>- Modificarea alineatului (1) al articolului 38 după cum urmează:  <i>”Art. 38 (1) Rata anuală de creștere a eficienței activității de distribuție a gazelor naturale reflectă potențialele economii de costuri operaționale (OPEX), exclusiv costurile aferente consumului tehnologic, costurile cu personalul și costurile aferente securității muncii ce pot fi realizate într-un an al perioadei de reglementare de către OD pentru îmbunătățirea performanțelor economice.”</i></p>	
MEGACO NSTRUCT	<b>Art.16</b> OPEXL(i) – costurile operaționale controlabile, care se realizează la un	Solicitare clarificare: pentru a asigura trasabilitate considerăm necesar ca în metodologie să fie menționate în mod specific categoriile de costuri	<b>Metodologia nu poate detalia costurile incluse în</b>

	<p>interval de timp mai mare de un an sau înregistrează fluctuații semnificative de la un an la altul al perioadei de reglementare, liniarizate, permise în anul (i);</p>	<p>incluse în componenta OPEXL și care sunt criteriile utilizate pentru a determina „fluctuațiile semnificative” de la un an la altul în perioada de reglementare.</p>	<p><b>OPEXL</b>, OD este cel care solicită și justifică ocazionarea acestui tip de costuri, la un interval de timp mai mare de un an. Acest tip de costuri se solicită numai în măsura în care urmează a fi ocazionate în mod cert doar în anumiți ani ai perioadei de reglementare, generând vârfuri de costuri care nu sunt acoperite prin OPEXP</p>
DGSR	<p><b>2.1.1 Costurile operaționale controlabile cu caracter permanent - OPEXP</b></p> <p><b>Art 17. alin 1, lit i)</b></p> <p>i) în cazul OD care au realizat separarea legală, media costurilor operaționale controlabile realizate și acceptate în perioada anterioară de reglementare, inclusiv anii de tranziție, actualizate în termeni reali ai acestui an;</p>	<p>Solicităm modificarea art 17. alin 1, lit i) după cum urmează:</p> <p><i>„i) în cazul OD care au realizat separarea legală, valoarea costurilor operaționale controlabile se fundamentează de către OD, însă nu poate depăși valoarea fundamentată pentru anul 2024, ajustată cu rata estimată a inflației pentru anul 2025, cu valoarea ratei anuale de creștere a eficienței economice aprobată pentru perioada a cincea de reglementare, cu eventualele costuri operaționale neprevăzute cu caracter permanent, apărute în anul 2024 și previzionate pentru perioada a cincea de reglementare, precum și cu eventualele modificări structurale / organizatorice prevăzute pentru perioada respectiva.”</i></p> <p>Limitarea la media perioadei anterioare de reglementare nu poate fi luată în calcul din cel puțin trei motive:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- a fost marcată de perioada pandemiei, în care o parte din activități au fost limitate din cauza restricțiilor impuse de autorități;</li> <li>- multiplele modificări legislative care au condus la creșterea lungimii de rețea aflate în exploatare, precum și creșterea numărului de clienți</li> <li>- semnarea a peste 25 de contracte noi de concesiune care presupun lucrări de înființare a sistemelor de distribuție și exploatarea acestora.</li> </ul>	<p><b>Se respinge</b> propunerea DGSR având în vedere acceptarea propunerii formulate la acest articol, de către Delgaz Grid, ACUE și Premier Energy</p>

<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>2.1.1 Costurile operaționale controlabile cu caracter permanent - OPEXP</p> <p>Art. 17 – (1) Pentru primul an al perioadei de reglementare valoarea OPEXP, fundamentată în termeni reali ai acestui an, nu poate depăși:</p> <p>i. în cazul OD care au realizat separarea legală, media costurilor operaționale controlabile realizate și acceptate în perioada anterioară de reglementare, inclusiv anii de tranziție, actualizate în termeni reali ai acestui an;</p> <p>ii. în cazul OD care nu au realizat separarea legală, valoarea costurilor operaționale controlabile realizate și acceptate în anul premergător începerii perioadei de reglementare.</p>	<p>2.1.1 Costurile operaționale controlabile cu caracter permanent – OPEXP</p> <p>Propunem modificarea art. 17 astfel:</p> <p>Art. 17 – (1) Pentru primul an al perioadei de reglementare, OD fundamenteaza valoarea OPEXP, în termeni reali ai acestui an, tinand cont de <b>eventualele costuri operaționale neprevăzute cu caracter permanent, apărute în anul 2024 și previzionate pentru perioada a cincea de reglementare, precum și de eventualele modificari structurale/organizatorice prevazute pentru perioada respectiva.</b>”</p> <p>Propunem reformularea alin (1) intrucat la startul unei noi perioade de reglementare, considerăm că este necesară fundamentarea de către OD a tuturor categoriilor de costuri necesare pentru desfășurarea activității în noua perioadă de reglementare.</p> <p>Suplimentar, restrictionarea OPEXP pentru noua perioadă de reglementare la media costurilor acceptate în perioada anterioară de reglementare, inclusiv anii de tranziție nu ține cont de posibilele modificări în structura costurilor OSD în noua perioadă de reglementare și nici de volumul de activitate.</p> <p>OSD trebuie sa aibă dreptul de fundamentare a costurilor, acestea ținând cont de deciziile viitoare cu privire la derularea activității. Deciziile pot tine cont de schimbările organizatorice, de politicile manageriale etc. Astfel, costurile realizate de societățile care au fost absorbite nu pot fi translatate la societatea care a absorbit, având în vedere, pe de o parte, managementul calitativ în îndeplinirii acțiunilor obligatorii conform licenței de distribuție, iar pe de alta parte, structura diferită a acestor costuri.</p> <p>Limitarea la media perioadei anterioare de reglementare nu poate fi luată în calcul din cel puțin trei motive:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- a fost marcată de perioada pandemiei, în care o parte din activități au fost limitate din cauza restricțiilor impuse de autorități;</li> <li>- multiplele modificări legislative care au condus la creșterea lungimii de rețea aflate în exploatare, precum și creșterea numărului de clienți</li> </ul>	<p><b>Se acceptă parțial propunerea și se reformulează astfel:</b></p> <p>Art. 17 - Pentru primul an al perioadei de reglementare valoarea OPEXP se fundamentează în termeni reali ai acestui an, prin raportare la nivelul costurilor realizate în anii anteriori.</p>
------------------------------------	---	---	---

	<p>(2) Prin excepție de la prevederile alin. (1), în cazul societăților care au fuzionat, costurile operaționale controlabile acceptate aferente anilor anteriori începerii perioadei de reglementare, se determină prin însumarea OPEXP realizate și acceptate aferente tuturor acestor societăți.</p> <p>(3) Prevederile alin.(1) și alin (2) nu se aplică OD care au început activitatea în anul premergător perioadei de reglementare.</p>	<p>- semnarea de contracte noi de concesiune care presupun lucrări de înființare a sistemelor de distribuție și exploatarea acestora. Propunem eliminarea alin. 2</p> <p>(2) <del>Prin excepție de la prevederile alin. (1), în cazul societăților care au fuzionat, costurile operaționale controlabile acceptate aferente anilor anteriori începerii perioadei de reglementare, se determină prin însumarea OPEXP realizate și acceptate aferente tuturor acestor societăți.</del></p> <p>Costurile realizate de societatile care au fost absorbite nu pot fi translatate la societatea care a absorbit, avand in vedere, pe de o parte, managementul calitativ in indeplinirii actiunilor obligatorii conform licentei de distributie, iar pe de alta parte, structura diferita a acestor costuri.</p> <p><del>(3) Prevederile alin.(1) și alin (2) nu se aplică OD care au început activitatea în anul premergător perioadei de reglementare.</del></p>	<p>Se acceptă propunerea de eliminare dată fiind reformularea art. 17 de mai sus.</p> <p>Se acceptă</p>
MEGACO NSTRUCT	<p><b>Art. 17</b> – (1) Pentru primul <b>an al perioadei</b> de reglementare valoarea OPEXP, fundamentată în termeni reali ai acestui an, nu poate depăși:</p> <p>ii. în cazul OD care nu au realizat separarea legală, valoarea costurilor operaționale controlabile realizate și acceptate în anul premergător începerii perioadei de reglementare.</p>	<p>Solicitare clarificare</p> <p>Pentru a înțelege corect prevederea referitoare la „anul premergător” menționată în Art. 17, alin. (1), punctul (ii), vă rugăm să ne specificați dacă acest termen face referire la:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>anul tarifar aferent perioadei 01.07.2024 – 30.06.2025, sau anul de reglementare – anul calendaristic 2024.</li> </ul>	<p>S-a modificat art. 17, eliminând sintagma „anul premergător”, prin urmare nu mai necesită clarificare.</p>
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 18 (1) Începând cu al doilea an al perioadei de reglementare, ajustarea OPEXP se determină după formula:</p>	<p>Art. 18 (1) Începând cu al doilea an al perioadei de reglementare, ajustarea OPEXP se determină după formula:</p> $OPEXP(i) = [OPEXP(i-1) / (1+RIe(i-1)) * (1+RIr(i-1)) + CNPOPEXP(i)] * (1+RIe(i)-X)$ <p>unde:</p>	

	<p> <math display="block">\text{OPEXP}(i) = [\text{OPEXP}(i-1) / (1+\text{RIe}(i-1)) * (1+\text{RIr}(i-1)) + \text{CNPOPEXP}(i)] * (1+\text{RIe}(i)-X)</math> </p> <p>unde:</p> <p> <math>\text{OPEXP}(i)</math> – costurile operaționale controlabile, cu caracter permanent, permise în anul (i); </p> <p> <math>\text{OPEXP}(i-1)</math> – costurile operaționale controlabile, cu caracter permanent, permise în anul (i-1); </p> <p> <math>\text{RIe}(i-1)</math> – rata inflației estimate pentru anul (i-1); </p> <p> <math>\text{RIr}(i-1)</math> – rata inflației realizate în anul (i-1); </p> <p> <math>\text{RIe}(i)</math> – rata inflației estimate pentru anul (i); </p> <p> <math>X</math> – rata anuală de creștere a eficienței economice aferentă OPEX, stabilită pentru OD pentru desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale; </p> <p> <math>\text{CNPOPEXP}(i)</math> – costuri neprevăzute cu caracter permanent, exprimate în termeni reali ai anului (i-1), recunoscute de ANRE și incluse în OPEXP începând cu anul (i); </p> <p>(2) Pentru primul an al perioadei de reglementare nu se efectuează corecția de inflație la nivelul celei realizate.</p> <p>(3) Prin excepție de la prevederile alin (1), în cazul în care nivelul <math>\text{RIr}(i-1)</math> este mai mare decât cel al <math>\text{RIe}(i-1)</math>, valoarea</p>	<p> <math>\text{OPEXP}(i)</math> – costurile operaționale controlabile, cu caracter permanent, permise în anul (i); </p> <p> <math>\text{OPEXP}(i-1)</math> – costurile operaționale controlabile, cu caracter permanent, permise în anul (i-1); </p> <p> <math>\text{RIe}(i-1)</math> – rata inflației estimate pentru anul (i-1); </p> <p> <math>\text{RIr}(i-1)</math> – rata inflației realizate în anul (i-1); </p> <p> <math>\text{RIe}(i)</math> – rata inflației estimate pentru anul (i); </p> <p> <math>X</math> – rata anuală de creștere a eficienței economice aferentă OPEX, stabilită pentru OD pentru desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale; </p> <p> <math>\text{CNPOPEXP}(i)</math> – costuri neprevăzute cu caracter permanent <b>realizate</b>, exprimate în termeni reali ai anului (i-1) <b>și corectate la nivelul unui an</b>, recunoscute de ANRE și incluse în OPEXP începând cu anul (i); </p> <p>Completari alin (1) pentru claritate.</p> <p><b>(2) Pentru primul an al perioadei de reglementare nu se efectuează corecția de inflație la nivelul celei realizate.</b></p> <p><b>(3) Prin excepție de la prevederile alin (1), în cazul în care nivelul <math>\text{RIr}(i-1)</math> este mai mare decât cel al <math>\text{RIe}(i-1)</math>, valoarea corectată este rata inflației realizate a termenului <math>\text{OPEXP}(i-1)</math>, de la care se pornește ajustarea începând cu al doilea an al perioadei de reglementare, este reprezentată de minimul dintre valoarea <math>\text{OPEXP}(i-1)</math> rezultată după efectuarea corecției de inflație și cea realizată de OD și acceptată de ANRE, dar nu mai mică decât valoarea <math>\text{OPEXP}(i-1)</math> calculată inițial pe baza inflației estimate.</b></p> <p>Propunem eliminarea alin (2) și (3) având în vedere ca la startul PR se refundamenteaza costurile.</p> <p>Abordarea propusa de ANRE poate conduce la un rezultat eronat în aprecierea nivelului costurilor pentru anii 2-5, în situația în care din anumite motive, neimputabile vointei OSD, costurile realizate sa fie mai</p>	<p><b>Se acceptă</b> modificarea definiției CNPOPEXP</p> <p><b>Se respinge</b> eliminarea alin (2) deoarece costurile din primul an al perioadei de reglementare sunt fundamentate în termeni reali ai anului, prin urmare nu există o valoare a ratei inflației față de care să se realizeze o corecție</p> <p><b>Se respinge</b> eliminarea alin (3) deoarece nu se acceptă realizarea de câștig de eficiență din diferența de rată a inflației</p>
--	--	---	---

	<p>corectată cu rata inflației realizate a termenului OPEXP(i-1), de la care se pornește ajustarea începând cu al doilea an al perioadei de reglementare, este reprezentată de minimul dintre valoarea OPEXP(i-1) rezultată după efectuarea corecției de inflație și cea realizată de OD și acceptată de ANRE, dar nu mai mică decât valoarea OPEXP(i-1) calculată inițial pe baza inflației estimate.</p>	<p>mici decât costurile acceptate și utilizate în calculul tarifelor din anul anterior, corectate cu RI. Astfel, OSD va fi “penalizat” în următorul an prin neluarea în calcul a unor interferențe cu caracter temporar care au afectat rezultatul anului precedent (de ex: evoluția a pretului carburantului și implicit al costurilor aferente serviciilor de transport).</p>	
<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>2.1.3 Costurile cu consumul tehnologic – CT</p> <p><b>Art. 20 – alin (3)</b> La întocmirea planului de reducere a CT, OD are în vedere ca CT propus pentru primul an al perioadei de reglementare să fie mai mic decât cantitatea minimă de CT realizată în oricare an al perioadei de reglementare anterioare, inclusiv anii de tranziție;</p> <p>5) În planul de reducere a CT, începând cu al doilea an, cantitatea de CT propusă de OD pentru fiecare an al perioadei de reglementare, trebuie să fie mai mică decât cea propusă pentru anul anterior</p> <p>(6) La acceptarea planului de reducere a CT, ANRE are în vedere următoarele:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>planul de reducere a CT propus de OD;</li> <li>cantitățile de CT realizate anual în perioadele anterioare de reglementare;</li> <li>nivelul investițiilor realizate și prognozate de OD.</li> </ol>	<p><b>Modificarea articolului 20</b> astfel:</p> <p>Art. 20 - (2) Odată cu fundamentarea tarifelor pentru fiecare perioadă de reglementare OD care au realizat separarea legală, sunt obligați să întocmească și să transmită planul de <del>reducere</del> <b>evoluție</b> anuală a CT.</p> <p><b>(3) OD va prezenta și justifica un plan de evoluție a consumului tehnologic pentru întreaga perioadă de reglementare;</b></p> <p>Propunem înlocuirea Planului de reducere cu un Plan de evoluție, pe care OD îl va prezenta pentru perioada de reglementare.</p> <p>Reducerea CT se poate realiza într-o rețea cu vechime și cu un plan de înlocuire a conductelor complet amortizate. Pentru un OSD care are rețea relativ nouă, CT-ul va crește prin „îmbătrânirea rețelei”, neavând nevoia de înlocuiri ritmice care să compenseze reducerea defectelor, respectiv a CT. De asemenea, un OSD care este în creștere organică și/sau creștere dinamică prin fuziuni, odată cu creșterea locurilor de consum, nu poate avea un plan de scădere CT.</p> <p>Prin urmare nu putem vorbi de un plan de reducere CT, în condițiile în care, în mod natural, acesta va crește.</p> <p>Propunem modificarea alin. (3) și eliminarea alin. (6). Pentru un operator de distribuție care are în operare rețele de distribuție cu vechime de peste 25 de ani într-o pondere semnificativă, impunerea unui plan de reducere a CT nu poate fi susținută tehnic. Fiecare operator de distribuție</p>	<p><b>Se respinge, înlocuirea planului de reducere cu un plan de evoluție a CT</b> deoarece obiectivul este minimizarea costului CT prin reducerea cantitativă a acestuia. Efectuarea mentenanței preventive și corective asigură reducerea pierderilor tehnologice.</p> <p><b>Pentru claritate s-a completat art 20, alin. (2) după cum urmează:</b></p> <p>(2) Odată cu fundamentarea tarifelor pentru fiecare perioadă de reglementare, OD care au realizat separarea legală, sunt obligați să întocmească și să transmită planul de reducere anuală a CT, <i>aferent sistemului de distribuție</i></p>

DGSR		<p>ar trebui să decidă și să propună propriul plan, pe baza informațiilor pe care le deține.</p> <p>Mai mult, în situația unui OD care are rețea relativ nouă, CT-ul va crește prin „îmbătrânirea rețelei”. Prin urmare nu putem vorbi de un plan de reducere CT, în condițiile în care, în mod natural, acesta va crește.</p> <p>De asemenea, un OD care este în creștere organică și/sau creștere dinamică prin fuziuni nu poate avea un plan de scădere CT.</p> <p>Propunem eliminarea alin (5) și (6), în corelare cu observația de mai sus și având în vedere că nu este posibilă respectarea condiției într-o dinamică de dezvoltare a SD, extindere de concesiuni, îmbătrânire rețea, etc.</p> <p>-Modificarea alineatului (3) după cum urmează:  <del>(3) „La întocmirea planului de reducere a CT, OD are în vedere ca CT propus pentru primul an al perioadei de reglementare să fie mai mic decât cantitatea minimă de CT realizată în oricare an al perioadei de reglementare anterioare, inclusiv anii de tranziție;”</del></p> <p>(3) „OD va prezenta și justifica un plan de evoluție a consumului tehnologic pentru întreaga perioadă de reglementare;”</p> <p>– Corelativ, propunem eliminarea alineatului (6).</p> <p>Justificăm propunerea de mai sus prin faptul că, pentru un operator de distribuție care are în operare rețele de distribuție cu vechime de peste 25 de ani într-o pondere semnificativă, impunerea unui plan de reducere a CT nu poate fi susținută tehnic. Fiecare operator de distribuție ar trebui să decidă și să propună propriul plan, pe baza informațiilor pe care le deține.</p>	<p><i>aflat în operare la data fundamentării tarifelor;</i></p> <p><b>Se respinge conform justificării de la alin. (2)</b></p>
PREMIER DGSR DELGAZ	<p><b>Art. 21 - (1)</b> Cantitatea de gaze naturale, reprezentând CT prognozat și luat în calculul venitului reglementat, reprezintă, după cum urmează:  i. pentru OD care a realizat separarea legală a activităților - cantitatea anuală de gaze</p>	<p>i. pentru OD care a realizat separarea legală a activităților - cantitatea anuală de gaze naturale din <del>planul de reducere a prognoza</del> CT, propus de operator și acceptat de ANRE, aferent unei perioade de reglementare;</p>	<p><b>Se respinge modificarea pct. i corelativ cu justificările de la art. 20 și pentru claritate se</b></p>

naturale din planul de reducere a CT, propus de operator și acceptat de ANRE, aferent unei perioade de reglementare

**reformulează alin. (1) astfel:**

**(1)** Pentru fiecare an al perioadei de reglementare, cantitatea de gaze naturale, reprezentând CT prognozată și luată în calculul venitului reglementat, reprezintă, după cum urmează:

i. pentru OD care a realizat separarea legală a activităților - cantitatea anuală de gaze naturale din planul de reducere a CT, propus de operator și acceptat de ANRE, aferent unei perioade de reglementare, la care se adaugă eventualele cantități suplimentare de CT, acceptate de ANRE, ca urmare a dezvoltării sistemului de distribuție;

ii. pentru OD care nu au realizat separarea legală a activităților - cantitatea anuală de gaze naturale rezultată prin aplicarea mediei aritmetice a ponderii CT, recunoscută de ANRE, pentru perioada anterioară de reglementare și anii de tranziție, la cantitatea estimată a fi distribuită în fiecare an al perioadei de reglementare.

DGSR	(2) Pentru fiecare an al perioadei de reglementare, pentru determinarea costului aferent CT prognozat, OD propune un preț de achiziție estimat și justificat, care este analizat în vederea acceptării de ANRE.	<b>Modificarea articolului 21, alin 2)</b> după cum urmează: „(2) pentru fiecare an al perioadei de reglementare, pentru determinarea costului aferent CT prognozat, <del>OD propune un preț de achiziție estimat și justificat, care este analizat în vederea acceptării de ANRE</del> , se <b>consideră referință de preț instrumentul cu cea mai mare lichiditate de pe bursă cu scadențe echivalente, tranzacționate în ultimele 30 de zile dinaintea depunerii documentației de fundamentare.</b> ”	<b>Se respinge modificarea alin 2)</b> Justificarea prețului se face prin orice argumente, în funcție de modalitatea de achiziție aleasă de către fiecare OD
DELGAZ		2) Pentru fiecare an al perioadei de reglementare, pentru determinarea costului aferent CT prognozat, OD propune un preț de achiziție estimat și justificat, <b>având la bază condițiile din piața națională/internațională</b> , care este analizat în vederea acceptării de ANRE  Propunere de completare a alin (2) este necesara pentru justificarea modului de stabilire de către OD a valorii estimate a prețului CT.	
PREMIER		(2) Pentru fiecare an al perioadei de reglementare, pentru determinarea costului aferent CT prognozat, OD propune un <del>preț</del> <b>cost</b> de achiziție estimat și justificat, care este analizat în vederea acceptării de ANRE.	<b>Se acceptă modificarea sintagmei din preț în cost</b>
DELGAZ PREMIER ACUE	Art. 22 - În cadrul costurilor cu personalul se includ costurile cu salariile, primele, asigurările medicale încheiate în beneficiul angajaților, ajutoarele și alte drepturi acordate conform prevederilor legale ori contractului colectiv/individual de muncă în vigoare, în limita deductibilității fiscale.	(2) <b>În categoria costurilor legate de personal, în cazul în care valoarea realizată în anul 2024 și acceptată în urma analizei efectuate de ANRE conform prezentei metodologii este mai mare decât valoarea prognozată, la solicitarea justificata a operatorului de distribuție, ANRE accepta ca valoarea recunoscută pentru anul 2024 să depășească valoarea prognozată, dar nu mai mult decât valoarea costurilor recunoscute pentru anul 2023, la care se adaugă creșterea procentuală a costurilor cu personalul prognozate pentru anul 2023 față de anul 2022 și rata inflației realizată pentru anul 2024.</b>  Propunere introducere alin nou în corelare cu propunerea ANRE de abordarea a costurilor cu personalul pentru perioada a 5-a de reglementare, precum și cu incercările OSD de a menține/atrage	<b>Se acceptă parțial, cu reformulare, în vederea încadrării în costurile realizate justificate aferente anului 2024, prin introducerea la dispoziții tranzitorii a unor prevederi în acest sens</b>

MEGACO NSTRUCT		<p>personal calificat în vederea operării în condiții de securitate a rețelei de gaze</p> <p>Propunere completarea astfel:</p> <p><b>2.1.4 Costurile cu personalul – CPERS</b></p> <p><b>Art. 22</b> – În cadrul costurilor cu personalul se includ costurile cu salariile, primele, asigurările <i>sau abonamentele</i> medicale încheiate în beneficiul angajaților, ajutoarele și alte drepturi acordate conform prevederilor legale ori contractului colectiv/individual de muncă în vigoare, în limita deductibilității fiscale;</p>	Se acceptă
PREMIER ACUE	<p><b>Art. 23– (1)</b> Pentru primul an al perioadei de reglementare, valoarea costurilor cu personalul fundamentate de OD, în termeni reali ai acestui an, nu poate depăși valoarea realizată din ultimul an anterior perioadei de reglementare, actualizată în termeni reali ai primului an al perioadei de reglementare și indexată cu indicele de creștere a câștigului salarial real publicat de Comisia Națională de Strategie și Prognoză pentru respectivul an.</p> <p>(2) Prin derogare de la prevederile alin. (1), pentru OD care au înregistrat o creștere acceptată de ANRE a numărului de personal, pe parcursul anului premergător perioadei de reglementare, la fundamentarea costurilor cu personalul se vor lua în considerare și costurile suplimentare aferente noilor angajați.</p>	<p><b>(1)</b> Pentru primul an al perioadei de reglementare, valoarea costurilor cu personalul fundamentate de OD, în termeni reali ai acestui an, nu poate depăși valoarea realizată din ultimul an anterior perioadei de reglementare, actualizată în termeni reali ai primului an al perioadei de reglementare și indexată cu indicele de creștere a câștigului salarial real; <del>publicat de Comisia Națională de Strategie și Prognoză pentru respectivul an</del> <b>pentru perioada a V-a de reglementare, indicele de creștere a câștigului salarial real este de 5%, în corelare cu valorile publicate în anul de tranziție de CNSP privind acest indice,</b> În corelare cu formularea din cadrul Metodologiei de stabilire a tarifelor de distribuție energie electrica</p>	<p><b>Se acceptă</b> propunerea și se reformulează alin (1) astfel:</p> <p><b>(1)</b> Pentru primul an al perioadei de reglementare, valoarea costurilor cu personalul fundamentate de OD, în termeni reali ai acestui an, nu poate depăși valoarea realizată din ultimul an anterior perioadei de reglementare, actualizată în termeni reali ai primului an al perioadei de reglementare și indexată cu o rată de creștere în termeni reali a câștigului salarial.</p> <p>Se completează dispozițiile tranzitorii cu art. 106 conținând valoarea ratei de creștere a câștigului salarial pentru perioada a cincea de reglementare, respectiv 5%.</p>

PREMIER		<p><b>Propunere:</b> introducere alineat nou  <b>(3) Prin derogare de la prevederile alin. (1), pentru OD care fundamentează o creștere a numărului de personal în cursul perioadei de reglementare, ANRE va lua în considerare la fundamentarea costurilor cu personalul și costurile aferente noilor angajați.</b></p> <p>in situația in care exista in prezent/vor exista in viitor in organigrama OSD-ului poziții neocupare/vacante pentru care operatorul este nevoit sa acopere respectivele poziții in vederea oferirii un serviciu corespunzător standardului de calitate.</p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Având în vedere caracterul incert al angajărilor pe parcursul perioadei de reglementare, costurile cu angajările suplimentare se recunosc prin componentele CN/CNP, după caz</p>
DGSR		<p><b>La articolul 23</b>, propunem introducerea a două noi paragrafe, după cum urmează:</p> <p><i>„(3) Prin derogare de la prevederile alin. (1), pentru OD care fundamentează o creștere a numărului de personal în cursul perioadei de reglementare pentru acoperirea pozițiilor vacante existente la data de 31.12.2024, ANRE va lua în considerare la fundamentarea costurilor cu personalul și costurile suplimentare aferente noilor angajați.”</i></p> <p><i>„(4) Pentru categoria costurilor legate de personal, în cazul în care valoarea realizată în anul 2024 și acceptată în urma analizei efectuate de ANRE conform prezentei metodologii este mai mare decât valoarea prognozată inclusă în tarifele aprobate pentru anul de tranziție, la solicitarea OD însoțită de documente justificative, ANRE poate accepta ca valoarea recunoscută pentru anul 2024 să depășească valoarea prognozată, dar nu mai mult decât valoarea costurilor recunoscute pentru anul 2023, la care se adaugă creșterea procentuală a costurilor cu personalul prognozate pentru anul 2023 față de anul 2022 și RI utilizată la calculul tarifelor de distribuție pentru anul 2024.”</i></p> <p>În susținerea propunerii de mai sus privind alineatul (4), reiterăm observațiile noastre anterioare, referitoare la categoria costurilor de personal, transmise pentru metodologia de stabilire a tarifelor reglementate pentru anul de tranziție 2024, respectiv:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Formularea inițială din proiectul de ordin implică doar actualizarea venitului salarial al angajaților din anul 2023 cu rata inflației</li> </ul>	<p><b>Se respinge, s-a acceptat parțial propunerea de modificare a art. 20 prin introducerea la dispoziții tranzitorii</b></p>

		<p>proгноzate pentru anul 2024. Practic, prin costul salarial recunoscut în tarife s-ar menține puterea de cumpărare din 2023, fără să fie acoperită posibilitatea acordării niciunei creșteri salariale aferente anului 2024, <b>care este justificată inclusiv prin valoarea indicelui de creștere a salariului real publicat de CNSP, prevăzut pentru a fi utilizat prin proiectul de metodologie pentru perioada a 5-a.</b> O astfel de abordare ar pune o presiune semnificativă asupra capacității societății de a atrage sau menține forța de muncă calificată în condițiile unei lipse acute de specialiști (instalatori, sudori) pe piața forței de muncă dedicate sectorului gazelor naturale și a unei concurențe foarte puternice din partea altor angajatori.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• De asemenea, proiectul nu prevede posibilitatea unor angajări suplimentare de personal, lucru absolut necesar având în vedere:<ul style="list-style-type: none"><li>○ <b>Creșterea anuală a rețelei de distribuție cu peste 400 km de conducte și bransamente și cu aproximativ 60.000 de noi puncte de livrare</b>, ca rezultat al volumului uriaș al cererilor de racordare din perioada de gratuitate a racordării, fapt ce presupune un volum mai mare de muncă pentru activitățile de mentenanță preventivă și corectivă, citiri de contoare, puneri în funcțiune de noi instalații de utilizare, etc.;</li><li>○ Necesitatea de a asigura continuitatea în integrarea noilor promoții de instalatori juniori rezultate din cadrul proiectului de <b>Învățământ Dual (în anul 2024 au absolvit 2 clase la București și Constanța cu un total de 40 de elevi)</b>;</li><li>○ Intensificarea programului de investiții al companiei în vederea reabilitării rețelei de distribuție existente prin înlocuirea conductelor vechi de oțel neprotejat care încep să prezinte defecte frecvente și prezintă un risc major în exploatare, program realizat inclusiv prin folosirea echipelor proprii pentru montarea echipamentului tubular, ca urmare a lipsei de capacitate disponibilă a agenților economici autorizați existenți în piață. <b>Efortul personalului companiei acoperă aprox. 30% din lungimea totală a conductelor ce urmează a fi înlocuite</b>;</li></ul></li><li>• În contextul lipsei acute de personal specializat în sectorul gazelor naturale pe piața forței de muncă și a unei creșteri accentuate a vârstei medii a personalului existent (foarte aproape de limita de</li></ul>	
--	--	---	--

		<p>pensionare), apare necesitatea unei perioade mai lungi de timp pentru pregătirea la viitorul loc de muncă a noilor angajați și obținerea autorizărilor necesare pentru angajații fără experiență relevantă. În acest context, se impune <b>devansarea cu 1 - 2 ani a recrutării în vederea asigurării transferului de cunoștințe și know-how</b> din partea salariaților ce urmează a fi înlocuiți ca urmare a pensionării.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ca urmare a celor prezentate, societatea noastră a procedat la acordarea unor creșteri salariale cu un impact în costuri peste suma prognozată în tarifele aprobate pentru anul de tranziție 2024. Solicităm a se avea în vedere recunoașterea acestor cheltuieli suplimentare.</li> </ul> <p>În acest sens, <b>propunem modificarea articolului 24</b> prin includerea formulei de calcul pentru ajustarea costurilor cu personalul, într-un alineat nou, alineatul (1), precum și adăugarea unui nou alineat, alineatul (2), în corelare cu <i>Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobata prin Ordinul ANRE 67 / 2024:</i></p> <p><i>(2) Pentru perioada a V-a de reglementare, coeficientul prevăzut la art. 24 alin (1), respectiv indicele <math>ICS_{(t)}</math>, este de 5%, în corelare cu valorile publicate în anul de tranziție de CNSP privind indicele de creștere a câștigului salarial real.”</i></p> <p>Art. 23 - (1) Pentru primul an al perioadei de reglementare, valoarea costurilor cu personalul fundamentate de OD, în termeni reali ai acestui an, nu poate depăși valoarea realizată din ultimul an anterior perioadei de reglementare, actualizată în termeni reali ai primului an al perioadei de reglementare și indexată cu indicele de creștere a câștigului salarial real; <b>publicat de Comisia Națională de Strategie și Prognoză pentru respectivul an; pentru perioada a V-a de reglementare, indicele de creștere a câștigului salarial real este de 5%, în corelare cu valorile publicate în anul de tranziție de CNSP privind acest indice.</b> Propunem introducerea a doua noi alineate (3) și (4)</p>	<p><b>Se acceptă</b> pentru perioada a cincea o creștere salarială anuală cu 5%, și eliminarea trimiterii la valorile estimate de CNSP, pentru armonizare cu prevederile aferente sectorului energiei electrice</p> <p>Se completează dispozițiile tranzitorii cu art. 106 conținând valoarea ratei de creștere a câștigului salarial</p>
--	--	---	---

		<p><b>(3) Prin derogare de la prevederile alin. (1), pentru OD care fundamenteaza o creștere a numarului de personal în cursul perioadei de reglementare, ANRE va lua în considerare la fundamentarea costurilor cu personalul și costurile suplimentare aferente noilor angajați.</b></p> <p>Ref. la alin (3) - în situația în care există în prezent/vor exista în viitor în organigrama OSD-ului poziții neocupate/vacante pentru care operatorul este nevoit să acopere respectivele poziții în vederea oferirii unui serviciu corespunzător standardului de calitate.</p> <p><b>(4) Pentru categoria costurilor legate de personal, în cazul în care valoarea realizată în anul 2024 și acceptată în urma analizei efectuate de ANRE conform prezentei metodologii este mai mare decât valoarea prognozată inclusă în tarifele aprobate pentru anul de tranziție, la solicitarea OD însoțită de documente justificative, ANRE poate accepta ca valoarea recunoscută pentru anul 2024 să depășească valoarea prognozată, dar nu mai mult decât valoarea costurilor recunoscute pentru anul 2023, la care se adaugă creșterea procentuală a costurilor cu personalul prognozate pentru anul 2023 față de anul 2022 și RI utilizată la calculul tarifelor de distribuție pentru anul 2024.</b></p> <p>Ref. la alin (4) - Formularea din proiectul de ordin implică doar actualizarea venitului salarial al angajaților din anul 2023 cu rata inflației prognozate pentru anul 2024. Practic, prin costul salarial recunoscut în tarife s-ar menține puterea de cumpărare din 2023, fără să fie acoperită posibilitatea acordării niciunei creșteri salariale aferente anului 2024, care este justificată inclusiv prin valoarea indicelui de creștere a salariului real publicat de CNSP, prevăzut pentru a fi utilizat prin proiectul de metodologie pentru perioada a 5-a. O astfel de abordare ar pune o presiune semnificativă asupra capacității societății de a atrage sau menține forța de muncă calificată în condițiile unei lipse acute de specialiști (instalatori, sudori) pe piața forței de muncă dedicate</p>	<p>pentru perioada a cincea de reglementare, respectiv 5%.</p> <p><b>Se respinge</b></p> <p>Având în vedere caracterul incert al angajărilor pe parcursul perioadei de reglementare, costurile cu angajările suplimentare se recunosc prin componentele CN/CNP, după caz</p> <p><b>Se acceptă</b> cu introducerea unui nou articol la dispoziții tranzitorii</p> <p>Art. 108 - În cazul în care valoarea costurilor cu personalul realizată în anul 2024 este mai mare decât valoarea prognozată inclusă în tarife, la solicitarea OD, însoțită de documente justificative, ANRE poate accepta ca valoarea recunoscută pentru acest an să depășească valoarea inclusă în tarife, dar nu mai mult decât valoarea costurilor recunoscute pentru anul 2023, la care se adaugă creșterea procentuală acceptată de către ANRE în</p>
--	--	--	---

		<p>sectorului gazelor naturale și a unei concurențe foarte puternice din partea altor angajatori.</p> <p>- Proiectul nu prevede posibilitatea unor angajări suplimentare de personal, necesare având în vedere:</p> <p>In contextul lipsei acute de personal specializat în sectorul gazelor naturale pe piața forței de muncă, a crescut considerabil ponderea investițiilor realizate cu personal propriu. De asemenea, se impune devansarea recrutării angajaților fără experiența relevantă în vederea asigurării transferului de cunoștințe și know-how din partea salariaților ce urmează a fi înlocuiți ca urmare a pensionării.</p>	<p>termeni reali a costurilor cu personalul pentru anul 2023 față de anul 2022 actualizată cu rata inflației realizate în 2024</p>
<p>DGSR</p> <p>DELGAZ</p>	<p><b>Art. 24</b> - Începând cu al doilea an al perioadei de reglementare, ajustarea costurilor cu personalul, permise în anul (i), se determină după formula:</p> $CPERSp(i) = [CPERSr(i-1) + CNPCPERS(i)] * (1+RIe(i)) * ICS(i),$	<p>La art. 24, propunem eliminarea, din explicitarea formulei, a ratei inflației estimate/realizate pentru anul (i-1).</p> <p>Propunem modificarea articolului după cum urmează:</p>	<p><b>Se acceptă</b></p> <p>Se acceptă cu modificarea formulei și se redenumeste termenul ICS în RCS:</p>

<p>PREMIER ACUE</p> <p>DELGAZ</p>	<p>unde:</p> <p><math>CPERS_{p(i-1)}</math> – costurile cu personalul permise pentru anul (i);</p> <p><math>CPERS_{r(i-1)}</math> – costurile cu personalul la nivelul recunoscut pentru anul (i-1);</p> <p><math>RI_{e(i-1)}</math> – rata inflației estimate pentru anul (i-1);</p> <p><math>RI_{r(i-1)}</math> – rata inflației realizate în anul (i-1);</p> <p><math>RI_{e(i)}</math> – rata inflației estimate pentru anul (i);</p> <p><math>ICS_{(i)}</math> – indicele de creștere a câștigului salarial real publicat de Comisia Națională de Strategie și Prognoză, aferent anului (i), conform celei mai recente prognoze disponibile, publicată înainte de aprobarea tarifelor de distribuție;</p> <p><math>CNP_{CPERS(i)}</math> – costuri cu personalul neprevăzute, cu caracter permanent, exprimate în termeni reali ai anului (i-1), recunoscute de ANRE și incluse în CPERS începând cu anul (i);</p>	<p>Art. 24 Începând cu al doilea an al perioadei de reglementare, ajustarea costurilor cu personalul, permise în anul (i), se determină după formula:</p> $CPERS_{p(i)} = [CPERS_{r(i-1)} + CNP_{CPERS(i)}] * (1+RI_{e(i)}) * (1+ICS_{e(i)})$ <p>Pentru aliniere de noțiuni cu art 41 alin. (1)</p> <p>unde:</p> <p><del><math>CPERS_{p(i-1)}</math> – costurile cu personalul permise pentru anul (i);</del> <del>valoarea costurilor cu personalul permise OD de ANRE pt anul (i)</del></p> <p>Pentru aliniere de noțiuni cu art 41 alin. (1)</p> <p><del><math>CPERS_{r(i-1)}</math> – costurile cu personalul la nivelul recunoscut pentru anul (i-1);</del> <del>costuri cu personalul realizate și acceptate de permise de ANRE pentru anul (i-1)-cu inflația realizată pentru anul i-1</del></p> <p><math>RI_{e(i-1)}</math> – rata inflației estimate pentru anul (i-1);</p> <p><math>RI_{e(i)}</math> – rata inflației estimate pentru anul (i)</p> <p><math>ICS_{e(i)}</math> – indicele de creștere a câștigului salarial real</p> <p><del>publicat de Comisia Națională de Strategie și Prognoză, aferent anului (i), conform celei mai recente prognoze disponibile, publicată înainte de aprobarea tarifelor de distribuție;</del></p> <p>In corelare cu Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobata prin Ordinul ANRE 67 / 2024</p> <p><math>CNP_{CPERS(i)}</math> – costuri cu personalul neprevăzute, cu caracter permanent, exprimate în termeni reali ai anului (i-1) și corectate la nivelul unui an, recunoscute de ANRE și incluse în CPERS începând cu anul (i);</p> <p>Propunem introducerea unui alin. nou</p> <p><b>(2) Pentru perioada a V-a de reglementare, coeficientul prevăzut la art. 24 alin (1), respectiv indicele <math>ICS_{(i)}</math>, este de 5%, în corelare cu</b></p>	<p><math>CPERS_{p(i)} = [CPERS_{r(i-1)} + CNP_{CPERS(i)}] * (1+RI_{e(i)}) * (1+RCS_{(i)})</math></p> <p><math>RCS_{(i)}</math> – rata de creștere în termeni reali a câștigului salarial</p> <p>Se acceptă și se corectează eroarea materială <math>CPERS_{p(i-1)}</math> devine <math>CPERS_{p(i)}</math></p> <p><b>Se respinge</b>, actualizarea cu inflația se face prin aplicarea factorului <math>RI_{e}</math></p> <p>S-a acceptat prin modificarea formulei și introducerea art. 106</p> <p><b>Se acceptă</b> completarea definiției <math>CNP_{CPERS(i)}</math></p>
---------------------------------------	--	--	---

ACUE		<p><b>valorile publicate în anul de tranziție de CNSP privind indicele de creștere a câștigului salarial real.”</b></p> <p>In corelare cu Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobata prin Ordinul ANRE 67 / 2024</p> <p>2.1.5 Costurile aferente securității muncii CSSM</p> <p><b>Propunere de alin nou:</b></p> <p><b>Art. 24<sup>1</sup>. Costurile aferente securității muncii se estimează de OD la momentul fundamentării, pentru fiecare an al perioadei de reglementare, în termeni reali al primului an al perioadei de reglementare.”</b></p> <p>Costurile SSM nu ar trebui sa fie supuse factorului de eficienta.</p>	<p><b>Se acceptă</b> prin introducerea art. 106</p> <p><b>Se respinge</b>, se includ în OPEXP</p>
MEGACO NSTRUCT	<p><b>Art. 26</b> - (1) Sunt asimilate capitalului investit următoarele:</p> <p>b) cheltuielile pentru racordarea sistemului de distribuție la sistemul de transport, la conductele din amonte și la sistemul de înmagazinare subterană a gazelor naturale, acestea fiind considerate imobilizări necorporale;</p>	<p>Solicităm completarea literei b) astfel:</p> <p>b) cheltuielile aferente racordării sistemului de distribuție la sistemul de transport, la conductele din amonte și la sistemul de înmagazinare subterană a gazelor naturale, <b>indiferent de opțiunea operatorului de distribuție (OD) de a realiza aceste lucrări prin intermediul unui operator economic autorizat sau prin SNT Transgaz S.A.</b>, acestea urmând să fie încadrate ca imobilizări necorporale.</p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Metodologia nu limitează opțiunile OD în ceea ce privește alegerea modalității de execuție</p>
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 26 - (1) Sunt asimilate capitalului investit următoarele:</p> <p>d) costurile cu aratele și instalațiile de măsurare, control și reglare a gazelor naturale, cu o valoare de intrare mai mare decât limita stabilită prin hotărâre a Guvernului, pentru a fi considerate mijloace fixe;</p> <p>e) costurile cu instalația de extindere și branșare la sistemele de distribuție, cu excepția celor finanțate de solicitanții de</p>	<p>Art. 26 - (1) Sunt asimilate capitalului investit următoarele:</p> <p>d) aparatele și instalațiile de măsurare, control și reglare a gazelor naturale, <b>indiferent de valoarea de achiziție; <del>cu o valoare de intrare mai mare decât limita stabilită prin hotărâre a Guvernului, pentru a fi considerate mijloace fixe;</del></b></p> <p>Referitor la lit. d), solicităm menținerea prevederilor aplicabile până în prezent. Considerăm nejustificată excluderea unor categorii de investitii</p>	<p><b>Se acceptă parțial</b> introducerea în BAR a imobilizărilor a căror valoare este sub limita valorica stabilită prin HG, dacă în contabilitatea internă a OD au fost clasificate ca și mijloace fixe. Activele de natura obiectelor de inventar</p>

	<p>racordare la sistemul de distribuție, pe care operatorul le rambursează în termen de 5 ani de la punerea în funcțiune a instalației de utilizare a gazelor naturale, conform reglementărilor privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale, aplicabile la data încheierii contractelor de racordare.</p>	<p>din baza remunerata a BAR, având în vedere că sunt necesare pentru realizarea activitatii de distribuție a gazelor naturale.</p> <p>Conform reglementarilor contabile și fiscale OD au obligații de a capitaliza orice cost direct atribuibil unei lucrari de investiții:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• din punct de vedere contabil, nu există o limită valorică de la care activele se încadrează în categoria imobilizărilor corporale; conform art. 190 alin.(1) din OMFP 1802/2014 pentru aprobarea Reglementărilor contabile privind situațiile financiare anuale individuale și situațiile financiare anuale consolidate, imobilizările corporale reprezintă active care: <ul style="list-style-type: none"> <li>a) sunt deținute de o entitate pentru a fi utilizate în producerea sau furnizarea de bunuri ori servicii, pentru a fi închiriate terților sau pentru a fi folosite în scopuri administrative;</li> <li>b) sunt utilizate pe parcursul unei perioade mai mari de un an;</li> </ul> </li> <li>• din punct de vedere fiscal, mijlocul fix reprezintă orice imobilizare corporală care: <ul style="list-style-type: none"> <li>a) este deținută pentru a fi utilizată în producția sau livrarea de bunuri sau în prestarea de servicii, pentru a fi închiriată terților sau în scopuri administrative; b) are o durată normală de utilizare mai mare de un an; și</li> <li>c) are o valoare mai mare decât limita stabilită prin hotărâre a Guvernului;</li> </ul> </li> <li>• în prezent, limita este în sumă de 2.500 lei și a fost stabilită prin H.G. nr. 276/2013 privind stabilirea valorii de intrare a mijloacelor fixe; <i>o prin urmare, există posibilitatea ca în contabilitate să se înregistreze imobilizări corporale care să îndeplinească din punct de vedere contabil cele două condiții, dar să aibă o valoare mai mică decât plafonul minim recunoscut din punct de vedere fiscal;</i></li> </ul> <p>În ceea ce privește cheltuielile cu proiectarea, manopera, taxe regularizare, alte taxe, vă comunicăm că acestea au fost capitalizate în conformitate cu art. 226 (2) din Ordinul Ministerului Finanțelor Publice nr. 1.802 din 29.12.2014 pentru aprobarea Reglementărilor contabile</p>	<p>se vor recunoaște în tarife prin componenta CPD ulterior realizării costurilor.</p>
--	--	--	--

		<p>privind situațiile financiare anuale individuale și situațiile financiare anuale consolidate, respectiv „226 (2) Exemple de costuri care se efectuează în legătură cu construcția unei imobilizări corporale, direct atribuibile acesteia, sunt:</p> <p>a) costurile reprezentând salariile angajaților, contribuțiile legale și alte cheltuieli legate de acestea, care rezultă direct din construcția imobilizării corporale;</p> <p>b) cheltuieli materiale;</p> <p>c) costurile de amenajare a amplasamentului;</p> <p>d) costurile inițiale de livrare și manipulare;</p> <p>e) costurile de instalare și asamblare;</p> <p>f) cheltuieli de proiectare și pentru obținerea autorizațiilor;</p> <p>g) costurile de testare a funcționării corecte a activului, după deducerea încasărilor nete provenite din vânzarea elementelor produse în timpul aducerii activului la amplasamentul și condiția de funcționare (cum ar fi eșantioanele produse la testarea echipamentului);</p> <p>h) onorariile profesionale plătite avocaților și experților, precum și comisioanele achitate în legătură cu activul etc.”</p> <p>Reiteram astfel obligația pe care o avem din punct de vedere a reglementărilor contabile și fiscale de a capitaliza orice cost direct atribuibil unei lucrări de investiții.</p> <p><b>Propunem completarea cu 3 noi litere, f, g și h, după cum urmează:</b></p> <p><b>f) capitalul de lucru necesar titularului de licență pentru desfășurarea activității curente din perioada de reglementare, pentru o durată medie de 30 de zile calendaristice. Capitalul de lucru se determină ca fiind a 12-a parte din valoarea veniturilor totale ale operatorului, estimate a fi realizate din activitatea reglementată în primul an al perioadei de reglementare, exclusiv TVA</b></p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Existența unui fond de rulment pozitiv ține de strategiile și politicile operaționale ale managementului financiar și</p>
--	--	---	--

Referitor la lit. noua f)

Legea 123/2012 art. 178 alin. (1) lit b): „tarifele trebuie să asigure o rată rezonabilă a rentabilității capitalului investit, [...]”

Conform teoriei economice: Capital investit=Active corporale + Active necorporale + Fond de rulment (capital de lucru)

Prin urmare, conform prevederilor Legii 123/2012 (178 alin. (1) lit b), metodologia de stabilire a tarifelor de distribuție trebuie să asigure și remunerarea capitalului de lucru, parte componentă a capitalului investit.

ANRE nu poate redefini, prin legislație secundară, noțiunea economică de capital investit. Existența unui capital (fondului de rulment) de lucru nu are legătură cu nicio strategie sau politică operațională decisă de management. Decizia ANRE de a nu recunoaște capitalul de lucru, parte componentă a capitalului investit, este contrară prevederilor Legii 123. Invocarea „recomandării” Curții de Conturi ca justificare a excluderii/nerecunoașterii NRF este eronată, întrucât Curtea de Conturi nu are atribuții în actele de reglementare ale ANRE (art. 2 alin.(8) din OUG 33/2007, cu modificările și completările ulterioare: „(8) Verificarea activității ANRE de către Curtea de Conturi a României se realizează numai asupra operațiunilor economico-financiare efectuate de ANRE, care se reflectă în bugetul de venituri și cheltuieli și în situațiile anuale”)

**g) terenuri**

Referitor la lit. g) - Terenurile reprezintă imobilizări corporale neamortizabile și fac parte din capitalul investit. Pe aceste terenuri se regăsesc clădirile administrative, SRM-uri, SRMP-uri sau depozite pentru materiale, contori, etc. Prin urmare, operatorul de distribuție care a achiziționat respectivul teren (practic și-a “blocat” o anumită sumă bănească pentru o perioadă de timp îndelungată) trebuie să fie remunerat, în confirmare cu prevederile Legii 123/2012.

ANRE nu poate elimina din capitalul investit anumite imobilizări corporale, dacă acestea nu sunt expres prevăzute prin legislație primară.

ale managementului general al operatorilor de rețea.

ANRE are în vedere recomandarea expresă a Curții de Conturi în urma analizei practicii OD. Totodată, operatorii nu au demonstrat că au credite pe termen scurt pentru finanțarea activității curente.

**Se respinge**

Imobilizările corporale din categoria terenurilor nu sunt amortizabile și nu se depreciază în timp

		<p>Eliminarea din RAB a terenurilor în perioada a 4-a de reglementare a fost o eroare a ANRE. Acest lucru trebuie corectat prin aceasta noua metodologie. Pastrarea acestei erori și în noua metodologie arata ca ANRE legifereaza impotriva prevederilor legii primare, care nu prevede nicio exceptie de nerecunoasterea a vreunei imobilizari corporale.</p> <p><b>h) imobilizările corporale și necorporale rezultate în urma realizării proiectelor pilot, prevăzute la art. 50 alin. (4) lit f).</b></p> <p>Referitor la lit. h : solicităm recunoașterea și costurilor de natură CAPEX rezultate în urma derulării proiectelor pilot aferente tranziției energetice, pentru integrarea în sistem, în condiții de eficiență, a unor surse și tipuri de gaze cu emisii scăzute de carbon, în special, gazele din surse regenerabile</p>	<p>De asemenea terenurile aferente SRMP, SRMS, trebuie puse la dispoziție de UAT având în vedere că distribuția reprezintă serviciu public și se plătește redevență autorităților locale</p> <p><b>Se respinge</b></p> <p>Imobilizările rezultate în urma proiectelor pilor nu contribuie în mod direct la derularea activității de distribuție. Costul proiectelor pilot se recunosc prin componenta CN.</p>
<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>Art. 29 - (1) Pentru fiecare an al perioadei de reglementare, CAPEX prognozate, care se includ în calculul venitului reglementat, se determină cu următoarea formulă:</p> $CAPEXe(i) = RRR * (BAR1ian(i) + BARE_{31dec(i)} * 1/2 + AR1ian(i))$ <p>unde:</p> <p>CAPEXe(i) – costurile de capital estimate care se recuperează prin venitul reglementat permis în anul (i) al perioadei de reglementare;</p>		

	<p>RRR – rata reglementată a rentabilității capitalului investit, aprobată de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p> <p>BAR<sub>1ian(i)</sub> – valoarea aferentă bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale existente la începutul anului (i) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p> <p>BAR<sub>e_31dec(i)</sub> – valoarea estimată a bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale la sfârșitul anului (i) al perioadei de reglementare, estimată având la bază planul de investiții aprobat de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p> <p>AR<sub>1ian(i)</sub> – amortizarea reglementată aferentă imobilizărilor corporale și necorporale existente la începutul anului (i) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p> <p>(2) Valoarea BAR, la începutul fiecărui an al perioadei de reglementare se determină după cum urmează:</p> $BAR_{1ian(i)} = BAR_{31dec(i-1)} * (1 + RI_{RRR(i)}),$ <p>unde:</p> <p>BAR<sub>1ian(i)</sub> – valoarea aferentă bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale existente la începutul anului (i) al perioadei</p>	<p>(2) Valoarea BAR, la începutul fiecărui an al perioadei de reglementare se determină după cum urmează:</p> $BAR_{1ian(i)} = BAR_{31dec(i-1)} * (1 + RI_{RRR(i)}),$ <p>unde:</p> <p>BAR<sub>1ian(i)</sub> – valoarea aferentă bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale existente la începutul anului (i) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Utilizarea rate a inflației diferită de cea utilizată la calculul RRR ar necesita implicit recalcularea valorii RRR, altfel valoarea RRR determinată pe baza unor alte rate ale inflației și-ar pierde relevanța, putând genera o remunerare a OD diferită de cea cuvenită.</p>
--	---	---	--

<p>de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p> <p><math>RI_{RRR(i)}</math> – rata inflației pentru anul de reglementare (i), luată în calcul la determinarea valorii RRR aprobate de ANRE pentru perioada de reglementare, conform Anexei nr. 5;</p> <p><math>BAR_{31dec(i-1)}</math> – valoarea aferentă bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale existente la sfârșitul anului (i-1) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p>	<p><del><b><math>RI_{RRR(i)}</math> – rata inflației estimate pentru anul de reglementare (i), luată în calcul la determinarea valorii RRR aprobate de ANRE pentru perioada de reglementare, conform Anexei nr. 5;</b></del></p> <p>Referitor la alin. 2:</p> <p>RRR este stabilită în termeni reali; prin urmare, utilizarea unor valori estimate a <math>R_i</math> utilizate în stabilirea RRR este complet nejustificată. Valorile estimate a <math>R_i</math> în stabilirea RRR erau corelate cu valorile în termeni nominali a elementelor determinante/componente a CMPC-ului; prin urmare, stabilirea unui indicator în termeni reali, nu trebuie condiționat de <math>R_i</math> estimate viitoare, acestea putând să varieze față de <math>RI</math> estimate inițial, fără să modifice indicatorul stabilit în termeni reali (Teoria economică).</p> <p><math>BAR_{31dec(i-1)}</math> – valoarea aferentă bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale existente la sfârșitul anului (i-1) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p> <p>Ajustarea cu inflația este singurul mecanism prin care un operator economic care activează pe o piață reglementată își poate diminua riscurile induse de fluctuațiile unui indicator asupra cărui nu are control.</p> <p>Prevederile privind tratamentul inflației sunt în contradicție cu principiile Metodologiei și ale Legii Energiei și Gazelor Naturale privind un mediu de reglementare eficient, funcționarea efectivă și eficientă a societăților de distribuție, promovarea investițiilor eficiente în rețeaua de distribuție a gazelor și promovarea unor practici eficiente de exploatare și mentenanță a rețelei de distribuție gaze naturale. Mai mult, prevederile privind inflația deviază substanțial de la bunele practici în reglementare implementate și observate la nivelul tarilor europene, după cum este detaliat în raportul CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023 din 21 februarie 2024.</p> <p>Conform celor mai bune practici aplicate de alți reglementatori europeni, cadrul tarifar permite ajustarea cu inflația realizată/efectivă, de o manieră care să protejeze operatorii de distribuție împotriva</p>	<p>Valoarea RRR este calculată în termeni reali, prin deducerea unei rate estimate a inflației dintr-o valoare a rentabilității calculată în termeni nominali.</p> <p>Astfel, calcularea ulterioară a rentabilității convenite OD prin indexarea valorii BAR cu o rată a inflației mai mare decât cea utilizată la stabilirea RRR poate genera o supra remunerare a OD, în timp ce utilizarea unei rate mai reduse a inflației poate genera o remunerare a OD inferioară celei convenite.</p>
---	---	---

	<p>(3) Valoarea estimată a bazei activelor reglementate la sfârșitul anului (i) al perioadei de reglementare se determină cu următoarea formulă:</p>	<p>riscurilor de politica monetara și fiscala care nu sunt în controlul lor. în acest sens, reglementatorii utilizeaza în general inflatia prognozata la inceputul perioadelor de reglementare și ajusteaza apoi ex-post tarifele în functie de inflatia realizata. Aceste mecanisme de ajustare a tarifulor pentru a reflecta inflatia realizata au rolul de a actualiza fluxurile de numerar disponibile operatorilor de o maniera care sa asigure mentinerea puterii de cumparare a banilor pentru acoperirea costurilor efective realizate atat pentru operarea retelelor cat și pentru investitiile în retea. Pe cale de consecinta, ajustarea cu inflatia realizata, asigura între altele, sustenabilitatea și viabilitatea financiara a desfasurarii activitatii și mentinerea bazei de active în parametrii necesari imbunatatirii calitatii serviciului de distributie. în contrast atat cu practica altor reglementatori și cu recomandările institutiilor din domeniu dar și cu prevederile metodologiilor tarifare aplicate pana în prezent în Romania, mecanismul propus de ANRE pentru PR5 nu permite recuperarea integrala a inflatiei realizate, iar în cazul inflatarii BAR nu asigura indexarea în cazul în care inflatia prognozata depaseste inflatia inclusa în calculul RRR. în consecinta, mecanismul propus de ANRE contribuie la erodarea fluxurilor de numerar reale ale OD cu consecinte negative semnificative asupra funcționarii efective și eficiente a OD, stimulării investițiilor eficiente și promovării unor practici eficiente de exploatare. Mecanismul privind inflatia propus de ANRE pentru PR5 creaza un dezechilibru substantial, OD fiind de facto expusi integral la riscurile de politica monetara și fiscala care nu sunt în controlul lor, intrucat pe de o parte costurile reale de operare și capital ale OD reflecta integral inflatia realizata în timp ce, pe de alta parte, veniturile cuvenite OD prin aplicarea acestui mecanism asigura recuperarea costurilor numai la nivelul inflatiei prognozate. Aceasta expunere majora la un risc semnificativ ca inflatia realizata sa depaseasca inflatia prognozata, risc pentru care OD nu au mecanisme alternative de mitigare afecteaza semnificativ capacitatea OD de a atrage finantare cu atat mai mult în conditiile în care în ultimii 5 ani inflatia realizata a depasit în unii ani chiar și cu peste 10% inflatia prognozata.</p> <p>3) Valoarea estimată a bazei activelor reglementate la sfârșitul anului (i) al perioadei de reglementare se determină cu următoarea formulă:</p>	
--	--	---	--

	<p><math>BARe_{31dec}(i) = BAR1ian(i) - AR1ian(i) + INV1e(i) - INVEe(i)</math></p> <p>unde:</p> <p><math>BARe_{31dec}(i)</math> – valoarea aferentă bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale existente la sfârșitul anului (i) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p> <p><math>BAR1ian(i)</math> – valoarea aferentă bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale existente la începutul anului (i) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p> <p><math>AR1ian(i)</math> – amortizarea reglementată aferentă imobilizărilor corporale și necorporale existente la începutul anului (i) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p> <p><math>INV1e(i)</math> – valoarea estimată a imobilizărilor corporale și necorporale ce urmează a fi puse în funcțiune sau recepționate/date în folosință, după caz, și incluse în BAR în cursul anului (i), conform planului de investiții al OD, acceptat de ANRE;</p> <p><math>INVEe(i)</math> – valoarea reglementată rămasă neamortizată, estimată, a imobilizărilor corporale și necorporale ce urmează a fi scoase din BAR în cursul anului (i);</p>	<p><math>BARe_{31dec}(i) = BAR1ian(i) - AR1ian(i) + INV1e(i) - INVEe(i)</math></p> <p>unde:</p> <p><math>BARe_{31dec}(i)</math> – valoarea <b>estimată</b> aferentă bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale existente la sfârșitul anului (i) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p> <p><math>BAR1ian(i)</math> – valoarea aferentă bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale existente la începutul anului (i) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție;</p> <p>Referitor la alin (3) - completare pentru claritate.</p>	<p>Se acceptă modificarea definiției <math>BARe_{31dec}(i)</math></p>
--	---	--	---

<p>DGSR</p>	<p><b>Art. 30</b> - (1) Pentru determinarea CAPEX prognozate și CAPEX realizate, la începutul fiecărei perioade de reglementare ANRE efectuează comparația între valoarea BAR la data de 31 decembrie a anului precedent și valoarea contabilă la data de 31 decembrie a imobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR.</p> <p>(2) Valoarea contabilă la data de 31 decembrie a imobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR include și valoarea reevaluărilor imobilizărilor corporale și necorporale, efectuată de către evaluatori autorizați, înregistrate în evidențele contabile.</p> <p>(3) Pe parcursul perioadei de reglementare, la solicitarea OD, ANRE poate efectua, cu ocazia stabilirii anuale a tarifelor de distribuție, comparația prevăzută la alin. (1).</p> <p>(4) În cazul în care, OD nu transmite valoarea contabilă la data de 31 decembrie a imobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR sau în urma comparațiilor prevăzute la alin. (3) și alin. (4), valoarea BAR la 31 decembrie este mai mare decât valoarea contabilă la data de 31 decembrie a imobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR, rata inflației luată în calcul pentru anul de reglementare (i) va fi egală cu zero.</p>	<p>Propunem <b>modificarea articolului 30</b>, astfel:</p> <p>- Modificarea alineatului (2) după cum urmează:</p> <p>”(2) Valoarea contabilă la data de 31 decembrie a imobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR include și valoarea reevaluărilor imobilizărilor corporale și necorporale, <del>efectuată de către evaluatori autorizați</del>, înregistrate în evidențele contabile.”</p> <p>-Modificarea alineatului (4) după cum urmează:</p> <p>”(4) În cazul în care, OD nu transmite valoarea contabilă la data de 31 decembrie a imobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR sau în urma comparațiilor prevăzute la alin. (3) și alin. (4), valoarea BAR la 31 decembrie este mai mare <b>cu peste 10%</b> decât valoarea contabilă la data de 31 decembrie a imobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR, rata inflației luată în calcul pentru anul de reglementare (i) va fi egală cu zero.”</p> <p><b>Propunem eliminarea:</b></p> <p>Art. 30</p> <p>Legislația primară nu conține nicio prevedere expresă de nerecunoaștere a diferențelor valorice dintre valoarea neta reglementată (RAB) și valoarea neta contabilă (VNC). Prin urmare, legislația secundară nu</p>	<p><b>Se acceptă</b> completarea alin. (2)</p> <p>Valoarea contabilă la data de 31 decembrie a imobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR include și valoarea reevaluărilor imobilizărilor corporale și necorporale, înregistrate în evidențele contabile, efectuate de către evaluatori autorizați sau de către societate și auditate de auditori financiari independenți.</p> <p><b>Se acceptă</b>, introducerea unei marje de toleranță de 5%</p>
<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>			<p><b>Se respinge</b> eliminarea art. 30, având în vedere că politicile contabile adoptate de OD conduc la discrepanțe majore între valoarea netă contabilă și cea reglementată, care nu pot fi explicate publicului și</p>

		<p>poate institui excepții de la regulă, existând principiul potrivit căruia "prin legislația secundară nu poți adăuga la lege".</p> <p>Diferențele valorice între cele două baze de date sunt normale și evidente având în vedere principiile diferite care au stat la baza formării acestora (e.g. durate diferite de viață, perioade în care data începerii amortizării a fost diferită, active care se regăsesc în RAB, dar nu și în Registrul Contabil de Mijloace Fixe i.e. RAB0) Prin urmare, dacă se urmărește egalizarea valorilor nete reglementate cu valorile nete contabile, doar atunci când <math>RAB &gt; VNC</math>, atunci este nevoie de instituirea unui mecanism de recuperare a diferențelor valorice, nu o modalitate de nerecunoaștere a acestora, întrucât se încalcă principiul fundamental al prevederilor art. 178 din capitolului "Prețuri și tarife" din Legea 123/2012, de recunoaștere a costurilor realizate de către OSD. Mai mult, acestea au fost deja recunoscute de către ANRE prin reglementările/ordinele emise</p>	<p>utilizatorilor rețelei, actualizarea valorii reglementate cu rata inflației se efectuează doar în cazul în care valoarea contabilă a activelor incluse în BAR se reevaluează până la valoarea de piață.</p> <p>S-a acceptat propunerea DGSR de introducere a unei marje de toleranță.</p>
MEGACONSTRUCT	<p><b>Art. 32</b> - (1) CPD reprezintă cheltuieli de exploatare în limitele de deductibilitate fiscală stabilite de actele normative în vigoare, aferente activității de distribuție, care nu pot fi controlate de către conducerea OD și asupra cărora aceasta nu poate acționa direct pentru creșterea eficienței activității desfășurate și includ:</p> <p>j) cheltuieli privind dobânzi aferente creditelor bancare, dacă din memoriul și documentele justificative rezultă că acestea sunt aferente creditelor utilizate în limita valorii eligibile a proiectelor finanțate din fonduri europene și alte programe de fonduri nerambursabile, în cazul depășirii termenelor de plată de către Autoritățile de Management. Perioada pentru care se recunosc aceste dobânzi este</p>	<p>Solicităm completarea astfel:</p> <p>j) cheltuieli privind dobânzile aferente creditelor bancare și <b>împrumuturilor contractate de la alte entități non-bancare</b>, dacă din memoriul și documentele justificative rezultă că acestea sunt aferente creditelor/împrumuturilor utilizate în limita valorii eligibile a proiectelor finanțate din fonduri europene și alte programe de fonduri nerambursabile, în cazul depășirii termenelor de plată de către Autoritățile de Management. Perioada pentru care se recunosc aceste dobânzi este egală cu durata întârzierii de încasare a cererii de rambursare.</p>	<p><b>Se acceptă</b> cu o completare în sensul încadrării nivelului dobânzii în condițiile pieței</p>

	egală cu durata întârzierii de încasare a cererii de rambursare.		
DGSR DELGAZ       DELGAZ PREMIER ACUE	<p><b>Art. 32 alin (2)</b></p> <p>2.3. Costurile preluate direct – CPD</p> <p>2) se asimilează CPD, costul aparatelor și instalațiile de măsurare, control și reglare a gazelor naturale, cu o valoare de intrare mai mică decât limita stabilită prin acte normative, pentru a fi considerate mijloace fixe.</p>	<p>Solicităm <b>eliminarea alineatului (2) al articolului 32 și tratarea mijloacelor de măsurare în același mod ca în cea de a 4-a perioadă de reglementare:</b></p> <p><del>”2) se asimilează CPD, costul aparatelor și instalațiile de măsurare, control și reglare a gazelor naturale, cu o valoare de intrare mai mică decât limita stabilită prin acte normative, pentru a fi considerate mijloace fixe.”</del></p> <p>În susținerea acestei propuneri, semnalăm faptul că în ultimii doi ani ai perioadei a 5-a de reglementare va expira valabilitatea metrologică a unui mare număr de contoare, ca urmare a ajungerii la limita de valabilitate a contoarelor montate în perioada de gratuitate a racordării, când s-a înregistrat un număr deosebit de mare de puneri în funcțiune, impactul în tarife urmând să fie unul semnificativ.</p> <p>Introducere litere noi</p> <p><b>k) cheltuielile financiare, altele decât cele prevăzute la lit j), privind dobânzile care nu au fost capitalizate conform prevederilor legale, aferente creditelor bancare contractate pentru finanțarea imobilizărilor corporale, în vederea înființării sau extinderii sistemului de distribuție</b></p> <p>propunem pastrarea principiului din perioada a 4-a de reglementare;</p> <p><b>l) cheltuielile aferente impozitului pe monopolul natural</b></p> <p>Impozitul pe monopol natural reprezintă o cheltuială justificată cu caracter necontrolabil, în conformitate cu prevederile Legii 123/2012 (art.178 alin.(1) lit.b)).</p> <p>Legislația primară nu conține nicio prevedere expresă de nerecunoaștere a unor categorii de costuri realizate de către distribuitori, prin obligații generate de acte normative similare, precum taxe și impozite. Prin urmare, legislația secundară nu poate institui excepții de la regulă, existând principiul potrivit căruia "prin legislația secundară nu poți adăuga la lege". Acest tip de cheltuială este similară și cu cheltuiala</p>	<p><b>Se acceptă pațial</b>, vor fi recunoscute în CPD costurile cu aparatele și instalațiile de măsurare, control și reglare a gazelor naturale, puse în funcțiune începând cu perioada a cincea de reglementare, care sunt înregistrate în contabilitatea internă a OD ca și costuri operaționale</p> <p><b>Se respinge</b>, cheltuielile cu dobânzile necapitalizate sunt acoperite prin RRR</p> <p><b>Se respinge</b> având în vedere Nota de fundamentare a Ordonatei nr. 5/2013 care prevede că impozitul pe monopol este în fapt un impozit suplimentar pe profit, care nu se recunoaște în tarifele de distribuție</p>

		generată de redevențele activității de distribuție, cheltuială recunoscută în tarife conform prevederilor din Legea 123/2012.	
DGSR	<p><b>Art. 33</b> - Nu sunt recunoscute drept CPD aferente activității de distribuție a gazelor naturale:</p> <p>h) cheltuielile aferente impozitului pe monopolul natural.</p>	<p>Solicităm recunoașterea impozitului pe monopolul natural, respectiv eliminarea literei h) a articolului 33 și introducerea acestei cheltuieli la articolul 32, alin.(1), având în vedere că reprezintă o cheltuială justificată cu caracter necontrolabil, în conformitate cu prevederile Legii 123/2012 (lit.b) alin.(5) art.79). Legislația primară nu conține nicio prevedere expresă de nerecunoaștere a unor categorii de costuri realizate de către distribuitori, prin obligații generate de acte normative similare, precum taxe și impozite. Prin urmare, legislația secundară nu poate institui excepții de la regulă, existând principiul potrivit căruia "prin legislația secundară nu poți adăuga la lege". Acest tip de cheltuială este similară cu cheltuiala generată de redevențele aferente concesiunii serviciului de distribuție, cheltuială recunoscută în tarife conform prevederilor lit. f) alin. (5) art.79 din Legea 123/2012. Impozitul pe monopol natural reprezintă o cheltuială justificată cu caracter necontrolabil.</p> <p>Legislația primară nu conține nicio prevedere expresă de nerecunoaștere a unor categorii de costuri realizate de către distribuitori, prin obligații generate de acte normative similare, precum taxe și impozite. Prin urmare, legislația secundară nu poate institui excepții de la regulă, existând principiul potrivit căruia "prin legislația secundară nu poți adăuga la lege". Acest tip de cheltuială este similară și cu cheltuiala generată de redevențele activității de distribuție, cheltuială recunoscută în tarife conform prevederilor lit.f) alin.(5) art.79 din Legea 123/2012.</p> <p>Solicităm recunoașterea acestei categorii de cheltuieli, având în vedere că sunt efectuate în scopul activității de distribuție (recuperare creanțe, daune, altele asemenea) fiind considerate de autoritățile fiscale ca fiind deductibile</p>	<p><b>Se respinge</b> având în vedere Nota de fundamentare a Ordonatei nr. 5/2013 care prevede că impozitul pe monopol este în fapt un impozit suplimentar pe profit, care nu se recunoaște în tarifele de distribuție</p>
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>g) cheltuielile financiare, cu excepția celor prevăzute la art. 32, alin. (1) lit. j).</p> <p>h) <del>cheltuielile aferente impozitului pe monopolul natural.</del></p>	<p>g) cheltuielile financiare, cu excepția celor prevăzute la art. 32, alin. (1) lit. j) și k);</p>	<p><b>Se respinge</b> având în vedere Nota de fundamentare a Ordonatei nr. 5/2013 care prevede că impozitul pe</p>

		<p>Corelat cu propunerea de la art. 32 alin. (1) lit l). Solicităm recunoașterea impozitului pe monopolul natural, respectiv eliminarea literei h) a articolului 33 și introducerea acestei cheltuieli la articolul 32, alin.(1), având în vedere că reprezintă o cheltuială justificată cu caracter necontrolabil, în conformitate cu prevederile Legii 123/2012 (lit.b) alin.(1) art.178). Legislația primară nu conține nicio prevedere expresă de nerecunoaștere a unor categorii de costuri realizate de către distribuitori, prin obligații generate de acte normative similare, precum taxe și impozite. Prin urmare, legislația secundară nu poate institui excepții de la regulă, existând principiul potrivit căruia "prin legislația secundară nu poți adăuga la lege". Acest tip de cheltuială este similară cu cheltuiala generată de redevențele aferente concesiunii serviciului de distribuție, cheltuială recunoscută în tarife conform prevederilor (lit.b) alin.(1) art.178) din Legea 123/2012</p>	<p>monopol este în fapt un impozit suplimentar pe profit, care nu se recunoaște în tarifele de distribuție</p>
<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>Art. 35 - 1) Pentru fiecare an al perioadei de reglementare, venitul reglementat corectat se determină cu următoarea formulă:</p> $VRC(i) = VR(i)$ $+ (\Delta)RIV(i-1)*(1 + Rie(i))$ $+ (\Delta)VRC(i-1)*(1 + Rie(i))$ $+ (\Delta)CPERS(i-1)*(1 + Rie(i))$ $+ (\Delta)CT(i-1)*(1 + Rie(i))$ $+ (\Delta)CAPEX(i-1)*(1 + Rie(i))$ $+ (\Delta)CPD(i-1)*(1 + Rie(i))$ $+ (\Delta)RCR(i-1)*(1 + Rie(i)),$ $+ CN(i-1)*(1 + Rie(i))$ $- AVD(i-1)*(1 + Rie(i))$ $+ RSE(i)$	$\pm (\Delta)VRC(i-1)*(1 + Rie(i))$ <p>Ajustare propusa pentru corelarea cu formula de la art. 40 alin. (2)</p>	<p><b>Se respinge</b> deoarece termenul <math>\Delta VRC(i-1)</math> poate lua valori pozitive sau negative care sunt adunate ca atare în calculul VRC</p>

<p>DGSR</p>	<p>+ RCR(i)</p> <p>+ SR(i)</p> <p>(3) Pentru investițiile în proiectele de infrastructură necesare pentru tranziția energetică, realizate din fonduri proprii, care nu beneficiază de stimulent conform alin. (2), ANRE poate acorda un supliment peste rata reglementată a rentabilității.</p>	<p>(3) Pentru investițiile <b>în rețea</b> și în proiectele de infrastructură necesare pentru tranziția energetică, realizate din fonduri proprii, care nu beneficiază de stimulent conform alin. (2), ANRE <del>poate acorda un supliment peste rata reglementată a rentabilității</del> <b>acordă un supliment de 1% peste rata reglementată a rentabilității</b>.</p> <p>(4) <b>pentru imobilizările corporale și necorporale noi, puse în funcțiune, aferente sistemului de distribuție a gazelor naturale, realizate din fonduri proprii în cadrul unor proiecte în care au fost atrase și fonduri europene nerambursabile, se stabilește un stimulent în valoare de 2 puncte procentuale peste rata reglementată a rentabilității capitalului investit aprobată.</b></p> <p>Solicităm acordarea unui stimulent 1 % peste RRR pentru obiectivele în rețea, similar cu abordarea din perioada IV de reglementare și același stimulent și pentru obiectivele necesare pentru tranziția energetică.</p> <p>Solicităm acordarea unui stimulent 2 % peste RRR pentru această categorie de obiective, similar cu abordarea din perioada IV de reglementare.</p> <p>Propunem <b>modificarea alineatului (3) al articolului 35</b> după cum urmează:      ”(3) Pentru investițiile în proiectele de infrastructură necesare pentru tranziția energetică, realizate din fonduri proprii, care nu beneficiază de stimulent conform alin. (2), ANRE <del>poate acorda</del> <b>acordă</b> un supliment de <b>1%</b> peste rata reglementată a rentabilității.”</p>	<p><b>Se respinge</b> menționarea unui anumit nivel al stimulentei în cuprinsul metodologiei.</p> <p>În plus, acordarea suplimentului trebuie să rămână o posibilitate de stimulare suplimentară a anumitor categorii de investiții, nu o remunerare suplimentară pentru toate categoriile de investiții și sed vor acorda acelor investiții care îndeplinesc criteriile stabilite prin procedurile ANRE.</p> <p>Nivelul eventualelor suplimente acordate în perioada a cincea de reglementare, se va menționa în cuprinsul Ordinului de aprobare a metodologiei și va fi corelat cu cel aprobat pentru domeniul energiei electrice.</p> <p>Se acceptă introducerea în ordinul de aprobare a Metodologiei a unui stimulent de de 0,5% peste rata reglementată a rentabilității capitalului investit aprobată, pentru mijloacele fixe noi,</p>
-------------	---	--	---

			realizate din fonduri proprii în cadrul unor proiecte cofinanțate din fonduri europene nerambursabile și a unui stimulent de 0,5% peste rata reglementată a rentabilității capitalului investit aprobată pentru investițiile în proiectele de infrastructură, realizate cu fonduri proprii, necesare pentru tranziția energetică. Acest stimulent are în vedere încurajarea OD pentru a realiza proiecte destinate tranziției la noi surse de energie.
MEGACO NSTRUCT	<b>Art. 35</b> $RCR_{(i)}$ – componenta de recuperare anuală a costurilor cu racordarea, care se rambursează solicitanților în anul (i), reprezentând o cincime din valoarea instalațiilor de extindere și branșare finanțate de solicitanți și puse în funcțiune în anul/anii anterior/anteriori, valoare limitată conform prevederilor Regulamentului privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale	Propunere  Pentru a evita orice interpretare neclară și pentru a asigura transparența aplicării prevederilor privind componenta de recuperare anuală a costurilor cu racordarea ( $RCR_{(i)}$ ), propunem ca în Art. 35 la definirea componentei RCR să se specifice în mod explicit că aceste costuri nu includ TVA-ul achitat de client către operatorul economic. Deși Art. 4 alin. (5) prevede că „costurile justificate nu includ TVA,” considerăm că ar fi util ca această excludere a TVA-ului să fie inclusă în cadrul definiției RCR.	<b>Se acceptă</b> completarea, pentru claritate
DELGAZ PREMIER ACUE	Art. 37 - (1) Rata inflației estimate pentru un an al perioadei de reglementare se consideră indicele prețurilor de consum (IPC) la sfârșitul anului, estimat de Comisia Națională de Prognoză, aferent anului pentru care se stabilește venitul reglementat corectat.	Art. 37 - (1) Rata inflației estimate pentru un an al perioadei de reglementare se consideră indicele prețurilor de consum (IPC) la sfârșitul anului, estimat de Comisia Națională de Prognoză, aferent anului pentru care se stabilește venitul reglementat corectat.  (2) Rata inflației realizate pentru un <b>an încheiat (i-1)</b> al perioadei de reglementare se determină pe baza indicilor totali anualii ai prețurilor de	<b>Se acceptă</b>

MEGACO NSTRUCT	<p>(2) Rata inflației realizate pentru un an al perioadei de reglementare se determină pe baza indicilor totali anuali ai prețurilor de consum, în perioada decembrie (i-1) – decembrie (i-2), publicați pe pagina de internet a Institutului Național de Statistică.</p> <p>(3) Prin excepție de la prevederile alin. (1) și alin. (2), rata estimată și rata realizată a inflației pentru costurile CAPEX se consideră a fi rata inflației utilizată de ANRE în calculul RRR aprobate pentru perioada de reglementare</p>	<p>consum, în perioada decembrie (i-1) – decembrie (i-2), publicați pe pagina de internet a Institutului Național de Statistică.</p> <p>Completare pentru claritate</p> <p>(3) <del>Prin excepție de la prevederile alin. (1) și alin. (2), rata estimată și rata realizată a inflației pentru costurile CAPEX se consideră a fi rata inflației utilizată de ANRE în calculul RRR aprobate pentru perioada de reglementare.</del></p> <p>Ref. la alin (3) RRR este stabilită în termeni reali; prin urmare, utilizarea unor valori estimate a Ri utilizate în stabilirea RRR este complet nejustificată. Valorile estimate a Ri în stabilirea RRR erau corelate cu valorile în termeni nominali a elementelor determinante/componente a CMPC-ului; prin urmare, stabilirea unui indicator în termen reali, nu trebuie condiționat de Ri estimate viitoare, acestea putând să varieze față de RI estimate inițial, fără să modifice indicatorul stabilit în termeni reali (Teoria economică).</p> <p>Justificări detaliate referitoare la necesitatea eliminării abordării propuse de ANRE în documentul în discuție referitoare la utilizarea pentru costurile de CAPEX a ratei inflației utilizate de ANRE în calculul RRR aprobate pentru perioada de reglementare sunt precizate la observațiile referitoare la art. 29 alin. (2).</p> <p>Solicităm eliminarea excepției prevăzute la alin. (3) motivat de păstrarea unui tratament egal între diverse categorii de costuri (OPEX și CAPEX). Astfel, solicităm ca toate costurile, inclusiv CAPEX, să fie evaluate pe baza aceluiași criterii, asigurând coerența metodologică</p>	<p><b>Se respinge</b> în corelare cu justificările de la art 29, alin. (2)</p> <p><b>Se respinge</b> în corelare cu justificările de la art 29, alin. (2)</p>
DELGAZ ACUE	<p>Art. 38 - (1) Rata anuală de creștere a eficienței activității de distribuție a gazelor naturale reflectă potențialele economii de costuri operaționale (OPEX), exclusiv costurile aferente consumului tehnologic și costurile cu personalul, ce pot fi realizate într-un an al perioadei de reglementare de</p>	<p>Propunem modificarea alin. (1) după cum urmează:</p> <p>(1) Rata anuală de creștere a eficienței activității de distribuție a gazelor naturale reflectă potențialele economii de costuri operaționale (OPEX), exclusiv costurile aferente consumului tehnologic, costurile cu personalul și <b>costurile aferente securității muncii</b> ce pot fi realizate într-un an al perioadei de reglementare de către OD pentru îmbunătățirea performanțelor economice.</p>	<p><b>Se respinge</b>, costurile aferente securității muncii sunt incluse în costurile OPEX</p>

	către OD pentru îmbunătățirea performanțelor economice.	Justificare: propunem menținerea abordării aplicabile ptr costurile de SSM pentru PR4	
ANRE	<del>Art. 40 – (4) În primul an al perioadei de reglementare, valoarea componentei de corecție (Delta)VRC este egală cu zero.</del>	Propunem eliminare, valoarea acestei componente se regăsește în SR, conform prevederilor art. 57, alin. (1)	Se elimină alin. (4) dat fiind faptul că sumele rezultate se regăsesc în SR
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 41- (1) (Delta)CPERS se calculează ca diferență între valoarea realizată și acceptată de ANRE pentru anul precedent, ca urmare a analizei în raport cu prevederile prezentei metodologii, și valoarea prognozată pentru același an, în termenii anului pentru care se calculează corecția, pe baza următoarei formule:</p> $(\text{Delta})\text{CPERS}(i-1) = \text{CPERSr}(i-1) - \text{CPERSp}(i-1)$ <p>unde:</p> <p>(Delta)CPERS(i-1) – componenta de corecție a costurilor cu personalul din anul (i-1)</p> <p>CPERSr(i-1) – valoarea costurilor cu personalul realizate și acceptate de ANRE pentru anul (i-1);</p> <p><b>CPERSp(i-1) – valoarea costurilor cu personalul permise OD de ANRE pentru anul (i-1), conform formulei:</b></p> $\text{CPERSp}(i-1) = [\text{CPERSp}(i-2) + \text{CNPCPERS}(i-1)] * (1+\text{RI}(i-1)) * (1+ \text{ICS}),$ <p><b>Unde RI (i-1)) = maximum (Rie (i-1) și RIr (i-1))</b></p> <p>Conducerea societății ia decizia de actualizare a salariilor, în urma discuțiilor cu reprezentanții salariaților, înainte de modificarea tarifelor de distribuție (1 iulie N). Astfel, după o decizie de creștere a salariilor corelată cu o rată estimată a inflației, acestea nu se mai pot diminua, în situația în care rata inflației reale este mai mică decât cea estimată</p> <p><del>(5) — În situația în care, în urma recalcularii costurilor prognozate cu personalul pe baza inflației realizate, valoarea rezultată este mai mare decât cea realizată, valoarea prognozată a costurilor cu</del></p> <p>(3) Valoarea prognozată prevăzută la alin. (1) include și costurile de personal neprevăzute, cu caracter permanent, recunoscute de ANRE pentru anul în cauză.</p>	<p>Art. 41- (1) (Delta)CPERS se calculează ca diferență între valoarea realizată și acceptată de ANRE pentru anul precedent, ca urmare a analizei în raport cu prevederile prezentei metodologii, și valoarea prognozată pentru același an, în termenii anului pentru care se calculează corecția, pe baza următoarei formule:</p> $(\text{Delta})\text{CPERS}(i-1) = \text{CPERSr}(i-1) - \text{CPERSp}(i-1)$ <p>unde:</p> <p>(Delta)CPERS(i-1) – componenta de corecție a costurilor cu personalul din anul (i-1)</p> <p>CPERSr(i-1) – valoarea costurilor cu personalul realizate și acceptate de ANRE pentru anul (i-1);</p> <p><b>CPERSp(i-1) – valoarea costurilor cu personalul permise OD de ANRE pentru anul (i-1), conform formulei:</b></p> $\text{CPERSp}(i-1) = [\text{CPERSp}(i-2) + \text{CNPCPERS}(i-1)] * (1+\text{RI}(i-1)) * (1+ \text{ICS}),$ <p><b>Unde RI (i-1)) = maximum (Rie (i-1) și RIr (i-1))</b></p> <p>Conducerea societății ia decizia de actualizare a salariilor, în urma discuțiilor cu reprezentanții salariaților, înainte de modificarea tarifelor de distribuție (1 iulie N). Astfel, după o decizie de creștere a salariilor corelată cu o rată estimată a inflației, acestea nu se mai pot diminua, în situația în care rata inflației reale este mai mică decât cea estimată</p> <p><del>(5) — În situația în care, în urma recalcularii costurilor prognozate cu personalul pe baza inflației realizate, valoarea rezultată este mai mare decât cea realizată, valoarea prognozată a costurilor cu</del></p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Nu se acceptă costuri cu personalul mai mari decât cele realizate, chiar dacă prin actualizare cu RI realizată se ajunge la o valoare mai mare</p> <p>Reformulare pentru claritate (5) În cazul care rata inflației estimate este mai mare decât rata inflației realizate, valoarea</p>

<p>PREMIER</p>	<p>(4) La determinarea componentei de corecție a costurilor cu personalul, valoarea prognozată luată în calcul a acestor costurilor va fi considerată cea rezultată după regularizarea inflației estimate incluse în venitul reglementat cu valoarea realizată a acesteia, aferentă anului pentru care se calculează componenta de corecție.</p> <p>(5) În situația în care, în urma recalculării costurilor prognozate cu personalul pe baza inflației realizate, valoarea rezultată este mai mare decât cea realizată, valoarea prognozată a costurilor cu personalul care se utilizează în calculul componentei de corecție este limitată la nivelul realizat și acceptat al costurilor cu personalul.</p> <p>(6) În situația în care, în urma recalculării costurilor prognozate cu personalul pe baza inflației realizate, valoarea rezultată este mai mică decât cea realizată a costurilor cu personalul, valoarea prognozată a costurilor cu personalul care se utilizează în calculul componentei de corecție este cea determinată pe baza inflației estimate.</p>	<p><del>personalul care se utilizează în calculul componentei de corecție este limitată la nivelul realizat și acceptat al costurilor cu personalul.</del></p> <p><del>(6) În situația în care, în urma recalculării costurilor prognozate cu personalul pe baza inflației realizate, valoarea rezultată este mai mică decât cea realizată a costurilor cu personalul, valoarea prognozată a costurilor cu personalul care se utilizează în calculul componentei de corecție este cea determinată pe baza inflației estimate</del></p> <p>Propunem eliminarea având în vedere că prin aceste ajustări se modifică referința de PEX permis care impactează costurile de PEX permise și pentru următorii ani ai perioadei de reglementare. O astfel de abordare poate conduce la un rezultat eronat în aprecierea nivelului costurilor cu personalul pentru anii 2-5, în situația în care din anumite motive, neimputabile voinței OSD, costurile cu personalul realizate să fie mai mici decât costurile acceptate și utilizate în calculul tarifelor din anul anterior, corectate cu RI. Astfel, OSD va fi “penalizat” în următorul an prin neluarea în calcul a unor interferente cu caracter temporar care au afectat rezultatul anului precedent (de ex: lipsa personalului calificat din piața de munca).</p> <p>Eliminare art. (3) (4) (5) (6)</p> <p>O astfel de abordare poate conduce la un rezultat eronat în aprecierea nivelului costurilor cu personalul pentru anii 2-5, în situația în care din anumite motive, neimputabile voinței OSD, costurile cu personalul realizate să fie mai mici decât costurile acceptate și utilizate în calculul tarifelor din anul anterior, corectate cu RI. Astfel, OSD va fi “penalizat” în următorul an prin neluarea în calcul a unor interferente cu caracter</p>	<p>recunoscută a costurilor cu personalul este minimul dintre valoarea realizată a acestor costuri și valoarea determinată prin actualizare cu rata estimată a inflației</p> <p>(6) În cazul care rata inflației estimate este mai mică decât rata inflației realizate, valoarea recunoscută a costurilor cu personalul este minimul dintre valoarea realizată a acestor costuri și valoarea determinată prin actualizare cu rata inflației realizate</p> <p><b>Se respinge</b>, variația costurilor cu personalul se recunoaște pe CN în cazul în care se constată că reprezintă costuri justificate</p>
----------------	---	--	---

		temporar care au afectat rezultatul anului precedent (de ex: lipsa personalului calificat din piața de munca).	
DGSR	<p><b>Art. 42 alin (8)</b> Prețul de achiziție recunoscut de ANRE se determină după cum urmează:</p> <p>a) pentru OD care au realizat separarea legală, prețul recunoscut de ANRE aferent CT realizat este minimul dintre:</p> <p>i. prețul mediu ponderat de achiziție a cantităților aferente consumului tehnologic realizat anual de toți operatorii de distribuție, într-o manieră prudentă, la care se permite o abatere de +5% și</p>	<p><b>Modificarea articolului 42 alineatul (8) litera (i)</b> după cum urmează:</p> <p>”i. prețul mediu ponderat de achiziție a cantităților aferente consumului tehnologic realizat anual de toți operatorii de distribuție, într-o manieră prudentă, la care se permite o abatere de +10% și”</p> <p>Această propunere este motivată de volatilitatea prețurilor de pe piețele de gaze naturale din ultimii doi ani.</p>	<p><b>Se respinge</b> modificarea marjei de preț, volatilitatea prețurilor îi afectează pe toți operatorii în mod egal, iar din analizele realizate pe parcursul perioadei a patra, s-a constatat că un singur OD nu s-a încadrat în limita impusă de prevederile metodologiei.</p> <p>Toți operatorii trebuie să depună eforturi pentru optimizarea costului de achiziție al CT</p>
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 42 - (1) (Delta)CT reprezintă componenta de corecție aferentă consumului tehnologic, calculată ca diferență între consumul tehnologic realizat și recunoscut de către ANRE și cel permis în anul precedent.</p> <p>(3) Cantitatea de gaze naturale recunoscută drept CT realizat în anul (i-1) este minimul dintre:</p> <p>i. cantitatea calculată conform prevederilor Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemele de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 18/2014, cu modificările și completările ulterioare,</p>	<p>(3)Cantitatea de gaze naturale recunoscută drept CT realizat în anul (i-1) este minimul dintre:</p> <p>i. cantitatea calculată conform prevederilor Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemele de distribuție a gazelor naturale, <del>aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 18/2014, cu modificările și completările ulterioare,</del></p> <p>ii. cantitatea solicitată de OD și</p> <p><del>iii. pentru OD care au realizat separarea legală a activităților, cantitatea din planul de reducere a consumului tehnologic, acceptat de ANRE.</del></p>	<p>Se completează alin. (3), pct. iii cu precizarea că CT aferent dezvoltării ulterioare a sistemului se adaugă celor prevăzute în planul de reducere, astfel:</p> <p>iii. pentru OD care au realizat separarea legală a activităților, cantitatea din planul de reducere a</p>

<p>MEGACONSTRUCT</p>	<p>ii. cantitatea solicitată de OD și</p> <p>iii. pentru OD care au realizat separarea legală a activităților, cantitatea din planul de reducere a consumului tehnologic, acceptat de ANRE.</p> <p>iv. pentru OD care nu au realizat separarea legală a activităților, cantitatea anuală de gaze naturale rezultată prin aplicarea mediei aritmetice a ponderii CT, recunoscută, aferente perioadei anterioare de reglementare, inclusiv anilor de tranziție</p> <p>(4) La determinarea valorii aferente costului CT se iau în calcul costul cu</p>	<p><del>iv. pentru OD care nu au realizat separarea legală a activităților, cantitatea anuală de gaze naturale rezultată prin aplicarea mediei aritmetice a ponderii CT, recunoscută, aferente perioadei anterioare de reglementare, inclusiv anilor de tranziție</del></p> <p>In cazul unui OSD care are rețea relativ nouă, CT-ul va crește prin „îmbătrânirea rețelei”. Prin urmare nu putem vorbi de un plan de reducere CT, în condițiile în care, în mod natural, acesta va crește. Un OSD care este în creștere organică și/sau creștere dinamică prin fuziuni nu poate avea un plan de scădere CT.</p> <p>Solicităm eliminarea punctului iii) și iv) în corelare cu observațiile legate de eliminarea planului de reducere CT de la art. 20.</p> <p>Prevederile actuale limitează cantitatea de CT recunoscută pentru OD care nu au realizat separarea legală, în special în cazul în care operatorii efectuează investiții noi în înființarea de sisteme de distribuție, precum și în extinderea acestora. Utilizarea mediei aritmetice istorice pentru recunoașterea CT nu ține cont de schimbările structurale ale rețelei, fapt pentru care propunem introducerea unui mecanism temporar de ajustare în cazul în care OD efectuează investiții care duc la creșteri justificate ale CT.</p>	<p>consumului tehnologic, acceptat de ANRE, la care se adaugă eventualele cantități suplimentare de CT, acceptate de ANRE, ca urmare a dezvoltării sistemului de distribuție</p> <p>Se reformulează pentru clarificare:</p> <p>iv. pentru OD care nu au realizat separarea legală a activităților, cantitatea anuală de gaze naturale rezultată prin aplicarea mediei aritmetice a ponderii CT, recunoscută de ANRE, pentru perioada anterioară de reglementare și anii de tranziție, <i>la cantitatea estimată a fi distribuită în fiecare an al perioadei de reglementare</i></p> <p><b>Se respinge</b> deoarece prin aplicarea ponderii medii a CT se ține cont și de CT aferent dezvoltării sistemelor, întrucât urmare a dezvoltării cantitățile distribuite vor înregistra o creștere</p>
----------------------	---	---	---

<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>achiziția gazului și alte costuri/venituri direct atribuibile CT recunoscut de ANRE.</p> <p>(5) Valoarea aferentă costului cu achiziția gazului recunoscut drept CT se determină ca produs între prețul de achiziție al acestuia și cantitatea de gaze naturale reprezentând CT.</p> <p>(6) Cheltuielile aferente achiziționării volumelor de gaze naturale care nu sunt recunoscute de ANRE în consumul tehnologic, în conformitate cu prevederile alin. (3), nu se includ în costul CT sau în alte categorii de costuri acceptate OD de către ANRE pentru a fi recuperate prin tarifele de distribuție.</p> <p>(7) Pentru primul an al perioadei de reglementare, pentru determinarea valorii CT, OD propune un preț de achiziție estimat și justificat.</p> <p>(8) Prețul de achiziție recunoscut de ANRE se determină după cum urmează:</p> <p>a) pentru OD care au realizat separarea legală, prețul recunoscut de ANRE aferent CT realizat este minimul dintre:</p> <p>i. prețul mediu ponderat de achiziție a cantităților aferente consumului tehnologic realizat anual de toți operatorii de distribuție, într-o manieră prudentă, la care se permite o abatere de +5% și</p> <p>ii. prețul mediu ponderat de achiziție realizat anual de operator într-o manieră prudentă;</p>	<p>(5) Valoarea aferentă costului cu achiziția gazului recunoscut drept CT se determină ca produs între <del>prețul</del> <b>costului unitar</b> de achiziție al acestuia și cantitatea de gaze naturale reprezentând CT.</p> <p>Pentru claritate</p> <p>(6) Cheltuielile aferente achiziționării volumelor de gaze naturale care nu sunt recunoscute de ANRE în consumul tehnologic, în conformitate cu prevederile alin. (3), nu se includ în costul CT sau în alte categorii de costuri acceptate OD de către ANRE pentru a fi recuperate prin tarifele de distribuție.</p> <p>(7) Primul an al perioadei de reglementare, pentru determinarea valorii CT, OD propune un <del>preț</del> <b>cost unitar</b> de achiziție estimat și justificat.</p> <p>(8) <del>Prețul</del> <b>Costul unitar</b> de achiziție recunoscut de ANRE se determină după cum urmează:</p> <p>a) <b>pentru OD care au realizat separarea legală, prețul recunoscut de ANRE aferent CT realizat este minimul dintre:</b></p> <p>i. <del>prețul mediu ponderat de achiziție a cantităților aferente consumului tehnologic realizat anual de toți operatorii de distribuție, într-o manieră prudentă, la care se permite o abatere de +5% și</del></p> <p>ii. <b>prețul mediu ponderat de achiziție realizat anual de operator într-o manieră prudentă;</b></p> <p>Prețul corect pentru vânzarea unui bun/marfa este dat de intersecția cererii cu oferta. Intersecția cererii cu oferta se realizează, în forma transparentă, în cadrul burselor de tranzacționare. Prin urmare, orice vânzare de bun/marfa prin cadrul unei burse de tranzacționare are un preț corect de piață la momentul tranzacționării. Astfel, în corelație cu obligațiile titularului de licența pentru prestarea serviciului de distribuție gaze naturale, un preț realizat transparent trebuie acceptat de ANRE (propunerea de la lit i)).</p>	<p><b>Se acceptă modificarea pe tot cuprinsul metodologiei</b></p> <p><b>Se acceptă</b></p> <p><b>Se respinge, OD trebuie sa întreprindă demersuri în vederea diminuării costului de achiziție al CT și încadrării în media pieței</b></p> <p>Pentru acoperirea situațiilor de criză energetică se introduce un nou aliniat:</p> <p>(9) Prin excepție de la prevederile alin. (8), în</p>
------------------------------------	---	---	---

	<p>b) pentru OD care nu au realizat separarea legală, prețul recunoscut de ANRE aferent CT realizat este prețul mediu ponderat de achiziție realizat anual de operator într-o manieră prudentă.</p>	<p>Se impune înlocuirea prevederilor cu o nouă reglementare care să asigure recunoașterea integrală a acestor costuri, atât timp cât sunt respectate bunele practici în achiziția cantităților necesare, care ar trebui aprobate de ANRE.</p> <p>Prețurile utilizate pentru calculul CT ar trebui să reflecte în mod adecvat condițiile pieței angro de gaze naturale și gradul de control pe care îi au operatorii de distribuție asupra prețului de achiziție. Având în vedere experiența ultimilor ani, în care s-au înregistrat creșteri exponențiale ale prețului la gaze naturale, este necesară renunțarea la prevederi care supun operatorii de distribuție riscului nerecunoașterii prețului realizat al achizițiilor de gaze naturale ptr. CT, date fiind fluctuațiile de pe piața angro de gaze naturale și impactul major asupra lichidităților operatorilor de distribuție.</p> <p>În plus, procentul de variație de 5% este stabilit în mod arbitrar de către ANRE, fără o justificare adecvată. Metoda actuală de stabilire a prețului de referință ca media prețurilor realizate de operatorii de distribuție nu poate oferi un rezultat simetric și echitabil, având în vedere numeroșii factori care pot afecta prețurile plătite de fiecare operator în parte.</p> <p>Operatorii de distribuție achiziționează gazele naturale pentru a acoperi pierderile în momente diferite în timp. Sistemul de evaluare a costurilor CT ar trebui să îndeplinească următoarele cerințe:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. să se bazeze pe piață;</li> <li>2. să fie transparent și nediscriminatoriu;</li> <li>3. să se bazeze pe norme de reglementare predefinite, care să reflecte în mod adecvat condițiile pieței angro de gaze naturale și gradul de control al OD;</li> </ol> <p>În condițiile în care:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. achizițiile de CT (contracte, cantitate și preț) sunt transparente pentru ANRE prin rapoartele lunare ale OD;</li> <li>2. procedurile de achiziție sunt transparente și nediscriminatorii;</li> <li>3. achiziția CT este necesară funcționării în parametrii optimi a rețelei de distribuție, nefiind o activitate de natură comercială, iar OD nu are pârghiile necesare optimizării costurilor pe piață, ci poate controla doar volumele CT.</li> </ol>	<p>situația în care anul (i-1) cuprinde o perioadă pentru care, prin acte normative emise de Parlamentul sau Guvernul României, a fost declarată criză pe piața gazelor naturale, costul gazelor necesare pentru acoperirea CT, recunoscut de ANRE pentru acea perioadă, este costul realizat de OD.</p>
--	---	--	--

PREMIER

se impune recunoașterea integrală a costurilor cu achiziția CT suportate de operatorii de distribuție. Inevitabil, prin raportarea la o medie a costurilor înregistrate de toți OD, unii operatori vor pierde, indiferent de eforturile depuse pentru obținerea unor prețuri competitive prin contracte care respectă principiile de transparență și nediscriminare, în corelare cu art 178 din Legea 123/2012

Propunere:

- a) pentru OD care au realizat separarea legală, costul unitar recunoscut de ANRE aferent CT realizat este:
  - i. pentru gazele naturale achiziționate prin tranzacții pe piața centralizată, destinate acoperirii consumului curent/înmagazinării pentru CT, este recunoscut costul mediu unitar ponderat realizat de către titularul de licență pentru toate cantitățile achiziționate, cu livrare în luna analizată, inclusiv costul de transport în Sistemul național de transport (SNT), conform documentelor justificative transmise.
  - ii. pentru gazele naturale achiziționate prin contracte bilaterale, destinate acoperirii consumului curent/înmagazinării pentru CT, este recunoscut cel mai mic cost unitar dintre:
    - 1) costul mediu ponderat unitar realizat de către titularul de licență pentru toate cantitățile achiziționate, cu livrare în luna analizată, prin contracte bilaterale menționate, inclusiv costul de transport în Sistemul național de transport (SNT), conform documentelor justificative transmise, și
    - 2) costul mediu unitar ponderat de achiziție a cantităților aferente consumului tehnologic realizat anual de toți operatorii de distribuție, inclusiv costul de transport în Sistemul național de transport (SNT), la care se permite o abatere de +5%.

Prețul corect pentru vânzarea unui bun/marfă este dat de intersecția cererii cu oferta. Intersecția cererii cu oferta se realizează, în forma

**Se respinge**, OD trebuie sa întreprindă demersuri în vederea diminuării costului de achiziție al CT și încadrării în media pieței indiferent de modalitatea de contractare a gazelor naturale

		<p>transparenta, in cadrul burselor de tranzacționare. Prin urmare, orice achiziționare de bun/marfa prin cadrul unei burse de tranzacționare are un preț corect de piața la momentul tranzacționării. Astfel, in corelație cu obligațiile titularului de licență pentru prestarea serviciului de distribuție gaze naturale, un preț realizat transparent trebuie acceptat de ANRE (propunerea de la lit i)).</p> <p>In cazul achiziționării cantităților de gaze naturale prin contracte bilaterale, ANRE are dreptul sa analizeze prudenta costului de achiziție.</p> <p>Propunere referitor la alin(3)</p>	
<p>DGSR PREMIER</p>	<p>Art. 43 alin (5) „Pentru clădirile administrative și imobilizările corporale și necorporale definite în Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale, precum și ai terminalelor GNL/hidrogen, ca fiind dotări, puse în funcțiune începând cu data de 01 ianuarie 2025, se acordă RRR diminuat cu 2 puncte procentuale.”</p>	<p>Solicităm <b>eliminarea alineatului (5) al articolului 43</b>, respectiv aplicarea, pentru activele menționate la acest alineat, a aceleiași valori RRR ca și pentru restul activelor din baza de active reglementate.</p> <p><del>(5) „Pentru clădirile administrative și imobilizările corporale și necorporale definite în Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale, precum și ai terminalelor GNL/hidrogen, ca fiind dotări, puse în funcțiune începând cu data de 01 ianuarie 2025, se acordă RRR diminuat cu 2 puncte procentuale.”</del></p> <p>Propunerea ANRE este contrară prevederilor art. 178 alin.(1) lit.b) din Legea 123/2012 prin care se stabilește o singura rata de rentabilitate a capitalului investit. ANRE, practic propune 2 rate de remunerare a capitalului investit. Prin urmare, legislația secundară nu poate institui excepții de la regulă, existând principiul potrivit căruia "prin legislația secundară nu poți adăuga la lege".</p> <p>Exista legislație in ceea ce privește stimularea investițiilor, nu si „penalizarea” lor.</p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Prevederile art. 178 al Legii energiei permit acordarea unei rate rezonabile a rentabilității capitalului investit stabilită de către ANRE la nivelul WACC pentru investițiile în obiectivele rețelelor de distribuție iar pentru dotări un nivel diminuat cu 2 puncte procentuale. Nivelul rentabilității diminuat cu 2 puncte procentuale a fost ales și pentru a asigura un tratament nediscriminatoriu între remunerarea investițiilor din sectorul energiei electrice și cele din sectorul gazelor naturale.</p>

			Totodată, lege nu prevede un nivel unic pentru toate activele aferente activității de distribuție
Delgaz	$CAPEX_{r(i)} = RRR * (BAR_{1ian(i)} - AR_{r(i)} + INVIA_{(i)} - INVEA_{(i)}) * K + AR_{r(i)}$ <p>Art. 43 alin (5) „Pentru clădirile administrative și imobilizările corporale și necorporale definite în Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale, precum și ai terminalelor GNL/hidrogen, ca fiind dotări, puse în funcțiune începând cu data de 01 ianuarie 2025, se acordă RRR diminuat cu 2 puncte procentuale.”</p>	<p>Propunere alin. nou</p> <p>(4<sup>1</sup>) RRR și stimulentele acordate pentru imobilizările corporale și necorporale puse în funcțiune/preluate în folosință începând cu cea de-a patra perioadă de reglementare se aplică lunar, corespunzător numărului de zile din luna respectivă, începând cu luna următoare celei de intrare în BAR a acestora.</p> <p>Propunere de completare cu alin 4<sup>1</sup> pentru claritate (prevedere existentă în Metodologia în vigoare la art. 27 alin. (4).</p> <p><del>(5) Pentru clădirile administrative și imobilizările corporale și necorporale definite în Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale, precum și ai terminalelor GNL/hidrogen, ca fiind dotări, puse în funcțiune începând cu data de 01 ianuarie 2025, se acordă RRR diminuat cu 2 puncte procentuale.</del></p> <p>Propunem eliminarea alineatului (5) al articolului 43, respectiv aplicarea, pentru activele menționate la acest alineat, a aceleiași valori RRR ca și pentru restul activelor din baza de active reglementate.</p> <p>Propunerea ANRE este contrară prevederilor lit.b) alin.(1) art. 178 din Legea 123/2012 prin care se stabilește o singură rată de rentabilitate a capitalului investit. ANRE, practic propune 2 rate de remunerare a capitalului investit. Prin urmare, legislația secundară nu poate institui excepții de la regulă, existând principiul potrivit căruia "prin legislația secundară nu poți adăuga la lege".</p> <p>Există legislație în ceea ce privește stimularea investițiilor, nu și „penalizarea” lor.</p>	<p><b>Se respinge,</b></p> <p>Având în vedere faptul că tarifele de distribuție se calculează anual, reflectând costuri anuale, și rentabilitatea se va calcula anual pe valoarea de la sfârșitul anului</p> <p><b>Se respinge</b></p> <p>Prevederile art. 178 al Legii energiei permit acordarea unei rate rezonabile a rentabilității capitalului investit stabilită de către ANRE la nivelul WACC pentru investițiile în obiectivele rețelelor de distribuție iar pentru dotări un nivel diminuat cu 2 puncte procentuale. Nivelul rentabilității diminuat cu 2 puncte procentuale a fost ales și pentru a asigura un tratament nediscriminatoriu între remunerarea investițiilor din sectorul energiei electrice și cele din sectorul gazelor naturale.</p>

		<p>Principiul remunerării activelor trebuie sa includa toate activele utilizate în timpul anului care contribuie direct sau indirect la prestarea serviciului de distributie gaze naturale.</p> <p>In modelul stabilirii venitului reglementat aferent activității de distribuție a gazelor naturale în Romania, ANRE determina BAR initial care se ajusteaza în cadrul perioadei de reglementare prin includerea în BAR a investițiilor realizate în cadrul perioadei de reglementare. Investițiile aprobate a fi incluse în BAR sunt recuperate complet prin amortizarea reglementata și rata reglementata a rentabilitatii aplicata valorii ramase de amortizat.</p> <p>In aceste conditii, nu considerăm justificată abordarea ca pentru o serie de active eligibile care fac parte din BAR (masini, echipamente informatice etc.) nu li se va acorda rata de rentabilitate reglementata intreaga.</p> <p>Este complet inacceptabil ca anumite mijloace fixe care contribuie esential la derularea activitatii unui OD – dotarile, în context permanent actualizat, sa nu fie asimilate celorlalte mijloace fixe, elementele de retea propriu-zise. în contextul dezvoltarilor tehnologice actuale și al nevoii de mentinere up-to-date a activitatii, ar reprezenta o descurajare pentru actionarii care isi asuma finantarea activitatii în astfel de conditii</p>	<p>Totodată, legea nu prevede un nivel unic pentru toate activele aferente activității de distribuție</p>
<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>Art. 44 - Valoarea realizată a BAR pentru sfârșitul anului <math>BARr_{31dec(i)}</math> se calculează cu formula:</p> $BARr_{31dec(i)} = BARr_{1ian(i)} + INVIr(i) - INVEr(i) - ARr(i),$ <p>unde:</p> <p><math>BARr_{1ian(i)}</math> – valoarea aferentă bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale existente la începutul anului (i) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție:</p>	<p><math>BARr_{1ian(i)}</math> – valoarea aferentă bazei activelor reglementate reprezentând imobilizările corporale și necorporale existente la începutul anului (i) al perioadei de reglementare, recunoscută de ANRE pentru activitatea de distribuție, <b>conform formulei:</b></p> $BARr_{1ian(i)} = BARr_{31dec(i-1)} * (1 + RIr(i)),$ <p>Pentru claritate.</p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Se modifică formula cu, <math>BARr_{1ian(i)}</math> asa cum este definit la art 29 alin. 2</p>

PREMIER	<p><b>Art. 46- (1)</b> Amortizarea reglementată anuală se calculează prin utilizarea metodei lineare, pe baza duratelor reglementate de amortizare a imobilizărilor corporale și necorporale, prevăzute în anexa nr. 2 la prezenta metodologie.</p> <p><b>(2)</b> Prin excepție de la prevederile alin. (1) amortizarea reglementată anuală aferentă anumitor categorii de imobilizări se calculează pe baza duratelor reglementate prevăzute expres în legislația primară aplicabilă pentru aceste categorii de imobilizări.</p> <p><b>(3)</b> Pentru alte categorii de imobilizări corporale și necorporale, neincluse în anexa nr. 2, se folosesc duratele maxime de funcționare stabilite prin Catalogul privind clasificarea și duratele normale de funcționare a mijloacelor fixe aprobat prin hotărâre a Guvernului.</p>	<b>(3) Care sunt imobilizările neincluse în Anexa 2?</b>	Se elimină alin. 3 deoarece nu s-au identificat până în prezent astfel de active
DGSR	<p><b>Art. 47</b> – (1) Coeficientul de ajustare al rentabilității capitalului investit este un indicator care reflectă performanța investițiilor realizate de OD, ținând seama de variația cantităților de gaze naturale distribuite anual, și se stabilește pe baza următoarei formule:</p> $K = (Q(i) / Q_{2024}) / [(BAR_{r\_31dec(i)} / (BAR_{r\_31dec2024} * IRI_{RRR}(i))]$ <p><b>(2)</b> Anul 2024 este considerat anul de referință față de care se determină procentul de variație a volumelor distribuite și a valorii BAR.</p> <p><b>(3)</b> În cazul OD nou licențiați, coeficientului K se aplică începând cu anul</p>	<p><b>Componenta de corecție pentru CAPEX. Factorul K:</b> Considerăm că introducerea unui astfel de coeficient de ajustare a RRR nu este adecvată pentru operatorii care au realizat separarea legală, din următoarele motive:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Investițiile reprezentând înlocuirea activelor complet amortizate (conduce, racorduri, contoare, auto, mobilier, laptop, imprimante, etc.) nu sunt legate de vreun aport de cantitate din partea clienților.</li> <li>- La nivelul societății noastre, estimăm că, din totalul investițiilor pentru cea de a 5-a perioadă de reglementare, cca. 65% vor fi dedicate înlocuirii conductelor amortizate.</li> <li>- Consumul clienților nu este dependent de valoarea investițiilor, fiind dependent de efectul climatic, care nu intra în controlul OSD.</li> <li>- Cota de eficiență rezultată din calculul de eficiență este un rezultat cumulat pentru toată durata de analiză, dar pentru</li> </ul>	<p>Din analiza efectuată, înlocuirile de active sunt finanțate prin amortizare și nu conduc obligatoriu la creșterea BAR</p> <p>Se introduce o marja de toleranță a coeficientului K de 2% prin introducerea unui nou articol la dispoziții tranzitorii:</p> <p>Art. 107 - Pentru perioada a cincea de reglementare valoarea marjei de toleranță acceptabile a coeficientului K, prevăzută la art. 47, alin. 1 este de 2%.</p>

<p>MEGACO NSTRUCT</p>	<p>următor primului an de reglementare în care acesta a desfășurat activitate pe parcursul întregului an, iar anul de referință folosit pentru determinarea coeficientului este primul an întreg de activitate.</p> <p>(4) Valoarea maximă a coeficientului K, luat în calcul la ajustarea rentabilității capitalului investit este egală cu 1.</p>	<p>primul/primii ani de existență a unui mijloc fix, eficiența este negativă, prin urmare corelarea indicelui de creștere a cantităților distribuite cu indicele de creștere a RAB este inadecvată.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Exinderile și racordurile executate în baza ordinelor ANRE nr. 178/2020 și 18/2021 nu țin cont de eficiența investițiilor.</li> <li>- Algoritmul propus de ANRE penalizează remunerarea întregului BAR, nu doar a investițiilor noi care „nu sunt eficiente”</li> <li>- Conform prevederilor art. 178 alin (1) din Legea nr.123/2012, sistemul de tarife trebuie să asigure recuperarea și remunerarea capitalului investit cu o rată de remunerare reglementată, neexistând nicio penalizare corelată cu indicele de evoluție a cantităților distribuite</li> </ul> <p>Având în vedere cele menționate mai sus, propunem modificarea articolului 47 prin introducerea unui alineat nou, alineatul (5), după cum urmează:</p> <p>”(5) Pentru operatorii care au realizat separarea legală, valoarea coeficientului K este egală cu 1.”</p> <p>Solicităm eliminarea prevederilor privind coeficientul de ajustare al rentabilității capitalului investit din cadrul propunerii de metodologie justificată de:</p>	<p>Se introduce un nou alineat potrivit căruia coeficientul K se aplică doar obiectivelor sistemului de distribuție</p> <p>(5) Valoarea coeficientului K, inclus în calculul rentabilității capitalului investit în imobilizări corporale și necorporale, altele decât obiectivele sistemelor de distribuție incluse în grupa 1 a BAR este egală cu 1.</p> <p>Se modifică formula pentru corelare cu alin. (5) nou introdus</p> $K = (Q_{(i)} / Q_{2024}) / [(BARS_{r\_31dec(i)} / (BARS_{r\_31dec2024} * IRI_{RRR(i)})] * (1+m)$ <p>BARS<sub>r_31dec2024</sub> – valoarea obiectivelor sistemului de distribuție incluse în grupa 1 a BAR la sfârșitul anului 2024;</p> <p>BARS<sub>31dec(i)</sub> – valoarea obiectivelor sistemului de distribuție incluse în grupa 1 a BAR la sfârșitul anului (i);</p> <p>Exinderile și racordurile executate în baza ordinelor</p>
---------------------------	---	---	--

		<p>1. Conform prevederilor legislative anterioare, operatorii sistemelor de distribuție (OD) au fost obligați să finanțeze lucrările de extindere a zonelor concesionate și a instalațiilor de racordare fără a se ține cont de rentabilitatea acestor investiții.</p> <p>În contextul în care OD sunt obligați să finanțeze lucrări fără rentabilitate garantată, aplicarea unui astfel de coeficient penalizează în continuare operatorii</p>	ANRE nr. 178/2020 și 18/2021 sunt deja incluse în BAR 2024 și nu mai produc efecte
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 47 – (1) Coeficientul de ajustare al rentabilității capitalului investit este un indicator care reflectă performanța investițiilor realizate de OD, ținând seama de variația cantităților de gaze naturale distribuite anual, și se stabilește pe baza următoarei formule:</p> $K = (Q(i) / Q_{2024}) / [(BAR_{31dec}(i) / (BAR_{31dec2024} * IRIRRR(i))]$ <p>unde:</p> <p>Q(i) – cantitatea de gaze naturale distribuită de OD în anul (i);</p> <p>Q<sub>2024</sub> – cantitatea de gaze naturale distribuită de OD în anul 2024;</p> <p>BAR<sub>31dec2024</sub> – valoarea BAR la sfârșitul anului 2024;</p> <p>BAR<sub>31dec(i)</sub> – valoarea BAR la sfârșitul anului (i);</p> <p>IRIRRR(i) – indicele cumulat al ratei inflației luată în calcul la determinarea valorii RRR aprobate pentru perioada de reglementare, de la anul (1) până la anul (i), inclusiv;</p>	<p>Propunem eliminare art. 47.</p> <p>Introducerea unui asemenea coeficient de ajustare a RRR nu este corect și nici legal, din următoarele motive:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>ajustarea RRR, ca urmare a volumelor distribuite, este nejustificată, reducerea de volume nu înseamnă ca rețeaua se diminuează sau că costurile pot fi reduse (în corelare cu diminuarea cantităților distribuite), în condițiile unei rețele care în realitate crește ca nr. km noi din extinderi ca urmare a cerințelor legale (racordare, contracte de concesiune, etc.) și din înlocuiri având în vedere necesitatea de a asigura funcționarea și exploatarea rețelei în condiții de siguranță.</li> <li>În Procedura privind finanțarea lucrărilor pentru realizarea obiectivelor/conductelor necesare racordării la sistemele de gaze naturale calculul de eficiență nu este corelat cu indice de creștere cantitativă vs indice de creștere a BAR-ului, realizarea de OD de lucrări de extindere și racordare fiind obligații legale conform Legii 123/2012.</li> <li>Investitiile reprezentând înlocuirea activelor complet amortizate (conduce, racorduri, contoare, auto, mobilier, laptop, imprimante etc) sunt strict necesare pentru desfășurarea activității, îndeplinirea obligațiilor legale (contracte de concesiune, asigurarea condițiilor de siguranță, etc.) nu sunt legate de vreun aport de cantitate din partea clientilor.</li> <li>Consumul clientilor, nu este dependent de valoarea investițiilor, consumul acestora fiind dependente de efectul climat, măsuri de eficiență energetică, etc, fiind în afara controlului OD</li> <li>Cota de eficiență rezultată din calculul de eficiență este un rezultat cumulat pentru toată durata de analiză, dar pentru primul/primii</li> </ul>	<p><b>Se respinge</b>, au fost acceptate și propuse noi prevederi mai sus</p>

	<p>(2) Anul 2024 este considerat anul de referință față de care se determină procentul de variație a volumelor distribuite și a valorii BAR.</p> <p>(3) În cazul OD nou licențiați, coeficientului se aplică începând cu anul următor primului an de reglementare în care acesta a desfășurat activitate pe parcursul întregului an, iar anul de referință folosit pentru determinarea coeficientului este primul an întreg de activitate.</p> <p>(4) Valoarea maximă a coeficientului K, luat în calcul la ajustarea rentabilității capitalului investit este egală cu 1.</p>	<p>ani de existența a unui mijlocului fix creat eficiența este negativă, prin urmare ideea corelării indicelui de creștere a cantitatilor distribuite cu indicele de creștere a RAB nu este corectă.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Exinderile și racordurile executate în baza ordinelor ANRE nr. 178 și 18 nu tin cont de eficiența investițiilor.</li> <li>Algoritmul propus de ANRE penalizează remunerarea întregului BAR, nu doar a investițiilor noi care „nu sunt eficiente”</li> <li>Conform prevederilor art. 178 alin (1) din Legea nr.123/2012, sistemul de tarife trebuie să asigure recuperarea și remunerarea capitalului investit cu o rată de remunerare reglementată, neexistând nicio penalizare corelată cu indicele de evoluție a cantitatilor distribuite.</li> </ul>	
DGSR	<p><b>Art. 50 - (7)</b> OD poate solicita recunoașterea de către ANRE a unor costuri neprevăzute cu caracter ocazional de natura OPEXP doar în situația în care valoarea costurilor neprevăzute ocazionate este mai mare decât sporul de eficiență realizat pe baza OPEXP deja incluse în VR, în anul de reglementare în care aceste costuri s-au realizat.</p> <p><b>(8)</b> - Valoarea recunoscută a costurilor neprevăzute nu poate depăși diferența dintre valoarea costurilor neprevăzute solicitate de OD și sporul de eficiență realizat în anul de reglementare în care aceste costuri s-au realizat</p>	<p>Referitor la costurile privind racordarea sau costurile efectuate în scop de cercetare-dezvoltare, cum ar fi cele ocazionate de proiecte pilot aferente tranziției energetice, pentru a integra în sistem, în condiții de eficiență, surse și tipuri de gaze cu emisii scăzute de carbon și, în special, gazele din surse regenerabile definite la art. 50, alin 4) din Metodologie, considerate costuri neprevăzute ocazionale: <b>propunem ca aceste costuri să fie recunoscute integral și să nu intre sub incidența art. 50, alin 7) și alin 8), care prevăd că OD poate solicita recunoașterea costurilor neprevăzute ocazionale doar în situația în care costurile neprevăzute sunt mai mari decât sporul de eficiență realizat și în limita sporului de eficiență</b>, în condițiile în care fundamentarea costurilor operaționale nu permite realizarea unui spor de eficiență. Menționăm că societatea noastră are încă un sold de aprox. 400 km extinderi și aprox. 4000 bransamente aferente perioadei de gratuitate a racordării mai sus menționate, date fiind numărul mare de cereri de racordare din perioada respectivă, coroborat cu obținerea avizelor necesare derulării lucrărilor, impunerilor autorităților locale, precum și soluțiile de tip extindere din extindere.</p> <p>Propunem introducerea, la articolul nr. 50, a unui nou alineat, alineatul (11), după cum urmează:</p>	<p><b>Se acceptă</b> doar pentru proiectele pilot și se completează alin (9)</p> <p>(9) Proiectele pilot, prevăzute la alin. (4) lit f), pot fi realizate în comun de mai mulți OD, cu acceptul prealabil al ANRE și sunt exceptate de la aplicarea prevederilor alin (8).</p>

<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p> <p>DELGAZ</p>	<p>(9) Proiectele pilot, prevăzute la alin. (4) lit f), pot fi realizate în comun de mai mulți OD, cu acceptul prealabil al ANRE.</p>	<p>“(11) Prin derogare de la prevederile alin. (7) și (8), costurile prevăzute la alineatul (4) se recunosc integral.”</p> <p><b>Eliminare alin (7) și (8)</b></p> <p>Prin aceasta masura, se introduce o discriminare între operatorii de distribuție care realizează costuri neprevăzute, prin nepastrarea integrală a sporului de eficiență până la finalul perioadei de reglementare și acei distribuitori care nu realizează costuri neprevăzute și beneficiază de pastrarea integrală a sporului de eficiență până la sfârșitul perioadei de reglementare.</p> <p>(9) Proiectele pilot, prevăzute la alin. (4) lit f), pot fi realizate în comun de mai <del>mulți</del> <b>multe entități</b> interesate <del>OD</del>, cu acceptul prealabil al ANRE, <b>inclusiv costurile realizate în perioada anterioară de reglementare.</b></p> <p>Propunere de modificare a alin (9), având în vedere că pot fi proiecte în comun între OD și OST, producători, institute de învățământ etc. Solicităm și recunoașterea costurilor realizate cu proiectele pilot în perioada a 4 -a de reglementare.</p>	<p><b>Se respinge</b> deoarece analiza de eficiență nu se realizează pe categorii de costuri ci pe OPEX total. Din acest motiv, doar depășirea OPEX total justifică solicitarea unor costuri suplimentare neprevăzute</p> <p><b>Se acceptă parțial</b>, mai puțin recunoașterea costurilor din perioada anterioară</p>
<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>Art. 51– Componenta de corecție aferentă altor venituri asimilate activității de distribuție reflectă veniturile realizate de OD în anul precedent din alte activități care sunt considerate ca făcând parte din activitatea de distribuție, respectiv, venituri realizate în anul (i-1), din:</p> <p>f) venituri din valorificarea activelor scoase din funcțiune care au făcut parte din BAR, a materialelor rezultate în urma dezmembrării, mai puțin valoarea reglementată rămasă și costurile aferente scoaterii din funcțiune, dezmembrării și valorificării acestora.</p>	<p>f) <del>venituri profituri</del> din valorificarea activelor scoase din funcțiune care au făcut parte din BAR, a materialelor rezultate în urma dezmembrării, mai puțin valoarea reglementată rămasă și costurile aferente scoaterii din funcțiune, dezmembrării și valorificării acestora.</p> <p>Propunere de modificare pentru ajustarea cu profitul obținut.</p> <p>g) <del>alte venituri de exploatare aferente activității de distribuție</del></p>	<p><b>Se respinge</b>, prin formularea ANRE se asigură includerea în categoria altor venituri asimilate activității de distribuție, profitul rezultat în urma valorificării activelor reglementate</p> <p><b>Se respinge</b></p>

	g) Alte venituri de exploatare aferente activității de distribuție	Referitor la lit. g – propunem eliminarea având în vedere formularea foarte generală	Includ venituri de tipul prestații utilizând active și/sau personal aferente distribuției, drepturi salariale neridicate ș.a.m.d.
DELGAZ ACUE	<p>Art. 54 (1) Sporul de eficiență economică este calculat ca diferență pozitivă între nivelul OPEX permis de ANRE într-un an al perioadei de reglementare și nivelul OPEX realizat de către OD în același an.</p> <p>(2) Nivelul OPEXP permis de ANRE într-un an al perioadei de reglementare, utilizat pentru determinarea sporului de eficiență, include și diferența rezultată din regularizarea inflației estimate incluse în venitul reglementat cu valoarea realizată a acesteia, aferentă anului pentru care se calculează sporul de eficiență.</p> <p>(3) Valoarea permisă a OPEXP utilizat pentru determinarea sporului de eficiență este reprezentată de minimul dintre valoarea OPEXP corectată cu rata inflației realizate și valoarea considerată realizată și acceptată de ANRE în același an, dar nu mai mică decât valoarea OPEXP calculată inițial pe baza inflației estimate.</p> <p>(4) La determinarea sporului de eficiență nu sunt luate în considerare costurile aferente consumului tehnologic și costurile cu personalul.</p> <p>(5) Prin derogare de la prevederile alin. (1), pentru OPEXL, sporul de eficiență se calculează la sfârșitul perioadei de reglementare, ca diferență pozitivă între</p>	<p>Propunem introducerea a doua noi alineate:</p> <p><b>(7) În analiza pentru stabilirea sporului de eficiență economică se utilizează valorile rezultate ca sumă de costuri permise și realizate, fiind stabilită la nivel de total costuri.</b></p> <p><b>(8) Pentru analiza costurilor realizate de mentenanță se iau în considerare sumă de costuri înregistrate, fiind stabilită la nivel de total costuri.</b></p> <p>Propunere de completare pentru claritate; având în vedere că pe parcursul realizării costurilor pot apărea diferențe între conturile în care au fost încadrate costurile estimate permise versus conturile în care au fost înregistrate respectovele costuri.</p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Propunerea de la alin 7 este implicită conform prevederilor alin 1</p>



DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 59 - (1) După închiderea unui an de reglementare, OD nu mai poate solicita recunoașterea unor costuri aferente anului închis sau anilor anteriori celui pentru care s-a realizat închiderea datelor reglementate.</p> <p>(2) ANRE poate reveni asupra valorilor închise ale oricărui an din perioada de reglementare curentă sau anterioară în situațiile prevăzute la art. 84.</p>	<p>Propunem eliminarea având în vedere că pot exista erori atat din punct de vedere al solicitarilor de costuri ale OD cat și de analiza din partea ANRE.</p>	<p><b>Se respinge</b>, având în vedere că anul se închide după transmiterea ECR, ceea ce echivalează cu anul (i+2), corecția datelor eronate se poate face conf. Cap. IX al metodologiei</p>
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 68 - ANRE va stabili prin consultare cu OD data introducerii tarifelor de tip binom, având în vedere analiza privind impactul acestui tip de tarifare asupra clienților finali și a pieței de gaze naturale.</p>	<p>Considerăm că este momentul oportun pentru introducerea tarifelor de tip binom, la începutul unei perioade de reglementare corelat și cu eliminarea plafonarii preturilor la clientii finali. Aceasta actiune va estompa:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• la nivelul OD: diferentele valorice determinate de variatiile de cantitati estimate vs realizate;</li> <li>• la nivelul clientului: liniarizarea platilor intre vara și iarna, eliminarea efortului de plata în lunile cu varf de consum.</li> </ul>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Pe parcursul perioadei a cincea se va analiza de ANRE oportunitatea introducerii tarifelor de tip binom</p>
DELGAZ ACUE	<p>Art. 69 - (1) Până la introducerea tarifelor de tip binom, tarifele de distribuție sunt de tip monom și cuantifică costurile fixe și variabile legate de realizarea activității de distribuție.</p> <p>(2) Tarifele de distribuție prevăzute la alin. (1) se aplică la cantitățile de gaze naturale distribuite.</p>	<p><del>Art. 69 - (1) Până la introducerea tarifelor de tip binom, tarifele de distribuție sunt de tip monom și cuantifică costurile fixe și variabile legate de realizarea activității de distribuție.</del></p> <p><del>(2) Tarifele de distribuție prevăzute la alin. (1) se aplică la cantitățile de gaze naturale distribuite.</del></p> <p>In corelare cu observatiile de la art. 68.</p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Pe parcursul perioadei a cincea se va analiza de ANRE oportunitatea introducerii tarifelor de tip binom</p>
DELGAZ ACUE	<p>Art. 70 - Tarifele de distribuție de tip monom, prevăzute la art. 69 alin. (1), aferente unei categorii de clienți se calculează prin împărțirea costurilor totale alocate clienților din respectiva categorie la cantitatea de gaze naturale estimată a fi distribuită aceleiași categorii de clienți, în</p>	<p><del>Art. 70 Tarifele de distribuție de tip monom, prevăzute la art. 69 alin. (1), aferente unei categorii de clienți se calculează prin împărțirea costurilor totale alocate clienților din respectiva categorie la cantitatea de gaze naturale estimată a fi distribuită aceleiași categorii de clienți, în anul de reglementare pentru care se calculează veniturile reglementate.</del></p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Pe parcursul perioadei a cincea se va analiza de ANRE oportunitatea introducerii tarifelor de tip binom</p>

	anul de reglementare pentru care se calculează veniturile reglementate.	In corelare cu observatiile de la art. 68.	
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 71 - (1) OD care desfășoară activitatea de distribuție este obligat să transmită ANRE propunerile de venit reglementat, venit reglementat corectat și tarife de distribuție, pentru primul an al perioadei de reglementare însoțite de fundamentările aferente, cu cel puțin 150 de zile înaintea datei de începere a anului tarifar.</p> <p>(4) Fundamentările privind stabilirea venitului reglementat și a venitului reglementat corectat aferente primului an al perioadei de reglementare conțin în mod obligatoriu următoarele elemente, date și informații necesare pentru susținerea propunerilor de venit reglementat, venit reglementat corectat și tarife de distribuție, respectiv:</p> <p>e) fișele de cont aferente conturilor de cheltuieli realizate în anul anterior începutului perioadei de reglementare, alocate pe activități;</p> <p>f) volumele vehiculate în anul anterior prin sistemul de distribuție, pe categorii de clienți, cu evidențierea volumelor tranzitate și a numărului de clienți corespunzători fiecărei categorii de clienți;</p>	<p>Art. 71 - (1) OD care desfășoară activitatea de distribuție este obligat să transmită ANRE propunerile de venit reglementat, venit reglementat corectat și tarife de distribuție, pentru primul an al perioadei de reglementare însoțite de fundamentările aferente, cu cel puțin <del>150-120</del> de zile înaintea datei de începere a anului tarifar.</p> <p>Având în vedere volumul mare de informații de transmis, și termenul scurt avut la dispoziție de OD după data aprobării Metodologiei, solicităm modificarea termenului de transmitere a informațiilor pentru PR5.</p> <p>(4) Fundamentările privind stabilirea venitului reglementat și a venitului reglementat corectat aferente primului an al perioadei de reglementare conțin în mod obligatoriu următoarele elemente, date și informații necesare pentru susținerea propunerilor de venit reglementat, venit reglementat corectat și tarife de distribuție, respectiv:</p> <p><del>f) fișele de cont aferente conturilor de cheltuieli realizate în anul anterior începutului perioadei de reglementare, alocate pe activități;</del></p> <p>Referitor la lit e) solicităm eliminarea transmiterii de informații la acest nivel de detaliu, având în vedere că informații referitoare la costurile înregistrate sunt disponibile în rapoartele ECR și informațiile solicitate la lit. g)</p> <p>g) volumele vehiculate în anul anterior prin sistemul de distribuție, <b>pe categorii de clienți, și a numărului de clienți corespunzători fiecărei categorii de clienți</b>, cu evidențierea volumelor tranzitate Referitor la lit. f): OSD-ul care prestează servicii de distribuție de tranzit nu cunoaște numărul de clienți din distribuția care este racordată. Asadar, OD nu deține informații referitoare la numărul de clienți ai OD beneficiar de serviciu de tranzit</p> <p>i) valoarea planului de mentenanță aferent fiecărui an al perioadei de reglementare <del>defalcat pe fiecare categorie de cost: costuri de</del></p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Termenul de 150 zile trebuie să fie suficient astfel încât să permită finalizarea analizei fundamentării tarifelor de către ANRE.</p> <p>Prin derogare de la prevederile art. 71, alin (1), se accepta un termen de 120 de zile pentru fundamentarea din anul 2025.</p> <p>Se păstrează termenul de 120 zile pentru ajustarea tarifelor</p> <p><b>Se respinge</b></p> <p>Fundamentarea se face și pe baza costurilor realizate în anul anterior</p> <p><b>Se acceptă</b> pentru claritate</p>

MEGACO  
NSTRUCT

i) valoarea planului de mentenanță aferent fiecărui an al perioadei de reglementare defalcat pe fiecare categorie de cost: costuri de personal, materiale, materii prime, utilaje, consumuri de energie, costuri cu serviciile prestate cu terți, alte costuri etc.

n) planul de reducere anuală a consumului tehnologic, pentru perioada de reglementare;

y) valoarea contabilă a imobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR la data de 31 decembrie a anului precedent perioadei de reglementare;

~~personal, materiale, materii prime, utilaje, consumuri de energie, costuri cu serviciile prestate cu terți, alte costuri~~

Referitor la lit. i): Solicităm eliminarea transmiterii de date la acest nivel de detaliu, considerăm că nu este necesară transmiterea unor date suplimentare informațiilor raportate conform Ordin ANRE 38/2019 referitoare la planurile de mentenanță.

n) planul de ~~reducere~~ **evoluție** anuală a consumului tehnologic, pentru perioada de reglementare;  
Ref. la lit n) - în corelare cu observațiile anterioare de la art. 20.

y) ~~valoarea contabilă a imobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR la data de 31 decembrie a anului precedent perioadei de reglementare;~~

Referitor la lit. y: conform explicației de la art. 30.

Solicităm modificarea astfel:

(1) OD care desfășoară activitatea de distribuție este obligat să transmită ANRE propunerile de venit reglementat, venit reglementat corectat și tarife de distribuție, pentru primul an al perioadei de reglementare însoțite de fundamentările aferente, cu cel puțin **120** de zile înaintea datei de începere a anului tarifar.

Reducerea termenului de la 150 la 120 de zile este motivată de evitarea suprapunerii cu activitățile specifice de închidere ale anului fiscal și contabil, transpunerea reglementărilor privind E-TVA pentru anul 2025, precum și cu termenele de raportare ale altor situații către ANRE (plan de investiții, macheta de racordare)

Se reformulează

Costurile cu mentenanța aferente fiecărui an al perioadei de reglementare defalcate pe conturi contabile, în cadrul costurilor OPEXP

Obiectivul este reducerea CT  
Se completează lit. (n) în sensul aplicării doar de către OD care au realizat separarea legală.

**Se respinge**, datele sunt necesare conform prevederilor art. 30

**Se respinge**

Termenul de 150 zile trebuie să fie suficient astfel încât să permită finalizarea analizei fundamentării tarifelor de către ANRE.

Prin derogare de la prevederile art. 71, alin (1), se accepta un termen de 120 de zile pentru

			<p>fundamentarea din anul 2025.</p> <p>Se păstrează termenul de 120 zile pentru ajustarea tarifelor</p>
<p>MEGACO NSTRUCT</p> <p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>Art. 73- (1) OD este obligat să transmită la ANRE solicitarea privind ajustarea venitului reglementat, a venitului reglementat corectat și calculul tarifelor de distribuție cu cel puțin 120 de zile anterior datei de la care acestea se stabilesc.</p> <p>(3) Solicitarea privind ajustarea venitului reglementat, a venitului reglementat corectat și calculul tarifelor de distribuție conțin, în mod obligatoriu, următoarele elemente, date și informații:</p> <p>d) fișele de cont ale conturilor de cheltuieli realizate, aferente anului pentru care se calculează componentele de corecție, alocate pe activități;</p> <p>e) volumele vehiculate în anul anterior prin sistemul de distribuție, pe categorii de clienți, cu evidențierea volumelor tranzitate și a numărului de clienți corespunzători fiecărei categorii de clienți;</p>	<p>Solicităm modificarea astfel:</p> <p>(1) OD este obligat să transmită la ANRE solicitarea privind ajustarea venitului reglementat, a venitului reglementat corectat și calculul tarifelor de distribuție cu cel puțin <b>90</b> de zile anterior datei de la care acestea se stabilesc.</p> <p>d) <del>fișele de cont ale conturilor de cheltuieli realizate, aferente anului pentru care se calculează componentele de corecție, alocate pe activități;</del></p> <p>Solicităm eliminarea transmiterii de date la acest nivel de detaliu, considerăm că nu este necesară transmiterea unor date suplimentare informațiilor raportate conform Ordin ANRE 38/2019 referitoare la planurile de mentenanță</p> <p>e) volumele vehiculate în anul anterior prin sistemul de distribuție, pe categorii de clienți, și a numărului de clienți corespunzători fiecărei categorii de clienți, <b>cu evidențierea volumelor tranzitate</b></p> <p>Solicităm eliminarea transmiterii de date la acest nivel de detaliu, considerăm că nu este necesară transmiterea unor date suplimentare</p>	<p><b>Se respinge</b>, timpul este insuficient pt finalizarea analizei pt ajustarea tarifelor</p> <p>Se păstrează termenul de 120 zile pentru ajustarea tarifelor</p> <p><b>Se respinge</b>, fișele se transmit doar pt elementele de corecție (Delta)</p> <p><b>Se acceptă</b> cu reformulare</p> <p>e) volumele vehiculate în anul anterior prin sistemul de distribuție, defalcate pe categorii de clienți, numărul de clienți corespunzători fiecărei categorii și volumele tranzitate;</p>

	f) planul de investiții actualizat, defalcăt anual	informațiilor raportate conform Ordin ANRE 38/2019 referitoare la planurile de mentenanță  f) planul de investiții actualizat, <del>defalcăt anual</del>	<b>Se acceptă</b>
DELGAZ PREMIER ACUE	Art. 76 - (1) Pe baza propunerilor înaintate de OD și a analizei efectuate, direcția de specialitate din cadrul ANRE elaborează un referat cuprinzând rezultatele analizei și propunerile tarifelor de distribuție ce urmează a fi supuse aprobării.  (2) Referatul menționat la alin. (1) se transmite OD în vederea formulării unui punct de vedere.  (3) Termenul de transmitere de către OD a punctului de vedere este de 5 zile lucrătoare	(3) Termenul de transmitere de către OD a punctului de vedere este de <b>510</b> zile lucrătoare.  Justificare: OSD au și alte sarcini operationale și au nevoie de mai multe zile de analiza în vederea transmiterii punctului de vedere	<b>Se respinge</b> deoarece scurtează perioada de analiză și poate produce întâzieri în aprobarea tarifelor
DELGAZ PREMIER ACUE	Art. 77 - Direcția de specialitate înainteașă Comitetului de reglementare următoarele:  a) proiectul de ordin privind aprobarea tarifelor de distribuție;  b) referatul cuprinzând rezultatele analizei efectuate și propunerile tarifelor de distribuție, în vederea aprobării;  c) punctul de vedere exprimat de către operatorul de distribuție.	Art. 77 - Direcția de specialitate înainteașă Comitetului de reglementare următoarele:  a) proiectul de ordin privind aprobarea tarifelor de distribuție;  b) referatul cuprinzând rezultatele analizei efectuate, <b>împreună cu justificările pentru fiecare element solicitat de către OD și nerecunoscut de ANRE</b> , și propunerile tarifelor de distribuție, în vederea aprobării;  c) punctul de vedere exprimat de către operatorul de distribuție.  Completarea referatului de aprobare a tarifelor cu justificarea nerecunoasterii anumitor elemente.  In referatele actuale nu se regasesc justificările nerecunoasterii anumitor elemente componente din cadrul tarifului de distribuție gaze naturale,	<b>Se respinge</b>  Referatul reprezintă documentul de motivare a ordinului supus aprobării Comitetului și conține toate motivările necesare

		iar OD are imperativ nevoie de justificarea analizei ANRE în vederea transmiterii unui punct de vedere relevant.	
DGSR	<p><b>Art. 84 - (1)</b> În situația în care ANRE constată că:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>i. stabilirea tarifelor de distribuție s-a efectuat pe baza unor informații eronate/false furnizate de către OD;</li><li>ii. există cheltuieli nejustificate care au fost acceptate în OPEX la momentul fundamentării;</li><li>iii. există erori de calcul semnificative în stabilirea tarifelor de distribuție,</li></ul> <p>va proceda la determinarea diferențelor de venit necuvenit înregistrate de OD, urmând ca recuperarea acestora să se efectueze prin corectarea veniturilor și tarifelor reglementate, fie odată cu stabilirea anuală a tarifelor de distribuție reglementate, fie prin modificarea tarifelor în cursul anului tarifar.</p> <p>(2) Corectarea se realizează atât prin recuperarea diferențelor de venit necuvenit înregistrate anterior de OD, cât și prin diminuarea costurilor fundamentate cu sumele constatate ca fiind necuvenite.</p> <p>(3) fie odată cu stabilirea anuală a tarifelor de distribuție reglementate, fie prin modificarea tarifelor în cursul anului tarifar.</p>	<p><b><u>La art. 84</u></b>, propunem eliminarea alin. (3), având în vedere ca respectiva prevedere este deja menționată la alineatul (1).</p> <p><b><u>Alineat nou</u></b></p>	<p><b>Se acceptă</b> propunerea pentru corectarea unei erori materiale</p>
DELGAZ			

PREMIER ACUE		<p>(4) <b>În situația în care, ANRE constată erori sau omisiuni din partea OD cu privire la solicitările unor costuri realizate pentru care acesta este îndreptățit să le recupereze conform prevederilor legale, ANRE are obligația de a informa OD în vederea efectuării corecțiilor aferente.</b></p> <p>Ref la alin (4) - propunere de completare pentru tratarea unitară a tuturor categoriilor de erori/omisiuni a OD legate de solicitarea de recunoaștere de costuri.</p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>OD este responsabil de solicitarea recunoașterii costurilor justificate</p>
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 93 - (1) Pentru operarea SDP, OD desemnat de către ANRE îi este permisă realizarea unei rate a rentabilității de 5%, aferentă cheltuielilor de exploatare recunoscute (OPEX și CPD).</p> <p>(2) Valoarea calculată a rentabilității prevăzute la alin. (1) se include în venitul reglementat corectat aprobat OD desemnat.</p>	<p>Reformulare:</p> <p><b>(1) Pentru operarea sistemelor de distribuție preluate, OD îi este permisă realizarea unei rentabilități garantate, reprezentând suma următoarelor elemente:</b></p> <p><b>a) 5% din valoarea cheltuielilor de exploatare recunoscute, respectiv OPEX și CPD, aferente operării acestora.</b></p> <p><b>b) 0,5*RRR din capitalul investit de către fostul operator de distribuție</b></p> <p><b>c) rentabilitatea aferentă capitalului investit de către OD stabilită conform prevederilor prezentei metodologii</b></p> <p>Prin aceasta măsura se evita refuzarea operatorilor de distribuție de a opera rețelele altor operatori de distribuție, operare care generează pt OD obligațiile specifice și riscurile asociate</p>	<p><b>Se respinge</b>, valoarea activelor preluate nu reprezintă capital investit de OD și nu poate fi remunerat conform Legii</p>
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 95 (1) Pentru operarea sistemelor de distribuție noi, puse în funcțiune după data de 1 martie 2022, aflate în proprietatea UAT, tarifele de distribuție practicate vor fi cele aprobate de către ANRE pentru OD care preia operarea respectivului sistem.</p> <p>(2) Pentru operarea sistemelor de distribuție prevăzute la alin. (1), OD îi este</p>	<p>Art. 95 (1) Pentru operarea sistemelor de distribuție noi/<b>conduce de distribuție noi</b>, puse în funcțiune după data de 1 martie 2022, aflate în proprietatea UAT, tarifele de distribuție practicate vor fi cele aprobate de către ANRE pentru OD care preia operarea respectivului sistem.</p> <p>(2) Pentru operarea sistemelor de distribuție prevăzute la alin. (1), OD îi este permisă <b>realizarea cumulativă:</b></p>	<p><b>Se respinge</b> modificarea alin (1), tarifele de distribuție se aprobă pentru fiecare OD, nu pe conduce</p> <p><b>Se respinge</b> însumarea marjei de 5% aferentă</p>

	<p>permisă realizarea unei rentabilități garantate, reprezentând 5% din valoarea cheltuielilor de exploatare recunoscute, respectiv OPEX și CPD, aferente operării acestora.</p> <p>(3) În cazul în care valoarea rentabilității capitalului investit de către OD este mai mare decât valoarea garantată a rentabilității prevăzute la alin (2), OD îi este recunoscută exclusiv valoarea rentabilității capitalului investit.</p> <p>(4) În cazul în care valoarea rentabilității capitalului investit de către OD este mai mică decât rentabilitatea garantată prevăzută la alin. (2), la valoarea rentabilității capitalului investit de către OD se adaugă diferența până la cuantumul rentabilității garantate, care se include în venitul reglementat corectat aprobat OD pentru operarea sistemelor de distribuție.</p>	<p>- a unei rentabilități garantate, reprezentând 5% din valoarea cheltuielilor de exploatare recunoscute, respectiv OPEX și CPD, aferente operării acestora.</p> <p>- a unei rentabilități aferentă capitalului investit de către OD stabilită conform prevederilor prezentei metodologii.</p> <p>- 0,5* RRR pentru capitalul investit de către UAT.</p> <p>Prin aceasta măsura se evita refuzarea operatorilor de distribuție de a opera în rețele dezvoltate de UAT, operare care generează pt OD obligațiile specifice și riscurile asociate.</p> <p><del>(3) — În cazul în care valoarea rentabilității capitalului investit de către OD este mai mare decât valoarea garantată a rentabilității prevăzute la alin (2), OD îi este recunoscută exclusiv valoarea rentabilității capitalului investit.</del></p> <p><del>(4) — În cazul în care valoarea rentabilității capitalului investit de către OD este mai mică decât rentabilitatea garantată prevăzută la alin. (2), la valoarea rentabilității capitalului investit de către OD se adaugă diferența până la cuantumul rentabilității garantate, care se include în venitul reglementat corectat aprobat OD pentru operarea sistemelor de distribuție.</del></p> <p>Propunem reformulare, având în vedere că sunt situații în care doar conductele sunt în proprietatea UAT, nu și brașamentele.</p> <p>Solicităm modificarea alin. (2) având în vedere următoarele aspecte:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Considerăm că OD este îndrituit să obțină, inclusiv în localități cu SD aflate în proprietatea UAT-urilor rentabilitatea pentru capitalul investit, conform prevederilor actuale ale metodologiei, OD asumându-si toate obligațiile specifice și riscurile asociate; deasemenea, odata cu utilizarea bunurilor terților, și OD investește capital (ex: contoare, regulatoare, brașamente finanțate de OD, etc.); pentru aceste investiții considerăm că OD este îndreptățit să</li> </ul>	<p>OPEX cu rentabilitatea aferentă investițiilor proprii deoarece poate conduce la o dublă remunerare a OD</p> <p>Se respinge, valoarea activelor aparținând UAT nu reprezintă capital investit de OD și nu poate fi remunerat conform Legii</p>
--	--	--	--

		<p>primească o rată a rentabilității aferentă capitalului investit similar tratamentului aplicat activelor parte a BAR OD;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Totodată, ținând cont de faptul că conform condițiilor art. 108 alin. (2) lit. a) din Legea 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, în situația utilizării bunurilor proprietatea a terților OD are obligația, să finanțeze, la expirarea duratei de funcționare, investițiile aferente înlocuirii bunurilor respective, considerăm că este justificată obținerea de către OD și a rentabilității garantate de 5% aferentă costurilor de exploatare recunoscute</li> </ul>	
DELGAZ PREMIER ACUE	Art. 96 - Solicitățile de tarife transmise de OD la fundamentare/ajustare se realizează pe baza unor machete-tip puse la dispoziție de ANRE.	De clarificat când vor fi finalizate	Machetele se realizează pe același algoritm ca și în perioadele anterioare, actualizarea acestora realizându-se în timp util
DELGAZ PREMIER ACUE	<p>Art. 101- (1) În primul an al perioadei a cincea de reglementare la stabilirea CAPEX prognozat nu se aplică prevederile art. 31, alin. (1), valoarea BAR utilizată fiind cea determinată prin actualizarea cu rata inflației utilizate la calculul RRR, conform prevederilor art. 30, alin. (2).</p> <p>(2) CAPEX realizat aferent primului an al perioadei a cincea se determină cu respectarea prevederilor art. 31.</p> <p>(3) La determinarea VRC pentru al doilea an al celei de-a cincea perioade de reglementare, ANRE va proceda la regularizarea diferenței dintre sumele rezultate din aplicarea prevederilor alin (1) și cele rezultate din aplicarea prevederilor alin. (2)</p>	<p>Propunem eliminarea</p> <p><del>Art. 101 –(1) În primul an al perioadei a cincea de reglementare la stabilirea CAPEX prognozat nu se aplică prevederile art. 31, alin. (1), valoarea BAR utilizată fiind cea determinată prin actualizarea cu rata inflației utilizate la calculul RRR, conform prevederilor art. 30, alin. (2).</del></p> <p><del>(2) — CAPEX realizat aferent primului an al perioadei a cincea se determină cu respectarea prevederilor art. 31.</del></p> <p><del>(3) — La determinarea VRC pentru al doilea an al celei de-a cincea perioade de reglementare, ANRE va proceda la regularizarea diferenței dintre sumele rezultate din aplicarea prevederilor alin (1) și cele rezultate din aplicarea prevederilor alin. (2).</del></p> <p>Justificare: solicităm eliminarea, în corelare cu propunerile de eliminare a art. 30.</p>	Se respinge având în vedere justificările de la art. 30
DELGAZ	Art. 102 - Pentru perioada a cincea de reglementare tarifele de distribuție includ	Necesită clarificări.	Se reformulează pentru claritate

	<p>costurile cu racordarea unor noi solicitanți după cum urmează:</p> <p>i. clienți casnici, pentru lucrările aferente cererilor de racordare înregistrate în perioada 31 decembrie 2021-24 iulie 2022, în limita contravalorii medii a unui racord, pentru fiecare client;</p> <p>ii. clienți casnici, persoane fizice autorizate, întreprinderi individuale, întreprinderi familiale și instituții publice pentru lucrările aferente cererilor de racordare înregistrate începând cu data de 25 iulie 2022, în limita contravalorii medii a unui racord, pentru fiecare client.</p>		<p>Art 102 - Pentru perioada a cincea de reglementare tarifele de distribuție includ costurile cu racordarea unor noi solicitanți care au depus cererea de racordare anterior perioadei a cincea de reglementare, conform prevederilor legale aplicabile.</p>																																																	
<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>Art. 105 - ANRE efectuează analiza eficienței investițiilor realizate în perioada a patra de reglementare și anul de tranziție 2024, și întreprinde măsuri astfel încât în perioada a cincea de reglementare să limiteze influența investițiilor ineficiente asupra tarifele de distribuție.</p>	<p><b>Propunere de eliminare, în corelare cu propunerile de eliminare pentru factorul k.</b></p> <p>Exista obligatii de dezvoltare în zone concesionate care, în unele cazuri, nu sunt eficiente.</p>	<p><b>Se respinge</b>, potrivit art. 138 alin. (1), lit. a), dezvoltarea SD trebuie făcută în condiții de eficiență</p>																																																	
<p>DELGAZ PREMIER ACUE</p>	<p>1.Clienți diferențiați în funcție de consumul anual de gaze naturale:</p> <table border="1" data-bbox="286 1082 857 1477"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Categorie de clienți</th> <th colspan="2">Consum anual de gaze (MWh)</th> </tr> <tr> <th>Minim</th> <th>Maxim</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.1.1</td> <td>0</td> <td>≤ 5</td> </tr> <tr> <td>C.1.2</td> <td>&gt; 5</td> <td>≤ 50</td> </tr> <tr> <td>C.1.3</td> <td>&gt; 50</td> <td>≤ 280</td> </tr> <tr> <td>C.2</td> <td>&gt; 280</td> <td>≤ 2.800</td> </tr> <tr> <td>C.3</td> <td>&gt; 2.800</td> <td>≤ 28.000</td> </tr> <tr> <td>C.4</td> <td>&gt; 28.000</td> <td>≤ 280.000</td> </tr> </tbody> </table>	Categorie de clienți	Consum anual de gaze (MWh)		Minim	Maxim	C.1.1	0	≤ 5	C.1.2	> 5	≤ 50	C.1.3	> 50	≤ 280	C.2	> 280	≤ 2.800	C.3	> 2.800	≤ 28.000	C.4	> 28.000	≤ 280.000	<p>1.Clienți diferențiați în funcție de consumul anual de gaze naturale:</p> <table border="1" data-bbox="873 1046 1518 1477"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Categorie de clienți</th> <th colspan="2">Consum anual de gaze naturale (MWh)</th> </tr> <tr> <th>Minim</th> <th>Maxim</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.1.1</td> <td>0</td> <td>≤ 5,56</td> </tr> <tr> <td>C.1.2</td> <td>&gt; 5,56</td> <td>≤ 55,56</td> </tr> <tr> <td>C.1.3</td> <td>&gt; 55,56</td> <td>≤ 280</td> </tr> <tr> <td>C.2</td> <td>&gt; 280</td> <td>≤ 2.800</td> </tr> <tr> <td>C.3</td> <td>&gt; 2.800</td> <td>≤ 28.000</td> </tr> <tr> <td>C.4</td> <td>&gt; 28.000</td> <td>≤ 280.000</td> </tr> <tr> <td>C.5</td> <td>&gt; 280.000</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Categorie de clienți	Consum anual de gaze naturale (MWh)		Minim	Maxim	C.1.1	0	≤ 5,56	C.1.2	> 5,56	≤ 55,56	C.1.3	> 55,56	≤ 280	C.2	> 280	≤ 2.800	C.3	> 2.800	≤ 28.000	C.4	> 28.000	≤ 280.000	C.5	> 280.000		<p><b>Se acceptă</b> și se corelează clasele de consum cu cele din Ord. ANRE 15/2023, inclusiv categoria C6 peste 1.160.000 MWh și reintroducerea categoriei C7 pentru clienții care beneficiază de tarif de tranzit</p>
Categorie de clienți	Consum anual de gaze (MWh)																																																			
	Minim	Maxim																																																		
C.1.1	0	≤ 5																																																		
C.1.2	> 5	≤ 50																																																		
C.1.3	> 50	≤ 280																																																		
C.2	> 280	≤ 2.800																																																		
C.3	> 2.800	≤ 28.000																																																		
C.4	> 28.000	≤ 280.000																																																		
Categorie de clienți	Consum anual de gaze naturale (MWh)																																																			
	Minim	Maxim																																																		
C.1.1	0	≤ 5,56																																																		
C.1.2	> 5,56	≤ 55,56																																																		
C.1.3	> 55,56	≤ 280																																																		
C.2	> 280	≤ 2.800																																																		
C.3	> 2.800	≤ 28.000																																																		
C.4	> 28.000	≤ 280.000																																																		
C.5	> 280.000																																																			

	C.5	> 280.000	corelare	cu prevederile art. 30 Ordinul ANRE nr. 15/2023.	
DGSR	<p><b>Anexa 3 Reguli privind modul de determinare a bazei de active reglementate aferente activității de distribuție, art. 4, alin. (3)</b></p> <p>e) creșterile de valoare a imobilizărilor necorporale existente generate de actualizări, îmbunătățiri, modificări ale acestora, nu se includ în BAR, putând fi solicitate în categoria costurilor neprevăzute cu caracter ocazional.</p>		<p>Referitor la prevederile conform cărora creșterile de valoare a imobilizărilor necorporale existente generate de actualizări, îmbunătățiri, modificări ale acestora nu se includ în BAR, putând fi solicitate în categoria costurilor neprevăzute cu caracter ocazional, solicităm înregistrarea, în continuare a acestor creșteri de valoare în mijloacele fixe, respectiv includerea lor în BAR.</p> <p>În acest sens, <b>la Anexa 3, propunem eliminarea literei e) a alineatului 3) al articolului 4.</b></p> <p>Subliniem faptul că acest tip de costuri sunt permanente, nu ocazionale, iar tratamentul propus de noi ar implica liniarizarea recunoașterii acestora în tarife.</p>		<p><b>Se respinge</b>, se reformulează pentru claritate având în vedere că creșterile de valoare sunt de natura costurilor ulterioare PIF și nu se pot include în CAPEX. Cele recurente, de tipul abonamentelor, se fundamentează și se includ în OPEXP, iar cele ocazionale se solicită în CN</p>
DELGAZ ACUE	<p>(3) Nu sunt considerate intrări de imobilizări corporale/necorporale și nu se vor lua în calcul la stabilirea valorii bazei de active reglementate:</p> <p>d) imobilizările corporale și necorporale, cu excepția conductelor și bransamentelor, cu o valoare de intrare mai mică decât limita stabilită prin acte normative, pentru a fi considerate mijloace fixe. Regula se aplică inclusiv creșterilor de valoare a acestor imobilizări.</p> <p>e) creșterile de valoare a imobilizărilor necorporale existente generate de actualizări, îmbunătățiri, modificări ale acestora, nu se includ în BAR, putând fi solicitate în categoria costurilor neprevăzute cu caracter ocazional.</p>		<p><del>d) imobilizările corporale și necorporale, cu excepția conductelor și bransamentelor, cu o valoare de intrare mai mică decât limita stabilită prin acte normative, pentru a fi considerate mijloace fixe. Regula se aplică inclusiv creșterilor de valoare a acestor imobilizări.</del></p> <p><del>e) creșterile de valoare a imobilizărilor necorporale existente generate de actualizări, îmbunătățiri, modificări ale acestora, nu se includ în BAR, putând fi solicitate în categoria costurilor neprevăzute cu caracter ocazional.</del></p> <p>Ref. la lit d și e:</p> <p>Propunem eliminarea literei e) și înregistrarea, în continuare a acestor creșteri de valoare în mijloacele fixe, respectiv includerea lor în BAR. Subliniem faptul că acest tip de costuri sunt permanente, nu ocazionale, iar tratamentul propus de noi ar implica liniarizarea recunoașterii acestora în tarife</p> <p>Suplimentar față de observațiile de la art. 43 alin. (5) prin care a fost solicitată utilizarea unei singure rate reglementate a rentabilității pentru o toate active utilizate pentru realizarea activității de distribuție a gazelor</p>		<p><b>Se acceptă pațial</b></p> <p>Nu se includ în baza de active reglementate imobilizările corporale și necorporale, cu excepția conductelor și bransamentelor, cu o valoare de intrare mai mică decât limita stabilită prin acte normative, pentru a fi considerate mijloace fixe cu excepția conductelor, bransamentelor, aparatelor și instalațiile de măsurare, control și reglare a gazelor naturale care sunt înregistrate în contabilitatea</p>

	<p>(4) Nu se includ în BAR terenurile, activele circulante activele puse în conservare sau stocurile, inclusiv mijloacele fixe aflate în depozit, și nici imobilizările finanțate din contribuții financiare, indiferent care este sursa acestora.</p> <p>(5) Nu se includ în BAR cheltuielile efectuate pe parcursul realizării unei</p>	<p>naturale, solicităm recunoașterea în BAR a tuturor imobilizărilor utilizate.</p> <p>Conform reglementarilor contabile și fiscale OD au obligații de a capitaliza orice cost direct atribuibil unei lucrări de investiții.</p> <p>Nu exista nicio argumentatie pentru excluderea unor categorii de investitii din baza remunerata a BAR, necesare pentru digitalizarea activitatii OD. în celelalte state UE, OD sunt stimulati pentru investitii în digitalizare, capitalul investit este remunerat, pe cand Metodologia ANRE se afla la polul opus – investitii neremunerate, fiind recunoscute doar costurile cu amortizarea. Este impotriva principiului de remunerare a capitalului investit, ca pentru o anumita categorie de investitii sa se recunoasca doar amortizarea.</p> <p>Mai mult, Metodologia ANRE este contrara și principiilor tranzitiei energetice, bazate profund pe digitalizarea activitatilor OD, nu doar pe instalarea de automatica de retea.</p> <p>Mentionam ca exista o categorie de sisteme informatice care sunt indispensabile desfasurarii activitatilor critice, esentiale care contribuie la prestarea serviciului de distributie (GIS, SCADA, call center, FSMS, SAP, portal, ESB, interfata POSF, efactura etc.) toate acestea necesitand actualizari pentru pastrarea și imbunatatirea performantelor, conformarea cu cerintele legale dinamice și precum și pentru aisgurarea unui nivel de siguranta cibernetica optim</p> <p>(4) Nu se includ în BAR <del>terenurile</del>, activele circulante activele puse în conservare sau stocurile, inclusiv mijloacele fixe aflate în depozit, și nici imobilizările finanțate din contribuții financiare, indiferent care este sursa acestora.</p> <p><del>(5) Nu se includ în BAR cheltuielile efectuate pe parcursul realizării unei imobilizări corporale sau necorporale recepționate, puse în funcțiune sau date în folosință, dar care nu au fost incluse de operatorul de distribuție în valoarea imobilizării la data recepției.</del></p>	<p>internă a OD ca mijloace fixe</p> <p><b>Se respinge</b>, terenurile nu se depreciază și își conserva valoarea de piață</p> <p><b>Se respinge</b> propunerea de eliminare, prevederea a fost</p>
--	---	---	--



operatorii de distribuție gaze naturale prin *reducerea duratei reglementate pentru amortizarea immobilizărilor corporale și necorporale puse în funcțiune în perioadele anterioare*

Până în 2050, legislația UE prevede o eliminare aproape completă a utilizării gazelor naturale, în special prin trecerea la hidrogen verde și alte surse de energie regenerabilă. Tranziția va fi sprijinită de măsuri legislative care să reglementeze piața gazelor și să descurajeze emisiile de carbon, în conformitate cu obiectivele stabilite de:

- Pactul Verde European (European Green Deal) - strategia principală a UE pentru atingerea neutralității climatice până în 2050; include măsuri pentru reducerea treptată a utilizării combustibililor fosili, inclusiv gazele naturale, în favoarea surselor regenerabile
- Pachetul „Fit for 55” - include o serie de măsuri legislative pentru a ajusta politicile UE la noile obiective climatice
- Strategia pentru Hidrogen (Hydrogen Strategy) - vizează trecerea de la utilizarea gazelor naturale la hidrogen curat (verde) și la alte alternative nepoluante; până în 2050, hidrogenul verde ar trebui să devină o componentă majoră în mixul energetic al UE, în special în sectoarele industriale și de transport, înlocuind treptat gazele naturale.
- Regulamentul privind piețele interne ale gazelor (Directiva privind gazele naturale) – prevad modernizarea infrastructurii de gaze pentru a facilita trecerea la hidrogen și biogaz, astfel încât rețelele existente de gaze să fie compatibile cu sursele verzi.

Legislația României privind utilizarea gazelor naturale în perspectiva anului 2050 este strâns legată de angajamentele asumate ca stat membru al Uniunii Europene. România trebuie să implementeze directivele europene în domeniul energiei și al mediului, precum și să dezvolte strategii naționale care să sprijine tranziția către o economie cu emisii reduse de carbon. Obiectivul principal al României, în conformitate cu politica UE, este de a reduce treptat utilizarea gazelor naturale și de a sprijini tranziția către surse de energie mai sustenabile.

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice (PNIESC) 2021-2030 – prevede reducerea treptată a dependenței de gazele naturale, în special pentru producția de energie electrică și încălzire, prin dezvoltarea infrastructurii pentru gaze regenerabile (biometan, hidrogen).</li> <li>• Strategia Energetică a României 2020-2030, cu perspectiva 2050 - oferă un cadru pentru tranziția energetică a României și urmărește să echilibreze securitatea energetică cu obiectivele de decarbonizare. Prevede reducerea dependenței de gazele naturale și înlocuirea acestora, pe termen lung, cu hidrogen verde și alte gaze cu emisii scăzute de carbon.</li> <li>• Planul Național de Recuperare și Reziliență (PNRR) – utilizarea de fonduri europene pentru tranziția verde prin PNRR, incluzând măsuri de decarbonizare a sectorului energetic</li> <li>• Legea privind decarbonizarea sectorului energetic (în lucru) - reglementeze eliminarea treptată a utilizării combustibililor fosili în producția de energie</li> </ul> <p>Avand în vedere legislatia la nivel european, cat și national, solicitam ca:</p> <p>- <b>duratele de amortizare pentru active existente (pana la 31.12.2024) sa se modifice, conform algoritmului expus de ANRE în Anexa 3, cu incadrare pana în anul 2050.</b></p> <p>- <b>duratele de amortizare pentru activele viitoare (dupa 01.01.2025) sa fie cu incadrare pana în anul 2050.</b></p>																
DELGAZ PREMIER ACUE	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nr crt</th> <th>An</th> <th>Rata inflației</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>2025</td> <td>4,00%</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>2026</td> <td>2,90%</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>2027</td> <td>2,60%</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>2028</td> <td>2,50%</td> </tr> </tbody> </table>	Nr crt	An	Rata inflației	1	2025	4,00%	2	2026	2,90%	3	2027	2,60%	4	2028	2,50%	Eliminare	<b>Se respinge</b> , pentru transparență și corelativ cu prevederile art. 29 alin. (2)
Nr crt	An	Rata inflației																
1	2025	4,00%																
2	2026	2,90%																
3	2027	2,60%																
4	2028	2,50%																

	5	2029	2,50%		
--	---	------	-------	--	--

Emitent	Observații cu caracter general	Rezoluția ANRE
Premier Energy Delgaz Grid ACUE	<b>De clarificat ce se intampla cu sistemele infiintate de UAT-uri pe fonduri Anghel Saligny, în cazul în care UAT-ul nu doreste sa devina operator de distributie și nu se prezinta nimeni la licitatiile de concesiune.</b>	<b>Nu face obiectul metodologiei</b>
PREMIER	Se poate include și leasing-ul operațional pentru active utilizate în desfășurarea activității de distribuție gn în cadrul costurilor operaționale controlabile?	Costurile operaționale justificate se includ in OPEXP

#### Observații Consiliul Consultativ

ACUE	<p><b><u>A. <i>Tratamentul investițiilor – eliminarea stimulentei, introducerea de mecanisme de penalizare</i></u></b></p> <p><b>1. Limitarea investițiilor prin stabilirea unui nivel de rentabilitate neadecvat, eliminarea stimulentei acordate anterior și introducerea de penalizări aplicate nivelului ratei de rentabilitate a capitalului investit</b></p>	
------	--	--

În contextul deteriorării condițiilor macroeconomice și al creșterii riscurilor specifice investițiilor în sectorul de gaze naturale, în contextul tranziției energetice, **nivelul WACC de 6,94% aprobat de ANRE este cu mult inferior nivelului rezultat din aplicarea valorilor actuale pentru indicatorii avuți în vedere de investitori.** Totodată, contrar așteptării firești de încurajare a investițiilor în infrastructura de distribuție gaze naturale și având în vedere abordările ANRE legate de:

- acordarea unui stimulent strict pentru investițiile în proiectele de infrastructură necesare pentru tranziția energetică (+0,5% conform referat), fără a fi definite lucrările care se încadrează în această categorie, **reiterăm necesitatea acordării unui stimulent de 1% pentru toate lucrările de înlocuire și extindere realizate cu PE 100;**
- introducerea unui mecanism de penalizare prin reducerea nivelului RRR (-2%), respectiv nerecunoașterea în CAPEX pentru anumite tipuri de active; **reiterăm necesitatea eliminării penalizării cu 2% a nivelului RRR și recunoașterea în CAPEX a tuturor categoriilor de active, având în vedere următoarele aspecte:**
  - a) regulile aplicabile în domeniul distribuției energiei electrice, unde conform metodologiei:
    - **sunt recunoscute în CAPEX dotările utilizate efectiv la lucrările în RED** - art. 75 alin. (3) - valoarea RRR nu se ajustează în cazul dotărilor utilizate efectiv la lucrările în RED, care conduc la menținerea și/sau îmbunătățirea parametrilor RED;
    - **sunt recunoscute în OPEX doar actualizările aplicațiilor sau bazelor de date** - art. 52 alin. (2) - sunt recunoscute în OPEX cheltuielile ulterioare aferente unei aplicații informatice existente de natura dotărilor, care reprezintă actualizări ale aplicațiilor sau actualizări ale bazelor de date; **pe cale de consecință sunt recunoscute în CAPEX îmbunătățiri, modificări ale acestora.**

### Se respinge

Pentru a asigura un tratament nediscriminatoriu între remunerarea investițiilor din sectorul energiei electrice și cele din sectorul gazelor naturale a fost stabilit stimulentul de 0,5%.

**A fost introdus un nou articol care precizează că valoarea RRR nu se diminuează în cazul dotărilor utilizate efectiv la lucrările efectuate în sistemul de distribuție, care conduc la menținerea și/sau îmbunătățirea parametrilor sistemului.**

Prevederile art. 178 al Legii energiei permit acordarea unei rate rezonabile a rentabilității capitalului investit stabilită de către ANRE la nivelul WACC pentru investițiile în obiectivele rețelelor de distribuție iar pentru dotări un nivel diminuat cu 2 puncte procentuale. Nivelul rentabilității diminuat cu 2 puncte procentuale a fost ales și pentru a asigura un tratament nediscriminatoriu între remunerarea investițiilor din sectorul energiei electrice și cele din sectorul gazelor naturale.

	<p><b>b) cadrul aplicabil pentru perioada a 4-a de reglementare referitor la recunoașterea în CAPEX a costurilor aparatelor de măsură și reglare, indiferent de valoarea de achiziție;</b> (NB. OD au transmis către ANRE informații detaliate în legătură cu volumul costurilor prognozate iar impactul în tarife este mult diminuat, în situația recunoașterii costurilor în CAPEX);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>introducerea elementului <i>k</i> prin care se urmărește diminuarea nivelului RRR aplicabil întregii baze de active reglementate (BAR) prin corelarea indicelui de creștere BAR cu indicele de creștere cantitativ – <b><u>reiteram necesitatea eliminării acestui element de corecție, având în vedere că nu există o relație de legătură proporțională între investițiile realizate și volumele distribuite.</u></b> (NB. Evoluția volumelor distribuite nu poate fi controlată (NB. creșterea consumului de gaze naturale) de OD iar o parte a investițiilor în rețea o reprezintă înlocuirile de conducte și bransamente ca urmare a cerințelor de siguranță și securitate (NB. fără a duce efectiv la creșterea consumului de gaze naturale).</li> </ul>	<p><b>Legea nu prevede un nivel unic pentru toate activele aferente activității de distribuție.</b></p> <p>Se acceptă parțial propunerea și se aplică tratamentul acestora din contabilitatea internă a OD și la recunoașterea în tarife</p> <p>S-a introdus o marjă de toleranță a coeficientului K de 2% prin introducerea unui nou articol la dispoziții tranzitorii: Art. 107 - Pentru perioada a cincea de reglementare valoarea marjei de toleranță acceptabile a coeficientului K, prevăzută la art. 47, alin. 1 este de 2%.</p> <p>S-a introdus un nou alineat potrivit căruia coeficientul K se aplică doar obiectivelor sistemului de distribuție (5) Valoarea coeficientului K, inclus în calculul rentabilității capitalului investit în imobilizări corporale și necorporale, altele decât obiectivele sistemelor de distribuție incluse în grupa 1 a BAR este egală cu 1.</p>
	<p><b>2. Nerecunoașterea inflației realizate asupra BAR</b></p> <p>Abordarea ANRE pentru PR5 în ceea ce privește actualizarea BAR cu rata inflației utilizate în conversia din termeni nominali în termeni reali a componentelor estimate pentru costul mediu ponderat al capitalului conduce ca, în mod nejustificat, <b><u>să nu mai fie permisă recuperarea integrală a inflației efective.</u></b> Având în vedere că această abordare este în contradicție cu practica la nivel național și european, precum și cu recomandările</p>	<p><b>Se respinge</b></p> <p>Utilizarea rate a inflației diferită de cea utilizată la calculul RRR ar necesita implicit recalcularea valorii RRR, altfel valoarea RRR determinată pe baza unor alte rate ale inflației și-ar pierde relevanța,</p>

	<p>instituțiilor din domeniu, <b><u>reiterăm solicitarea de recunoaștere a inflației realizate pentru actualizarea BAR.</u></b></p>	<p>putând genera o remunerare a OD diferită de cea convenită.</p> <p>Valoarea RRR este calculată în termeni reali, prin deducerea unei rate estimate a inflației dintr-o valoare a rentabilității calculată în termeni nominali.</p> <p>Astfel, calcularea ulterioară a rentabilității convenite OD prin indexarea valorii BAR cu o rată a inflației mai mare decât cea utilizată la stabilirea RRR poate genera o supraremunerare a OD, în timp ce utilizarea unei rate mai reduse a inflației poate genera o remunerare a OD inferioară celei convenite.</p>
	<p><b>3. Restricția actualizării BAR cu inflația în situația în care, la 31 decembrie, valoarea BAR este mai mare cu peste 5% decât valoarea contabilă a immobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR</b></p> <p>Reiterăm faptul că legislația primară nu conține nicio prevedere expresă de nerecunoaștere a diferențelor valorice dintre valoarea netă reglementată (BAR) și valoarea netă contabilă (VNC), pe cale de consecință, <b><u>legislația secundară nu poate institui excepții de la regulă,</u></b> diferențele valorice între cele două baze de date sunt normale și evidente având în vedere principiile diferite care au stat la baza formării acestora (e.g. durate diferite de viață, perioade în care data începerii amortizării a fost diferită, active care se regăsesc în RAB, dar nu și în Registrul Contabil de Mijloace Fixe i.e. RAB0).</p> <p>Precizăm că, dacă se urmărește egalizarea valorilor nete reglementate cu valorile nete contabile <b><u>se impune instituirea unui mecanism de recuperare a diferențelor valorice,</u></b> nu a unei modalități de nerecunoaștere a acestora. Considerăm ca se justifică implementarea acestui mecanism începând cu perioada a 6-a de reglementare în situația în care valoarea BAR este mai mare cu peste 10% decât valoarea contabilă a immobilizărilor corporale și necorporale aferente BAR și reducerea treptată a acestui prag până la limita de 5%.</p>	<p><b>Se respinge</b>, având în vedere că politicile contabile adoptate de OD conduc la discrepanțe majore între valoarea netă contabilă și cea reglementată, care nu pot fi explicate publicului și utilizatorilor rețelei, actualizarea valorii reglementate cu rata inflației se efectuează doar în cazul în care valoarea contabilă a activelor incluse în BAR se revaluează până la valoarea de piață.</p> <p><b>În varianta actuală a fost introdusă o marja de toleranță de 5%, conform propunerii operatorilor.</b></p>

	<p><b>4. Duratele de amortizare reglementate</b></p> <p>Având în vedere legislația la nivel european și național, respectiv utilizarea gazelor naturale în UE este permisă până în anul 2050, considerăm că <b><u>se impune ajustarea duratelor de amortizare astfel încât să se creeze cadrul de reglementare în vederea recuperării integrale a investițiilor. Reiterăm necesitatea ajustării duratelor de amortizare atât pentru activele existente (până la 31.12.2024), cât și pentru cele viitoare, în sensul amortizării complete până în anul 2050.</u></b></p>	<p><b>Se respinge</b> având în vedere impactul imediat în tarifele de distribuție. ANRE va analiza pe parcursul perioadei a cincea de reglementare oportunitatea reducerii duratelor de amortizare în funcție de impactul estimat asupra tarifelor de distribuție</p>
	<p><b><i>B. Costurile operationale controlabile cu caracter permanent – OPEXP</i></b></p> <p>Referitor la <i>OPEXP</i>, având în vedere că nu este justificată limitarea costurilor operationale controlabile cu caracter permanent prin raportare la costurile realizate anterior, efectele generate de perioada de pandemie, schimbările organizatorice, schimbările de politică managerială, care generează schimbări structurale ale costurilor - <b><u>OD trebuie să aibă dreptul de fundamentare a costurilor operationale tinând cont de costurile necesare desfășurării activității, fără a fi limitat la un anumit istoric. In caest sens, reiteram necesitatea</u></b> completării corespunzătoare a art. 17 (1) “<i>Pentru primul an al perioadei de reglementare valoarea OPEXP se fundamentează în termeni reali ai acestui an tinând cont de costurile necesare desfășurării activității, prin raportare la nivelul costurilor realizate în anii anteriori.</i>”</p>	<p><b>Varianta inițială a fost reformulată astfel:</b></p> <p>Art. 17 - Pentru primul an al perioadei de reglementare valoarea OPEXP se fundamentează în termeni reali ai acestui an, prin raportare la nivelul costurilor realizate în anii anteriori.</p> <p>Prevederea nu se impune deoarece toate costurile solicitate de OD pentru a fi incluse în OPEX la fundamentare trebuie să fie justificate, respectiv, necesare, oportune, eficiente și să reflecte condițiile pieței</p>
	<p><b><i>C. Consumul tehnologic (CT) - Recunoașterea costurilor realizat cu achiziția CT</i></b></p> <p>Se impune recunoașterea totală a costurilor realizate pentru achiziția CT, în condițiile în care acestea reflectă în mod adecvat condițiile pieței de gaze naturale, modul transparent și bunele practici în achiziția cantităților necesare.</p>	<p>Pentru a acoperi riscul datorat volatilității prețului CT a fost introdus articolul următor:</p> <p><b>(2)</b> Prin derogare de la prevederile alin. (8), în situația în care anul (i-1) cuprinde o perioadă pentru care, prin acte normative emise de Parlamentul sau Guvernul României, a fost declarată criză pe piața gazelor naturale, costul gazelor necesare pentru acoperirea CT, recunoscut de ANRE pentru acea perioadă, este costul realizat de OD.</p>

	<p><b><u>D. Proiecte pilot pentru tranziția energetică</u></b>  Solicităm recunoașterea costurilor - CAPEX - necesare pentru realizarea unor astfel de proiecte, precum și a costurilor proiectelor pilot realizate în perioada anterioară</p>	<p>Imobilizările rezultate în urma proiectelor pilot nu contribuie în mod direct la derularea activității de distribuție.</p> <p>Costul proiectelor pilot se recunoaște prin componenta CN.</p>
	<p><b><u>E. Termenul de transmitere a fundamentărilor tarifelor de distribuție a gazelor naturale pentru PR5</u></b></p> <p>Solicităm modificarea termenului de transmitere a fundamentărilor de tarife <b>cu cel puțin 150 de zile înaintea datei de începere a anului tarifar (în 120 de zile)</b>, pentru a permite OD să pregătească documentațiile necesare. Precizăm că volumul de informații este foarte mare și se suprapune cu perioada sărbătorilor legale.</p> <p>Solicităm eliminarea unor cerințe de transmitere de informații/rapoarte foarte detaliate care necesită extins de pregătire, cum ar fi: (1) fișele de cont aferente conturilor de cheltuieli realizate în anul anterior începutului perioadei de reglementare, <del>alocate pe activități</del> (art. 71 alin. (4) lit d); (2) valoarea planului de mentenanță aferent fiecărui an al perioadei de reglementare <del>defalcate pe fiecare categorie de cost: costuri de personal, materiale, materii prime, utilaje, consumuri de energie, costuri cu serviciile prestate cu terți, alte costuri etc.</del> (art. 71 alin. (4) lit i).</p>	<p>Termenul de 150 zile trebuie să fie suficient astfel încât să permită finalizarea analizei fundamentării tarifelor de către ANRE.</p> <p>Prin derogare de la prevederile art. 71, alin (1), se accepta un termen de 120 de zile pentru fundamentarea din anul 2025.</p> <p>Fundamentarea se face și pe baza costurilor realizate în anul anterior</p> <p>S-a reformulat conform solicitărilor operatorilor, varianta menționată nu mai este de actualitate</p> <p><b>Costurile cu mentenanța aferente fiecărui an al perioadei de reglementare defalcate pe conturi contabile, în cadrul costurilor OPEXP.</b></p>