



# **PLAN DE ADMINISTRARE AL SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ ÎN PERIOADA 2013-2017**

În conformitate cu prevederile art.30 alin.1 din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr.109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, **Consiliul de Administrație** a elaborat **Planul de administrare al SNTGN Transgaz SA Mediaș pe perioada 2013-2017**. Documentul va fi prezentat și supus spre aprobare Adunării Generale a Acționarilor SNTGN Transgaz SA din data de 23 septembrie 2013.

**ELABORAT,  
CONSILIUL DE ADMINISTRAȚIE**

NUME ȘI PRENUME	FUNCȚIA	SEMNĂTURA
<b>STERIAN ION</b>	<b>Președinte</b>	
<b>VĂDUVA PETRU ION</b>	<b>Membru</b>	
<b>CERNOV RADU ȘTEFAN</b>	<b>Membru</b>	
<b>NEACȘU VLAD NICOLAE</b>	<b>Membru</b>	
<b>ILIESCU BOGDAN GEORGE</b>	<b>Membru</b>	

**APROBAT,  
ADUNAREA GENERALĂ A ACȚIONARILOR**

NUME ȘI PRENUME	SEMNĂTURA
<b>VULPESCU DUMITRU REMUS</b>	
<b>BUTNARU IULIAN MARIAN</b>	

## **Declarație privind administrarea societății în perioada mandatului 2013-2017**

"Cu o tradiție în România de aproape un secol, transportul gazelor naturale reprezintă o activitate strategică pentru economia națională.

SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș este operatorul tehnic al Sistemului Național de Transport al gazelor naturale și are ca scop îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță, acces nediscriminatoriu și competitivitate a strategiei naționale stabilite pentru transportul, tranzitul internațional, dispecerizarea gazelor naturale, cercetarea și proiectarea în domeniul transportului de gaze naturale, cu respectarea legislației și a standardelor naționale și europene de calitate, performanță, mediu și dezvoltare durabilă.

Performanța acestei activități a crescut an de an prin munca, pasiunea și profesionalismul celor care și-au desfășurat activitatea în acest domeniu.

Noi, cei care astăzi, purtăm responsabilitatea destinului acestei companii, avem obligația de a-i oferi viziunea spre excelență în business, astfel încât, valorificând cu maximă eficiență oportunitățile existente și viitoare, societatea să devină un operator de transport gaze naturale cu recunoaștere pe piața internațională a gazelor naturale, un lider pe piața energetică din regiune, contribuind la definirea României ca un important coridor de energie în domeniul gazelor naturale către Europa.

Respectând principiile unei bune guvernante corporative și urmărind împlinirea dezideratelor propuse privind eficacitatea operațională, optimizarea performanțelor și dezvoltarea durabilă a societății, Consiliul de Administrație își va îndeplini mandatul în perioada 2013-2017 cu responsabilitate și eficiență maximă, transparență și profesionalism față de acționari, angajați, mediul de afaceri și comunitate.

**Consiliul de Administrație  
al  
SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș**

## CUPRINS

<b>REZUMAT</b> .....	<b>7</b>
<b>1. CADRUL LEGAL</b> .....	<b>22</b>
<b>2. CONTEXTUL ACTUAL INTERNAȚIONAL ȘI INTERN PRIVIND TRANSPORTUL DE GAZE NATURALE</b> .....	<b>24</b>
2.1 PRIVIRE DE ANSAMBLU ASUPRA PIEȚELOR ENERGETICE DIN CADRUL UNIUNII EUROPENE .....	24
2.2 PERSPECTIVE PRIVIND PIEȚELE ENERGETICE DIN UNIUNEA EUROPEANĂ .....	43
2.3 TRANSPORTUL GAZELOR NATURALE ÎN CONTEXTUL NOII POLITICI ENERGETICE EUROPENE .....	55
2.4 OBLIGAȚII DE COOPERARE INTERNAȚIONALĂ CE REVIN OPERATORILOR DE TRANSPORT GAZE NATURALE CONFORM LEGISLAȚIEI ÎN VIGOARE .....	61
2.5 PERSPECTIVE PRIVIND EVOLUȚIA PIEȚEI INTERNE A GAZELOR NATURALE ȘI A CERERII DE SERVICII DE TRANSPORT GAZE NATURALE.....	66
2.6 ROLUL SNTGN TRANSGAZ SA – OPERATOR SISTEM DE TRANSPORT (OST) PE PIAȚA DE ENERGIE.....	73
2.7 EVOLUȚIA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE ÎN PERIOADA 2003-2013.....	77
<b>3. ANALIZA DIAGNOSTIC A SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ</b> .....	<b>81</b>
3.1 VIZIUNEA ȘI MISIUNEA.....	82
3.2 DIAGNOSTIC GENERAL AL ACTIVITĂȚILOR DESFĂȘURATE.....	84
3.3 ANALIZA SWOT .....	107
3.4 ANALIZA PEST .....	108
3.5 INDICATORI DE PERFORMANȚĂ 2010-2012.....	109
3.6 FACTORI CRITICI DE SUCCES .....	112
3.7 OBIECTIVE STRATEGICE .....	112
<b>4. STRATEGIA DE ADMINISTRARE A SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ ÎN PERIOADA 2013-2017</b> .	<b>119</b>
4.1 GARANTAREA SECURITĂȚII ENERGETICE PRIN CONSOLIDAREA ROLULUI COMPANIEI PE PIAȚA ENERGETICĂ EUROPEANĂ .....	119
4.1.1 Consolidarea rolului SNTGN Transgaz SA Mediaș ca transportator al gazelor naturale pe piața energetică europeană și națională, ca urmare a cerințelor Uniunii Europene privind dezvoltarea interconectării SNT cu sistemele de transport similare din țările vecine, a evidențierii unor rezerve semnificative de gaze naturale în bazinul Mării Negre și a perspectivei pe termen lung privind gazele de șist. ....	119
4.1.2 Finalizarea interconectării între sistemele de transport gaze naturale ale României și Bulgariei pe direcția Giurgiu-Ruse .....	120
4.1.3 Crearea condițiilor tehnice necesare pentru asigurarea fluxurilor de gaze naturale în regim bidirecțional pe interconectarea dintre România și Ungaria pe direcția Arad-Szeged .....	121
4.1.4 Continuarea acțiunilor în vederea încheierii acordurilor de dezvoltare a interconectărilor SNT cu sistemele similare de transport gaze naturale din țările vecine .....	122
4.1.5 Dezvoltarea afacerii prin optimizarea absorbției fondurilor europene și crearea unei structuri de finanțare eficiente și flexibile.....	123
4.2 COMPETITIVITATE ȘI MODERNIZARE .....	124
4.2.1 Optimizarea și eficientizarea sistemelor și proceselor de management din societate, a calității execuției proceselor operaționale și alinierea acestora la cerințele Sistemul de Management Integrat Calitate Mediu (SMICM) și a standardelor moderne de performanță și competitivitate .....	124
4.2.2 Intensificarea activității de proiectare și cercetare științifică în domeniul transportului de gaze naturale .....	125
4.2.3 Reducerea consumului tehnologic .....	126
4.2.4 Îmbunătățirea calității execuției programelor investiționale de modernizare și dezvoltare, a programelor de reparații, reabilitare și asigurare a mentenanței Sistemului Național de Transport al gazelor naturale .....	128
4.2.5 Finalizarea implementării sistemului de comandă și achiziție date SCADA.....	132
4.2.6 Dimensionarea optimă a necesarului de resurse umane în raport cu necesitățile reale de activitate și dezvoltare ale societății.....	133
4.2.7 Îmbunătățirea procesului de formare, instruire și dezvoltare profesională a personalului ..	135
4.2.8 Optimizarea calității implementării principiilor de bună guvernare corporativă.....	135
4.2.9 Optimizarea procesului de controlling bugetar al costurilor .....	144

4.3 DEZVOLTAREA DURABILĂ A SOCIETĂȚII .....	144
4.3.1 Consolidarea și diversificarea relațiilor de colaborare internă și externă ale SNTGN Transgaz SA.....	144
4.3.2 Optimizarea managementului riscurilor ce pot afecta activitatea societății.....	145
4.3.3 Optimizarea productivității muncii în unități fizice și în unități valorice.....	146
4.3.4 Creșterea eficienței energetice și reducerea impactului negativ al proceselor tehnologice asupra mediului înconjurător.....	146
4.3.5 Menținerea echilibrului financiar și a stabilității operaționale în raport cu obiectivele propuse.....	147
4.3.6 Creșterea gradului de adaptabilitate și a capacității de răspuns a societății la schimbările permanente ale mediului în care aceasta își desfășoară activitatea .....	148
4.3.7 Îmbunătățirea siguranței și securității ocupaționale.....	148
4.3.8 Îmbunătățirea procesului de comunicare generală, internă și externă a societății, a capitalului de imagine și reputațional.....	149
4.4 ALINIAREA LA CERINȚELE CADRULUI DE REGLEMENTARE EUROPEAN ȘI NAȚIONAL PRIVIND TRANSPORTUL DE GAZE NATURALE.....	149
4.4.1 Certificarea SNTGN Transgaz ca operator independent de sistem.....	149
4.4.2 Alinierea la cerințele Regulamentului (CE) nr. 994 / 2010.....	149
4.4.3 Procedura de infringement.....	150
<b>5. ISTORIC FINANCIAR 2010-2012 ȘI ESTIMĂRI FINANCIARE 2013-2017.....</b>	<b>152</b>
<b>6. CRITERII ȘI OBIECTIVE DE PERFORMANȚĂ 2013-2017 .....</b>	<b>160</b>
<b>LISTĂ ABREVIERI .....</b>	<b>164</b>
<b>LISTĂ FIGURI, GRAFICE ȘI TABELE.....</b>	<b>165</b>

Planul de administrare al Societății Naționale de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ SA Mediaș a fost elaborat de Consiliul de Administrație al societății ales de Adunarea Generală a Acționarilor în ședința din 10 iulie 2013 și înregistrat la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul Sibiu în data de 16 iulie 2013.

Pentru SNTGN Transgaz SA Mediaș, termenul de 90 de zile prevăzut de OUG nr.109/2011, pentru elaborarea, prezentarea și supunerea spre aprobarea Adunării Generale a Acționarilor a planului de administrare se încheie la data de 16 octombrie 2013.

Acționând în mod responsabil și în consens cu principiile bunelor practici de guvernare corporativă, Consiliul de Administrație al SNTGN Transgaz SA Mediaș respectă prevederile legale și, prezintă în acest document strategia de administrare pentru atingerea obiectivelor și criteriilor de performanță stabilite în contractele de mandat.

Instrument al planificării strategice privind administrarea societății în perioada 2013-2017, planul de administrare al SNTGN Transgaz SA Mediaș, societate listată la Bursa de Valori București este guvernat de o atitudine responsabilă, profesionistă și etică în raport cu părțile interesate (acționari, angajați, parteneri, comunitate, autorități și instituții ale statului, media, ș.a).

Planul de administrare pe perioada 2013-2017 reflectă viziunea strategică a membrilor Consiliului de Administrație referitoare la:

- direcțiile de dezvoltare durabilă a societății;
- optimizarea performanțelor economico-financiare și operaționale;
- creșterea viabilității societății în contextul energetic internațional și național aflat în continuă schimbare.

Pornind de la diagnosticul global al activității desfășurate de societate și al premiselor mediului în care aceasta funcționează, planul de administrare pe perioada 2013-2017 este structurat riguros și cuprinde direcții strategice de acțiune privind administrarea tuturor resurselor, proceselor operaționale și de management ale societății în scopul realizării cu maximă eficiență a obiectivelor de performanță stabilite.

Membrii Consiliului de Administrație intenționează ca pe durata mandatului ce le revine, SNTGN Transgaz SA să devină o societate cu recunoaștere internațională, un lider pe piața energetică din regiune, valorificând cu maximă eficiență toate oportunitățile existente și viitoare, să contribuie la definirea României ca un important coridor de energie în domeniul gazelor naturale către Europa.

Consiliul de Administrație responsabilizează faptul că, planul de administrare este un document dinamic și că pot apărea actualizări/modificări generate de implementare sau schimbări semnificative ale mediului în care funcționează societatea și, prin urmare, își rezervă dreptul de a aduce modificări ulterioare obiectivelor stabilite prin prezentul plan de administrare funcție de schimbările intervenite.

## REZUMAT

### **OBIECTIVELE ȘI DIRECȚIILE STRATEGICE DE ACȚIUNE PENTRU ADMINISTRAREA SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ ÎN PERIOADA MANDATULUI 2013-2017**



## INTRO

SNTGN Transgaz SA Mediaș este operatorul tehnic al Sistemului Național de Transport gaze naturale și are ca misiune îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță, acces nediscriminatoriu și competitivitate a strategiei naționale privind transportul, tranzitul internațional și dispecerizarea gazelor naturale, precum și cercetarea și proiectarea în domeniul specific activității sale, cu respectarea cerințelor legislației europene și naționale, a standardelor de calitate, performanță, mediu și dezvoltare durabilă.

Strategia de administrare a societății în perioada 2013-2017 vizează redefinirea strategică și eficientizarea companiei în concordanță cu cerințele politicii energetice europene și nevoile și oportunitățile viitoare ale României de a deveni un jucător important pe piața de gaze naturale europeană.

Considerând potențiala magnitudine a viitoarelor provocări pe care le va întâmpina societatea în următorii ani, eficacitatea obiectivelor strategice stabilite va fi determinată de abilitatea managementului de a restructura și eficientiza funcționarea întregii activități operaționale.

Chiar dacă proiectele strategice sunt încă în faza de definire, consiliul de administrație are responsabilitatea ca în următorii doi ani, prin modernizări și restructurări să asigure alinierea companiei la nevoile de dezvoltare viitoare, care, apreciem ca vor deveni o realitate în această perioadă.

Provocările pe care societatea le va întâmpina în pregătirea unui nou viitor nu pot fi subestimate și de aceea este mai important a acționa decât a reacționa.

**În consecință, administratorii SNTGN Transgaz SA Mediaș consideră că, prin obiectivele stabilite în planul de administrare al societății în perioada 2013-2017, astfel cum acestea sunt prezentate mai jos, aceștia vor împlini dezideratul propus privind eficientizarea activității companiei și redefinirea acesteia în concordanță cu cerințele standardelor moderne de performanță și competitivitate.**

Reconsiderând activitatea SNTGN Transgaz SA în funcție de evoluția sectorului energetic european și național, de obiectivele noii politici energetice europene, de prioritățile strategiei energetice naționale, de schimbările mediului în care societatea își desfășoară activitatea, obiectivele și direcțiile de administrare ale societății pe perioada 2013-2017 sunt:

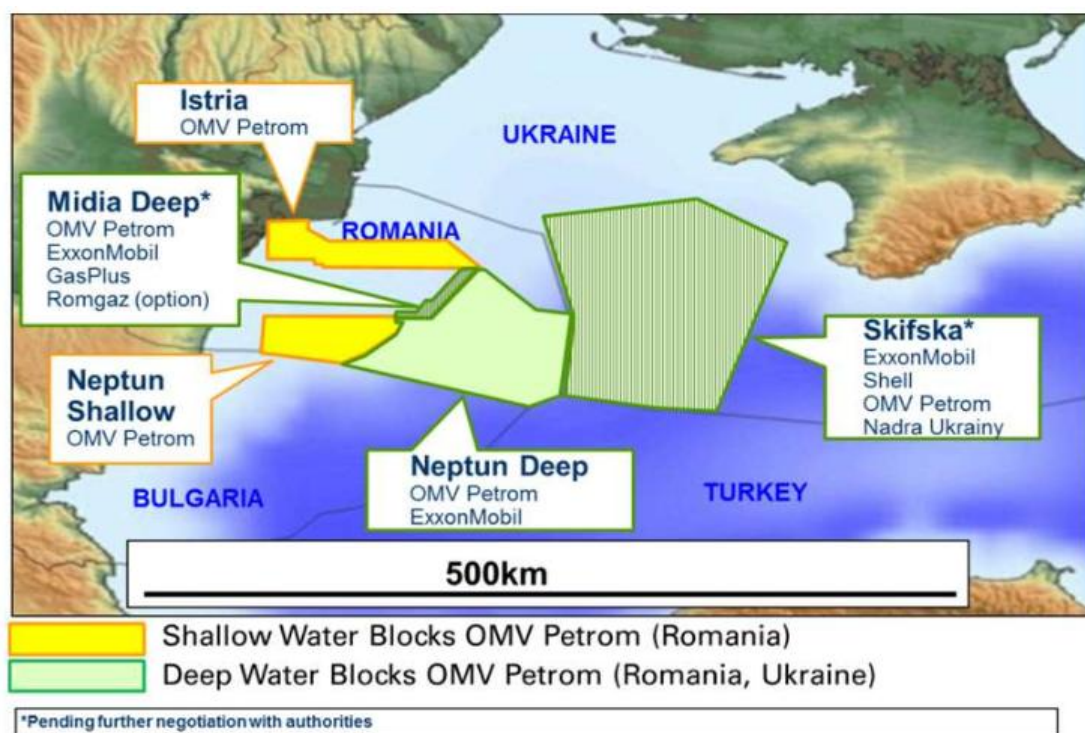


## A. GARANTAREA SECURITĂȚII ENERGETICE PRIN CONSOLIDAREA ROLULUI COMPANIEI PE PIAȚA ENERGETICĂ EUROPEANĂ

1) Consolidarea rolului SNTGN Transgaz SA Mediaș ca transportator al gazelor naturale pe piața energetică europeană și națională, ca urmare a cerințelor Uniunii Europene privind dezvoltarea interconectării SNT cu sistemele de transport similare din țările vecine, a evidențierii unor rezerve semnificative de gaze naturale în bazinul Mării Negre și a perspectivei pe termen lung privind gazele de șist.

Precum s-a subliniat mai înainte, acesta este dezideratul principal al mandatului privind administrarea SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2013-2017.

De aceea, având în considerare evidențierea recentă a unor rezerve semnificative de gaze naturale în bazinul Mării Negre și de perspectiva pe termen lung privind gazele de șist în România, planul de dezvoltare al infrastructurii de transport gaze naturale va cuprinde o amplă strategie de redefinire a rutelor interne de transport gaze naturale în concordanță cu remodelarea fluxurilor de gaze naturale ce se conturează pe termen mediu și lung la nivel național și european.



Astfel, strategia de dezvoltare a infrastructurii de transport gaze naturale se va structura pe următoarele coordonate:

- proiectarea și dezvoltarea elementelor necesare asigurării capacității de transport gaze naturale prin conducte de înaltă presiune;
- reabilitarea altor rute de transport gaze naturale cu importanță strategică industrială și socială, necesare preluării în sistemul național de transport a volumelor de gaze naturale provenite din bazinul Mării Negre și transportului acestora către utilizatorii din România și de pe piețele europene.

Conștientizând potențialitatea viitoare a acestor proiecte de dezvoltare, ele vor fi definite cu exactitate și vor fi prezentate în actualizările viitoare ale planului de administrare. Între timp, efortul imediat al companiei va fi îndreptat spre finalizarea unor importante proiecte de interconectare și de dezvoltare a SNT aflate deja în derulare.

## **2) Finalizarea interconectării între sistemele de transport gaze naturale ale României și Bulgariei pe direcția Giurgiu - Ruse**

Acest proiect, inițiat în scopul creșterii siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale a României și Bulgariei, cofinanțat prin programul european EEPR, asigură interoperabilitatea rețelelor de transport gaze naturale și creează premisele transportului bidirecțional de gaze naturale între România și Bulgaria și alte țări europene.

Valoarea totală estimată a proiectului este de 23,8 milioane Euro, din care efortul investițional al SNTGN Transgaz SA: 11 milioane Euro (cofinanțare – maxim 4,55 mil. Euro).

Într-un prim stadiu, conform deciziei de finanțare a Comisiei Europene, proiectul va asigura un flux de gaze minim în regim de urgență. Având în vedere faptul că, termenul inițial de finalizare al interconectării, respectiv iunie 2013 a fost depășit, în conformitate cu decizia de finanțare s-a solicitat Comisiei Europene o extensie a termenului de finalizare până la 31 decembrie 2013.

Momentan, lucrările aferente teritoriului românesc sunt finalizate (cu excepția grupului de robineți de pe malul românesc al subtraversării, care au ca termen estimat de finalizare luna august 2013) iar lucrările la subtraversări sunt în curs de desfășurare.

Având în considerare faptul că asigurarea curgerii bidirecționale este o cerință a Regulamentului (UE) nr.994/2010, SNTGN Transgaz SA este în discuții cu partenerii din Bulgaria pentru a extinde capacitățile tehnice ale acestui proiect spre flux bidirecțional până la sfârșitul anului 2016.

Considerând întârzierile anterioare este esențial să ne mobilizăm toate eforturile pentru finalizarea interconectării la parametrii solicitați, pentru evitarea unor noi sancțiuni din partea Comisiei Europene.

## **3) Crearea condițiilor tehnice necesare pentru asigurarea fluxurilor de gaze naturale în regim bidirecțional pe interconectarea dintre România și Ungaria, direcția Arad-Szeged**

Această interconectare, care a beneficiat de sprijin financiar comunitar în cadrul programului EEPR (Program European de Redresare Economică în domeniul Energiei, lansat de Comisia Europeană în urma crizei gazelor din ianuarie 2009) a fost pusă în funcțiune în anul 2010 și până în momentul de față fluxul fizic al gazelor naturale este dinspre Ungaria înspre România.

Pentru a se putea utiliza întreaga capacitate a interconectării pe acest sens (4,4 mld.mc/an), sunt necesare lucrări atât în sistemul românesc cât și în cel ungar, părțile convenind un grafic conform căruia proiectele vor fi finalizate până în decembrie 2016, în a doua jumătate a anului 2013 urmând a se organiza un proces de sondare a pieței).

Începând cu luna decembrie 2013, pe direcția RO - HU va putea fi asigurat transportul gazelor naturale la parametrii:  $p=20$  bari și  $Q=10.000 - 50.000$  mc/oră.

Valoarea estimată a investiției este de aproximativ 120 milioane Euro.

Implementarea acestui proiect asigură premisele deschiderii unui culoar esențial de transport dinspre regiunea Mării Negre înspre piețele central și est europene. De asemenea acest proiect poate facilita și un flux potențial dinspre Bulgaria înspre Ungaria, Austria (prin interconectarea Ruse – Giurgiu și transport pe teritoriul României).

Este necesar, așadar, ca în vederea respectării prevederilor Regulamentului (UE) nr. 994/2010 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE a Consiliului, a statelor membre, România să asigure derularea livrărilor de gaze naturale în regim bidirecțional pe interconectările existente.

Având în vedere importanța regională a proiectului precum și valoarea ridicată a investiției, proiectul a fost propus pe lista proiectelor de interes comun (PCI) la nivelul UE, listă ce va fi adoptată până la finele acestui an.

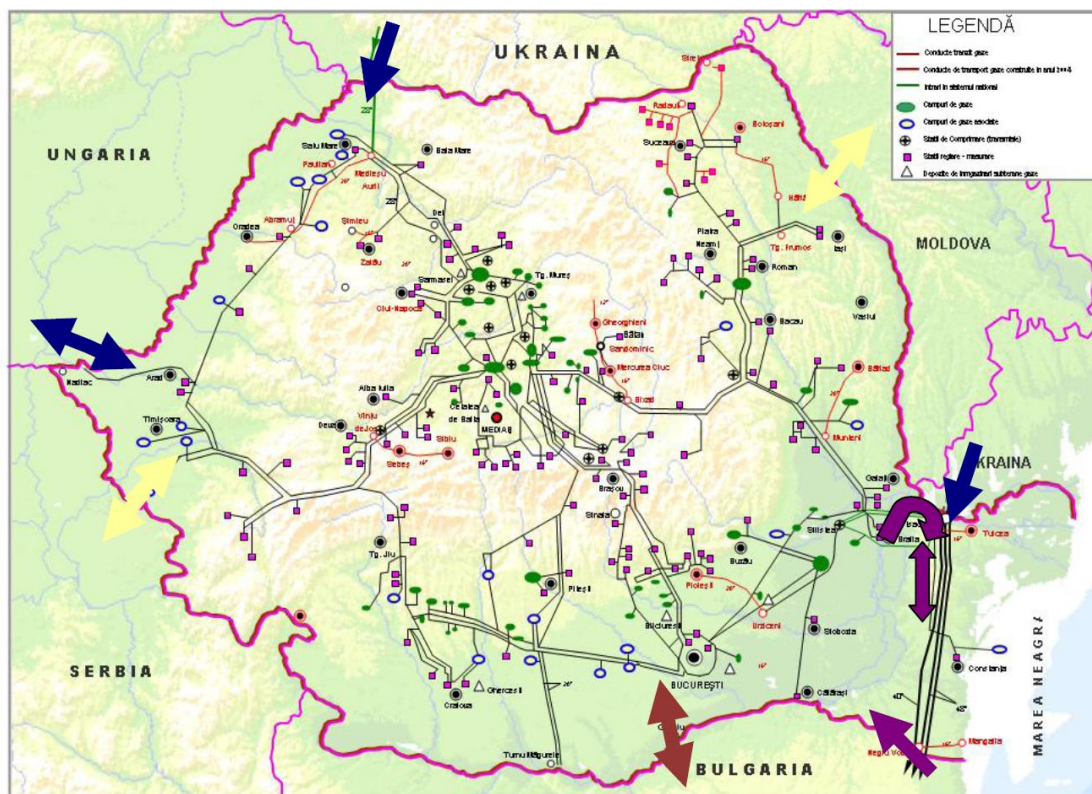
#### **4) Continuarea acțiunilor în vederea încheierii acordurilor de dezvoltare a interconectărilor SNT cu sistemele similare de transport gaze naturale din țările vecine Moldova și Serbia**

În considerarea prevederilor Regulamentului (UE) nr. 994/2010 în care se specifică necesitatea interconectării între sistemele de transport ale țărilor din Uniunea Europeană cu sistemele țărilor vecine, proiectul de interconectare a sistemelor de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova este important sub aspectul creșterii gradului de interconectivitate la nivel european și al creșterii siguranței în aprovizionare.

Acest proiect este în dezvoltare momentan sub tutela ANRM în asociere cu SNTGN Transgaz SA. Pe parcursul derulării contractului de dezvoltare se impun demersuri pentru stabilirea condițiilor de preluare în operare a noii infrastructuri de interconectare și a tarifelor de transport aplicabile pentru capacitate în punctul de interconectare.

În ceea ce privește interconectarea SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Serbia, aceasta va crea mijlocul fizic pentru diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale ale României, prin asigurarea accesului la conducta South Stream ce urmează să traverseze teritoriul Serbiei precum și accesul la gazele naturale provenite din terminalul de gaze lichefiate din Croația.

SNTGN Transgaz SA va întreprinde demersurile necesare pentru obținerea sprijinului din partea autorităților guvernamentale în scopul susținerii proiectului de interconectare a sistemelor de transport gaze naturale ale României și Serbiei în acțiunile comune cu autoritățile competente din Serbia.



Legenda:

	Interconectări existente pentru import
	Interconectări strategice Bulgaria
	Lucrări pentru asigurarea curgerii reversibile a fluxului de gaze naturale
	Interconectări viitoare (Moldova și Serbia)

### 5) Dezvoltarea afacerii prin optimizarea absorbției fondurilor europene și crearea unei structuri de finanțare eficiente și flexibile

În considerarea preocupărilor majore ce se manifestă la nivel european și regional în ceea ce privește dezvoltarea unor noi coridoare de transport gaze naturale care să contribuie la diversificarea surselor de aprovizionare, la creșterea siguranței și flexibilității livrărilor de gaze naturale în Statele Membre ale Uniunii Europene, există oportunități de a accesa finanțări avantajoase pentru dezvoltarea proiectelor de interes european.

Considerând gradul istoric scăzut de absorbție al fondurilor europene înregistrat de societate, apreciem ca deosebit de importante, acțiuni precum:

- promovarea la nivel european a proiectelor SNTGN Transgaz SA cuprinse în planul de dezvoltare al sistemului național de transport gaze naturale și relevante la nivel regional, în vederea obținerii statutului de "*proiect de interes comun*" și cofinanțării europene;
- valorificarea posibilităților/oportunităților de finanțare existente prin diversele programe derulate de autoritățile competente ale statului;
- îmbunătățirea semnificativă a procesului organizatoric de absorbție a fondurilor europene în scopul preîntâmpinării ratării unor oportunități importante de finanțare, așa cum a fost neînregistrarea în perioada 2009-2011 a proiectelor stației de compresoare Podișor și a traseului de conductă de transport gaze naturale Hunedoara-Hațeg în lista de proiecte eligibile pe axa Programului Operațional Sectorial – "Creșterea Competitivității Produselor Industriale";
- constituirea unei structuri organizatorice profesioniste și eficiente, cu atribuții în sfera monitorizării acestui gen de proiecte în scopul preîntâmpinării înregistrării unor neconformități majore în gestionarea unui atare tip de finanțare. Neconformitățile pot genera înaintarea cererilor de rambursare a fondurilor alocate. Această posibilitate există în prezent în proiectele de acest gen derulate de companie. Din nefericire, deja două din trei proiecte finanțate cu fonduri Europene au primit cereri de returnare a finanțării datorită unui număr de neregularități descoperite.

De asemenea, având în vedere nevoile potențiale de finanțare ale viitoarelor proiecte de anvegură care se preconizează în viitor, extinderea accesului companiei la surse de capital în scopul dezvoltării va fi o responsabilitate importantă a consiliului de administrație.

Pentru realizarea acestui obiectiv, administrația societății se angajează în:

- inițierea de discuții preliminare cu instituții financiare, bănci: BERD, Banca Mondială, ș.a;
- identificarea posibilităților de asigurare a resurselor financiare suplimentare prin mijloace de finanțare specifice pieței de capital cum ar fi emisiunile de obligațiuni;
- dezvoltarea unui dialog activ cu investitorii și companiile de rating în scopul sporirii capitalului de imagine al companiei și implicit reducerii costurilor de finanțare.

## COMPETITIVITATE ȘI MODERNIZARE

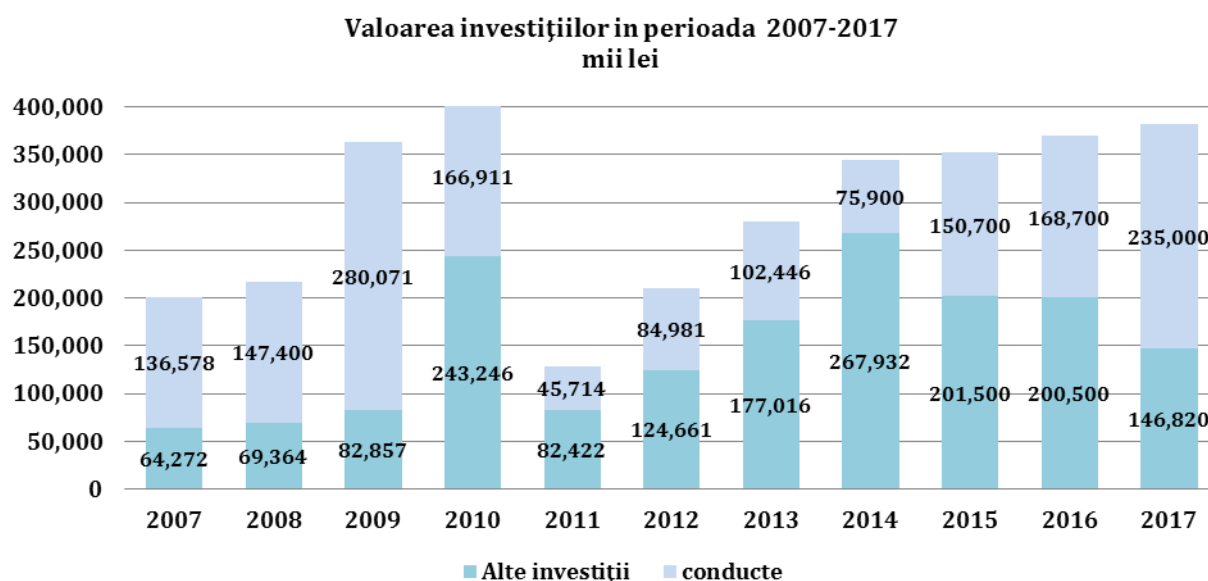
### 1) Optimizarea și eficientizarea procesului operațional

Programul de modernizare și dezvoltare aferent perioadei 2013-2017 pune în evidență reorientarea politicii de investiții de la modernizarea și rețehnologizarea SNT la dezvoltarea acestuia și a instalațiilor din dotare și executarea de lucrări în scopul creșterii eficienței energetice.

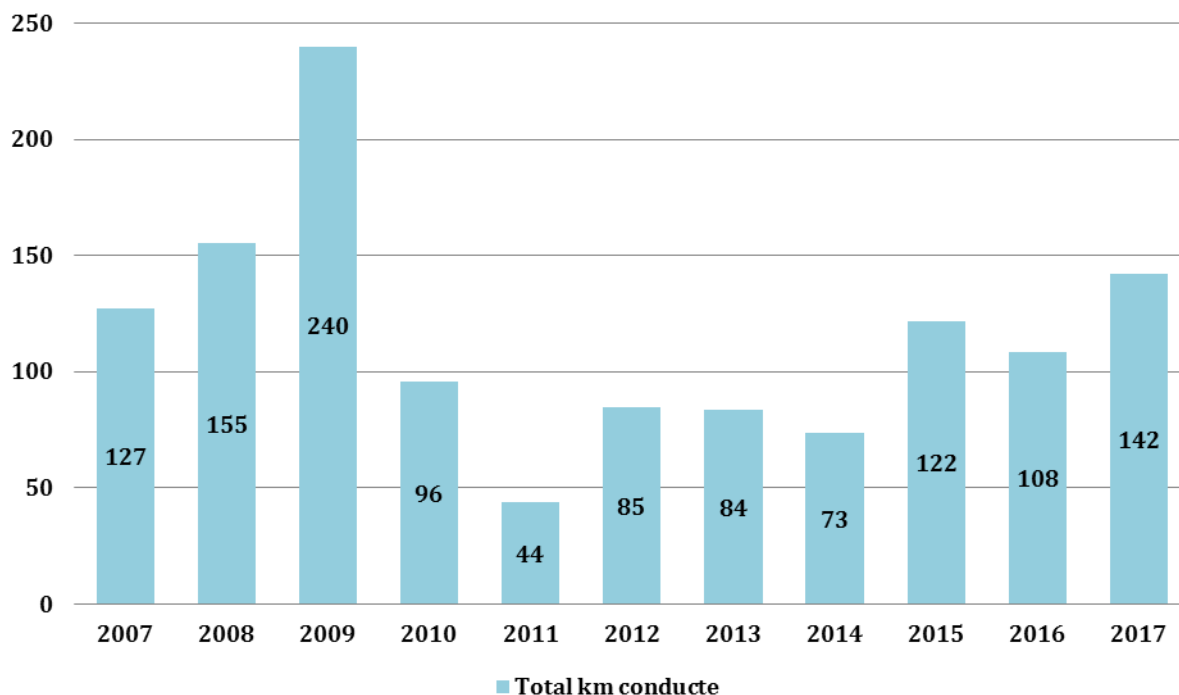
Consiliul de Administrație consideră esențială activitatea de modernizare a SNT, sistem care, prezintă un grad ridicat de uzură, respectiv durata normată de funcționare depășită pentru cca. 71% din conductele de transport gaze naturale.

Considerând numărul limitat de proiecte în dezvoltare la acest moment, 2014 va fi un an crucial în definirea viitorului companiei. Creșterea numărului de studii de fezabilitate, coordonarea corespunzătoare și eficientă a aprobărilor necesare pentru construcții și a proceselor de achiziții aferente volumului ridicat de investiții ce se vor realiza în anii următori reprezintă direcții strategice de acțiune orientate în acest scop.

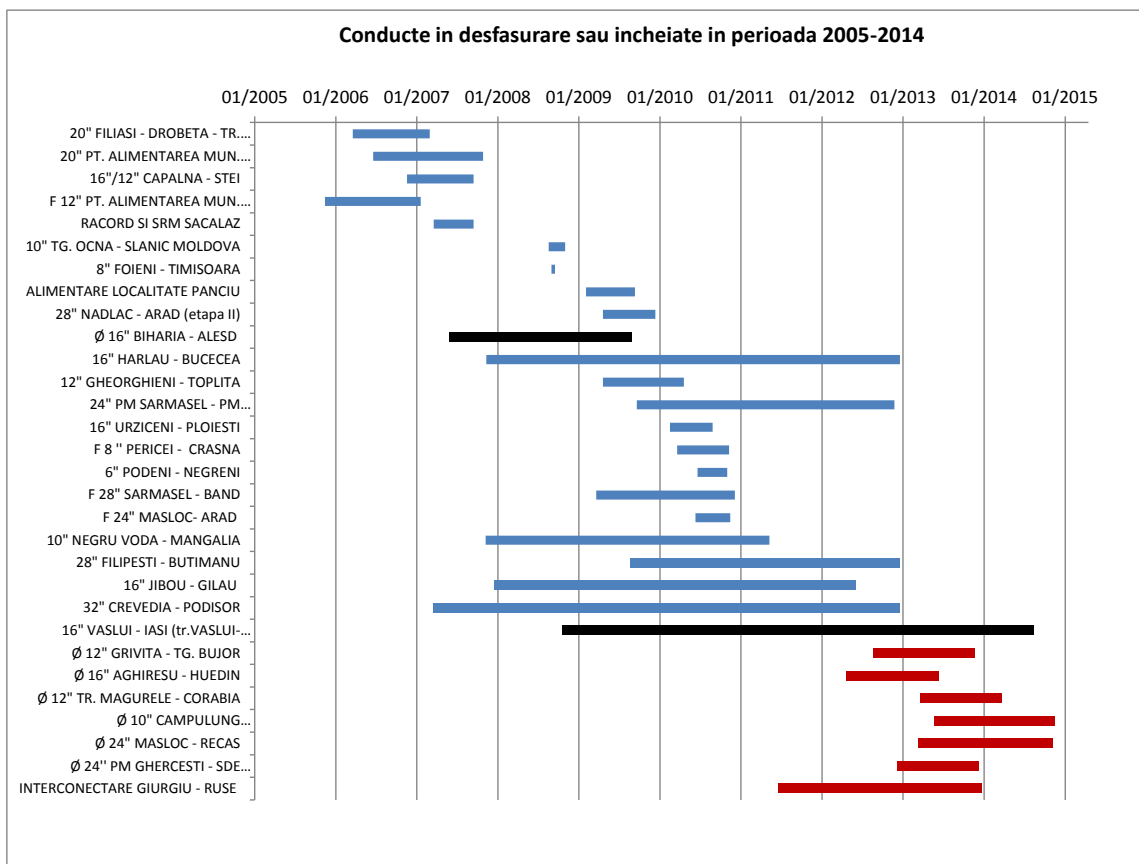
Trebuie subliniat că acest plan de dezvoltare este un plan minim care va fi ajustat odată cu clarificarea nevoilor viitoare ale unor proiecte importante, cum ar fi exploatarea și transportul zăcămintelor semnificative de gaze naturale descoperite în Marea Neagră și gazele de șist din zona Dobrogei și Bârlad.



### Investitii in conducte SNT in perioada 2007-2017 km



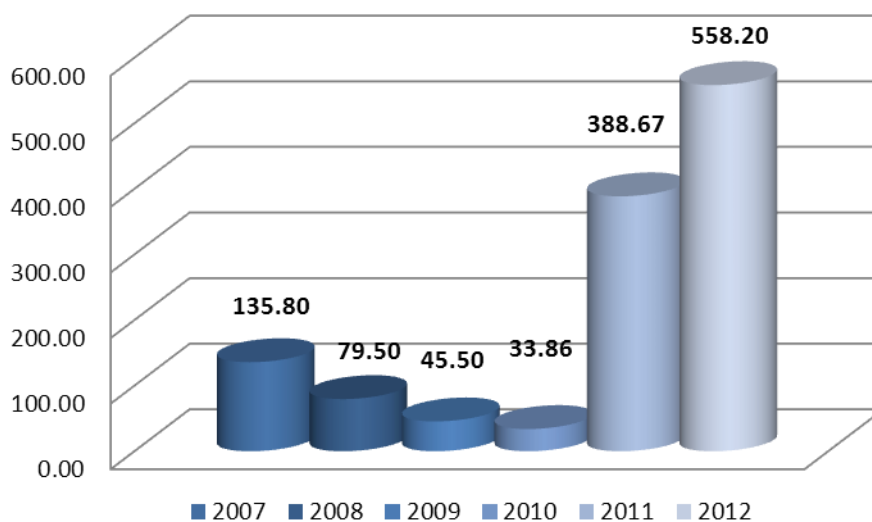
### Conducte in desfasurare sau incheiate in perioada 2005-2014



■ Finalizate ■ Nefinalizate ■ Sistate

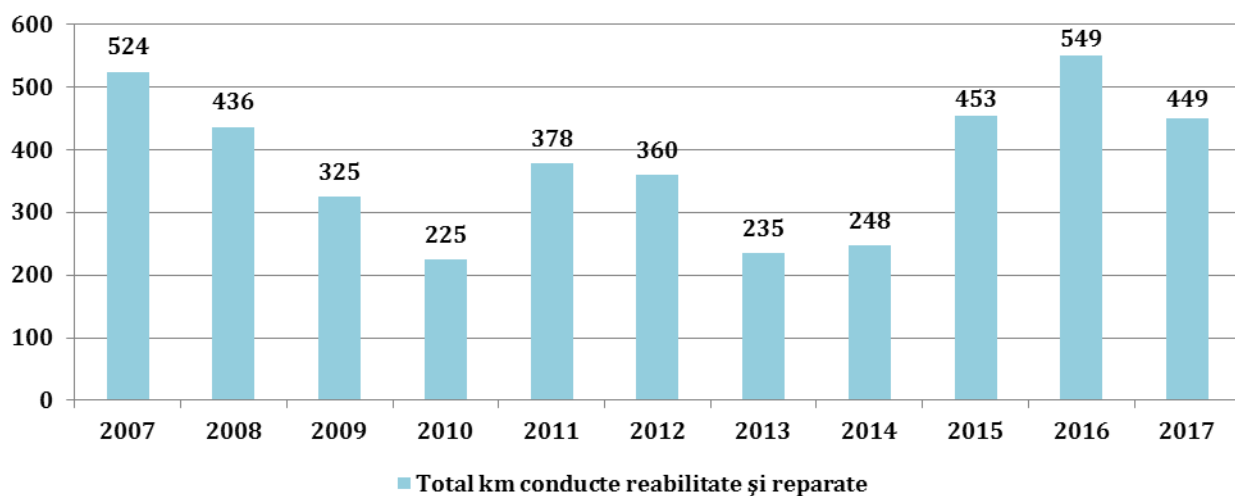
Precum se vede în graficul de mai sus, compania va trebui să se mobilizeze agresiv pentru a-și îndeplini chiar și planul minim de investiții considerând numărul limitat de proiecte în desfășurare care se continuă în 2014. Mai îngrijorător este creșterea substanțială a zilelor medii de întârziere pentru conductele finalizate. Motivul acestor întârzieri este o cauză de îngrijorare datorată faptului că, un număr de proiecte a fost pornite fără aprobările necesare. Blocajele create sunt o lecție operațională și legislativă, deoarece există riscul ca proiecte de interes național, cum ar fi transportul gazului exploatat din Marea Neagră, să fie împiedicate de dificultatea obținerii dreptului de acces pentru construirea conductelor.

**Numar mediu zile intarziere/an/conducte finalizate**



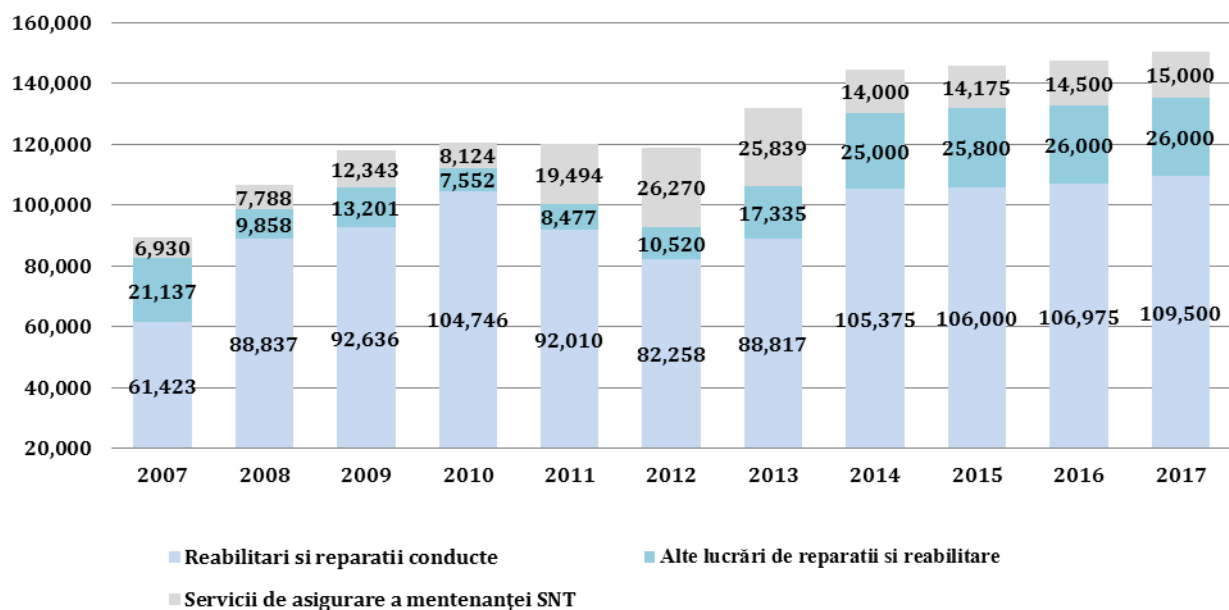
Totuși nu trebuie să uităm că vârsta înaintată a sistemului necesită o grijă deosebită pentru menținerea lui în bună funcționare. De aceea intenționăm să creștem substanțial numărul de conducte reabilite în timpul mandatului de administrare.

**Total km conducte reabilite și reparate 2007-2017**





Valoarea lucrărilor de reabilitare și reparații în perioada 2007-2017 ( mii lei)



## 2) Direcții de acțiune privind resursele umane:

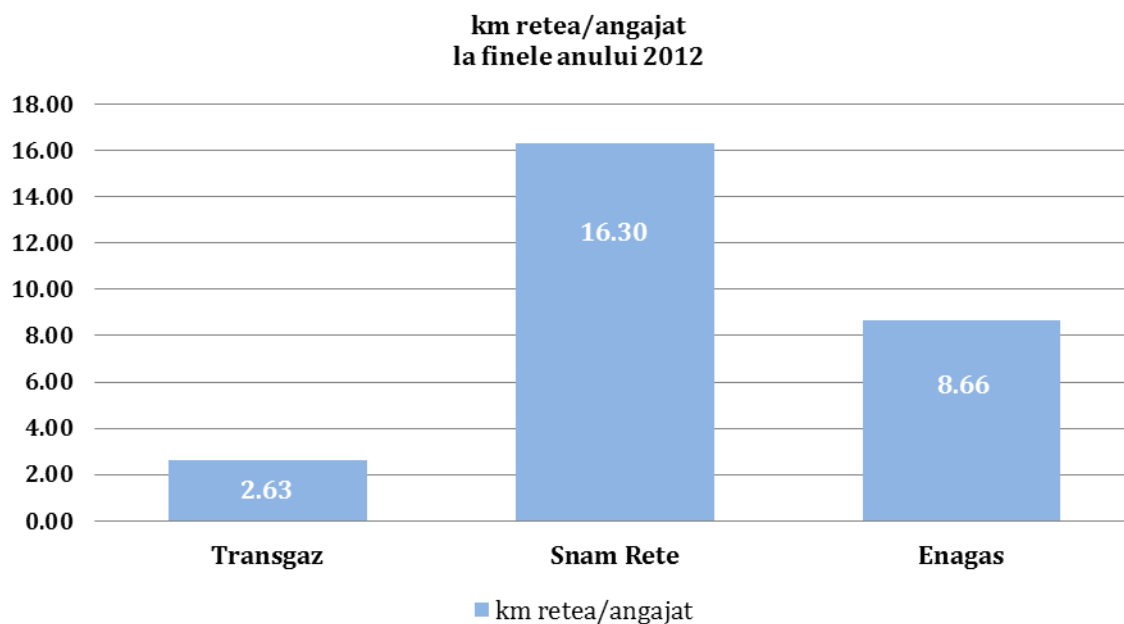
Având în considerare complexitatea subiectului și dialogul cu reprezentanții organizațiilor sindicale, administratorii vor efectua o analiză detaliată în ceea ce privește:

- restructurarea organizațională a proceselor, sistemelor și activităților din cadrul societății, atribuțiilor și responsabilităților personalului angajat, ca urmare a modernizărilor și restructurărilor ce se vor efectua în SNT și la instalațiile din dotare: stațiile de reglare măsurare (SRM), stațiile de comandă vane (SCV) și nodurile tehnologice (NT), în scopul aplicării Codului rețelei și implementării, întreținerii și dezvoltării unui sistem de monitorizare, comandă și achiziție de date de tip SCADA;
- elaborarea până la finele anului 2014 a unui normativ nou de personal și a normelor tehnice de timp pentru operarea, exploatarea și mentenanța SNT și a instalațiilor aferente la standardele de calitate și performanță impuse de aplicarea Codului rețelei;
- structura aglomerată și ineficientă de organizare și funcționare a companiei în comparație cu cele ale altor operatori de transport gaze naturale de pe piețele mature din Uniunea Europeană;
- vârsta medie ridicată a personalului (peste 40% din angajați având o vârstă de peste 50 de ani);

În general, viziunea strategică a administratorilor în ceea ce privește resursele umane este aceea de reducere a numărului de personal în line cu pensionările ce vor avea loc în următorii ani și menținerea unui nivel de creștere al cheltuielilor salariale în limita ratei inflației.

Dimensionarea optimă a numărului de personal din cadrul societății în funcție de nevoile reale ale activităților desfășurate de societate, de modernizările și rețehnologizările operate în SNT, de dezvoltarea viitoare a SNTGN Transgaz SA va fi un subiect important de analizat în timp, funcție de nevoile crescute de dezvoltare ale companiei compensate în viitor și de un nivel mai ridicat de tehnologizare prin implementarea sistemului SCADA.

Chiar factorizand gradul scăzut de automatizare al companiei, care în sine este o problemă serioasă pe care o vom întâmpina în viitor, diferența în eficiența structurală față de companii similare în Europa ramane semnificativă.



## B. DEZVOLTARE DURABILĂ

### 1) Dezvoltarea durabilă a activității de transport gaze naturale

- Identificarea și valorificarea oportunităților interne și externe de colaborare în proiecte strategice care vizează siguranța energetică a României;
- Consolidarea și diversificarea relațiilor de colaborare internă și externă ale SNTGN Transgaz SA;

### 2) Dezvoltarea durabilă a societății

- Optimizarea managementului riscurilor ce pot afecta activitatea societății;
- Optimizarea productivității muncii în unități fizice (km de conductă reabilitat/nr. mediu de personal) și în unități valorice (cifra de afaceri/nr. mediu de personal);
- Creșterea eficienței energetice și reducerea impactului negativ al proceselor tehnologice asupra mediului înconjurător;
- Finalizarea implementării sistemului SCADA, proces întârziat foarte mult, reprezintă o responsabilitate majoră în mandatul consiliului de administrație având în vedere necesitatea creșterii gradului de automatizare al Sistemului National de Transport.

## C. ALINIEREA LA CERINȚELE CADRULUI DE REGLEMENTARE EUROPEAN ȘI NAȚIONAL PRIVIND TRANSPORTUL DE GAZE NATURALE

### 1) Certificarea SNTGN Transgaz ca operator independent de sistem

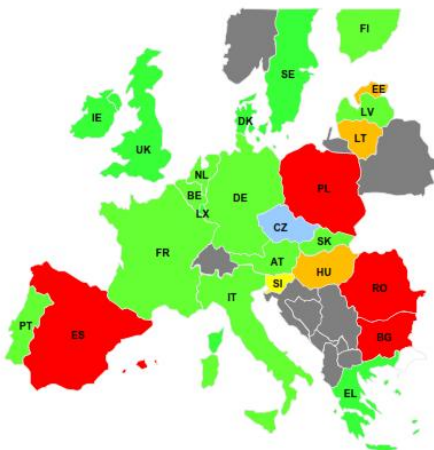
Prin Legea nr. 123/2012, România a optat pentru modelul de operator independent de sistem (ISO). În acest sens se impun demersuri din partea societății în raport cu instituțiile statului în vederea certificării SNTGN Transgaz SA ca operator independent de sistem (ISO).

În cazul necertificării la timp, SNTGN Transgaz SA riscă excluderea din ENTSO-G, asociația europeană a operatorilor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană și de aceea considerăm esențial sprijinul autorităților statului în obținerea acestei certificări.

### 2) Alinierea la cerințele Regulamentului (CE) nr. 994 / 2010

Regulamentul (CE) nr.994/2010 privind măsuri de garantare a securității în aprovizionarea cu gaze naturale impune societății un set de obligații pentru a căror îndeplinire este necesară și importantă implicarea autorităților competente în soluționarea problemelor pe care le presupune alinierea la prevederile regulamentului și de aceea societatea va continua demersurile începute în acest sens.

#### *Contracte de tranzit sau prevederi aferente tranzitului în statele UE*



<span style="color: red;">■</span>	Contracte de tranzit cu tratament diferit față de transportul național;
<span style="color: blue;">■</span>	Contracte de tranzit exceptate de la prevederile TPA
<span style="color: orange;">■</span>	Gaze naturale în tranzit în condiții contractuale și de reglementare necunoscute
<span style="color: yellow;">■</span>	Fără contracte de tranzit dar cu prevederi specifice pentru gazele naturale în tranzit
<span style="color: green;">■</span>	Fără contracte de tranzit sau prevederi specifice pentru gazele naturale în tranzit
<span style="color: grey;">■</span>	State ne-membre UE

Sursa "Transit Contracts in EU Member States Final results of ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) inquiry, 9 April 2013."

### 3) Procedura de infringement

Comisia Europeană a declanșat împotriva României procedura de infringement pe două coordonate:

- **Procedura de infringement privind interdicția de export (prin scrisoarea de punere în întârziere – cazul de încălcare nr. 2012/2114);**  
(se referă la asigurarea de către SNTGN Transgaz SA în calitate de operator al SNT a capacității de transport gaze naturale dinspre România înspre țările învecinate și invers (reverse flow) pe interconectările transfrontaliere existente).
- **Procedura de infringement pentru nerespectarea unor prevederi ale Regulamentului (CE) nr. 1775/2005 (prin aviz motivat – cauza nr. 2009/2193).**  
(se referă la activitatea de tranzit desfășurată pe cele trei conducte Isaccea – Negru Vodă și vizează nerespectarea condițiilor de acces nediscriminatoriu al terților la capacitatea de transport, a condițiilor de transparență și neoferirea către terți a capacității maxime a celor trei conducte).

***Proceduri de infringement pentru neîndeplinirea prevederilor celui de-al treilea  
Pachet Energetic în statele UE***



<span style="color: green;">■</span>	Notificare privind transpunerea integrală a legislației și <b>fără</b> dosar pe rol privind transpunerea legislației
<span style="color: red;">■</span>	Notificare privind transpunerea integrală sau parțială și <b>cu</b> dosar pe rol privind transpunerea legislației

*Sursa "Transit Contracts in EU Member States Final results of ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) inquiry, 9 April 2013."*

În scopul soluționării acestei probleme, sprijinul din partea instituțiilor responsabile ale statului este esențial. În acest sens, SNTGN Transgaz SA și-a propus intensificarea demersurilor societății în scopul urgentării elaborării, dezbaterii și aprobării de către ANRE a:

- **Regulamentului pentru clienții întreruptibili;**
  - Menținerea echilibrului fizic al SNT este obligația principală a operatorului de transport gaze naturale prevăzută de Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012 iar un astfel de regulament va oferi cadrul de reglementare necesar.

- **Regulamentului pentru programarea și dispecerizarea depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale;**
  - Având în vedere faptul că, în prezent, nu există reglementări pentru asigurarea flexibilității extracției din depozitele subterane prin obligații de import curent controlat la nivel bilunar și nici pentru implicarea SNTGN Transgaz SA în extracția din depozite, iar pentru menținerea echilibrului fizic al SNT în special în perioada rece, în lipsa aplicării penalităților pentru dezechilibru este necesară asigurarea unei flexibilități de extracție zilnică din depozitele subterane de cel puțin 4 milioane mc, rezervă care să fie la dispoziția și comanda operatorului de transport, elaborarea acestui regulament este extrem de necesară.
  
- **Metodologiei de tarifare pe puncte de intrare - ieșire;**
  - Fiind o obligație prevăzută de legislația europeană, pentru care termenul prorogat de finalizare la nivel național a fost depășit se impune necesitatea intensificării demersurilor societății pe lângă ANRE pentru elaborarea acestei metodologii.
  
- **Metodologiei de acordare a serviciilor de transport gaze naturale pe termen scurt.**
  - În contextul procedurii de infringement declanșată de Comisia Europeană împotriva României pentru nerespectarea unor prevederi ale Regulamentului (CE) nr.1775/2005, problematica privind serviciile de transport gaze naturale pe termen scurt a devenit o problemă stringentă iar Codul Rețelei cuprinde doar unele prevederi sumare legate de serviciile de transport gaze naturale pe termen scurt de o zi/multiplu de zile;
  - SNTGN Transgaz SA va reitera la ANRE propunerile sale privind:
    - stabilirea punctelor de intrare în/ieșire din SNT în care OST va presta serviciile de transport pe termen scurt;
    - stabilirea unei proceduri de alocare a capacităților de transport pentru serviciile de transport pe termen scurt;
    - stabilirea contractului cadru pentru servicii de transport pe termen scurt

Efortul financiar pentru realizarea obiectivelor din Planul de administrare al SNTGN Transgaz SA pe perioada 2013-2017 este estimat la **2,4 mld. lei (~ 541 milioane euro)** și permite realizarea eficientă a programelor stabilite și îmbunătățirea performanțelor economico-financiare și a stabilității financiare a societății în concordanță cu misiunea asumată. Această sumă poate crește semnificativ odată cu clarificarea proiectelor de exploatare on-shore și off-shore din țară.

Respectând principiile unei bune guvernante corporative și urmărind împlinirea dezideratelor propuse privind eficacitatea operațională, optimizarea performanțelor și dezvoltarea durabilă a societății, Consiliul de Administrație își va îndeplini mandatul în perioada 2013-2017 cu responsabilitate și eficiență maximă, transparență și profesionalism față de acționari, angajați, mediul de afaceri și comunitate.

## 1. Cadrul legal

Societatea Națională de Transport Gaze naturale "SNTGN TRANSGAZ SA" Mediaș este persoană juridică română având forma juridică de societate pe acțiuni și își desfășoară activitatea în conformitate cu legile române și actul constitutiv.

### Legislație și reglementări

Al Treilea Pachet legislativ al Uniunii Europene în domeniul Energiei promovează în cadrul Statelor Membre, deschiderea piețelor de energie pentru competitori prin constituirea unei piețe interne europene a energiei eficientă, interconectată și transparentă, care va oferi clienților posibilitatea de a alege între diverse companii de furnizare gaze naturale sau electricitate și va face piața accesibilă tuturor furnizorilor.

Al Treilea Pachet în domeniul Energiei a intrat în vigoare în iulie 2009 și Statele Membre aveau obligația de a-l transpune în legislația lor națională până în martie 2011. Acesta cuprinde:

- |  |
|--|
| ▪ Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE;                                  |
| ▪ Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005;       |
| ▪ Regulamentul (UE) nr. 994/2010 al Parlamentului European și al Consiliului din 20 octombrie 2010 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE a Consiliului; |
| ▪ Regulamentul (CE) nr. 713/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 de instituire a Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei.                                       |

Principalele acte normative care au transpus anumite aspecte ale legislației europene în România sunt:

- |  |
|--|
| ▪ Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;   |
| ▪ Hotărârea de Guvern nr. 784/2000 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea autorizațiilor și licențelor în sectorul gazelor naturale;  |
| ▪ Hotărârea de Guvern nr. 1043/2004 pentru aprobarea Regulamentului privind accesul la Sistemul Național de Transport al gazelor naturale;   |
| ▪ Ordinul ANRE nr. 16/2013 privind aprobarea Codului Rețelei pentru Sistemul Național de Transport al gazelor naturale;  |
| ▪ Ordinul Președintelui ANRE nr. 76/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de transport al gazelor naturale realizat de SNTGN Transgaz SA Mediaș; |
| ▪ Ordin ANRE nr. 22/2012 de aprobare a Metodologiei pentru aprobarea   |

prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, modificat;

- Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 18/2013 pentru desemnarea entității publice care exercită în numele statului, calitatea de acționar la Societatea Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. și la Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "Transgaz SA" Mediaș.
- *Ordin ANRE nr. 21/18.05.2012 privind stabilirea ratei reglementate a rentabilității capitalului în a treia perioadă de reglementare.*
- *Decizia primului-ministru nr. 278/23.05.2012 pentru înființarea Comitetului interministerial privind politicile în domeniul energetic.*
- Decizia primului-ministru nr. 534/2012 privind modificarea anexei la Decizia primului-ministru nr. 21/2008 pentru numirea Comisiei de coordonare prevăzută la art. 4 alin. (1) din Legea nr. 346/2007 privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale.

**Planul de administrare a fost elaborat în conformitate cu prevederile OUG nr.109/30.11.2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice și respectă legislația aplicabilă societăților comerciale din România, coroborată cu legislația și reglementările europene și naționale existente în domeniul energetic în general și cele privind transportul de gaze naturale în special, cu legislația pieței de capital.**

**În cuprinsul planului de administrare au fost utilizate date și informații provenind dintr-o varietate de surse, printre care: rapoarte financiare, date furnizate de companie, rapoarte și analize publice ș.a.**

**Prezentul plan de administrare urmează a fi prezentat și supus spre aprobare Adunării Generale a Acționarilor SNTGN Transgaz SA.**

**Din momentul aprobării acestuia de Adunarea Generală a Acționarilor, planul de administrare al societății în perioada 2013-2017 se constituie în document de referință pentru toți administratorii și managementul societății.**

**Direcțiile de acțiune strategică cuprinse în planul de administrare se constituie în obiective de performanță pentru executivul societății și vor fi operaționalizate prin planul de management ce urmează a fi elaborat de acesta.**

## 2. Contextul actual internațional și intern privind transportul de gaze naturale

### 2.1 Privire de ansamblu asupra piețelor energetice din cadrul Uniunii Europene

#### Consumul de energie al UE

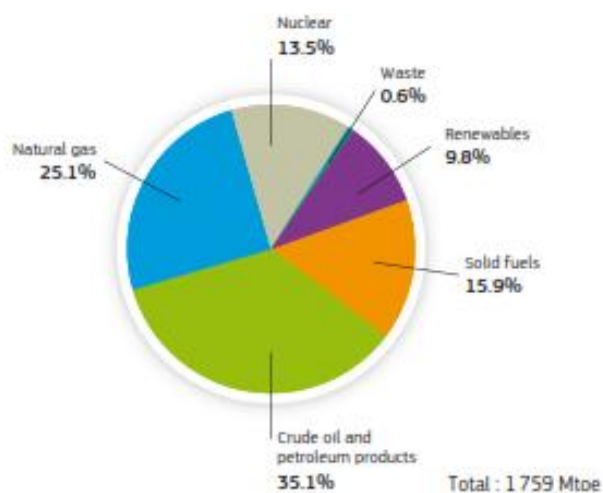
##### *Consumul intern brut (mix-ul energetic)*

În anul 2010, comparativ cu 2009, consumul energetic intern brut a crescut cu 3.3%. Țițeiul și produsele petroliere au continuat să domine mix-ul energetic, în ciuda ponderii lor care a scăzut de la 36.6% în 2009 la 35% în 2010 ca rezultat al reducerii consumului (de la 623 Mtoe la 617 Mtoe). Până în 2030, această pondere este posibil să scadă în continuare până la 32.5% (conform scenariului de bază PRIMES).

În ce privește gazele naturale, între 2009 și 2010 s-a constatat o creștere a consumului, atât în termeni relativi cât și absoluți. Ponderea a crescut de la 24.5% la 25.1% și cantitatea consumată a crescut de la 417 Mtoe la 442 Mtoe.

Ponderea energiei nucleare s-a menținut constantă (13.5%) dar a crescut în ansamblu de la 231 Mtoe la 237 Mtoe. O creștere similară s-a înregistrat în consumul de combustibili solizi (cu 12 Mtoe la 280 Mtoe), în ciuda ponderii constante (16%). Comparativ cu această situație, în 1990 combustibilii solizi reprezentau 27% din consumul intern.

Aceste cifre ar putea semnala o trecere de pe combustibilii solizi cu conținut intens de CO<sub>2</sub> la alte tipuri de surse energetice cu conținut mai scăzut de CO<sub>2</sub>, contribuind la obiectivul desfășurării unei economii pe bază de combustibili cu conținut scăzut de CO<sub>2</sub>.



**Graficul 1 – Consumul intern brut al EU-27 (% din total Mtoe)**

Sursă: Eurostat



O astfel de sursă energetică o reprezintă sursele regenerabile, consumul acestora înregistrând o creștere cu 12.6% în 2010 față de 2009, atingând nivelul de 172 Mtoe. Se confirmă așadar tendința de creștere a consumului de energie provenită din surse regenerabile experimentată în anii anteriori, ceea ce reprezintă o consecință a politicii mediului în sfera mix-ului energetic.

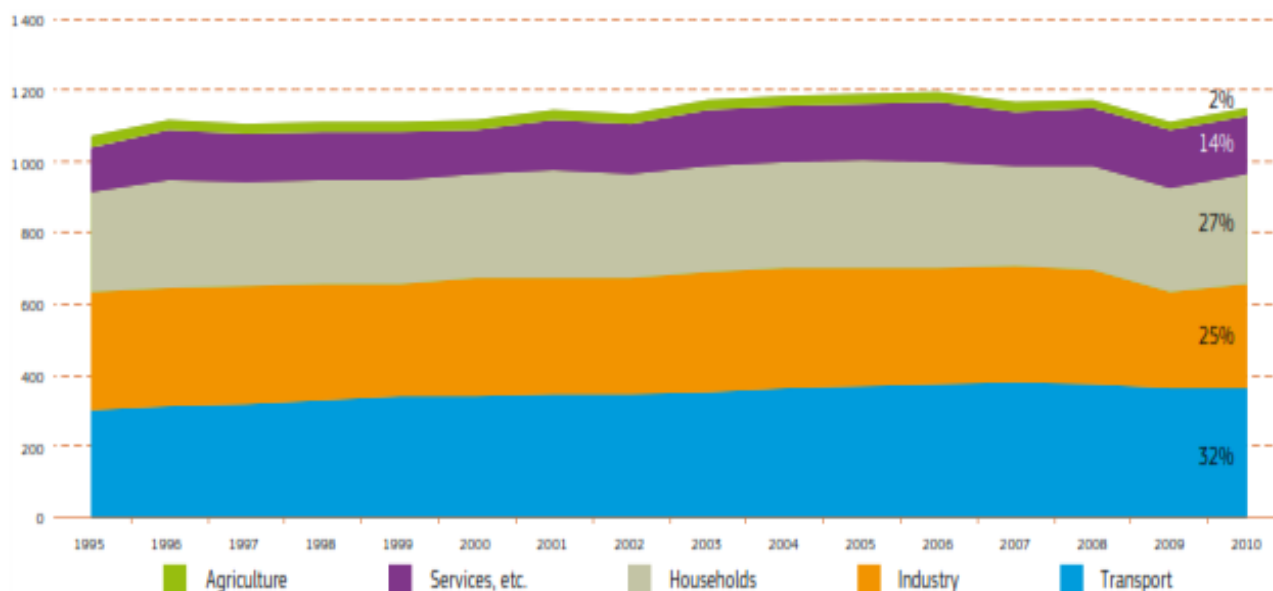
Această tendință de creștere este proiectată în continuare și în viitor. Per ansamblu, ponderea combustibililor fosili a scăzut față de nivelul din 2009 la 76.1%. În termeni absoluți, consumul de combustibili fosili a scăzut cu 31 Mtoe.

### **Structura surselor energetice pe sectoare de activitate**

Similar anilor anterior, transportul a continuat să reprezinte cel mai mare consumator de energie în anul 2010, urmat de sectorul rezidențial și de industrie. În orice caz, comparativ cu anul 2009, ponderea transportului în consumul energetic a scăzut cu 1 punct procentual.

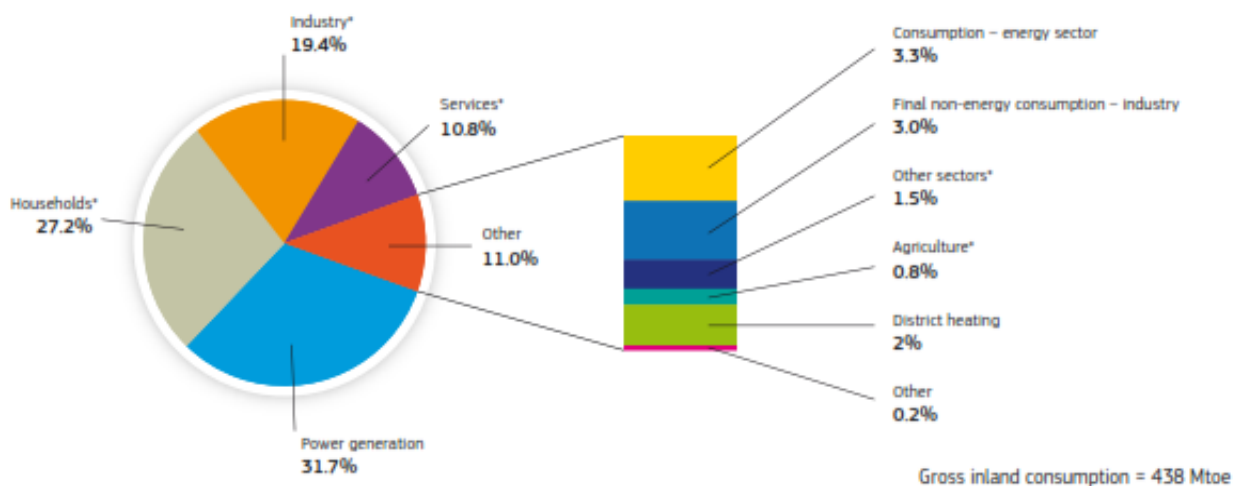
În ce privește consumul de energie în diferitele sectoare, gazele naturale au fost cel mai mult utilizate în generarea de electricitate și în sectorul rezidențial. Procentajele s-au situat la niveluri similare celor din anul 2009. Valorile absolute au înregistrat o creștere în toate categoriile. În consecință, consumul total intern brut de gaze naturale în 2010 a fost cu 6% mai mare decât în anul anterior.

În sfera produselor petroliere, transportul este responsabil pentru două treimi din consumul final total din 2010. Produsele petroliere au fost de asemenea utilizate în electrocentrale dar la un nivel mai scăzut decât cel al gazelor naturale (20 Mtoe față de 139 Mtoe).



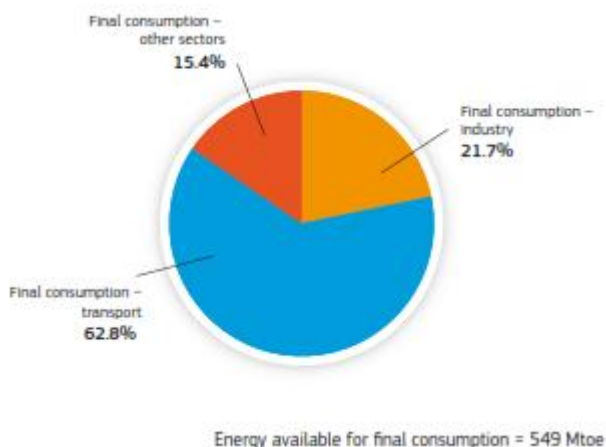
**Graficul 2 – Consumul final total al EU-27 (în Mtoe în perioada 1995 – 2010)**

Sursă: Eurostat



**Graficul 3 – Utilizarea gazelor naturale în funcție de sector (ca % din total Mtoe în 2010)**

Sursă: Eurostat

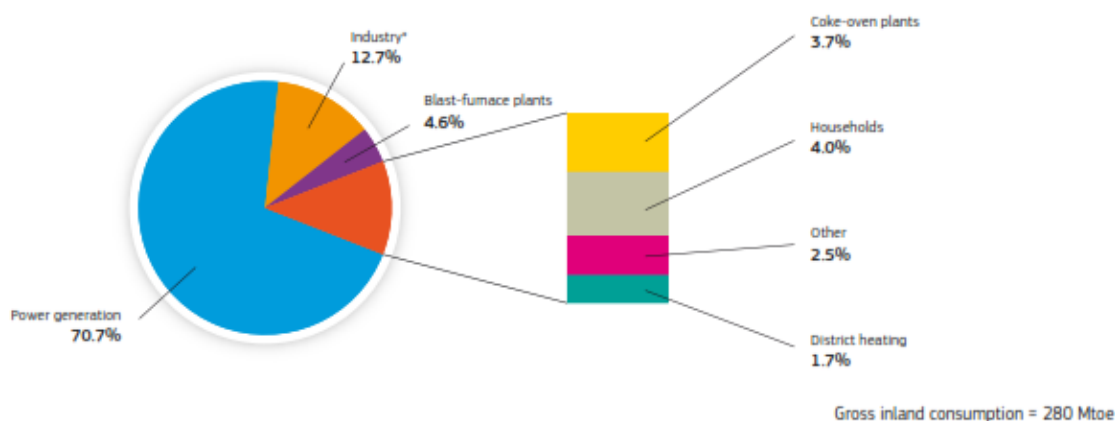


**Graficul 4 – Utilizarea produselor petroliere în funcție de sector (ca % din total Mtoe în 2010)**

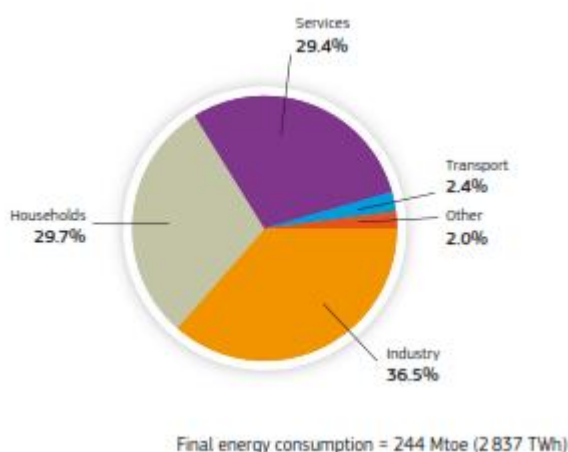
Sursă: Eurostat

Spre deosebire de produsele petroliere, combustibilii solizi și energia nucleară sunt utilizate cu precădere pentru generarea energiei electrice.

În ce privește consumul de energie electrică, industria a continuat să fie cel mai mare consumator. Consumul sectorului rezidențial a crescut cu 21 TWh (depășind cantitatea consumată în 2008 cu 27 TWh). Consumul a fost mai ridicat în sectorul servicii decât în 2008 și 2009 (cu 43 TWh și, respectiv, 7 TWh), în timp ce în alte sectoare s-a situat sub nivelurile din 2008. Consumul total de energie electrică a fost mai scăzut în 2008 (cu 1%) dar mai ridicat decât în 2009 (cu 4,6%).



**Graficul 5 - Utilizarea combustibililor solizi în funcție de sector (ca % din total Mtoe în 2010)**  
Sursă: Eurostat



**Graficul 6 - Utilizarea energiei electrice în funcție de sector (ca % din total Mtoe în 2010)**  
Sursă: Eurostat

### **Intensitatea energetică**

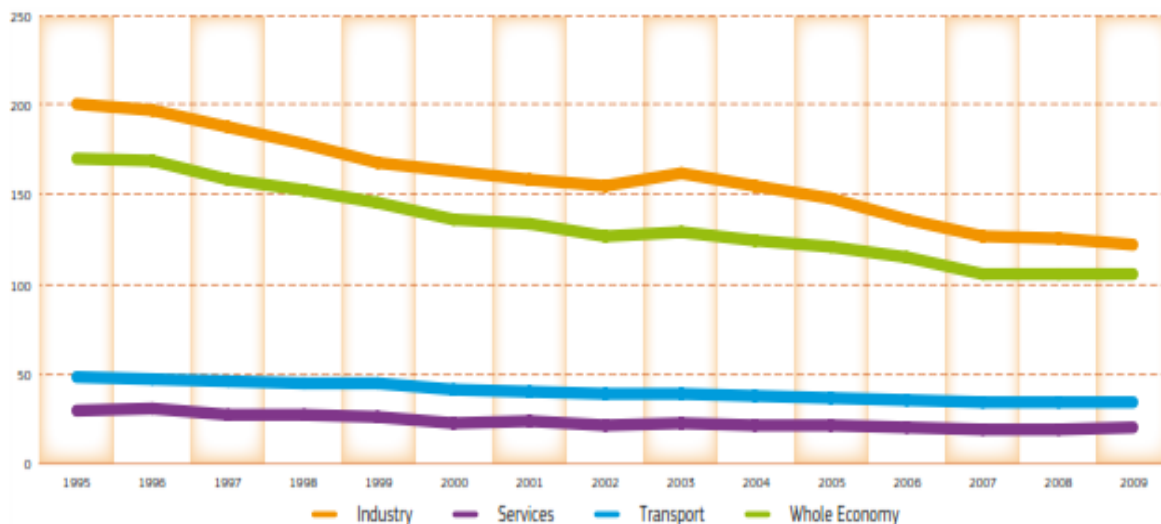
Intensitatea energetică reprezintă o măsură a cantității de energie utilizată pentru a produce o unitate dintr-un rezultat economic. Intensitatea energetică finală măsoară eficiența energetică a economiei raportată la consumul final de energie, anume cantitatea de energie disponibilă în final în diferitele sectoare după conversia surselor energetice.

Graficul de mai jos ilustrează faptul că intensitatea energetică finală a scăzut în timp, cu toate că în 2009 a crescut ușor în economie, în ansamblu, ca rezultat al creșterilor înregistrate în transport și servicii. Cu toate acestea, intensitatea energetică a industriei a continuat să scadă în 2009.

Conform informațiilor furnizate de Statele Membre, în a doua serie a Planurilor lor Naționale de Acțiune în Domeniul Eficienței Energetice, economiile finale în energie la nivelul UE au atins în anul 2010 nivelul de 60 Mtoe.

Această cifră poate fi structurată după cum urmează: *economii în electricitate* (20%), *economii în energia termică* (58%) și *economii în sfera transporturilor* (22%).

Aceasta înseamnă că, în afara măsurilor de economisire a energiei în sectorul utilizatorilor finali, consumul de electricitate însuși în UE-27 în anul 2010 ar fi fost mai ridicat cu aproximativ 10-12 Mtoe, în principal din cauza consumurilor din industrie.



**Graficul 7 – Intensitatea energetică finală la nivelul UE-27 (în toe / mil Euro)**  
Sursa: Eurostat

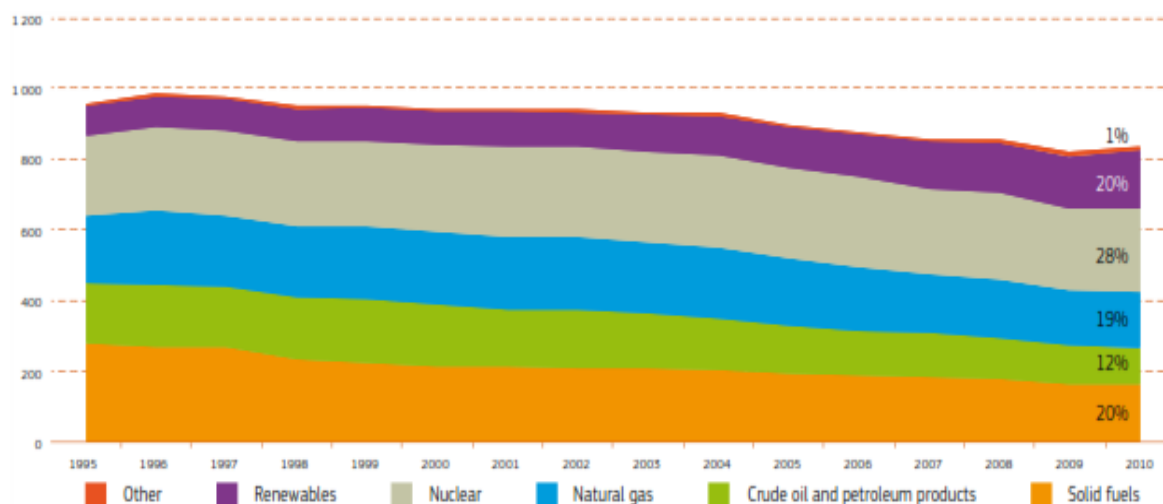
## Aprovizionarea cu energie a UE

### Producția de energie primară la nivelul UE

După ani de declin, producția de energie a UE și-a revenit în anul 2010, la un nivel mai scăzut decât în 2008 (837 Mtoe față de 855 Mtoe). Scăderea din anii anteriori se datorează în principal nivelurilor mai reduse ale producției de combustibili fosili.

Producția de energie din surse regenerabile a crescut cu 12% între 2009 și 2010. Pe parcursul aceleiași perioade au fost înregistrate creșteri moderate ale producției de gaze naturale (2%) și de energie nucleară (2.5%), în timp ce producția de țiței și de combustibili solizi a scăzut (cu 7% și, respectiv, 1%).

Aceste rate de creștere indică tranziția în plină desfășurare către o economie bazată pe un consum scăzut de hidrocarburi.



**Graficul 8 – Producția de energie primară la nivelul UE-27 (în Mtoe în perioada 1995 – 2010)**

Sursa: Eurostat

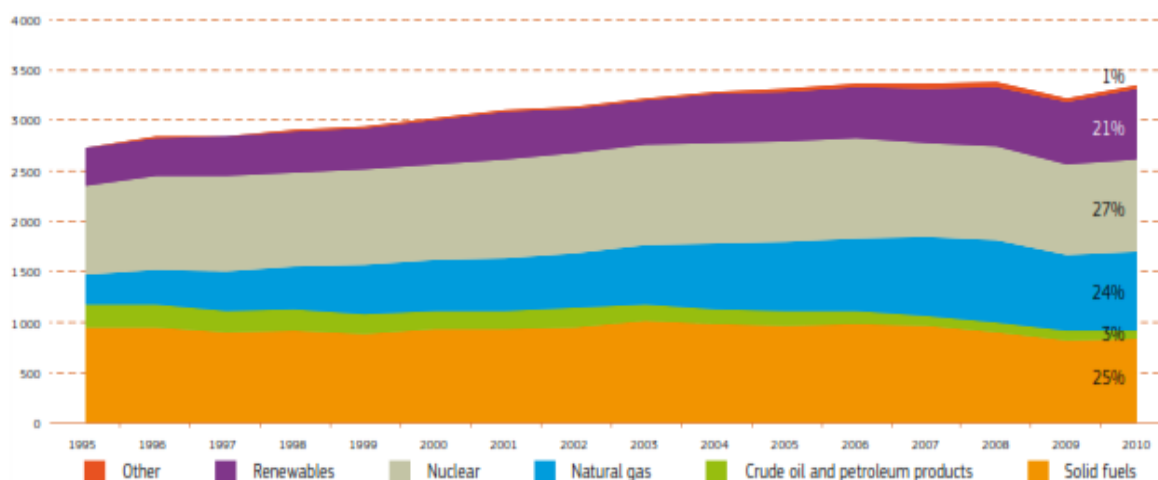
Cu toate că producția de gaze naturale a rămas stabilă în 2010, tendința de scădere din anii anteriori este proiectată și în viitor. Între anii 1995 și 2010, reducerea a înregistrat 18%. Cei mai mari producători din cadrul UE sunt Olanda și Regatul Unit al Marii Britanii. În 2010 ponderea acestora la total producție gaze naturale la nivel UE a reprezentat 41%, respectiv 33%. Germania, al treilea producător a înregistrat o pondere de 6%.

Între anii 1995 și 2010, producția de țiței a scăzut într-un ritm și mai alert, anume cu 40%. Regatul Unit este de departe cel mai mare producător de țiței în UE cu o pondere de 67% din total producție țiței a UE în anul 2010. Danemarca este al doilea producător cu o pondere de 14% din total producție la nivel UE.

### **Producția de energie electrică a UE**

Producția brută totală de energie electrică în anul 2010 s-a situat la 3346 TWh, anume cu 4% peste nivelul anului 2009 când a scăzut din cauza crizei economice. Anterior acestei crize, producția de energie electrică se afla în creștere constantă. În anul 2009 a scăzut la nivelul înregistrat în anul 2003. În orice caz, așa cum relevă și graficul, modificările ulterioare crizei economice au fost vizibil diferite de la un tip de combustibil la altul.

Sursele regenerabile au înregistrat cea mai mare rată a creșterii, până la 13% în perioada cuprinsă între anii 2009 și 2010. Cea mai importantă sursă rămâne energia hidro, reprezentând peste jumătate din energia verde, urmată de energia eoliană (21% din producția provenită din surse de energie verde). Energia solară a înregistrat o creștere cu 63% în perioada 2009 – 2010.



**Graficul 9 – Producția brută de energie electrică la nivelul UE-27 (în TWh în perioada 1995 – 2010)**

Sursa: Eurostat

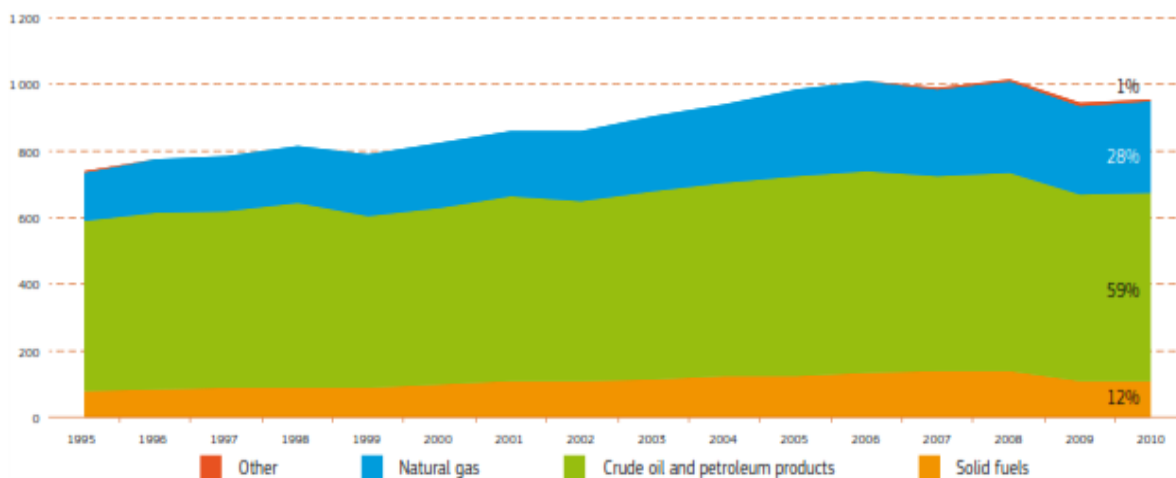
Energia nucleară a devenit cea mai importantă sursă în generarea energiei electrice în anul 2008 și s-a menținut astfel și în anul 2010. Din cauza oscilațiilor în producția de electricitate în trecut a alternat deseori cu combustibilii solizi. De exemplu, proiecțiile din cadrul scenariului de bază PRIMES relevă faptul că toți combustibilii solizi ar putea contribui încă o dată la producția celei mai mari cantități de energie electrică până în 2020 din cauza unei scăderi a capacităților nucleare instalate. În orice caz, odată cu noile capacități instalate până în 2030, energia nucleară ar putea deține încă o dată un rol extrem de important.

Importanța gazelor naturale a crescut în ritm alert din 1995. Acest fapt se datorează rolului semnificativ mai mare al gazelor naturale în unele din Statele Membre în asigurarea furnizării necesare de rezervă pentru producția variabilă care are la bază sursele regenerabile. Pe parcursul perioadei supuse analizei, utilizarea acestora în producția de energie electrică s-a dublat. Țițeiul, pe cealaltă parte, a continuat tendințele sale negative și este posibil ca în viitor să își reducă și mai mult importanța. Cipru și Malta, datorită poziției lor geografice, sunt singurele State Membre care depind aproape integral de această sursă de energie electrică.

Aproape jumătate din energia electrică a UE a fost produsă din surse neutre CO<sub>2</sub> (surse regenerabile și nucleare). Atunci când se adaugă și gazele naturale, acestea acoperă peste două treimi din sursa energiei electrice. Comparativ cu anul 1995, aceste ponderi s-au situat la nivelul de 46% și, respectiv, 57% (din cauza revizuirii statisticilor, aceste cifre este posibil să nu fie aceleași cu cifrele prezentate în rapoartele anuale anterioare).

### **Importul de energie la nivelul UE**

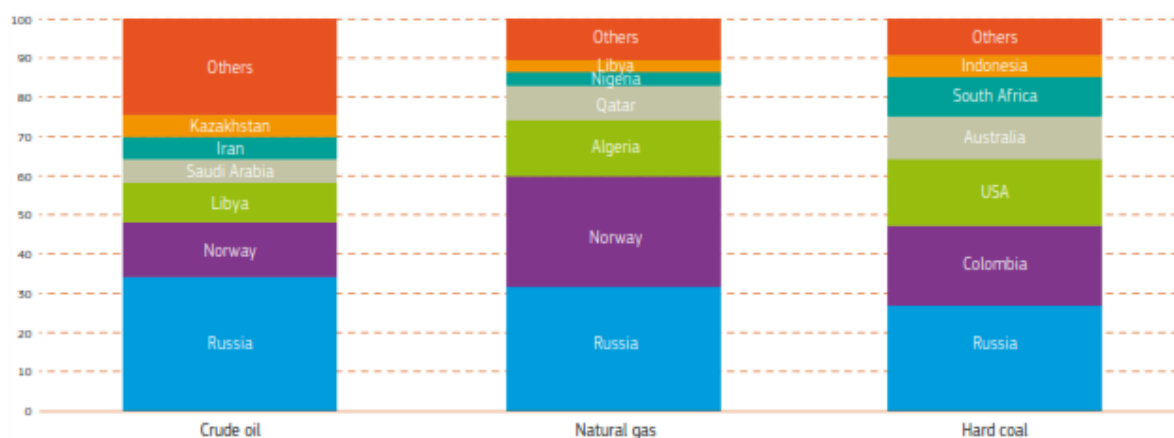
În urma creșterii înregistrate în anul 2008, importurile de energie au scăzut puternic în anul 2009: cu 7% Mtoe, apropiindu-se de nivelul anului 2004. Scăderea este în concordanță cu consumul redus de energie și producția de energie electrică pe parcursul recesiunii economice. Odată cu revigorarea activității economice, importul net a crescut în anul 2010 dar numai cu 1%.



**Graficul 10 – Importul net de energie la nivelul UE-27 (în Mtoe în perioada 1995 – 2010)**  
Sursa: Eurostat

În categoria combustibililor solizi, cărbunele a înregistrat cea mai pronunțată scădere – 18% în anul 2009. A continuat într-un ritm mai atenuat în anul următor, acesta nefiind cazul și al altor categorii, unde importul a crescut în anul 2010. În anul 2010, 59% din totalul importurilor de energie au constat din țiței și produse petroliere. Sursele regenerabile au înregistrat din nou cea mai mare creștere anuală (28%), în ciuda ponderii lor scăzute în total importuri, ținând cont de faptul că UE depinde în cea mai mare parte de sursele interne de energie regenerabilă.

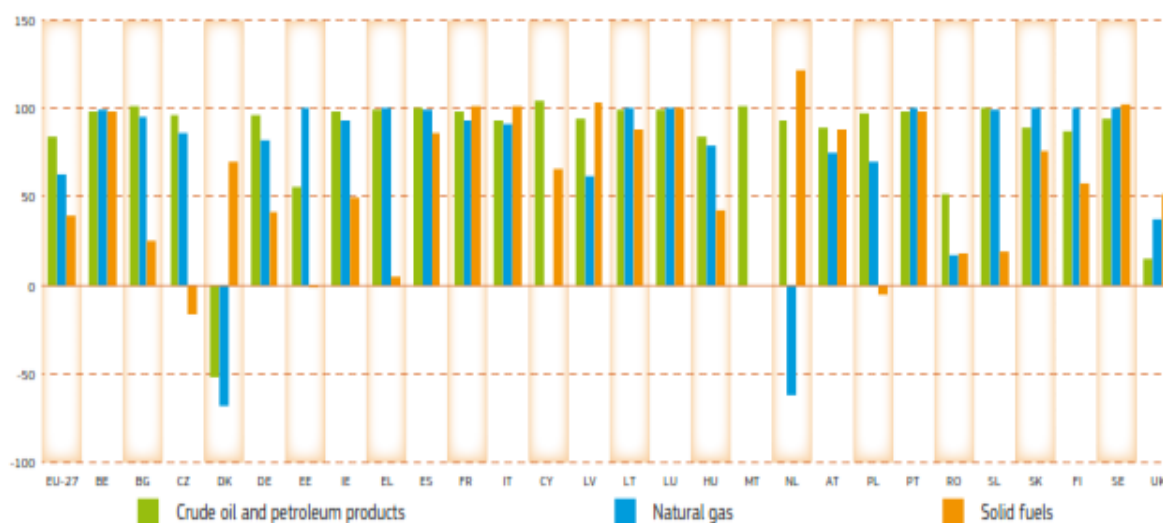
Combustibilii fosili reprezintă 99% din totalul importurilor de energie ale UE. Statele partenere diferă de la un tip de combustibil la altul, cu toate că unele dintre ele sunt partenere cheie într-o serie de categorii de combustibili. În anul 2010, Rusia a reprezentat principalul exportator de țiței, gaze naturale și cărbune către UE, în timp ce Norvegia s-a situat pe locul al doilea ca exportator atât de țiței cât și de gaze naturale.



**Graficul 11 – Structura importurilor de combustibili fosili la nivelul UE-27 (în % în anul 2010)**  
Sursa: Eurostat

Lista primelor șase țări exportatoare de cărbune în anul 2010 a fost aceeași ca în anul 2009, cu toate că evoluția pe termen lung a relevat o imagine modificată. Importurile din Columbia, al doilea stat exportator de cărbune către UE, au crescut din anul 2009. Importurile din Africa de Sud, pe cealaltă parte, au scăzut, în timp ce în cazul SUA, importurile și-au revenit după anii de declin.

Exporturile crescute de cărbune ale SUA pot fi atribuite unei creșteri a producției și consumului de gaze neconvenționale. În ce privește exporturile sud - africane, acestea sunt redirecționate către Pacific, ținând cont de creșterea cererii Chinei și Indiei. Aceleași tendințe se pot constata în ce privește cărbunele provenit din Australia și Indonezia iar, în cazul celei din urmă, creșterea cererii interne are o influență covârșitoare asupra cantităților disponibile pentru export.



**Graficul 12 - Dependența de importul de combustibili fosili (în %)**

Sursă: Eurostat

*Notă: Dependența de import este definită ca raport între importurile nete și suma consumului intern brut și a cantităților din facilitățile de stocare. Cifrele negative indică faptul că statul este un exportator net. Valorile de peste 100% sunt posibile datorită modificării stocurilor.*

### Dependența de import a UE

Dependența în ansamblu de importul de energie la nivelul UE a scăzut între anii 2009 și 2010 din cauza scăderii dependenței de importul de combustibili solizi și gaze naturale. Dependența de import a UE a scăzut de asemenea între anii 2008 și 2009, din cauza scăderii dependenței de import de țiței și combustibili solizi.

**Dependența în ansamblu de importul de energie al UE în anul 2010 s-a situat la nivelul a 52.7%, comparativ cu nivelul istoric de 54,6% înregistrat în anul 2008.**

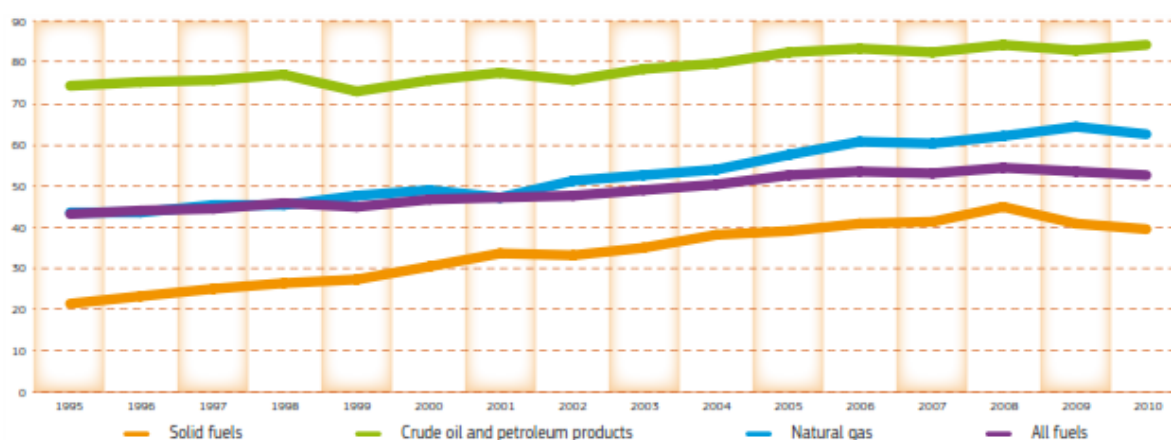
Scăderea dependenței de importul de combustibili solizi și țiței în anul 2009 se datorează atât scăderii importurilor nete cât și consumului, spre deosebire de anul 2010 când s-a



Înregistrat o scădere a dependenței de import în ciuda importurilor nete care au rămas constante pe măsură ce consumul creștea.

Scăderea dependenței de importul de gaze naturale în anul 2010 a survenit în urma creșterii importurilor nete și a consumului; acest fapt se datorează în principal reducerilor masive a nivelurilor de înmagazinare a gazelor naturale menite să satisfacă cererea crescută pe parcursul celui de-al patrulea trimestru al anului 2010.

În cazul combustibililor solizi, preluările substanțiale din depozite au fost de asemenea efectuate pentru satisfacerea cererii ridicate. Astfel, faptul că o mare parte a creșterii cererii – parțial neașteptate – atât în privința combustibililor solizi cât și a gazelor naturale în anul 2010 a fost satisfăcută prin intermediul surselor înmagazinate în plan intern, justifică scăderea dependenței de import al acestor două surse energetice.



**Graficul 13 – Dependența de import la nivelul UE-27 (în % în perioada 1995 – 2010)**  
Sursa: Eurostat

Dependența în ansamblu de importuri la nivelul UE a crescut într-un ritm mai lent în ultimii ani. În ciuda creșterii cu 3.5 puncte procentuale între anii 1995 și 2000 și cu 5.8 puncte procentuale între 2000 și 2005, creșterea în perioada cuprinsă între anii 2005 și 2010 s-a situat la numai 0.2 puncte procentuale.

Impactul evaluării Traseului Energetic 2050 relevă faptul că gradul de dependență de import a UE nu se va modifica semnificativ până în 2030 (56.4% conform scenariului de referință).

Majoritatea Statelor Membre ale UE sunt foarte dependente de importurile de țiței și gaze naturale. În anul 2010 au existat câteva State Membre cu producție semnificativă care au contribuit considerabil la echilibrul energetic al UE. Danemarca și Olanda au fost exportatori neți semnificativi de gaze naturale, în timp ce Regatul Unit al Marii Britanii și România au fost în măsură să satisfacă majoritatea cererii la nivel național prin producția internă.

Danemarca a fost de asemenea un exportator net de țiței și produse petroliere, în timp ce Regatul Unit și-a satisfăcut aproape integral necesarul de țiței și produse petroliere.

## Evoluția piețelor de gaze naturale la nivelul UE

Anul 2011 a fost un an bogat în evenimente pe piețele gazelor naturale, marcat de frământări politice în Orientul Mijlociu și de scurgeri radioactive generate de tsunami-ul devastator din Japonia. Piețele au fost preocupate de impactul acestor evenimente asupra alimentării cu gaze naturale. În ce privește frământările politice s-a manifestat teama față de posibilitatea întreruperii unor conducte importante de gaze naturale iar în ce privește consecințele tsunami-ului din Japonia, s-a manifestat teama față de o potențială redirectionare a vaselor cu LNG spre Japonia pentru a compensa pentru pierderile de energie nucleară de la Fukushima și din alte părți.

Exporturile de gaze naturale din Orientul Mijlociu au fost afectate de tăierea completă a surselor provenite din Libia cu destinația Europa. Numai Italia – fiind cel mai mare importator de gaze naturale libiene – a fost extrem de afectat în ciuda surselor suplimentare provenite din Rusia cu destinația Italia care au compensat în cele din urmă pierderile respective. Mai important, tulburările din Tunisia nu au afectat tranzitul gazelor naturale algeriene spre Europa iar cele din Egipt nu au generat blocaje pe Canalul Suez care reprezintă o rută esențială pentru alimentarea cu LNG.

Prețurile au fost afectate numai temporar de temerile privind redirectionarea LNG către Japonia. În perioada care a urmat scurgerilor radioactive a devenit evident în scurt timp faptul că exporturile de LNG din Qatar ar putea satisface pe termen scurt cererea în creștere a Japoniei la care se adaugă redirectionarea LNG din alte părți ale Asiei fără a avea un impact imediat asupra importurilor europene de LNG. Piețele au primit reasigurări prin alimentarea continuă cu gaze naturale a UE în al doilea trimestru al anului 2011, menținând creșterea prețurilor sub control. Anunțul din luna mai conform căruia întreaga capacitate nucleară a Germaniei va fi fost retrasă până în anul 2022 nu a avut un efect pe termen lung asupra prețurilor de comercializare a gazelor naturale pentru ziua în avans.

În orice caz, creșterea prețurilor de livrare a LNG a tras prima alarmă în termeni ce vizează presiunile care s-ar putea manifesta în viitor în legătură cu cererea din Asia. Aceste creșteri de prețuri au contribuit la reducerea diferențelor dintre prețurile gazelor naturale pentru ziua în avans și prețurile de livrare a LNG către Europa care au fost scăzute în ultima vreme, parțial ca rezultat al furnizării masive de gaze naturale în SUA.

Într-adevăr, în a doua jumătate a anului 2011 s-au constatat scăderi ale importurilor de LNG în UE. În general s-a importat cu 26% mai puțin LNG în UE în a doua jumătate a anului 2011 comparativ cu prima jumătate a aceluiași an și în contrast cu o creștere a importurilor între primele două jumătăți ale anului precedent.

Altă problemă esențială manifestată pe piețele gazelor naturale ale UE în anul 2011 o constituie creșterea continuă a prețurilor dependente de cotațiile la țitei din cadrul contractelor pe termen lung de achiziții gaze naturale. Față de prețurile de comercializare stabile, acest fapt a însemnat o abatere de la tendința de a reduce diferențele dintre cele două mecanisme de stabilire a prețurilor care s-a remarcat în anul 2010. Aceasta

înseamnă că, până la finalul anului 2011, aspectul renegocierii contractelor pe termen lung între furnizori și importatorii din UE încă se mai află în dezbatere.

Sfârșitul anului 2010 – începutul anului 2011 a reprezentat o perioadă importantă pentru politica UE în domeniul gazelor naturale. Într-o comunicare publicată în noiembrie 2010, Comisia Europeană a evidențiat prioritățile infrastructurii energetice pentru până în anul 2020 și ulterior, precum și noua abordare preconizată pentru sprijinul UE în domeniul infrastructurii energetice în perioada 2014 – 2020.

Propunerile Comisiei încearcă să abordeze o serie de aspecte legate de integrarea și dezvoltarea infrastructurii UE în domeniul gazelor naturale, în special absența interconectărilor între piețele naționale și regionale, necesitatea mai multor terminale LNG și a depozitelor de înmagazinare pentru garantarea securității furnizării, sustenabilității și flexibilității sistemului și totodată nevoia de accelerare a procesului de diversificare a surselor, rutelor și furnizorilor.

Investițiile planificate în noile conducte de transport și import gaze naturale, în depozite de înmagazinare și în terminale LNG se pot ridica la nivelul a 70 mld Euro până în 2020.

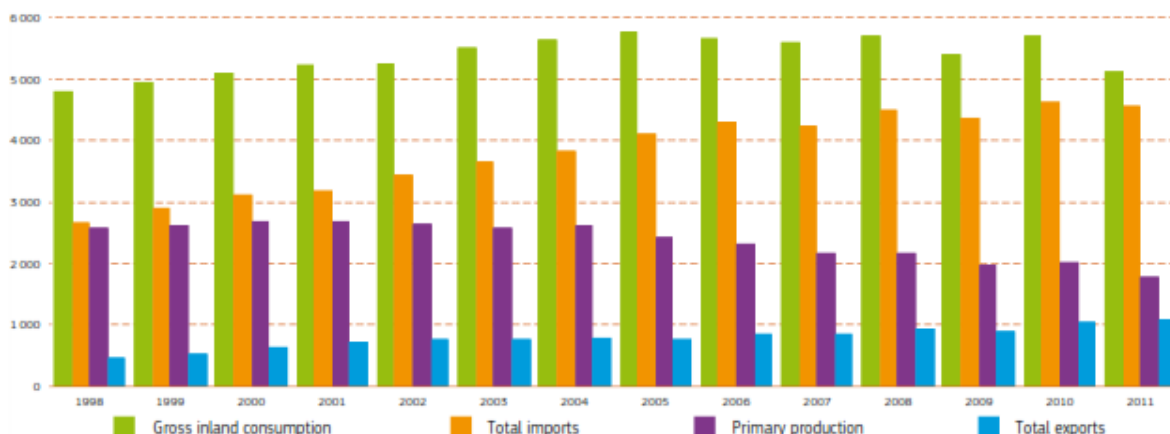
Suplimentar, un nou regulament privind Securitatea Furnizării Gazelor Naturale a intrat în vigoare la 2 decembrie 2010. Acesta face apel la Statele Membre și la companiile de gaze naturale de a fi pe deplin pregătite în cazul unei perturbări a furnizării gazelor naturale prin aplicarea unor planuri clare și eficiente de urgență care să implice toți participanții și să încorporeze pe deplin dimensiunea UE a oricărei perturbări semnificative în spiritul solidarității.

Mai mult, Statele Membre și companiile gaziere sunt încurajate să coordoneze acțiunile lor preventive și planurile de urgență la nivel regional și european, în timp ce companiile vor trebui să fie capabile să livreze gaze naturale pentru cel puțin 30 zile de cerere situată la nivel mediu precum și în cazul unei perturbări în infrastructură în condiții normale de anotimp rece. Regulamentul ar trebui să permită UE să facă față într-un mod mai eficient în eventualitatea unei perturbări a importurilor de gaze naturale printr-o abordare mai coordonată, în scopul garantării unei furnizări stabile și sigure către cetățenii UE.

## **Piețele en gros**

Continuare a tendinței care a început să se manifeste în primul trimestru al anului 2011, consumul de gaze naturale la nivelul UE în al patrulea trimestru al anului 2011 a scăzut, precum în ultimii ani, contribuind la un nivel anual pentru 2011 al consumului de gaze naturale în UE mai scăzut decât cel al oricărui an de la începutul crizei economice (2009+), înregistrând chiar cel mai scăzut nivel din anul 2000.

În al patrulea trimestru al anului 2011 s-a constatat o reducere a importului de gaze naturale în paralel cu scăderea consumului. Acest fapt este în contrast cu tendințele constatate în cele trei trimestre anterioare ale anului în care s-a înregistrat o creștere a importului, asemănător anilor anteriori. Astfel au scăzut importurile de gaze naturale între anii 2010 și 2011, cu toate că nivelul importurilor pentru anul 2011 au fost mai mari decât în 2009 și chiar în 2008.



**Graficul 14 - Balanța gazelor naturale în UE (TWh)**

Sursa: Statisticile energetice ale Eurostat

Scăderea consumului și importurilor de gaze naturale a avut loc în paralel cu o perioadă de creștere economică lentă. Până la finalul primului trimestru, creșterea PIB la nivelul UE a înregistrat cel mai scăzut nivel din al patrulea trimestru al anului 2009, când economia UE se afla în recesiune.

Condițiile meteorologice pe teritoriul continentului în al patrulea trimestru al anului 2011 au contribuit la conturarea unei cereri de gaze naturale relativ scăzute pentru încălzire. În consecință, extragerile din depozitele subterane de înmagazinare au început mult mai târziu decât în mod obișnuit pe parcursul sezonului rece. Nivelurile de înmagazinare s-au dovedit a fi un factor important în garantarea flexibilității necesare cu ocazia valului de frig înregistrat în februarie 2012.

În ce privește producția internă de gaze naturale a UE, în anul 2011 s-a constatat un declin cu o rată a scăderii din anul producției de vârf (2001) până în 2011 de 34%, depășind semnificativ reducerea consumului intern brut (de 19%) pe parcursul aceleiași perioade.

Conform datelor furnizate de *Eurostat*, importul de gaze naturale în UE a totalizat 4 621 TWh în anul 2010, având ca parteneri cei mai importanți de comercializare Federația Rusă (32%), Norvegia (28%) și Algeria (14%). Ponderile combinate ale Nigeriei, Libiei, Qatar-ului, Egiptului și Trinidad & Tobago se situează la 18%.

Dependența UE de importul de gaze naturale a crescut de la 48% în anul 2000 la 58% în anul 2005, la 62% în anul 2010. Așa cum arată prima secțiune a tabelului 1, Statele Membre UE, cu excepția Danemarcei, Olandei și, într-o măsură mai redusă, a României și Regatului Unit, tind să depindă de importuri ca sursă majoră de consum intern brut.

În secțiunea a doua a tabelului 1 se poate observa consumul zilnic de vârf care a înregistrat valori mai mari decât capacitatea tehnică disponibilă maximă a conductei de import sau fluxul zilnic de import de vârf în Statele Membre cum ar fi Spania, Franța, Italia și Polonia. În aceste State Membre, înmagazinarea gazelor naturale și măsurile

pieței, cum ar fi consumul întreruptibil și swap-urile transfrontaliere, dețin un rol important în echilibrarea sistemului de gaze naturale.

Revenind la evoluția comercializării gazelor naturale în hub-urile europene, în anul 2011 volumul total al gazelor naturale comercializate pe piața spot a înregistrat 1 640 mld mc. NBP-ul britanic – cel mai mare hub din Europa – a comercializat 1137 mld mc în 2011, comparativ cu 152 mld mc în Olanda – al doilea hub european și cu un total de 542 mld mc în cazul tuturor celorlalte hub-uri continentale care demonstrează că încă mai este justificată dezvoltarea în continuare, contribuind la o mai mare fluiditate a piețelor europene en gros ale gazelor naturale.

O creștere semnificativă a volumelor tranzacționate a fost înregistrată în hub-urile continentale. Cantitatea comercializată pe piața spot a gazelor naturale a crescut de peste trei ori între anii 2003 și 2011 și a înregistrat o creștere de 27% între anii 2010 și 2011.

În anul 2011, volumele livrate fizic în hub-urile continentale au acoperit 58% din cererea de gaze naturale în țările respective, comparativ cu 35% în anul 2009 și 6% în anul 2006. Acest fapt demonstrează că rolul hub-urilor ca instrument de bursă a gazelor naturale în UE este deja considerabil și în creștere. Volumele totale tranzacționate (pe piața spot) în UE sunt de trei ori mai mari decât consumul fizic (de 6 ori inclusiv hub-ul britanic NBP).

Țara	Consumul intern brut TWh/an	Producția națională TWh/an	Cantitate tranzitată TWh/an	Vârf TWh/zi	Capacitate tehnică maximă disponibilă a conductei de import TWh/h	Fluxul orar de import de vârf TWh/h
Belgia	197.24	N/A	240.00	1.10	0.19	0.08
Bulgaria	26.07	N/A	N/A	0.14	0.03	0.01
Cehia	93.26	1.94	338.00	0.60	N/A	0.03
Danemarca	51.45	85.41	N/A	0.26	0.00	N/A
Germania	853.71	112.74	287.70	N/A	N/A	N/A
Estonia	6.54	N/A	0.00	0.05	0.00	N/A
Irlanda	54.61	3.68	N/A	N/A	N/A	N/A
Grecia	37.61	0.08	N/A	N/A	N/A	N/A
Spania	362.71	0.60	22.40	1.85	0.02	0.07
Franța	494.74	7.51	53.70	3.28	0.09	N/A
Italia	791.50	80.07	3.68	4.90	0.13	0.11
Cipru	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Letonia	17.00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Lituania	28.98	N/A	12.90	0.19	0.01	0.01
Luxemburg	13.92	N/A	N/A	0.07	0.01	0.00
Ungaria	114.15	25.99	41.35	0.69	0.04	0.01
Malta	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Olanda	457.16	738.90	N/A	2.50	N/A	0.04
Austria	95.53	17.28	336.98	0.54	0.08	0.08
Polonia	148.92	42.95	284.60	0.75	N/A	0.02
Portugalia	52.20	N/A	0.00	0.22	0.01	0.01
România	125.47	100.23	155.50	N/A	0.02	N/A
Slovenia	10.03	0.07	10.52	0.06	N/A	0.00
Slovacia	58.22	1.03	686.40	0.35	0.15	0.11
Finlanda	44.63	N/A	N/A	0.21	0.01	0.01
Suedia	15.27	N/A	0.00	N/A	N/A	N/A
Regatul Unit	994.40	598.57	413.09	4.86	2.72	N/A

**Tabelul 1 – Securitatea furnizării gazelor naturale – 2010**

Sursa: Date Eurostat de la Reglementatorii Naționali (DECC UK)

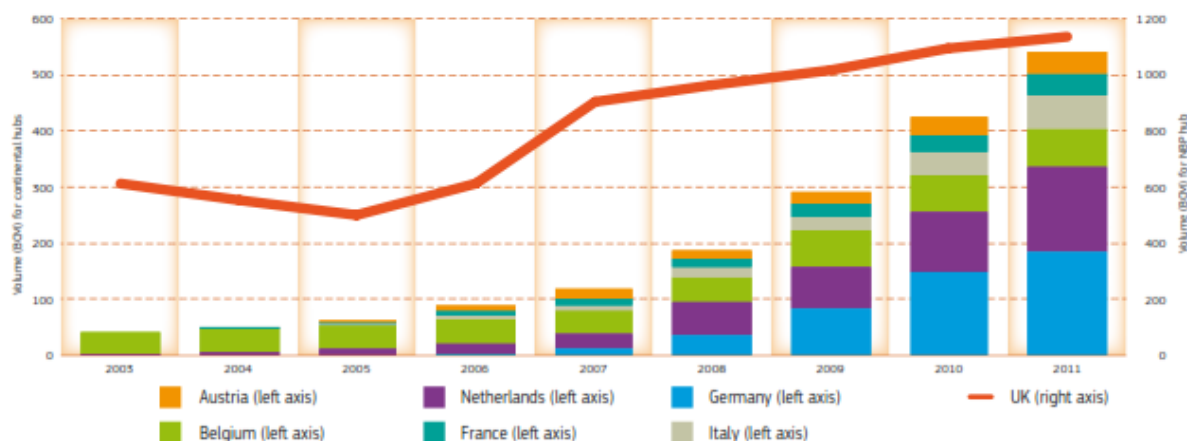
Notă: Consumul Intern Brut = Producție + Import – Export + Variații înmagazinare.

În ce privește importul de LNG, suplimentar față de creșterea volumelor de gaze naturale importate în UE, ponderea livrărilor de LNG a crescut de la 10% în urmă cu douăzeci de ani la puțin sub 20% în 2011, așa cum se desprinde și din graficul 3.

Primele semne ale scăderii importurilor evidențiate mai sus s-au putut constata în al treilea trimestru al anului 2011, așa cum importurile de LNG au scăzut cu 14%, similar anilor anteriori, după ce au crescut cu 20% în trimestrul anterior.

Până în al patrulea trimestru al anului 2011, exportatorii de LNG au redus considerabil exporturile, consecința fiind că UE a importat cu 26% mai puțin LNG în a doua jumătate a anului 2011 comparativ cu prima jumătate a anului 2011, în contrast cu nivelurile în creștere ale importurilor între primele două jumătăți ale anului anterior (vezi și tabelul 2 pentru o comparație a capacităților LNG între Statele Membre în anul 2011).

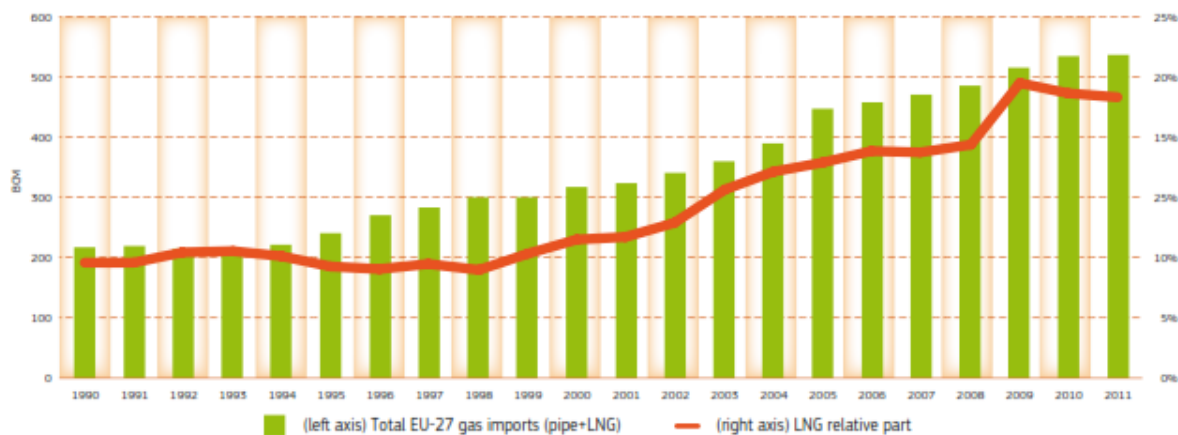
Rezultatul pentru întregul an 2011, în baza datelor referitoare la volumele contractate, a evidențiat o ușoară creștere între 2010 și 2011. Volumele contractate prin intermediul contractelor pe termen lung s-au situat cu aproximativ 100 mrd mc (1040 TWh) peste nivelul efectiv de import, indicând că unii participanți pe piață au utilizat la maximum clauzele de flexibilitate din contractele lor (clauza de tip *take or pay* - „ia sau plătește”). În baza datelor de la Eurostat și *Strategiile în domeniul gazelor naturale*, diferența dintre cantitățile de gaze naturale contractate și cele efectiv importate a depășit 20% în anul 2011.



**Graficul 15 – Volumele anuale de gaze naturale tranzacționate în hub-urile europene**

Sursa: Raportul IEA privind Piața Gazelor Naturale pe Termen Mediu

Notă: graficul acoperă următoarele hub-uri europene: UK: NBP, Belgia: Zeebrugge, Olanda: TTF, Franța: PEG, Italia: PSV, Germania: GASPOOL și NCG, Austria: CEGH



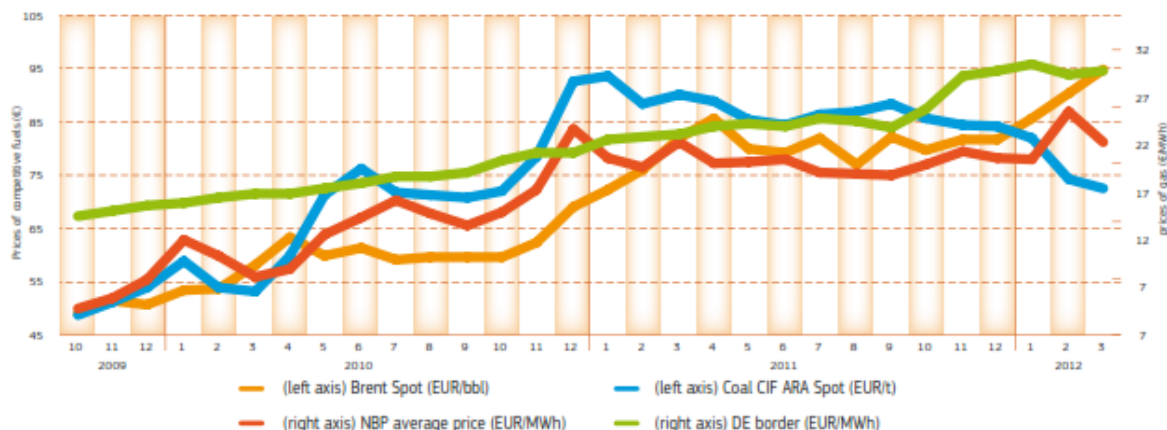
**Graficul 16 – Importul de gaze naturale în UE**  
Sursa: Strategiile în domeniul gazelor naturale

	<b>Capacitatea maximă orară Mil Nmc / h</b>	<b>Capacitate anuală nominală Mrd Nmc / an</b>	<b>Capacitate de stocare LNG Mil mc (LNG)</b>
Belgia	1.70	9.00	0.38
Grecia	0.75	5.30	0.13
Spania	6.86	60.11	2.94
Franța	3.91	23.75	0.84
Italia	1.54	10.96	0.35
Olanda	1.65	12.00	0.54
Portugalia	1.13	6.50	0.24
Regatul Unit	6.23	46.50	1.87

**Tabelul 2 – Capacități LNG în Europa – 2011**  
Surse: Infrastructura Gazieră Europa; Gas LNG Europa

Graficul de mai jos prezintă o comparație a tendințelor prețurilor în contractele de furnizare gaze naturale (reprezentate de prețul mediu în hub-ul britanic NBP pentru ziua în avans și prețul în frontiera germană) cu prețul spot Brent și prețurile spot la cărbunele CIF Ara. Graficul relevă faptul că, după o corecție majoră a tuturor prețurilor la energie pe parcursul celei de-a doua jumătăți a anului 2008 – primei jumătăți a anului 2009, a urmat o perioadă de creștere care a durat până în ultimul trimestru al anului 2010 – primul trimestru al anului 2011.

În acel moment, prețul Brent atinsese o medie zilnică record (de 87.8 €/bbl), în timp ce atât prețul cărbunelui cât și cel al gazelor naturale crescuse semnificativ, înregistrând un nivel de 95.2 €/t și, respectiv 25.7 €/MWh – departe de nivelurile zilnice istorice de 135.8 €/t și, respectiv, 32.1 €/MWh din august 2008. Astfel, în perioada dintre sfârșitul anului 2008 și începutul anului 2011, prețurile la produsele energetice au urmat o tendință similară crescătoare.



**Graficul 17 – Prețurile la combustibilii competitivi față de prețurile gazelor naturale**

Surse: Platts, BAFA (frontiera Germaniei)

De la începutul anului 2011 a avut loc o decuplare clară între prețurile cărbunelui, pe de o parte și prețurile țițeiului și ale gazelor naturale pe de altă parte. Cărbunele a urmat un curs ușor descendent pe parcursul întregului an 2011, atingând nivelul de 85.9 €/t la finele anului. În primul trimestru al anului 2012 a scăzut mai abrupt, atingând până la sfârșitul lunii martie 2012 nivelul zilnic de 76.5 €/t. Prețurile la cărbunele CIF ARA au fost menținute la un nivel scăzut datorită cantităților disponibile crescute și furnizării de cărbune produs în SUA, în temeiul scăderii cererii SUA de cărbune din cauza competiției intense a gazelor de șist pe piețele energetice ale SUA.

Spre deosebire de cărbune, prețul Brent s-a stabilizat la nivelul de aproximativ 80 €/bbl pe parcursul anului 2011 dar și-a revenit ulterior, atingând un nou record zilnic de 97.7 €/bbl până la mijlocul lunii martie 2012.

Similar, prețul pentru ziua în avans în hub-ul NBP în cadrul contractelor de furnizare gaze naturale a rămas pe parcursul anului 2011 pe plaja dintre 20 și 24 €/MWh dar ulterior a atins temporar noi recorduri de 40.7 €/MWh la începutul lunii februarie 2012, în urma unui val de frig survenit brusc și neașteptat. La sfârșitul lunii martie 2012 s-a înregistrat un nivel de preț de 25.2 €/MWh care, fără a ține cont de nivelurile excepționale din luna februarie, a reprezentat cel mai mare preț obținut în NBP pentru ziua în avans de la începutul primului trimestru al anului 2011.

Graficul de mai sus prezintă de asemenea prețul importurilor efective de gaze naturale în frontiera germană, așa cum acestea au fost publicate de către Oficiul Federal German pentru Controlul Economiei și Exportului (BAFA). Acest preț a fost luat în mod tradițional ca indicator al prețului gazelor naturale stabilite în funcție de cotația țițeiului în Europa.

Comparând aceste două prețuri diferite la gazele naturale se poate constata că prețul în frontiera germană a fost, pentru scurt timp, comparabil cu prețul spot în hub-ul NBP la finele anului 2010, atunci când nivelurile ridicate ale cererii de gaze naturale în UE au generat prețuri ale gazelor naturale aproape de cele practicate anterior crizei economice, în anul 2008.



Din acel moment, nivelurile scăzute ale cererii pe parcursul întregului an 2011 au asigurat stabilitatea prețurilor în hub-ul NBP, în timp ce prețurile practicate în frontiera germană în funcție de cotațiile la țiței au continuat să crească în concordanță cu creșterea prețurilor la țiței din lunile anterioare.

Prețul mediu lunar în hub-ul NBP a reprezentat 75% din prețul practicat în frontiera germană în decembrie 2011, comparativ cu 89% în iunie 2011 și 94% în ianuarie 2011.

Diferența dintre prețurile stabilite în funcție de cotațiile țițeiului în cadrul contractelor pe termen lung și prețurile spot ale gazelor naturale a crescut, așadar, pe parcursul anului 2011 în ciuda rapoartelor conform cărora importatorii au dobândit concesiuni care reflectă mișcările în prețurile gazelor naturale practicate în hub-uri în cadrul contractelor pe termen lung.

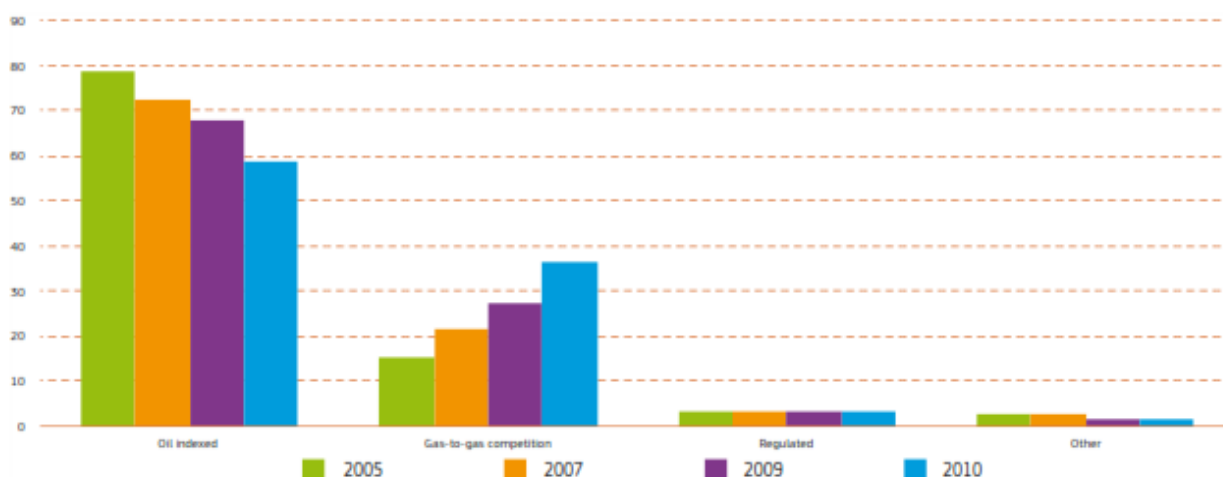
În cazul în care aceste diferențe dintre cele două tipuri de prețuri persistă și în viitor, preocupările s-ar putea acutiza în cadrul furnizorilor de utilități la nivel european care ar trebui să achiziționeze gaze naturale în cadrul contractelor pe termen lung în care prețurile sunt stabilite în funcție de cotațiile la țiței, continuând, în același timp, să fie supuși aceluiași presiuni din partea propriilor clienți de a vinde sub nivelul prețurilor de pe piața spot.

Diferența de prețuri între diversele contracte de achiziții gaze naturale reprezintă un aspect foarte important întrucât UE continuă să achiziționeze cantități semnificative de gaze naturale în cadrul contractelor pe termen lung cu prețuri stabilite în funcție de cotațiile țițeiului.

În cadrul unui sondaj derulat de Asociația Internațională în domeniul Gazelor Naturale din 2005 (vezi graficul 16) s-a evidențiat faptul că, în paralel cu creșterea volumelor de gaze naturale tranzacționate raportată anterior, ponderea contractelor pe termen lung cu prețuri stabilite în funcție de cotațiile la țiței este în scădere (reprezentând 68% din consumul de gaze naturale în anul 2009 și numai 59% în anul 2010) și se preconizează tendințe de scădere și în viitor.

Concomitent, ponderea gazelor naturale achiziționate pe piața spot a crescut semnificativ (de la 27% din consumul de gaze naturale în anul 2009 la 37% în anul 2010). Diferența dintre prețurile la contractele pe termen lung și cele practicate în hub-uri a reprezentat forța motrice din spatele acestei tendințe.

Acest fapt netezește calea spre trecerea treptată la adevărata competiție în cadrul prețurilor gazelor naturale, unde prețurile sunt determinate în cele din urmă de coordonatele fundamentale ale pieței gazelor naturale și de interacțiunea dintre cererea și oferta de gaze naturale, comercializate pe parcursul unei varietăți de perioade diferite și nu de piețele țițeiului și produselor petroliere.



**Graficul 18 – Structura contractelor de vânzare en gros gaze naturale în Europa (pondere din consum în %)**

*Sursa: Asociația Internațională în domeniul Gazelor Naturale*

Un factor suplimentar esențial care a contribuit la dezvoltarea hub-urilor și la competiția în sfera prețurilor gazelor naturale se manifestă în termeni ce vizează suplimentarea diversității contractelor de vânzare gaze naturale disponibile în UE.

Această diversitate este foarte importantă întrucât piețele cu acces la surse multiple de gaze naturale și contracte competitive de vânzare-cumpărare (de ex. Nord – Vestul Europei, Regatul Unit) au beneficiat de prețuri mai scăzute în anii trecuți.

Spre deosebire de această situație, țările Europei de Est care depind cu precădere de contractele pe termen lung cu prețuri stabilite în funcție de cotațiile la țiței au plătit prețuri relativ mai mari.

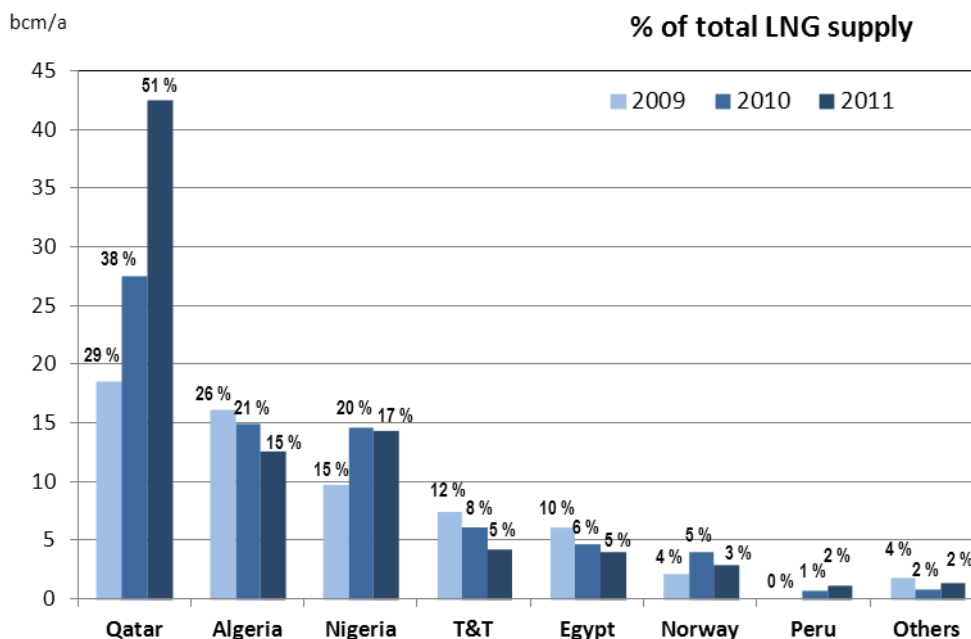
Demn de consemnat, în orice caz, este faptul că nu toate piețele UE au fost afectate în mod egal de creșterile mari ale prețurilor la țiței care au generat totodată o creștere a prețurilor la gazele naturale.

Statele Membre UE cu hub-uri bine dezvoltate nu numai că au beneficiat de o stabilitate mai mare a prețurilor; prețurile gazelor naturale importate în cadrul contractelor pe termen lung pe aceste piețe au fost, de asemenea, mai scăzute. Acest fapt evidențiază în continuare importanța dezvoltării tranzacțiilor în hub-urile europene.

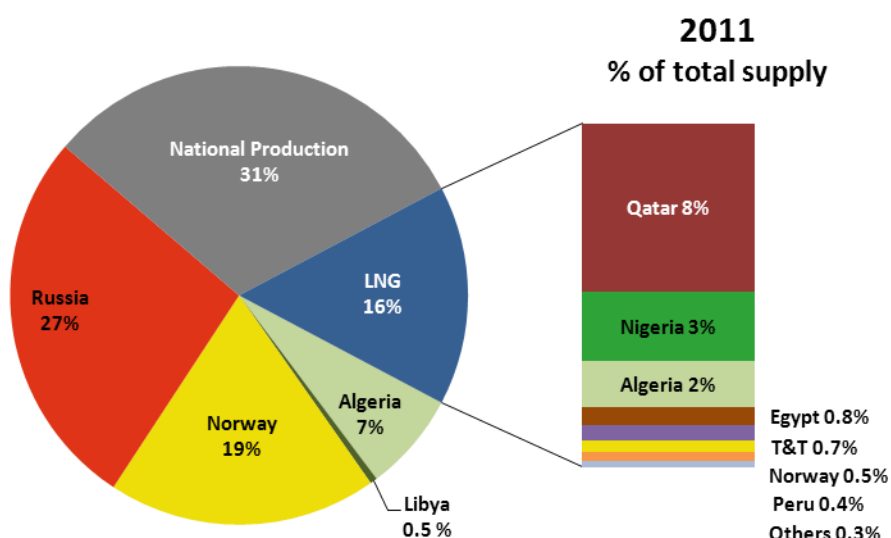
Astfel, piețele cu o diversitate mai mare a resurselor nu numai că beneficiază de o securitate considerabilă a furnizării, ele creează posibilitatea de a se practica prețuri mai scăzute, având în vedere competiția mai bine structurată.

## 2.2 Perspective privind piețele energetice din Uniunea Europeană

### Scenarii privind alimentarea cu gaze naturale a UE



Graficul 19 – Alimentarea cu LNG  
Sursa ENTSO-G



Graficul 20 – Diversificarea surselor de gaze naturale  
Sursa ENTSO-G

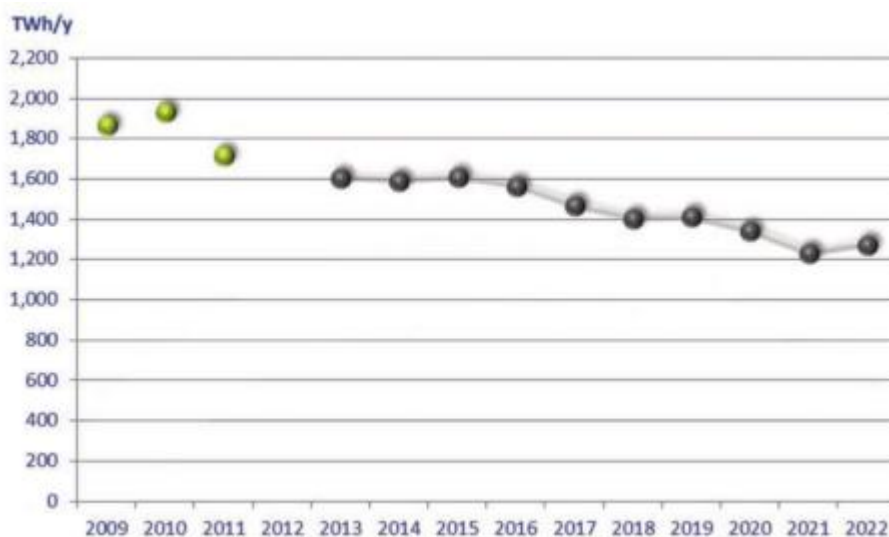
Majoritatea combinației de gaze naturale furnizate provine din țări din afara UE. Mai mult, ENTSO-G fiind o asociație a operatorilor restructurați ai sistemelor de transport gaze naturale (TSO), aceasta nu deține informații speciale privind furnizarea de gaze naturale, în plus față de cele care se pot regăsi în publicațiile industriei de resort.

Cu toate acestea, scenariile privind furnizarea reprezintă baza oricărei perspective privind compatibilizarea furnizării și un punct de pornire necesar oricărei evaluări a rețelei de transport. În spiritul Planului de Dezvoltare pe Zece Ani (TYDP), ENTSG a definit o serie de potențiale scenarii privind furnizarea pentru fiecare sursă de import.

Această plajă de scenarii a fost limitată la un scenariu maxim și unul minim reprezentând limitele pentru cantitatea de gaze naturale disponibile de la un producător de gaze naturale pentru piața europeană pe baze anuale conform informațiilor existente. Între valorile maxime și cele minime a fost conturat un scenariu intermediar. Pentru producția internă a fost luat în considerație numai un scenariu privind furnizarea, bazat pe cele mai bune estimări ale TSO.

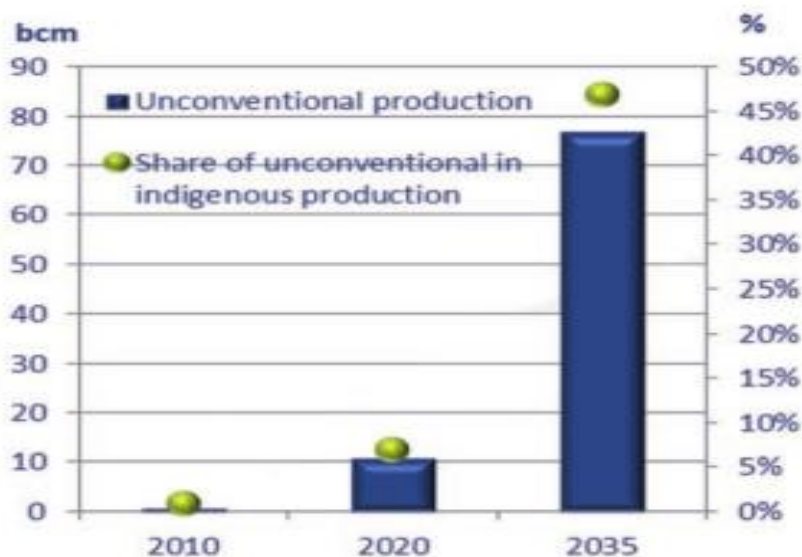
### Producția internă de gaze naturale a UE

În baza informațiilor transmise de TSO, potențialul de alimentare provenit din producția internă a statelor europene inclus în prezentul raport relevă un ușor declin în ultimii zece ani.



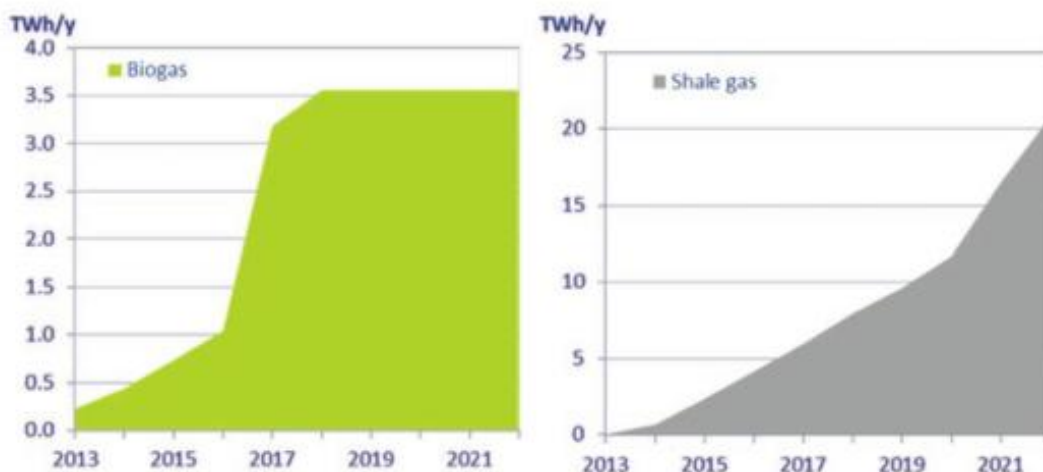
**Graficul 21- Producția internă europeană de gaze naturale**  
Sursa ENTSO-G

Dezvoltarea surselor alternative locale de gaze naturale ar trebui luată în considerație ca opțiune față de creșterea importurilor de gaze naturale în substituirea producției aflată în scădere. În acest context, se are în vedere o creștere a volumelor injectate în sistem fie a gazelor de șist, fie a gazelor provenind din surse regenerabile.



**Graficul 22- Producția de gaze neconvenționale în Uniunea Europeană. Cazul Regulilor de Aur**  
(Sursă: IEA)

Conform scenariilor IEA (*International Energy Agency* - Agenția Internațională a Energiei), dezvoltarea gazelor neconvenționale în UE ar putea reprezenta până la 7% din totalul producției interne până în 2020, fiind posibilă o creștere considerabilă anul următor, cu o potențială producție de 77 mld mc până în 2035. Cu toate acestea, cifrele descriu „Cazul Regulilor de Aur” al IEA în dezvoltarea gazelor de șist; în orice caz, „Regula Neconvențională Redusă” a IEA oferă un scenariu alternativ în care nu există dezvoltarea acestor surse.



**Graficul 23- Biogaz și gaze de șist - estimările proprii ale TSO**  
Sursa ENTSO-G

Rezervele de gaze neconvenționale în Europa sunt estimate a fi foarte ample, în special în anumite state, cum ar fi Polonia; în orice caz, activitățile de explorare se află într-o etapă incipientă și de aceea valorile exacte ale rezervelor nu sunt disponibile în prezent. Mai mult, dezvoltarea surselor neconvenționale va depinde de modul în care sunt tratate aspectele privind reglementarea, aspectele sociale și cele economice.

Din cauza gradului actual de incertitudine în ce privește producția neconvențională, date pe această temă au furnizat numai un număr limitat de TSO. Așadar graficul poate fi apreciat numai ca o imagine inițială a acestei surse de gaz. În baza cifrelor transmise, dezvoltarea acestor tehnici nu va avea un impact semnificativ asupra combinației de gaze naturale la nivel european în această perioadă; cu toate acestea, impactul ar putea fi important la nivel local.

Preluările în sistemele de transport europene a metanului din surse sustenabile contribuie la reducerea impactului emisiilor de carbon în atmosferă. În acest sens, dezvoltarea biogazelor ar putea stimula exploatarea surselor interne de energie, cum ar fi deșeurile menajere sau biomasa.

Cu toate acestea, dezvoltarea biogazelor este în concordanță cu consumul local sau injecția în sistemul de distribuție, având în vedere că dimensiunile reduse ale facilităților de producție a biogazelor nu corespund întru totul echipamentului necesar creșterii presiunii sale de intrare în sistemul de transport. Consumul local de biogaze sau injecția sa în sistemul de distribuție ar trebui să fie luate în considerație întrucât ar putea reduce cererea pentru sistemul de transport.

Există de asemenea potențial pentru diferite tipuri de gaze provenite din procese regenerabile cum ar fi metanizarea sau hidrogenarea, asociate cu înmagazinarea de energie electrică. Aceste evoluții viitoare pot avea un impact asupra amestecului de gaze naturale pe termen lung dar aceste tehnologii sunt încă în procesul de investigare (studii de fezabilitate și proiecte pilot) și, din acest motiv, nu sunt aprofundate în prezentul raport.

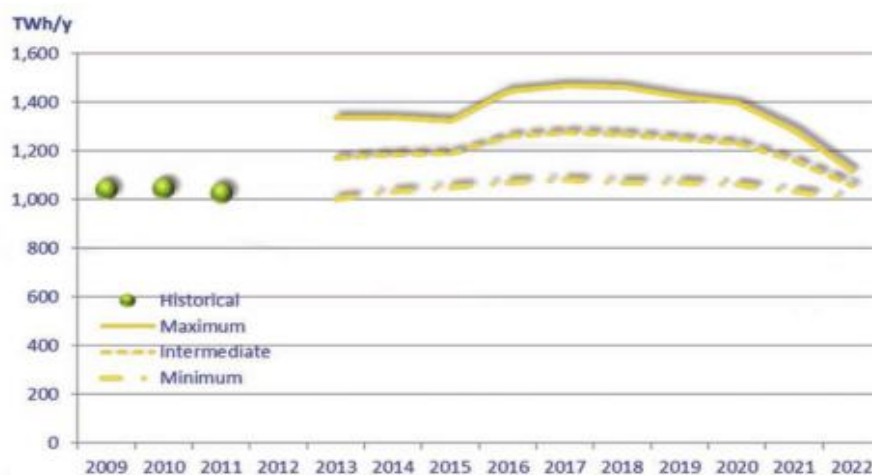
Există un potențial considerabil pe aceste noi surse de gaze în viitor, în orice caz însoțit de un nivel ridicat de incertitudine în ce privește dezvoltarea lor, motiv pentru care prezentul raport preferă limitarea contribuției lor la amestec la cele mai bune estimări ale TSO.

## **Norvegia**

Activitatea de producție a gazelor naturale în Norvegia este matură, cu infrastructură semnificativă în zona Mării Nordului unde aspectele geologice sunt deseori foarte bine cunoscute, așadar descoperiri considerabile în aceste teritorii sunt mai puțin probabile în prezent decât în trecut.

Scenariile privind alimentarea cu gaze naturale din Norvegia se bazează pe o serie de vânzări preconizate de Directoratul Norvegian al Petrolului /Ministerul Petrolului și Energiei și în baza cifrelor transmise de GASSCO. Sfera de alimentare din surse norvegiene este estimată după cum urmează:

- Linia de mai jos (scenariul minim) este definită de valorile minime ale vânzărilor de gaze naturale norvegiene așa cum acestea au fost previzionate de Directoratul Norvegian al Petrolului.
- Linia de mai sus (scenariul maxim) este definită de potențialele exporturi norvegiene pe conducte conform estimărilor GASSCO.
- Scenariul Potențialei Alimentări Intermediare a fost calculat ca medie a scenariilor maxim și minim definite mai sus.



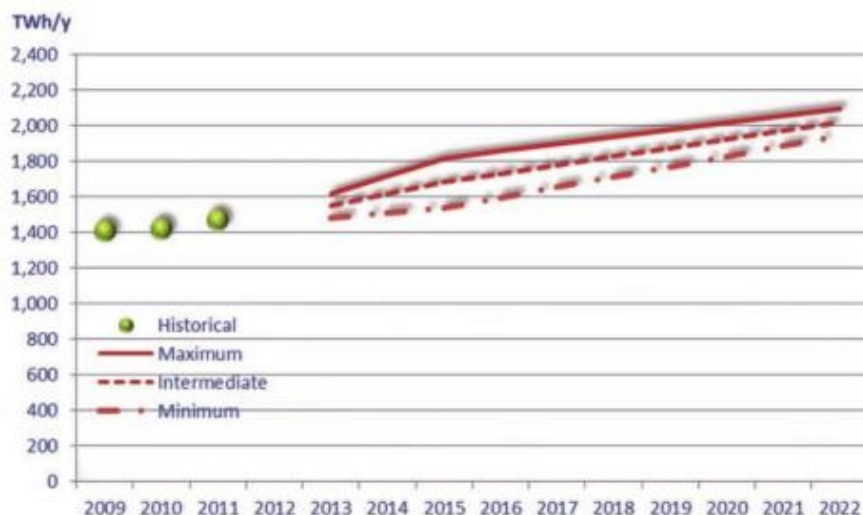
**Graficul 24 - Potențiala alimentare din surse provenite din Norvegia**  
Sursa ENTSO-G

## Rusia

Potențialul de alimentare provenit din surse de origine rusă este bazat pe valorile de export precizate în Strategia Energetică a Rusiei pentru perioada până în anul 2030 (publicată în 2010).

Pentru a defini aria exporturilor rusești au fost calculate două balanțe ale gazelor naturale pentru totalul exporturilor pe conducte:

- Scenariul maxim: au fost luate în calcul exporturi reduse către Turcia, statele CIS și Asia, contribuind la exporturi mai mari către UE-27.
- Scenariul minim: definit de limitele superioare ale exporturilor către Turcia, statele CIS și Asia.
- Scenariul Potențialei Alimentări Intermediare a fost calculat ca medie a scenariilor maxim și minim de mai sus.



**Graficul 25 - Potențiala alimentare din surse provenite din Rusia**  
Sursa ENTSO-G

## Algeria

Potențialul de alimentare provenit din surse algeriene are la bază date cuprinse în „Gazele Naturale disponibile pentru export”, parte a raportului lui Mott MacDonald: *Furnizarea pe Piețele Gazelor Naturale din UE* (Septembrie 2010) care a fost comandat de Comisia Europeană și care include cazurile minim, maxim și de bază ale exporturilor algeriene.

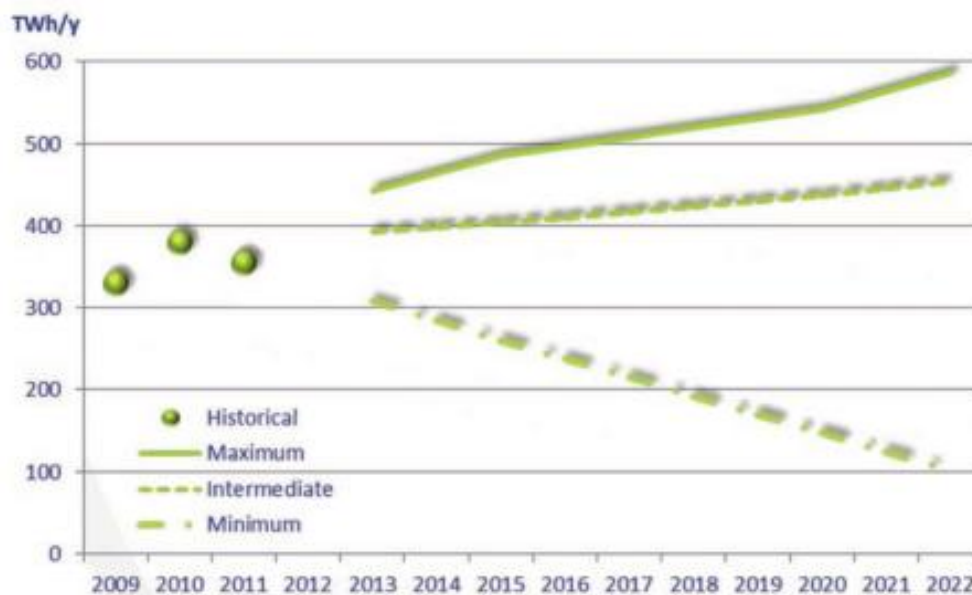
- Scenariul minim are la bază cazul minim.
- Scenariul maxim are la bază cazul maxim.
- Scenariul intermediar se întemeiază pe cazul de bază.

În scopul determinării cantității de gaze naturale exportate și transportate prin conducte, ENTSOG și-a întemeiat estimările sale pe exporturile în baza capacității existente de lichefiere a LNG.

ENTSOG a actualizat scenariile lui Mott MacDonald modificând punctul de pornire pentru a evidenția valorile actuale din anii care au urmat publicării raportului său.

Din acel an, tendința conturată de fiecare scenariu este aceea semnalată de Mott MacDonald, ca variație anuală.





**Graficul 26 - Potențiala alimentare pe conducte din Algeria**

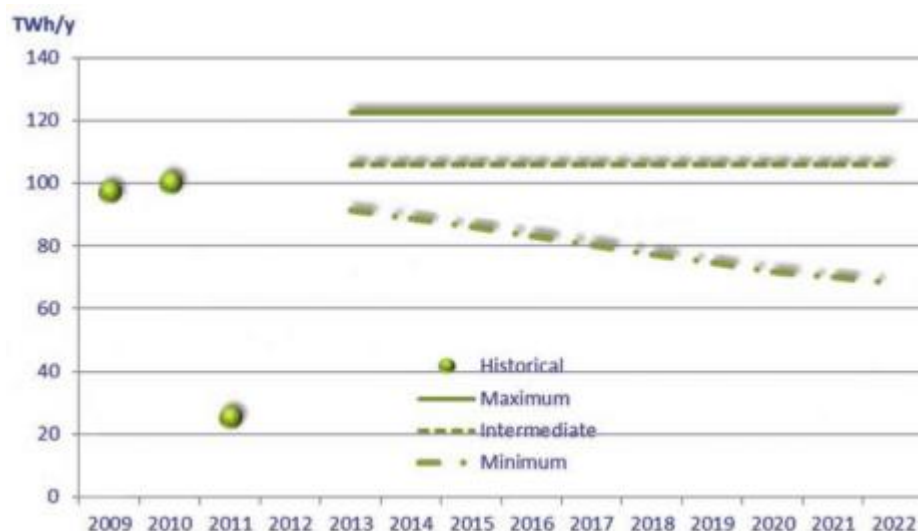
Sursa ENTSO-G

## Libia

Potențiala alimentare din surse libiene a fost definită după cum urmează:

- Scenariul maxim: pornind de la un factor de încărcare de 95% din capacitatea de transport a gazelor naturale de import
- Scenariul intermediar: pornind de la un factor de încărcare de 85% din capacitatea de transport a gazelor naturale de import
- Scenariul minim: scenariul minim a fost estimat prin combinarea parametrilor din analiza lui Mott MacDonald, pornind de la valorile minime ale producției de gaze naturale (scenariu pesimist privind potențialul export) și de la valorile cele mai scăzute ale cererii la nivel local (scenariu mai optimist privind exporturile).

Abordarea diferită în estimarea potențialei alimentări din surse libiene provine din dorința de a menține sfera potențialului în limite rezonabile întrucât, conform diferitelor surse de date, scenariile privind exportul se extind pe o arie de la 0 la 433 TWh/an, ceea ce a fost apreciat ca reprezentând extremele.



**Graficul 27 – Potențiala alimentare pe conducte din Libia**  
Sursa ENTSO-G

## LNG

Există un grad ridicat de incertitudine cu privire la cantitățile de LNG care vor ajunge pe piețele europene în viitor. Motivele sunt multiple:

- Dezvoltarea capacităților de lichefiere la nivel global, de exemplu facilitățile aflate în construcție în Australia, propunerile de export al gazelor naturale din SUA sub forma LNG și potențialele noi cantități de LNG din Africa (Mozambic) și Rusia;
- Creșterea cererii de LNG la nivel global, în special în Orientul Îndepărtat;
- Posibile întârzieri la darea în folosință a facilităților de lichefiere și regazeificare a LNG;
- Producție scăzută din facilitățile existente de lichefiere a LNG din cauza activităților de mentenanță sau posibile perturbări în alimentare;
- Cerere scăzută de LNG pe alte piețe, de exemplu SUA;
- Variații de preț inter-regionale. În unele situații, LNG tranzacționat s-ar putea îndrepta spre piețe cu prețuri mai mari. Cu toate acestea, continuitatea unor fluxuri LNG către piețele originale ar trebui să fie asigurată de:
  - costurile de transport
  - nevoia unor furnizori de a-și menține diversitatea clienților din portofoliu
  - obligațiile contractuale pe termen scurt și lung
- Volumele crescute de gaze naturale tranzacționate pe plan internațional, atât LNG cât și gaze naturale transportate prin conducte;
- Pe termen scurt – incertitudinea în legătură cu cererea de LNG din Japonia din cauza nivelului producției de energie nucleară.

Incetitudinea privind continuarea alimentării cu LNG își are rezolvarea în schimbarea poziției SUA privind cererea și oferta. Numai în urmă cu câțiva ani, cu producția internă de gaze naturale în declin, s-a preconizat că SUA va deveni un importator semnificativ de LNG în viitor.

În prezent, odată cu dezvoltarea fracturării hidraulice și a forajului orizontal, producția de gaze de șist a crescut într-un asemenea ritm, încât SUA ar putea deveni un potențial exportator extrem de important de LNG în următorul deceniu și mai târziu.

Este recomandabil ca scenariile să prezintă o arie amplă de surse de alimentare care să reflecte incertitudinea privind alimentarea cu LNG.

Abordarea a fost combinată:

Scenariile minim și intermediar au fost calculate în baza unor factori de încărcare agregați ai capacității de livrare a tuturor terminalelor LNG din Europa în temeiul datelor zilnice existente pentru ultimii trei ani prin selectarea celei de-a 20-a și a 50-a funcție de corecție. Există în mod cert o variație semnificativă a factorilor de încărcare între terminale și de la un an la altul iar situația în viitor se poate prezenta cu totul diferit de aceea constatată în trecut.

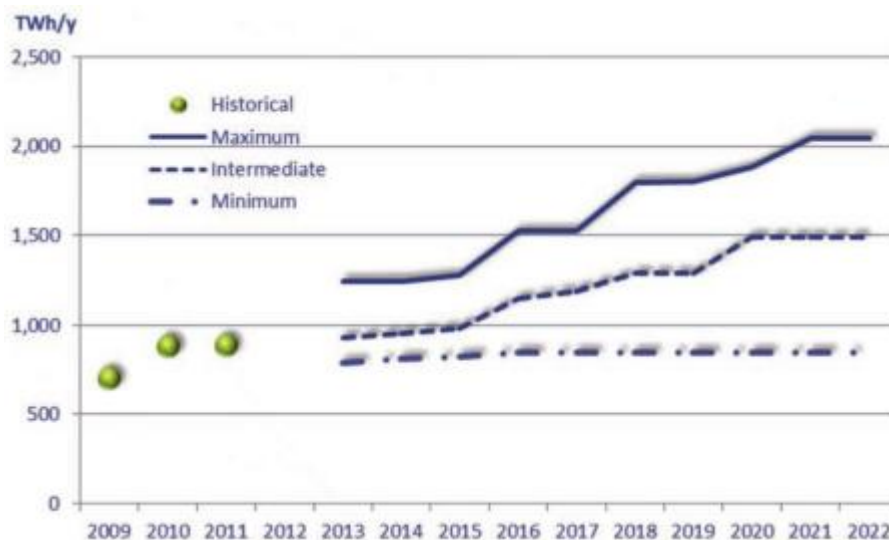
- Pentru scenariul minim, a 20-a funcție de corecție a factorului de încărcare al terminalelor LNG pentru perioada 2009 – 2011 (33%) este aplicată la capacitatea viitoare de livrare pentru proiectele de regazeificare numai cu FID (*Final Investment Decision* – Decizia Finală de Investiție).
- Pentru scenariul intermediar, a 20-a funcție de corecție a factorului de încărcare al terminalelor LNG pentru perioada 2009 – 2011 (39%) este aplicată la capacitatea viitoare de livrare pentru proiectele de regazeificare cu și fără FID.

Pentru scenariul maxim, ENTSOG și-a bazat analiza pe capacitatea de lichefiere și pe analiza pieței LNG, adoptând următoarea formulă:

Capacitatea totală de lichefiere pe bazin x % utilizarea capacității de lichefiere x % LNG  
provenit din fiecare bazin cu destinația UE

Parametrii aplicați:

- Total capacitate de lichefiere pe bazin: conform detaliilor din „Jurnalul LNG” din luna iunie 2012
- Ponderea producției fiecărui bazin (pentru UE):
  - Bazinul Atlantic: 60%
  - Orientul Mijlociu: 35%
  - Bazinul Pacific: 1%
- Utilizarea capacității de lichefiere: factorul de utilizare a terminalelor de lichefiere a fost redus la 80-85% în anii cu o creștere pronunțată a capacității de lichefiere, restaurând ulterior un factor de utilizare comun de 95%.



**Graficul 28 – Potențiala alimentare cu LNG**  
Sursa ENTSO-G

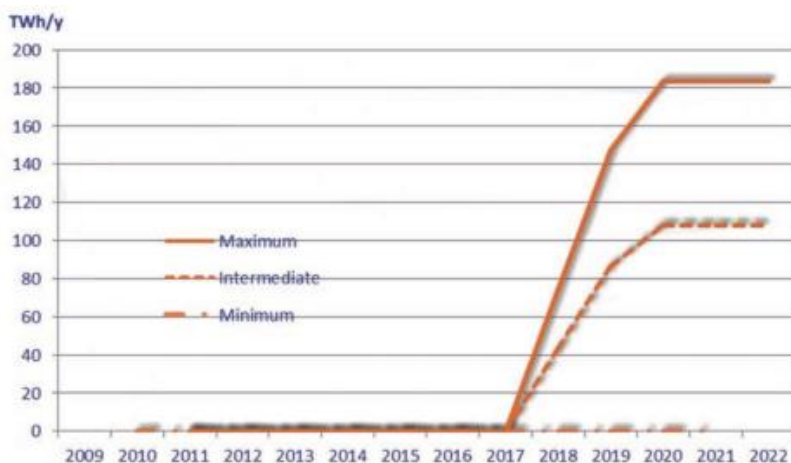
## Azerbaidjan

ENTSOG ia în considerație numai gazele naturale azere provenite din Shah Deniz II. Conform prevederilor Acordului Interguvernamental dintre Turcia și Azerbaidjan semnat la 7 iunie 2010 privind livrarea de gaze naturale către Turcia și tranzitul gazelor naturale azere pe teritoriul Turciei, din cele 16 mrd mc anual disponibili din Shah Deniz II, 10 mrd mc ar fi alocați Europei și 6 mrd mc Turciei.

Cu toate acestea, o parte din cele 6 mrd mc alocate Turciei ar putea ajunge în UE-27, așadar ENTSOG a definit Scenariul Potențialului Maxim de Alimentare ca fiind cel de 16 mrd mc/an, menținându-l pe cel de 10 mrd mc/an ca scenariu intermediar și, ținând cont de posibila întârziere sau anulare a proiectului, scenariul minim a fost stabilit la 0, având în vedere că Shah Deniz II nu deținea FID la data publicării prezentului raport.

În ce privește data dării în folosință, primele cantități de gaze naturale ar putea fi disponibile până la sfârșitul anului 2017 conform informațiilor furnizate de promotorul proiectului.

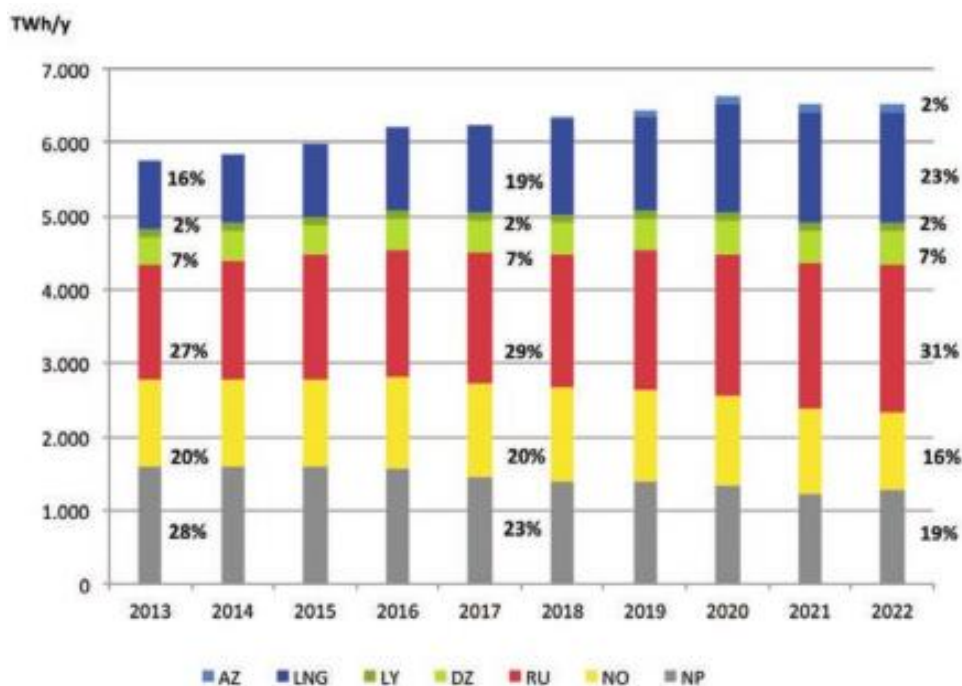
ENTSOG a definit o etapă de debut în baza propriilor estimări, proiectul urmând a-și atinge cantitățile preconizate în 2020.



**Graficul 29 - Potențiala alimentare din surse azere**  
Sursa ENTSO-G

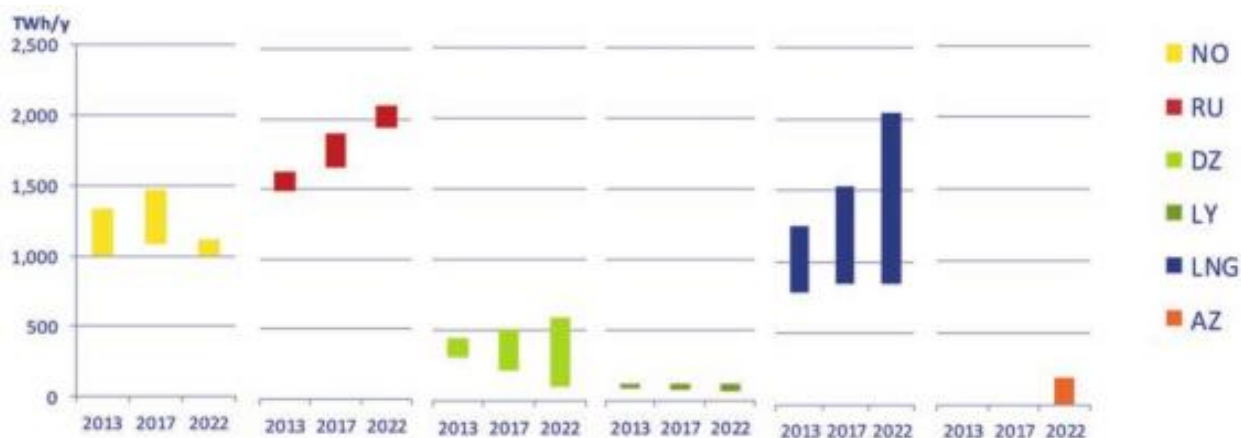
### Sursele agregate de alimentare a Europei

Următorul grafic prezintă potențialul intermediar de alimentare a Europei în baza scenariilor definite anterior. Pornind de la scenariile estimate, scăderea producției interne și potențialul import din Norvegia este posibil să fie înlocuite de surse de proveniență rusă și de LNG.



**Graficul 30 - Potențialul intermediar de alimentare a Europei**  
Sursa ENTSO-G

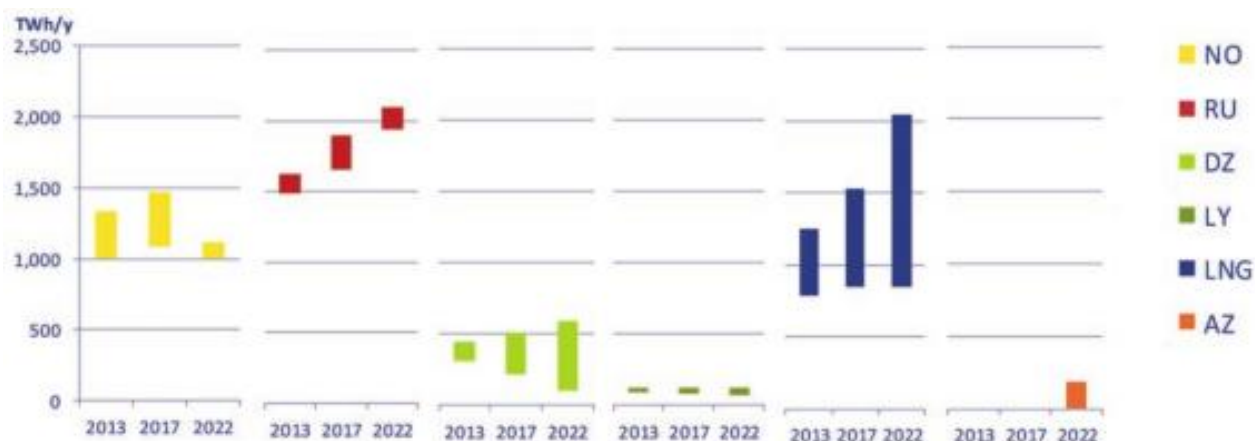
Graficul de mai jos prezintă evoluția dispersării între scenariile minime și maxime de alimentare evidențiind incertitudinea semnalată în scenariile de furnizare LNG.



**Graficul 31 – Evoluția zonelor de alimentare – dispersarea între scenariile minime și maxime structurată pe surse**  
Sursa ENTSO-G

### Perspectiva compatibilizării alimentării

Graficul de mai jos prezintă comparația celor trei scenarii de alimentare împreună cu perspectiva cererii ENTSG. Cifrele arată că există o flexibilitate semnificativă în alimentare, în timp ce nivelul acesteia va depinde de modul în care potențialul de alimentare al diverselor surse este sau nu dezvoltat. Evoluția acestui potențial de alimentare va fi puternic influențat de tendința cererii. Balanța, așa cum este prezentată în graficul de mai jos, reprezintă compatibilizarea anuală a scenariilor privind sursele și cererea. În orice caz, aceste cifre trebuie să fie convertite în valori zilnice în vederea evaluării modului în care acest potențial de alimentare se poate adapta la modulațiile sezoniere necesare acoperirii cererii.



**Graficul 32 – Perspectiva compatibilizării alimentării 2013 - 2022**  
Sursa ENTSO-G

Notă:

Minimum: agregarea fiecărui scenariu minime pe surse (simultaneitatea minimelor)

Intermediar: agregarea fiecărui scenariu intermediar pe surse (simultaneitatea intermediarelor)

Maxim: agregarea fiecărui scenariu maxim (simultaneitatea maximelor)

## 2.3 Transportul gazelor naturale în contextul noii politici energetice europene

Politica energetică a Uniunii Europene este axată în principal pe următoarele coordonate:

- reducerea surselor tradiționale de energie prin dezvoltarea surselor de energie regenerabilă;
- diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale din afara UE;
- reducerea fluctuațiilor de preț pentru consumatorii finali;
- reducerea schimbărilor climatice.

Astfel, în domeniul energiei, pentru perioada până în 2020, politica UE se bazează pe *trei obiective fundamentale*, pentru care au fost propuse pachete separate de reformă legislativă și de reglementare:

- *Siguranța în alimentarea cu energie* – vizează reducerea vulnerabilității UE în privința importurilor de energie, a întreruperilor în alimentare, a posibilelor crize energetice și a nesiguranței privind alimentarea cu energie în viitor; UE conștientizând tot mai mult vulnerabilitatea sa prin dependența de importurile de energie primară și de șocurile pe care aceasta le poate produce asupra securității. În consecință, face pași concreți în adoptarea unei noi politici energetice comune;
- *Durabilitate* – subliniază preocuparea UE pentru schimbările climatice prin reducerea emisiilor sale de gaze cu efect de seră (GES) la un nivel care să limiteze efectul de încălzire globală la doar 2°C în plus față de temperaturile din era pre-industrială; în acest sens, în decembrie 2008, a fost aprobat Pachetul legislativ „Energie – Schimbări Climatice”, în octombrie 2009, „Planul strategic european pentru tehnologiile energetice – Către un viitor cu emisii reduse”, iar în anul 2011, Consiliul Europei propune "**Foaia de parcurs pentru Sectorul Energetic până în 2050**", care constituie un angajament pe termen lung pe calea decarbonizării pentru UE și alte țări industrializate cu o țintă de reducere de la 80% până la 95% a emisiilor de CO<sub>2</sub> până în 2050;
- *Competitivitate* – vizează asigurarea implementării efective a pieței interne de energie; în acest sens, în septembrie 2008, Parlamentul European și Consiliul au adoptat **cel de-al treilea pachet legislativ pentru piața internă de energie**, iar în noiembrie 2010, Comisia Europeană a adoptat Comunicarea "**Energie 2020 - O strategie pentru energie competitivă, durabilă și sigură**" ce definește prioritățile energetice pentru următorii 10 ani și stabilește acțiunile care trebuie întreprinse în scopul de a face față provocărilor de economisire a energiei, realizării unei piețe cu prețuri competitive și siguranței aprovizionării, stimularea competitivității tehnologice și negocierea eficientă cu partenerii internaționali; în această Comunicare adoptată în anul 2012, UE identifică *trei coridoare prioritare pentru sectorul gazului natural*:

- **Coridorul Sudic**, având rolul de a transporta gazele naturale direct din Marea Caspică înspre Europa, în scopul diversificării surselor;
- **Coridorul Central-Est European** privind integrarea pieței baltice a energiei și conectarea acesteia la Europa Centrală și de Sud – Est;
- **Coridorul Nord-Sud** din Europa Occidentală, merit să elimine blocajele interne și să permită utilizarea optimă a posibilelor surse externe de aprovizionare.



**Fig.nr.1 Infrastructura energetică a Europei**

sursa: Prioritățile privind infrastructura energetică pentru 2020 și mai departe

Pachetul „Energie – Schimbări Climatice” stabilește pentru UE o serie de obiective pentru anul 2020, cunoscute sub denumirea de „**obiectivele 20-20-20**” și anume: *reducerea emisiilor de GES(CO<sub>2</sub>) la nivelul UE cu cel puțin 20% față de nivelul anului 1990; creșterea cu 20% a ponderii surselor de energie regenerabilă (SRE) în totalul consumului energetic al UE, precum și o țintă de 10% bio - carburanți în consumul de energie pentru transporturi; reducerea cu 20% a consumului de energie primară, care să se realizeze prin îmbunătățirea eficienței energetice, față de nivelul la care ar fi ajuns consumul în lipsa acestor măsuri.*

Cerințele politicii europene sunt transpuse în Tratatul de la Lisabona ale cărui obiective principale vizează:

- piață unică a energiei;
- securitatea aprovizionării;
- eficiența energetică și economiile;
- dezvoltarea unor forme noi regenerabile de energie;
- promovarea unor rețele europene de energie.

Pe fundalul unor piețe naționale de energie dominate de monopoluri puternice, de regulă implicate în aranjamente de lungă durată de ordin politic și social, procesul de liberalizare a fost declanșat de viziunea unei piețe unice extinse, cu adevărat competitive, transparente, având ca obiectiv final crearea unui comerț transfrontalier mai intens pe fondul asigurării siguranței alimentării cu energie precum și al unei dezvoltări durabile a întregului sistem energetic european – *pieța europeană*.

Piața europeană a energiei este încă fragmentată și nu a atins potențialul de transparență, accesibilitate și alegere. Companiile și-au extins activitatea dincolo de frontierele



naționale, dar dezvoltarea lor este încă afectată de o serie de reguli și practici naționale diferite, existând încă multe bariere pentru o competiție deschisă și corectă.

Fundamentul legal al acestui proces de liberalizare a fost conceput de Comisia Europeană ca o serie de pachete legislative (așa numite Pachete ale Energiei) în fapt, de seturi de Directive Europene și de Reglementări aferente:

▪ **Primul Pachet Energetic (96/92/EC și 98/30/EC)**

a fost emis între 1996 și 1998 și a produs o deschidere incipientă a piețelor interne de gaze naturale și electricitate;

▪ **Al Doilea Pachet Energetic (2003/54/EC și 2003/55/EC)**

a fost emis în 2003 prin care procesul a avansat destul de mult, astfel că până la sfârșitul anilor 2000 s-au făcut simțite rezultatele pozitive:

- mai multe opțiuni pentru consumatori de a alege dintre furnizori;
- prețuri în general accesibile în ciuda creșterii prețului barilului de petrol;
- servicii mai bune;

▪ **Al Treilea Pachet al Energiei (TPE)**

s-a impus ca răspuns la blocajul major existent în calea liberalizării mai substanțiale din cauza controlului exclusiv pe care îl exercitau marii producători de energie asupra rețelelor de transport împiedicând astfel accesul competitorilor lor pe piață;

astfel, în anul 2009 a fost promovat acest pachet legislativ constând în *două Directive privind piețele de electricitate și gaz (2009/72/EC și 2009/73/EC)* și *trei Reglementări* privind condițiile de acces la rețeaua de transport gaze naturale la rețeaua pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și înființarea ACER.

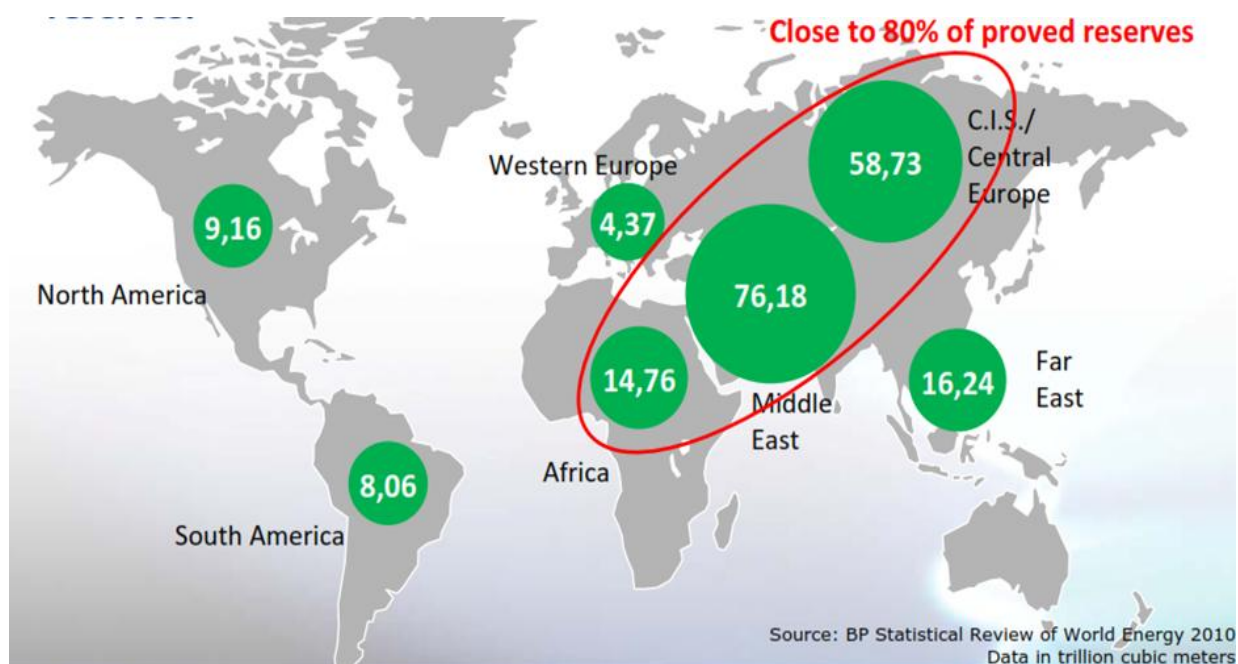
▪ **Obiectivele TPE sunt:**

- Independența operatorilor sistemelor de transport (OST) față de controlul unor anumiți producători de energie. „Integrarea pe verticală” în sectorul energetic atrage după sine interesul inerent al operatorului de a privilegia interesele proprii ale companiei în ceea ce privește accesul la rețeaua de transport și la informațiile venite din piață;
- Accesul terților pe baze nediscriminatorii la rețelele de distribuție către consumatorii finali atât în cazul sectorului electric cât și cel al gazului natural și la capacitățile de înmagazinare în cazul gazului natural;
- Autonomia autorităților în materie de reglementare energetică, cu conducere și surse de finanțare situate în afara influenței politice;
- Măsuri de protecție socială adecvate care să nu distorsioneze competitivitatea pieței.

În acest sens se impune asigurarea competitivității piețelor interne de gaze naturale prin investiții, în special în infrastructură (producție, înmagazinare, transport și distribuție) în condițiile creșterii dependenței Europei de surse de import. Europa poate accesa în mare măsură rezervele de gaze naturale, cu investițiile necesare aferente.

Remarcabil este potențialul oferit de sursele de gaze naturale din zona Mării Caspice și a Orientului Mijlociu, potențial pentru a cărui exploatare sunt necesare investiții semnificative și un climat geopolitic adecvat.

Europa de Sud - Est are o poziție geografică ce îi permite să devină o zonă crucială de tranzit între țările mari producătoare de gaze naturale și piețele central și vest europene, mari consumatoare.



*Fig.nr.2 Rezerve de gaze naturale pentru aprovizionarea Europei*

Documentul "Energie 2020 - O strategie pentru energie competitivă, durabilă și sigură" adoptat de Comisia Europeană definește prioritățile energetice pentru următorii zece ani și stabilește acțiunile care trebuie întreprinse pentru a face față provocărilor de economisire a energiei, de realizare a unei piețe europene cu prețuri competitive, de asigurare a siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale și de stimulare a competitivității tehnologice.

Pe lângă asigurarea securității alimentării cu gaze naturale a României, interconectarea SNT cu sistemele de transport din țările vecine **va avea un aport decisiv și la integrarea pieței naționale de gaze naturale într-o piață regională și, în final, în piața internă europeană.**

**În vederea alinierii legislației naționale la prevederile celui de-al Treilea Pachet în domeniul Energiei, în România a fost adoptată *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123* care a intrat în vigoare la data de **19 iulie 2012**.**

În conformitate cu prevederile acesteia, *modelul de operare ales pentru SNTGN Transgaz SA Mediaș* este cel al *operatorului de sistem independent (ISO)*, cu posibilitatea de implementare a modelului de separare a proprietății (OU) după o perioadă de doi ani de la data intrării în vigoare a respectivei legi. Conform prevederilor Legii nr.123/2012, piața de gaze naturale din România are două componente:

- **segmentul concurențial**, care cuprinde:
  - *piața angro* care funcționează pe bază de: (i) contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale, (ii) tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibru după caz, și (iii) alte tipuri de tranzacții sau contracte.
  - *piața cu amănuntul* în cadrul căreia furnizorii vând gaze naturale clienților finali prin contracte la prețuri negociate.
- **segmentul reglementat** care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și în baza contractelor-cadru aprobate de ANRE.

Creșterea ponderii pieței concurențiale se realizează gradual prin asigurarea accesului pe aceasta piață pentru cât mai mulți participanți, furnizori și clienți finali. Clienții finali își pot alege furnizorul și pot negocia direct contracte de vânzare – cumpărare cu acesta.

Piața gazelor naturale din România este o piață deschisă începând cu jumătatea anului 2007, consumatorii având posibilitatea de a-și alege furnizorul.



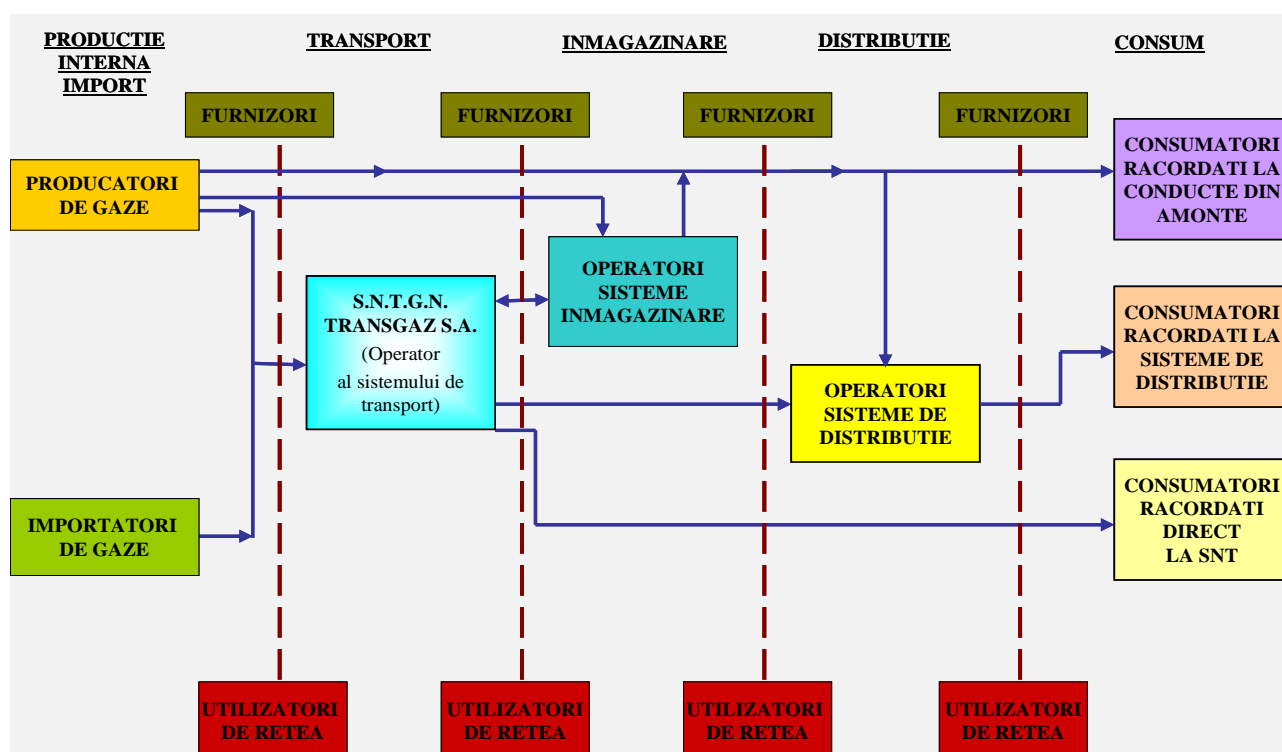
**Graficul 33- Gradul de deschidere a pieței interne de gaze naturale (%)**

Sursa: Rapoarte Anuale ANRE 2006-2011, Raport Lunar ANRE de monitorizare a pieței interne de gaze naturale decembrie 2012

După cum se observă și din graficul de mai sus, în decembrie 2012, 54,6% dintre consumatori (în termeni ce vizează volumul) își aleseseră în mod activ furnizorul fiind consumatori eligibili.

**Conform raportului anual ANRE pentru anul 2012, structura actuală a pieței de gaze naturale din România cuprinde:**

<ul style="list-style-type: none"> <li>1 operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Medias;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>6 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Lotus Petrol, Foraj Sonde;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>2 operatori de înmagazinare: Romgaz și Depomures;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>41 de operatori de distribuție – cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele SRL și E.ON Gaz Distribuție SA;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>41 de furnizori care activează pe piața reglementată de gaze naturale;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>45 de furnizori care activează pe piața concurențială de gaze naturale</li> </ul>



*Fig.nr.3 Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România  
Sursa: Raportări companie*

## 2.4 Obligații de cooperare internațională ce revin operatorilor de transport gaze naturale conform legislației în vigoare

În conformitate cu prevederile celui de al Treilea Pachet Legislativ în domeniul Energiei, menit să finalizeze procesul de liberalizare a piețelor de gaze naturale și să definitiveze piața unică internă europeană, operatorii de transport gaze naturale trebuie să respecte următoarele **principii**:

- *separarea efectivă a activităților de transport de activitățile de producție și furnizare, considerată:*
  - unica soluție de eliminare a stimulării întreprinderilor integrate pe verticală de a exercita o discriminare asupra concurenților în ceea ce privește atât accesul la rețea cât și investițiile privind dezvoltarea rețelelor de transport;
  - soluția necesară în vederea îmbunătățirii securității în alimentarea cu gaze naturale având în vedere ca accesul la rețea și investițiile vor parcurge un proces de eficientizare;
- *obligativitatea SM în ceea ce privește controlul sistemului de transport sau al operatorilor de sistem de a nu permite persoanelor din state terțe Uniunii Europene să controleze un sistem de transport sau operatorul de sistem decât în măsura în care respectiva entitate din statul terț respectă aceleași principii și măsuri ale separării efective ca și cele aplicate la nivel european;*
- *adoptarea unor tarife transparente și nediscriminatorii pentru accesul la rețeaua de transport, aplicabile tuturor utilizatorilor fără nicio discriminare;*
- *întărirea rolului și independenței autorităților naționale de reglementare, având în vedere că:*
  - eficacitatea reglementărilor este adesea afectată de lipsa de independență a autorităților de reglementare în raport cu autoritățile publice centrale, de insuficiența competențelor de care dispun și de puterea limitată de decizie; în acest sens este esențial ca legislația națională a statelor membre să prevadă competența autorităților naționale de reglementare în domeniul energiei de a lua decizii privind ansamblul aspectelor relevante legale și de reglementare pentru a asigura funcționarea corespunzătoare a pieței interne a gazelor naturale, precum și deplina lor independență față de orice alte interese publice sau private;
- *consolidarea cerințelor și a standardelor comune europene privind serviciul public, având în vedere că interesul consumatorilor trebuie să fie motivul central al liberalizării pieței gaze naturalelor;*
- *întărirea rolului și poziției autorităților naționale de reglementare din toate statele membre precum și asigurarea cooperării acestor autorități prin înființarea ACER; în ceea ce privește transportul gazelor naturale, rolul ACER este deosebit de activ, această agenție având competența de a aviza codurile europene de rețea și de a monitoriza planul de investiții pe 10 ani pentru infrastructura de transport și, de asemenea, de a elabora recomandări cadru cu privire la condițiile de acces la rețeaua de interconectare între două sau mai multe State Membre;*
- *cooperarea operatorilor de transport din statele membre, prin înființarea ENTSO-G.*

Începând cu data de 23 iunie 2010, SNTGN Transgaz SA Mediaș este membru cu drepturi depline a ENTSOG (Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport gaze naturale), organism înființat în baza celui de-al treilea pachet legislativ în domeniul energetic în scopul creării unei platforme de cooperare a tuturor operatorilor de sisteme de transport din Uniunea Europeană.

Obiectivul principal al acestei organizații este crearea unui cadru de reglementare comun și a unei strategii și viziuni comune de dezvoltare la nivelul Uniunii Europene, în vederea creării pieței energetice integrate.

În contextul adoptării de către forurile Uniunii Europene a celui de-al treilea pachet legislativ în domeniul energetic, înființarea acestui organism are rolul de a elabora **Planul de Dezvoltare pe 10 ani al rețelelor europene, precum și codurile comune ale rețelelor regionale.**

În temeiul Directivei Europene CE/73/2009 Art.22, privind obligativitatea elaborării Programelor de Dezvoltare pe 10 Ani pentru toți operatorii sistemelor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană, SNTGN Transgaz SA Mediaș, în calitate de operator tehnic al Sistemului Național de Transport al gazelor naturale din România se află în curs de elaborare a primului Plan de Dezvoltare pe 10 ani în care vor fi cuprinse direcțiile de acțiune ale societății în perioada 2013 – 2022.

Documentul își propune atingerea unui grad maxim de transparență în ceea ce privește direcțiile de dezvoltare ale rețelei de transport gaze naturale, oferind participanților de pe piață posibilitatea informării asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

Planul de dezvoltare răspunde cerințelor europene de garantare a siguranței aprovizionării cu gaze naturale, de creștere a gradului de interconectare la rețelele europene, de creștere a flexibilității, de liberalizare a pieței gazelor naturale și de creare a pieței de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene, urmărind, totodată, obiectivele stabilite în Strategia Energetică a României.

Pentru a se asigura cooperarea regională a operatorilor de transport gaze naturale în vederea realizării obiectivelor stabilite, ENTSOG a înființat șase grupe de lucru regionale care, conform Directivei Comitetului European 2009/73/EC, Art.7 și Reglementării europene 715/2009, Art. 12 au obligația de a elabora și publica Planurile de Dezvoltare Regională (**GRIP's – Gas Regional Investment Plans**) o dată la 2 ani.

**SNTGN Transgaz SA Mediaș face parte din două grupuri de lucru pentru elaborarea Planurilor de Dezvoltare Regională:**

**GRI – Sud** (Coridorul sudic) – alături de Austria, Bulgaria, Croația, Grecia, Ungaria, Italia, Slovacia și Slovenia.

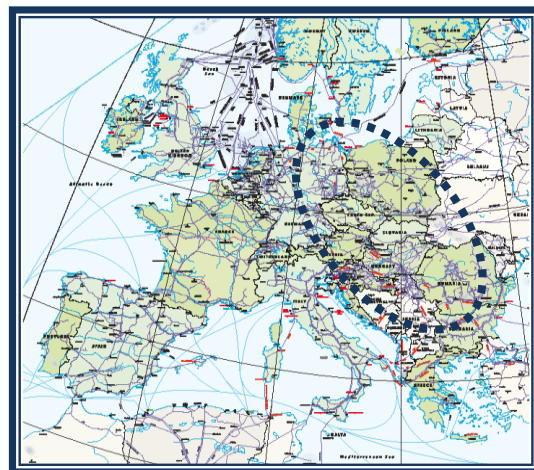
Coordonatorul grupului de lucru este DESFA Grecia.



*Fig.nr.4 GRI – Sud*

**GRI Nord – Sud CEE** (Coridorul Central - Est) – alături de Austria, Croația, Republica Cehă, Germania, Ungaria, Polonia, Slovenia și Slovacia.

Coordonatorii grupului de lucru sunt BOG Austria și GAZ SYSTEM Polonia.



*Fig.nr.5 GRI Nord - Sud CEE*

Prin îndeplinirea obiectivelor ce vor fi stabilite în **Planul de dezvoltare pe 10 ani**, SNTGN Transgaz SA intenționează să devină un operator de transport gaze naturale cu recunoaștere pe piața internațională a gazelor naturale, un lider pe piața energetică din regiune având un sistem național de transport gaze naturale integrat la nivel european și un sistem de management performant care să răspundă cu succes cerințelor standardelor și reglementările legislative internaționale.

În conformitate cu prevederile art. 4 ale Regulamentului (CE) nr. 715/2009 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale, toți operatorii de transport și de sistem au obligația de a coopera la nivel comunitar prin ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas) în scopul promovării, finalizării și funcționării pieței interne și a comerțului transfrontalier.

În cadrul ENTSO-G operatorii de transport și de sistem activează în mod permanent în grupe de lucru, pentru ducerea la îndeplinire a obligațiilor ce le revin conform art.8 din regulamentul menționat și care vizează:

- elaborarea unor instrumente comune pentru exploatarea rețelelor (coduri de rețea);
- elaborarea unui plan de dezvoltare pe 10 ani a rețelei de transport gaze naturale a Uniunii Europene, inclusiv o evaluare europeană, la fiecare doi ani, cu privire la dimensionarea adecvată a capacităților de transport gaze naturale;
- elaborarea unor recomandări privind coordonarea cooperării tehnice între operatorii de transport și sistem din Comunitate și din țări;
- elaborarea unui program anual de activitate;
- evaluări anuale privind fluctuațiile sezoniere iarnă-vară cu privire la dimensionarea adecvată a capacităților de transport gaze naturale;

Codurile rețelelor a căror elaborare revine operatorilor de transport și de sistem acoperă următoarele domenii:

- norme privind siguranța și fiabilitatea rețelei;
- norme privind racordarea la rețea;
- norme privind accesul terților;
- norme privind schimbul de date și decontarea;
- norme privind interoperabilitatea;
- proceduri operaționale pentru situații de urgență;
- norme privind alocarea capacității și gestionarea congestiei;
- norme privind schimburile comerciale asociate prestării tehnice și operaționale de servicii de acces la rețea și de echilibrare a sistemului;
- norme privind transparența;
- norme de echilibrare, inclusiv normele cu privire la procedurile de nominalizare, normele cu privire la tarifele de dezechilibru și normele cu privire la echilibrarea operațională;
- norme cu privire la structurile armonizate ale tarifelor de transport;
- norme privind eficiența energetică a rețelelor de gaze naturale.

În cadrul ENTSO-G au fost elaborate până în prezent:

- ***Codul de rețea privind metode de alocare a capacității și de management al congestiei;***
- ***Codul de rețea pentru echilibrarea sistemelor de transport,***

iar pentru perioada următoare sunt planificate a fi elaborate:

- ***Codul de rețea privind interoperabilitatea;***
- ***Codul privind structurile armonizate ale tarifelor de transport.***

Conform art. 8, alineatul (7) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009, aceste coduri ale rețelelor, elaborate în cadrul ENTSO-G, vizează aspecte cu caracter transfrontalier privind rețelele și pe cele legate de integrarea piețelor.

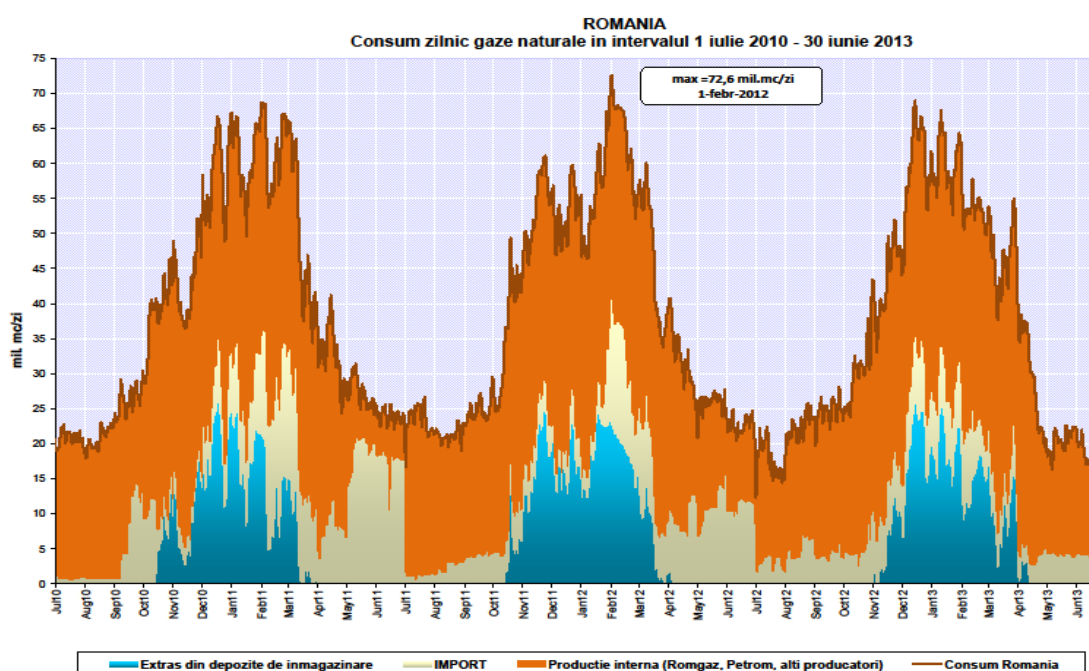


În ceea ce privește planul de dezvoltare pe 10 ani al rețelei europene de transport gaze naturale acesta va fi elaborat și publicat de către ENTSO-G o dată la 2 ani și va cuprinde modelarea rețelei integrate, scenarii de dezvoltare, o evaluare europeană privind compatibilizarea cererii și a ofertei precum și o evaluare a flexibilității sistemului.

Operatorii de transport și de sistem din Uniunea Europeană au, în baza art. 12 din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 obligații de cooperare regională în ceea ce privește **elaborarea planurilor regionale de investiții** (o dată la doi ani) și **promovarea și încheierea de acorduri operaționale în vederea asigurării unei gestionări optime a rețelei, alocarea coordonată de capacități transfrontaliere prin soluții nediscriminatorii bazate pe mecanisme de piață precum și pentru integrarea mecanismelor de echilibrare.**

Zonele geografice acoperite de fiecare structură de cooperare regională sunt definite de către Comisia Europeană. În baza prevederilor menționate, SNTGN Transgaz SA colaborează cu alți operatori de transport și de sistem în vederea elaborării celei de-a doua ediții a planului regional de dezvoltare a două structuri regionale, *coridorul nord – sud din regiunea central-est europeană și coridorul sudic.*

**Pentru a răspunde cerințelor Regulamentului European nr.994/2010, Art. 9, privind siguranța în aprovizionarea cu gaze naturale, SNTGN Transgaz SA trebuie să asigure până la data de 3 decembrie 2014, îndeplinirea tuturor măsurilor necesare pentru ca în cazul afectării "infrastructurii principale" de gaze naturale, capacitatea infrastructurii rămase, determinată cu formula "N-1" să aibă capacitatea de a satisface cererea de gaze naturale necesară zonei; cererea de gaze naturale necesară zonei este calculată pentru o zi cu cerere maximă de consum (cererea zilnică maximă de consum din ultimii 20 ani);**



**Graficul nr. 34 România – Consum zilnic de gaze naturale în perioada iulie 2010-iunie 2013**  
Sursa Transgaz

## 2.5 Perspective privind evoluția pieței interne a gazelor naturale și a cererii de servicii de transport gaze naturale

Producția de gaze naturale în scădere din Uniunea Europeană și preocupările privind asigurarea alimentării cu gaze naturale determină necesitatea *definirii unor noi rute de transport gaze naturale, în principal axate pe importul gazelor naturale și dezvoltarea infrastructurilor suplimentare precum terminalele de gaz natural lichefiat (LNG)*.

Pentru a spori gradul de diversificare a surselor de alimentare cu gaze naturale, principala prioritate a UE privind infrastructura este de a deschide un al patrulea coridor, Coridorul Sudic, o rută de alimentare pentru aproximativ 10-20% din cererea de gaze naturale a UE estimată începând cu anul 2020. Obiectivul Coridorului Sudic este de a conecta piața gazelor naturale din UE la rezervele de gaze naturale situate în Bazinul Caspic/Oriental Mijlociu, aceste câmpuri gazeifere fiind mai apropiate geografic decât principalele surse de gaze naturale din Rusia.

În condițiile în care alimentarea este stabilă, gazele naturale vor continua să aibă în următorii ani o pondere importantă în combinația de energie din UE și pot câștiga o importanță mai mare cu titlu de combustibil de rezervă în scopul producerii de energie electrică și termică. România este unul dintre cei mai mari producători de gaze naturale din Europa Centrală și de Est. Conform Eurostat, România a raportat în anul 2012 o producție primară de gaze naturale de 10,9 miliarde mc (respectiv 9,8 milioane tep-tone echivalent petrol).

Din cauza epuizării zăcămintelor, producția de gaze naturale poate înregistra scăderi anuale de 2 - 5%.

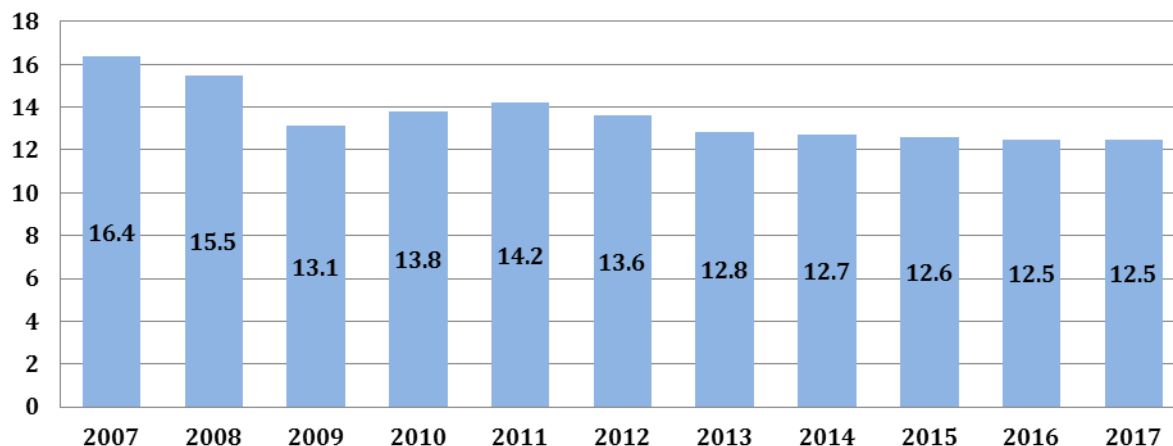
Producția din România a scăzut semnificativ în ultimii 20 de ani din cauza diminuării rezervelor de gaze naturale, România devenind astfel un importator net de gaze naturale cu preponderență din Federația Rusă.

mld m <sup>3</sup>											
ANUL	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ROMGAZ producția curentă	5.9	5.9	5.8	5.8	5.6	5.7	5.5	5.4	5.4	5.3	5.3
PETROM producția curentă	5.6	5.4	5.1	5.0	5.1	5.0	5.0	5.0	5.0	4.9	4.9
Alți producători	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
<b>TOTAL PRODUȚIE INTERNĂ</b>	<b>11.7</b>	<b>11.5</b>	<b>11.2</b>	<b>11.1</b>	<b>11.0</b>	<b>11.0</b>	<b>10.8</b>	<b>10.7</b>	<b>10.7</b>	<b>10.5</b>	<b>10.5</b>

**Tabel nr.3 Producția internă de gaze naturale în România în perioada 2007-2012 și estimări pentru perioada 2013-2017**

## Consumul pe piața de gaze naturale din România în intervalul 2007-2012 și prognoza de consum pentru perioada 2013-2017

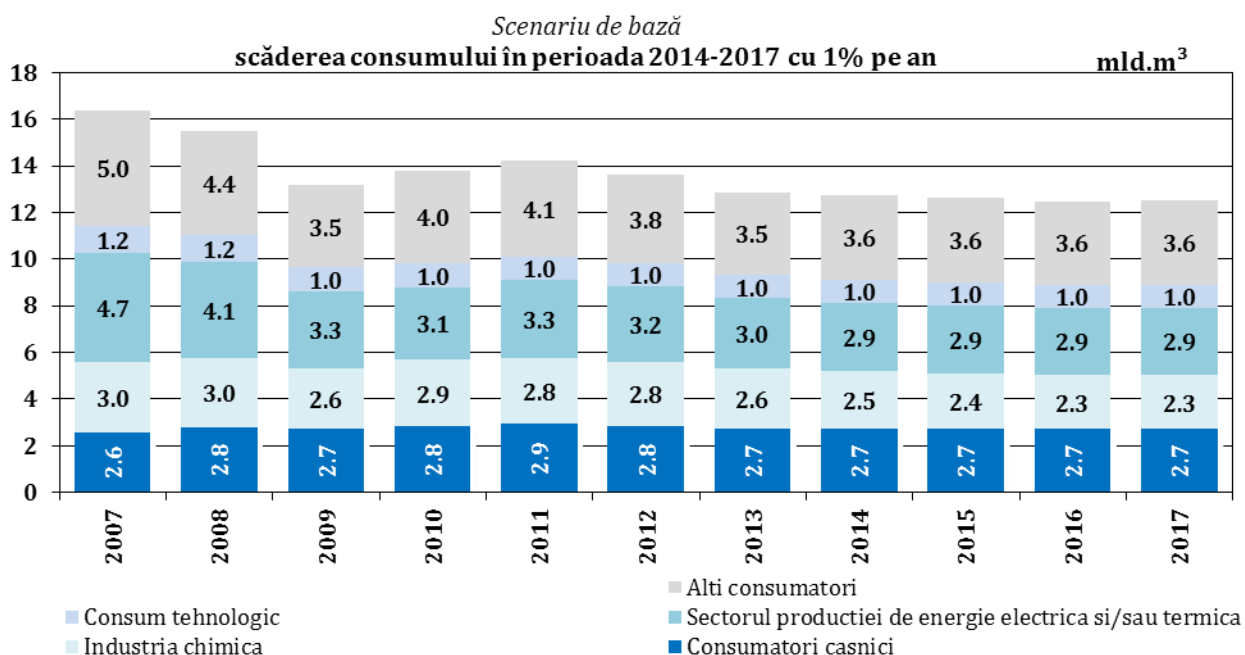
Scenariu de bază  
scăderea consumului de gaze naturale în perioada 2014-2017 cu 1% pe an  
mld mc



Graficul 35 - Consumul pe piața gazelor naturale din România în perioada 2007-2012 și previziuni 2013-2017 - scenariu de bază

Consumul de gaze naturale a scăzut gradual, rămânând relativ constant în ultimii patru ani, în jurul a 13-14 miliarde metri cubi pe an, în scădere cu aproximativ 4% în anul 2012 comparativ cu anul 2011, pe fondul unei ușoare scăderi a consumului clienților finali.

## Structura consumului pe piața de gaze naturale din România în intervalul 2007-2012 și prognoza de consum pentru perioada 2013-2017



Graficul 36 - Structura consumul pe piața gazelor naturale din România în perioada 2007-2012 și previziuni 2013-2017 - scenariu de bază

Distribuirea consumului pe cele două mari categorii, casnic și noncasnic precum și pe subcategorii de clienți noncasnici s-a menținut de asemenea constantă în ultimii ani.

Prin Ordinul MECMA/ANRE/ANRM nr.1254/27/160/2011 cu modificările ulterioare ANRE avizează două structuri de amestec gaze naturale import/intern, astfel:

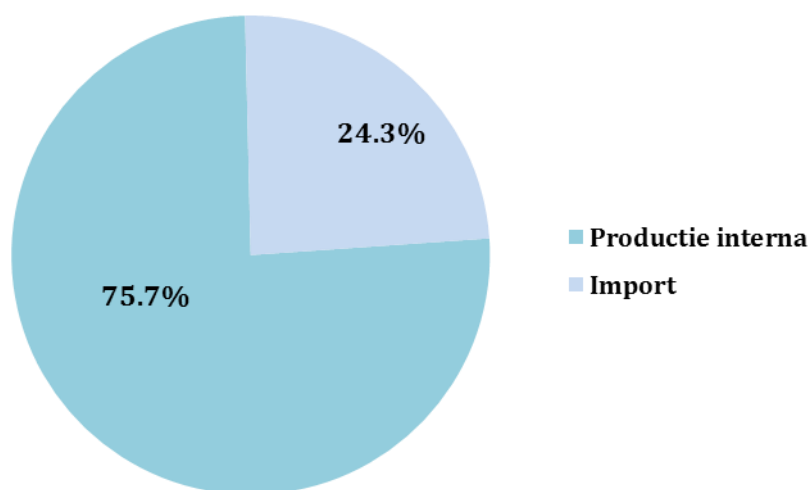
- pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată în scopul producerii de energie termică în centralele de cogenerare și centralele termice destinate consumului populației;
- pentru clienții non-casnici cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată în scopul producerii de energie termică în centralele de cogenerare și centralele termice destinate consumului populației;

În acest sens, orice furnizor care asigură cantitățile de gaze naturale ale unui client final are obligația de a respecta cele două structuri lunare de amestec import - intern ale livrărilor determinate de SNTGN Transgaz SA și avizate de ANRE.

În anul 2012, consumul total de gaze naturale a fost de 144.650.532 MWh (13,61 miliarde mc) din care 79,35% a reprezentat consumul non - casnic și 20,65% consumul casnic.

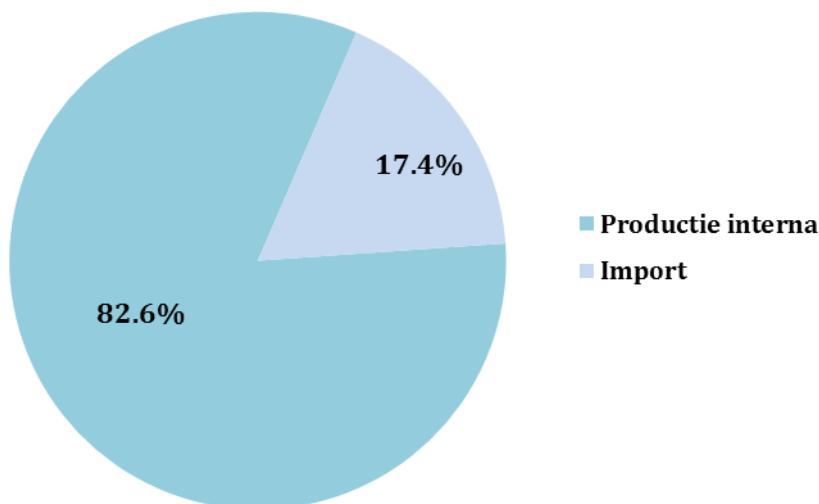
Consumul la nivelul anului 2012 a fost asigurat în procent de 75,68% din producția internă (primii doi producători interni Romgaz și OMV Petrom asigurând 97,46% din această sursă) și 24,32% din import.

**Pondere importului de gaze naturale în total consum România în anul 2012**



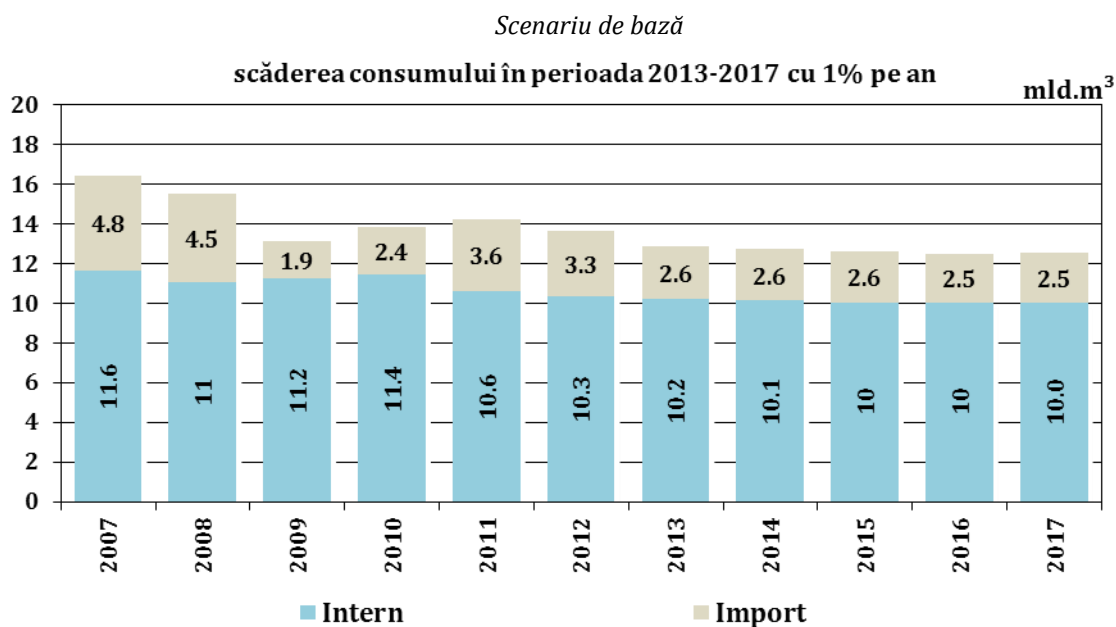
**Fig. nr.6 Pondere importului de gaze naturale în total consum România în anul 2012**

**Pondereea importului de gaze naturale in total consum Romania in perioada ianuarie - iunie 2013**



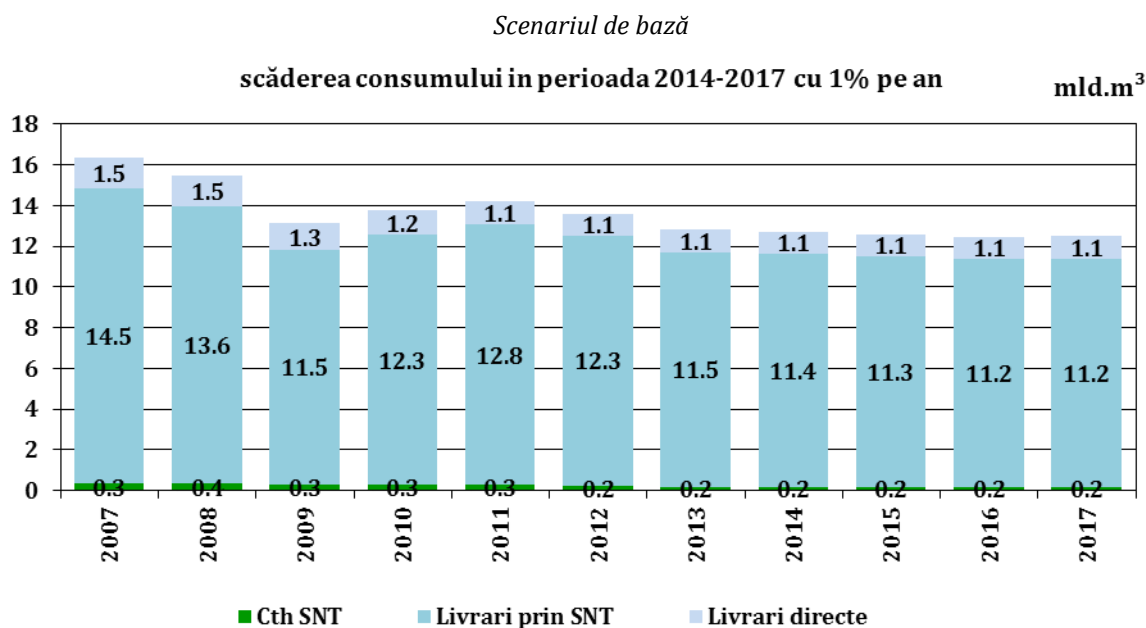
*Fig. nr.7 Pondereea importului de gaze naturale în total consum România în perioada ianuarie -iunie 2013*

**Structura consumului de gaze naturale intern/import în Romania în intervalul 2007-2012 și prognoza de consum pentru perioada 2013-2017**



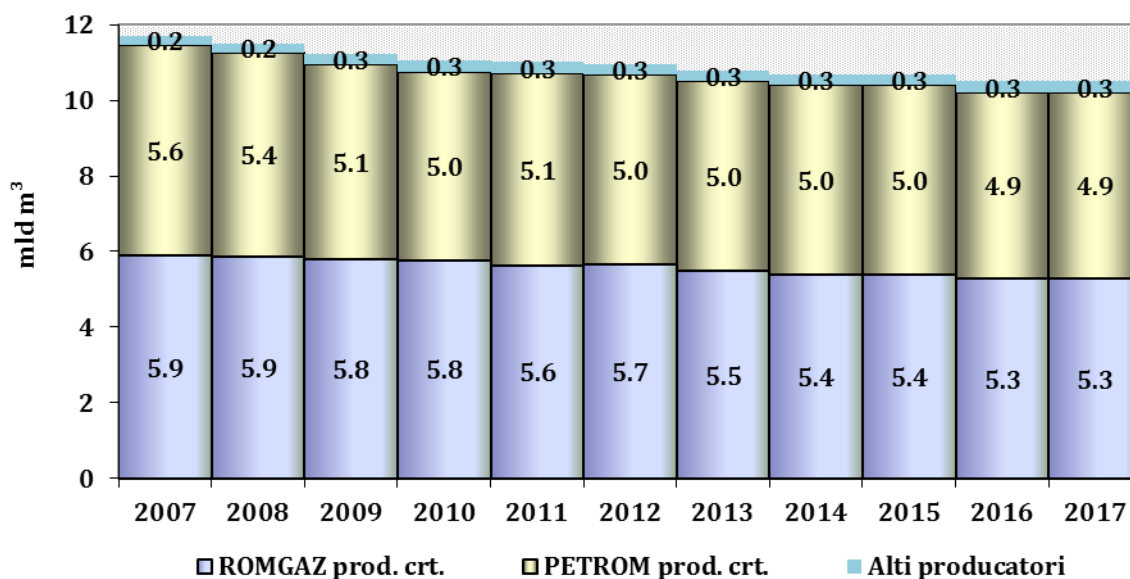
*Graficul 37- Structura consumului de gaze naturale intern/import din România în perioada 2007-2012 și previziuni consum 2013-2017 – scenariu de bază*

## Consumul pe piața de gaze naturale din România în intervalul 2007-2012 și prognoza de consum pentru perioada 2013-2017 prin SNT și prin infrastructura proprie a producătorilor



**Graficul 38 – Consumul de gaze naturale din România în perioada 2007-2012 și previziuni consum 2013-2017 prin SNT și infrastructura proprie a producătorilor scenariu de bază**

## Producția internă de gaze naturale în România în perioada 2007-2012 și estimări pentru perioada 2013-2017



**Graficul 39- Producția internă de gaze naturale în România în perioada 2007-2012 și estimări pentru perioada 2013-2017**

Proгноza privind sursele de proveniență a gazelor naturale, respectiv producție internă și import, are în vedere faptul că cele două surse pot varia semnificativ în funcție de:

- potențialul rezervelor de gaze naturale dovedite și al celor aflate în faza de evidențiere prin prospecțiuni geologice, geofizice și foraje (rezerve din Bazinul Mării Negre);
- deschiderea unor noi rute de transport gaze naturale;
- evoluția prețurilor de import al gazelor naturale;
- politicile guvernamentale,ș.a.

**Considerente avute în vedere:**

a) Cantitățile anuale de gaze naturale ce includ:

- consumul pe piața internă din România;
- gazele naturale destinate înmagazinării subterane în următoarele ipoteze:
  - nu s-au avut în vedere dezvoltări de noi capacități de înmagazinare;
  - pentru întreaga perioadă s-a avut în vedere un raport al cantităților de gaze naturale înmagazinate/extrase pe durata unui ciclu de 3,2 mld. mc
- gazele naturale aferente consumului tehnologic al SNTGN Transgaz SA.

b) Cantitățile anuale de gaze naturale transportate nu includ:

- gazele naturale extrase din zăcămintele de pe platforma continentală a Mării Negre;
- gazele naturale provenite din șisturile bituminoase;
- gazele naturale tranzitate pe teritoriul României.

În ceea ce privește capacitățile de gaze naturale tranzitate prin cele trei conducte în perioada 2007-2013 și nivelurile prognozate ale acestora pe perioada 2014-2017, situația se prezintă astfel:

<b>Cantități de gaze naturale efectiv tranzitate în intervalul 2007-2013</b>							
<b>mld.mc/an</b>							
<b>Anul/Fir</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Tranzit I Bulgaria	3,1	3,1	2,4	2,4	2,5	2,2	2,5
Tranzit II Turcia	10,4	8,9	7,1	6,8	7,2	7,3	7,5
Tranzit III Turcia	7,1	8	5,3	5,4	8	7,9	8,7
<b>Total</b>	<b>20,6</b>	<b>20,0</b>	<b>14,8</b>	<b>14,6</b>	<b>17,7</b>	<b>17,4</b>	<b>18,7</b>

***Tabel nr.4 Cantități de gaze naturale efectiv tranzitate în perioada 2007-2013***

<b>Capacități maxime disponibile în perioada 2014-2017</b>				
<b>mld. mc/an</b>				
<b>Anul/Fir</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Tranzit I Bulgaria	5,27	5,27	5,27	5,27
Tranzit II Turcia	10,00	10,00	10,00	10,00
Tranzit III Turcia	10,00	10,00	10,00	10,00
<b>Total</b>	<b>25,27</b>	<b>25,27</b>	<b>25,27</b>	<b>25,27</b>

*Tabel nr.5 Capacități maxime disponibile în perioada 2014-2017*

<b>Situația la 15.08.2013 a capacităților contractate pentru perioada 2014 - 2017</b>				
<b>mld. mc/an</b>				
<b>Anul/Fir</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Tranzit I Bulgaria	5,27	5,27	5,27	-*
Tranzit II Turcia	10,00	10,00	-**	-**
Tranzit III Turcia***	8,56	8,56	8,56	8,56
<b>Total</b>	<b>23,83</b>	<b>23,83</b>	<b>13,83</b>	<b>8,56</b>

*Tabel nr.6 Situația la 15.08.2013 a capacităților contractate pentru perioada 2014-2017*

\* = contractul cu Bulgargaz (Tranzit I) expira la 31.12.2016

\*\* = contractul cu Gazprom Export (Tranzit II) expira la 31.12.2015

\*\*\* = contractul cu Gazprom Export (Tranzit III) expira la 31.12.2023

<b>Proгноza nivelurilor minime privind capacitatea rezervata în perioada 2014-2017</b>				
<b>mld. mc/an</b>				
<b>Anul/Fir</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Tranzit I Bulgaria*	3,50	3,50	3,50	3,50
Tranzit II Turcia	10,00	10,00	7,50	7,50
Tranzit III Turcia	8,56	8,56	8,56	8,56
<b>Total**</b>	<b>22,06</b>	<b>22,06</b>	<b>19,56</b>	<b>19,56</b>

*Tabel nr.7 Proгноza nivelurilor minime privind capacitatea rezervată în perioada 2014-2017*

\* = conform capacității solicitate de Bulgargaz

\*\* = diferențele până la nivelurile maxime disponibile pot fi acoperite prin rezervări solicitate de participanții pe piață



## 2.6 Rolul SNTGN Transgaz SA – Operator Sistem de Transport (OST) pe piața de energie

**Societatea Națională de Transport Gaze naturale "SNTGN TRANSGAZ SA"** înființată în baza Hotărârii Guvernului nr. 334/28 aprilie 2000 în urma restructurării fostei Societăți Naționale de Gaze Naturale "ROMGAZ" SA. este persoană juridică română cu statutul de societate comercială pe acțiuni și își desfășoară activitatea în conformitate cu legile române și cu statutul său.

**SNTGN Transgaz SA** are ca activități de bază:

- transportul gazelor naturale prin conducte;
- tranzitul internațional de gaze naturale;
- dispecerizarea gazelor naturale;
- cercetarea și proiectarea în domeniul gazelor naturale.

**SNTGN Transgaz SA** poate desfășura complementar și alte activități conexe pentru susținerea obiectului principal de activitate, în conformitate cu legislația în vigoare și cu statutul propriu, dar nu are dreptul de comercializare a gazelor naturale.

**SNTGN Transgaz SA** este operatorul tehnic al sistemului național de transport și răspunde de funcționarea acestuia în condiții de calitate, siguranță, eficiența economică și protecție a mediului înconjurător. **SNTGN Transgaz SA** operează, în baza Acordului de Concesiune încheiat cu ANRM până în anul 2032, sistemul național de transport gaze naturale aflat în domeniul public al statului.

**Activitatea de transport** consta în rezervarea capacității de transport și a transportului de gaze naturale prin SNT. Activitatea de transport a gazelor naturale este desfășurată în condiții de monopol natural în baza Acordului de Concesiune și a licenței de transport și este inclusă în segmentul reglementat al pieței gazelor naturale din România.

**Tariful de transport** este determinat utilizând metodologia "**venit plafon**" aprobată de ANRE. Conform acestei metodologii, veniturile totale reglementate sunt stabilite pentru o perioadă de 5 ani. A treia perioadă de reglementare este cuprinsă între 1 iulie 2012 și 30 iunie 2017. SNTGN Transgaz SA stabilește împreună cu ANRM un program minimal de investiții pentru o perioadă de cinci ani.

Programul minimal de investiții conține trei categorii de investiții: (i) dezvoltarea SNT, (ii) reabilitarea și creșterea siguranței în exploatarea conductelor de transport al gazelor naturale și (iii) modernizarea instalațiilor și echipamentelor aferente SNT.

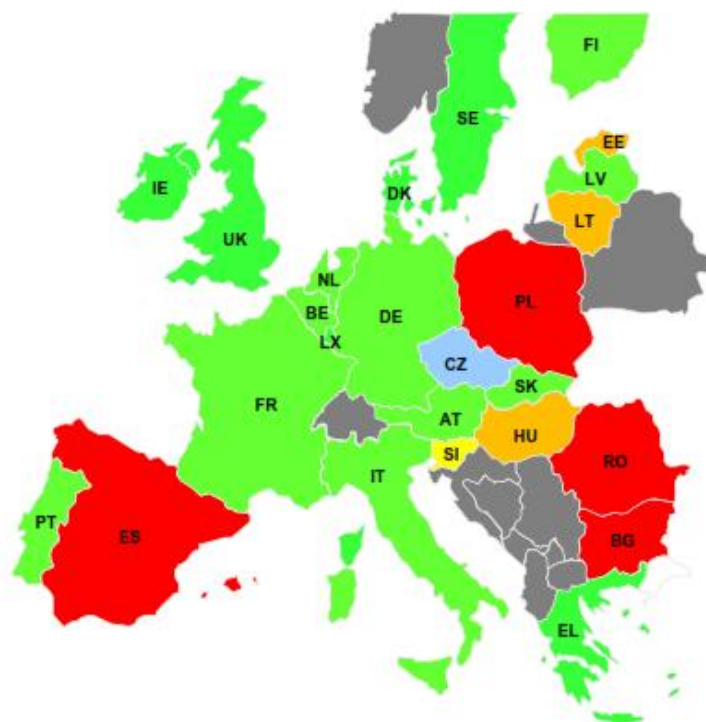
Pe lângă acest program minimal de investiții, SNTGN Transgaz SA pregătește și un program de investiții vizând dezvoltarea și modernizarea sistemului național de transport gaze naturale ce conține, pe lângă obiectivele investiționale prevăzute în programul minimal de investiții și alte obiective investiționale privind modernizarea și dezvoltarea infrastructurii SNT.

**Astfel, investițiile SNTGN Transgaz SA sunt direcționate în principal, către dezvoltarea și modernizarea SNT, extinderea SNT și interconectarea acestuia cu alte sisteme de transport al gazelor naturale în scopul diversificării surselor de import, al exportului și al prestării serviciilor de tranzit.**

**Activitatea de tranzit internațional** este efectuată prin trei conducte (între Isaccea, la granița cu Ucraina și Negru Vodă, la granița cu Bulgaria), parte din Coridorul balcanic de tranzit al gazelor naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și Macedonia.

Activitatea de tranzit internațional este efectuată exclusiv prin conducte dedicate care nu sunt conectate la Sistemul National de Transport.

Până la data de 11 iulie 2012, activitatea de tranzit nu a fost reglementată, ea realizându-se în baza acordurilor comerciale internaționale încheiate de SNTGN Transgaz SA cu partenerii externi în cadrul creat de acordurile interguvernamentale, partenerii companiei pentru aceasta activitate fiind OOO "Gazprom Export" și Bulgargaz EAD.



<span style="color: red;">■</span>	Contracte de tranzit cu tratament diferit față de transportul național;
<span style="color: blue;">■</span>	Contracte de tranzit exceptate de la prevederile TPA
<span style="color: orange;">■</span>	Gaze naturale în tranzit în condiții contractuale și de reglementare necunoscute
<span style="color: yellow;">■</span>	Fără contracte de tranzit dar cu prevederi specifice pentru gazele naturale în tranzit
<span style="color: green;">■</span>	Fără contracte de tranzit sau prevederi specifice pentru gazele naturale în tranzit
<span style="color: grey;">■</span>	State ne-membre UE

Sursa "Transit Contracts in EU Member States Final results of ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) inquiry, 9 April 2013."

**Fig.nr.8 Contracte de tranzit sau prevederi aferente tranzitului în statele UE**

La data de 11 iulie 2012, ANRE a publicat metodologia de alocare de capacitate pentru una din cele trei conducte de tranzit și anume conducta de tranzit Isaccea I – Negru Voda I (tranzit Bulgaria) și tariful de pornire al licitației pentru alocare de capacitate.

În luna august 2012, SNTGN Transgaz SA a publicat un comunicat prin care semnaleză ca posibilă implementarea unei metodologii de reglementare a activității de tranzit, metodologie care conține cel puțin două opțiuni de reglementare a activității de tranzit:

### Opțiunea 1

- Conductele de tranzit incluse într-un subsistem separat, independent de sistemul intern de transport;
- Tranzitul - reglementat prin metodologia de alocare a capacității prin licitație (asa cum se aplica deja în cazul conductei Bulgargaz)

### Opțiunea 2

- Conductele de tranzit - considerate o parte a sistemului intern de transport;
- Tranzitul - reglementat folosind metodologia venit plafon

SNTGN Transgaz SA desfășoară de asemenea și **activitatea de dispecerizare** care contribuie la echilibrarea permanentă și operativă a cantităților de gaze naturale care intră în și ies din SNT la parametri rezultați din obligațiile de livrare precum și la limitarea consecințelor survenite în urma evenimentelor excepționale cauzate de consumul foarte ridicat de gaze naturale.

**SNTGN Transgaz SA** își desfășoară activitățile în baza:

- |   |
|---|
| ▪ licenței de transport gaze naturale nr. 40/17.01.2001 – emisă de ANRM;            |
| ▪ licenței de tranzit al gazelor naturale nr. 41/17.01.2001 - emisă de ANRM;        |
| ▪ autorizației nr. 829/ 20.09.2007 de funcționare a obiectivelor SNT- emisă de ANRE |

Obligațiile și drepturile operatorului tehnic al sistemului național de transport gaze naturale sunt cuprinse atât în Legea nr.123/2012 cât și în condițiile de valabilitate a licenței emise pentru transportul gazelor naturale.

În calitate de **prestator de servicii de tranzit** al gazelor naturale prin conductele magistrale dedicate existente, **SNTGN Transgaz SA** are următoarele **obligații**:

- |  |
|--|
| ▪ elaborarea și actualizarea acordurilor tehnice de exploatare în zona de graniță pentru derularea corespunzătoare a operațiunilor de tranzit al gazelor naturale; |
| ▪ consolidarea relațiilor de colaborare cu țările participante la tranzitul gazelor naturale;  |
| ▪ asigurarea condițiilor de funcționare în condiții de siguranță a infrastructurii de tranzit.   |

În vederea asigurării unui cadru organizat privind alocarea în regim echitabil și nediscriminatoriu a gazelor naturale din producția internă și din import a fost înființată și funcționează **Direcția Operator Piață Gaze Naturale București**, care are următoarele atribuții principale:

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ stabilirea lunară a cotelor procentuale cantitative ale amestecului de gaze naturale din producția internă și necesarul de import pentru toți furnizorii/distribuitorii de gaze naturale licențiați, precum și pentru consumatorii eligibili;</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ monitorizarea zilnică a achizițiilor/consumurilor de gaze naturale intern/import;</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ întocmirea lunară a raportului privind achizițiile de gaze naturale din producția internă și din import de către fiecare participant de pe piața de gaze naturale din România;</li><li>▪ transmiterea către participanții de pe piața de gaze naturale din România, a dozajului import/total consum, a volumelor de gaze naturale aferente, în vederea emiterii documentelor justificative care stau la baza facturării cantităților de gaze naturale consumate și a serviciilor prestate.</li></ul> |

Autoritatea Națională pentru Reglementare în domeniul Energiei a aprobat prin Ordinul nr.16/2013, Codul rețelei pentru Sistemul Național de Transport al gazelor naturale, document intrat în vigoare la 1 aprilie 2013 și care reglementează condițiile și regulile de utilizare/operare a SNT.

**În conformitate cu prevederile Legii nr.123/2012 și ale Codului rețelei, SNTGN Transgaz SA Mediaș are obligația de a se organiza și funcționa după modelul operator de sistem independent (ISO).**

## 2.7 Evoluția Sistemului Național de Transport gaze naturale în perioada 2003-2013

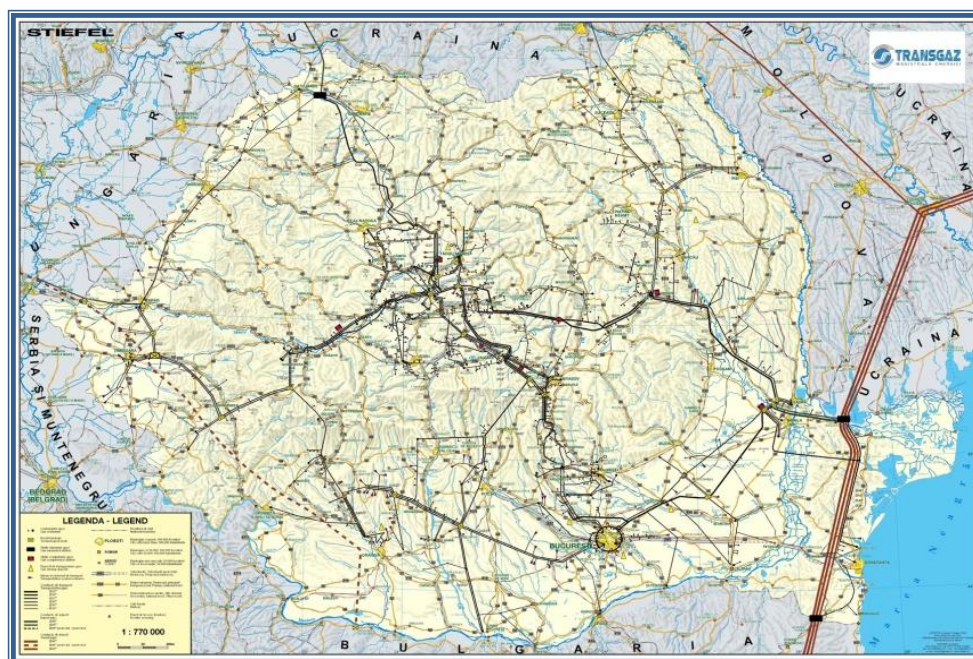
Prima conductă din cadrul sistemului național de transport gaze naturale a fost pusă în funcțiune în anul 1914. SNT a fost conceput ca un sistem radial-inelar interconectat, fiind dezvoltat în jurul și având drept puncte de plecare marile zăcăminte de gaze naturale din Bazinul Transilvaniei, din Oltenia și ulterior Muntenia de Est și având drept destinație marii consumatori din zona Valea Prahovei – București, Moldova, Oltenia, precum și pe cei din zona centrală și de nord a țării.

Ulterior, fluxurile de gaze naturale au suferit modificări importante din cauza declinului surselor din Bazinul Transilvaniei, Moldova, Oltenia, și apariției altor surse (import, diverse perimetre concesionate, etc), în condițiile în care infrastructura de transport gaze naturale a rămas aceeași.

Sistemul Național de Transport este reprezentat de ansamblul de conducte magistrale, precum și instalațiile, echipamentele și dotările aferente acestora, utilizate la presiune mai mare de 6 bari, prin care se asigură preluarea gazelor naturale extrase din perimetrele de producție sau a celor provenite din import și transportul acestora în vederea livrării către participanții de pe piața internă de gaze naturale, export, tranzit, etc.

Pentru operarea SNT, care se află în proprietatea publică a statului, SNTGN Transgaz SA plătește trimestrial o redevență de 10% din veniturile realizate din activitățile de transport și tranzit.

Pentru a **satisface cerințele de consum** ale economiei naționale, pentru a face față noilor condiții impuse de piața gazelor naturale, și în perspectiva interconectării cu sistemele similare de transport gaze naturale din țările vecine **se impune reconsiderarea sistemului de conducte magistrale, în funcție de fluxurile de transport gaze naturale și nivelul livrărilor către diferite locații/centre de consum.**

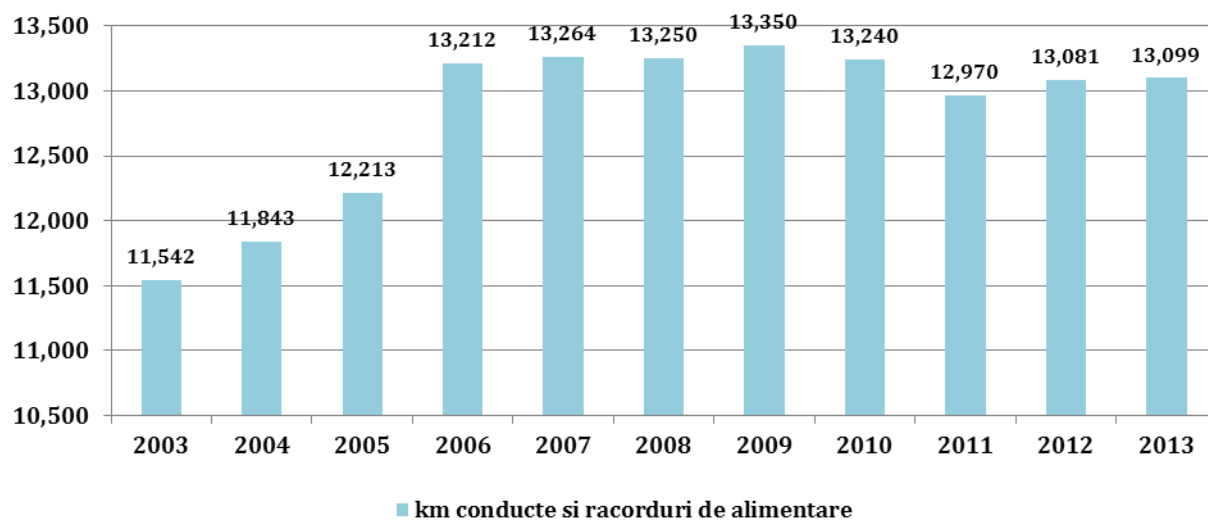


*Fig. nr. 9 Harta SNT*

În prezent SNT<sup>1</sup> are în componență următoarele:

- **13.099 km conducte magistrale de transport gaze naturale și racorduri de alimentare cu gaze naturale**, având diametre cuprinse între 50 mm și 1.200 mm și o presiune de operare între 6 și 35 bar;
  - din care **553 km conducte de tranzit** având diametre cuprinse între 1.000 mm și 1.200 mm și presiune nominală de 54 bar;
- **1.121 stații de reglare măsurare în exploatare** (care măsoară 1.241 direcții);
- **5 stații de comprimare gaze naturale** cu o putere cumulată de 32 MW (SCG);
- **3 stații de măsurare a gazelor naturale din import;**
- **6 stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze naturale;**
- **1014 stații de protecție catodică (SPC);**
- **23 stații de comandă vane și/sau noduri tehnologice;**
- **818 stații de odorizare gaze naturale** din care **337 sisteme sunt de tip nou, prin eșantionare și prin injecție.**

Lungimea conductelor și racordurilor de alimentare cu gaze naturale aferente SNT în perioada 2003-2013



Graficul 40-Lungimea conductelor și racordurilor de alimentare cu gaze naturale aferente SNT în perioada 2003-2013

**Capacitatea totală proiectată a SNT este de aproximativ 30 miliarde metri cubi/an** (excluzând conductele de tranzit internațional cu o capacitate tehnică proiectată de 27,7 miliarde metri cubi/an la temperatura de 20°C și presiune de 1,01325 bar.

**Capacitatea de transport și tranzit a gazelor naturale** este asigurată prin rețeaua de conducte și racorduri de alimentare cu gaze naturale cu diametre cuprinse între 50 mm și 1200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 35 bar, cu excepția tranzitului internațional (54 bar).

<sup>1</sup> Sursa: Raportări companie

**Capacitatea de comprimare** este asigurată de 5 stații de comprimare gaze naturale, amplasate pe principalele direcții de transport și care dispun de o putere instalată de cca. 32 MW, cu o capacitate anuală de comprimare de 5,5 mld mc.

**Din perspectiva duratei de funcționare, situația principalelor obiective aparținând SNT se prezintă astfel:**

Durata de funcționare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km )	Număr Stații de Reglare Măsurare
> 40 ani	5.200	220	129
Între 30 si 40 ani	2.566	169	51
Între 20 si 30 ani	1.065	198	70
Între 10 si 20 ani	1.043	550	466
< 10 ani	1.395	693	525
<b>TOTAL</b>	<b>11.269</b>	<b>1.830</b>	<b>1.121 SRM-uri</b> <b>(1.241 direcții de măsurare)</b>
	<b>13.099</b>		

*Tabel nr.8 Situația principalelor obiective aparținând SNT din perspectiva duratei de funcționare a acestora*

Deși baza de active este învechită, peste 71% din cei 13.099 km de conducte transport gaze naturale necesită reabilitare și modernizare, starea tehnică a SNT se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că exploatarea sa (i) *se desfășoară în contextul unui sistem de mentenanță preponderent preventiv, planificat și corectiv* și (ii) *este susținută de programe anuale de investiții de dezvoltare și modernizare care includ și programele de investiții minimale prevăzute în Acordul de Concesiune.*

În prezent SNT are în dotare 1.014 stații de protecție catodică. Protecția catodică reduce considerabil viteza de coroziune a materialului țevii, măbind astfel siguranța în exploatare și, implicit durata de viață a conductelor metalice îngropate. Normele tehnice privind clasificarea și durata normală de funcționare a mijloacelor fixe stabilesc o durată normală de funcționare pentru conductele protejate catodic de două ori mai mare (40-60 ani) decât în cazul conductelor neprotejate catodic.

Aproximativ 5,6% din totalul conductelor/racordurilor SNT reprezentând 727 km conducte/racorduri nu sunt protejate catodic, dintre care, pentru 205 km există deja teme de proiectare/proiecte tehnice/contracte de execuție în vederea realizării sistemelor de protecție catodică.

Din cele 1.121 stații de reglare măsurare circa 5% au fost în ultimii ani obiectul programelor de investiții de dezvoltare și modernizare, în timp ce, în scopul de a fi integrate într-un sistem de comandă și supraveghere automată SCADA, restul stațiilor de reglare - măsurare încă necesită lucrări de reabilitare sau modernizare.

Din cele 1.241 direcții de măsurare aflate în exploatare, 948 sunt avute în vedere pentru implementarea sistemului SCADA.

În perioada 2010 - 2012 s-au parcurs etape ale unor lucrări de reabilitare/ modernizare la stațiile de comprimare Șinca, Onești și Dealu Frumos.

S.T.C.	GRUP COMPRESIE	Luna/an/PIF	DURATA DE AMORTIZARE	STAREA TEHNICA
VINȚU	G1	III 1966	12 ani	În stare de funcționare - depășite tehnic și moral
	G2	III 1966	12 ani	
ȘINCA	G1	II 1974	12 ani	În stare de funcționare - necesită modernizare instalații tehnologice
	G2	II 1974	12 ani	
	G3	II 1974	12 ani	
	G4	II 1974	12 ani	
DEALU FRUMOS	G1	VI 1987	12 ani	În stare de funcționare - necesită reetajare compresor, reabilitare instalații tehnologice
	G2	XI 1987	12 ani	
	G3	XI 1987	12 ani	
	G4	I 1988	12 ani	
ONEȘTI	G1	VIII 1976	12 ani	În stare de funcționare - necesită modernizare instalații tehnologice
	G2	IV 2007	12 ani	
SILIȘTEA	G1	XII 1980	12 ani	În stare de funcționare - necesită modernizare instalații tehnologice
	G2	XII 1980	12 ani	
	G3	V 1999	12 ani	

**Tabelul nr.9 Situația actuală la stațiile de comprimare Șinca, Onești, Siliștea, Vințu și Dealu Frumos.**

Odorizarea gazelor naturale se realizează printr-un număr de 818 instalații de odorizare, din care :

- 356 sisteme sunt de tip nou, "*prin eșantionare și prin injecție*", asigurând astfel o odorizare optimă a gazelor naturale transportate; dintre acestea 18 sunt sisteme de tip centralizat deservind mai multe puncte de livrare;
- 462 sunt sisteme de tip "*prin evaporare*" sau "*prin picurare*", sisteme care pot conduce la consumuri crescute de odorant prin subodorizare sau supraodorizare.



### 3. Analiza diagnostic a SNTGN Transgaz SA Mediaș

Transportul gazelor naturale în România are o tradiție de aproape 100 de ani, SNTGN Transgaz SA Mediaș fiind descendenta și demna continuatoare a primei societăți românești specializate în transportul gazelor naturale.

**SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș** este operatorul tehnic al SNT și are ca scop îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță, acces nediscriminatoriu și competitivitate a strategiei naționale stabilite pentru transportul, tranzitul internațional, dispecerizarea gazelor naturale, cercetarea și proiectarea în domeniul transportului de gaze naturale, cu respectarea legislației și a standardelor naționale și europene de calitate, performanță, mediu și dezvoltare durabilă.

**SNTGN Transgaz SA Mediaș** este condusă de Adunarea Generală a Acționarilor și de Consiliul de Administrație. Conducerea societății a fost delegată de Consiliul de Administrație directorului general al SNTGN Transgaz SA. Directorul general reprezintă societatea în relațiile cu terți și este responsabil pentru conducerea executivă a acesteia, în limitele obiectului de activitate al societății și cu respectarea competențelor exclusive prevăzute de lege, Actul Constitutiv, Consiliul de Administrație și Adunarea Generală a Acționarilor.

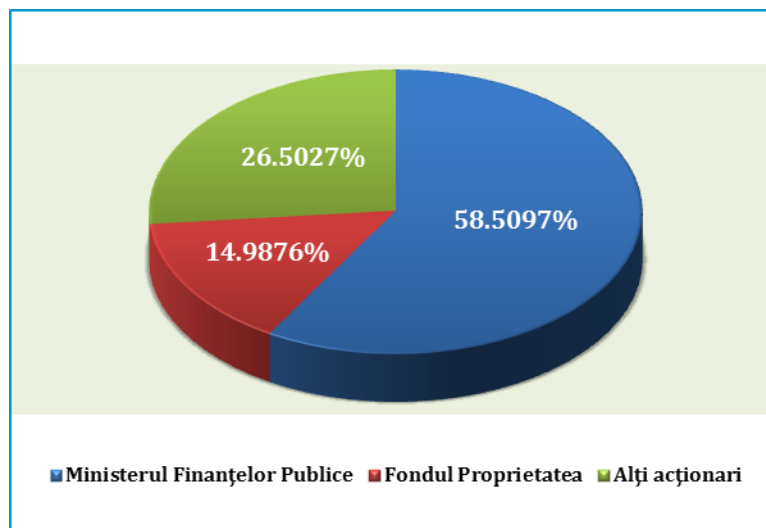
#### Date de identificare:



În anul 2008, în conformitate cu prevederile HG nr.708/2005 un pachet de acțiuni reprezentând 10% din capitalul social al SNTGN Transgaz SA a fost listat la BVB, iar în anul 2012, conform HG nr.827/2010 un pachet de acțiuni reprezentând 15% din capitalul social al companiei a fost vândut pe piața de capital, prin ofertă publică secundară de vânzare acțiuni. Capitalul social al SNTGN Transgaz SA Mediaș, subscris și vărsat este de 117.738.840 lei și este divizat într-un număr de 11.773.844 acțiuni. Acțiunile sunt ordinare, nominative, indivizibile și au o valoare nominală de 10 lei/ acțiune.

Conform datelor furnizate de SC Depozitarul Central SA, **structura actuală a acționariatului** SNTGN Transgaz SA Mediaș se prezintă astfel:

Denumire acționar	Număr de acțiuni deținute	Procent (%)
Ministerul Finanțelor Publice	6,888,840	58,5097
Fondul Proprietatea	1,764,620	14,9876
Alți acționari din care:	3,120,384	26,5027
Persoane juridice	2,284,429	19,4026
Persoane fizice	835,955	7,1001
<b>TOTAL -7.752 ACȚIONARI</b>	<b>11,773,844</b>	<b>100</b>



*Fig.nr.10 Structura actuală a acționariatului SNTGN Transgaz SA*

#### **Domeniul de activitate:**

**Cod CAEN 4950 - Transporturi prin conducte.**

SNTGN TRANSGAZ SA poate desfășura în secundar și alte activități astfel cum acestea sunt cuprinse în Actul Constitutiv.

### **3.1 Viziunea și misiunea**

#### **Viziunea**

Societatea intenționează să devină un operator de transport cu recunoaștere pe piața internațională a gazelor naturale, un lider pe piața energetică din regiune, cu un sistem național de transport al gazelor naturale modern, integrat la nivel european și un sistem de management performant.

#### **Misiunea**

În consens cu cerințele politicii energetice europene, misiunea SNTGN Transgaz SA o reprezintă îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță și competitivitate a strategiei energetice naționale stabilite pentru transportul, tranzitul internațional, dispecerizarea gazelor naturale și cercetarea – proiectarea în domeniul transportului de gaze naturale.

Misiunea SNTGN Transgaz SA constă în:

- Exploatarea în condiții de siguranță și eficiență economică a SNT;
- Reabilitarea, modernizarea și dezvoltarea SNT pe principalele direcții de consum;
- Interconectarea SNT cu sistemele de transport gaze naturale ale țărilor învecinate;
- Dezvoltarea de noi infrastructuri de transport gaze naturale spre vestul Europei;
- Asigurarea accesului nediscriminatoriu la SNT;

- Implementarea managementului participativ în toate domeniile de acțiune ale societății;
- Dezvoltarea culturii organizaționale și a performanțelor profesionale;
- Implementarea reglementărilor din sectorul gazelor naturale;
- Îmbunătățirea informatizării activității de transport gaze naturale, elaborarea unor proiecte de acte normative și acțiuni de susținere a acestora;
- Integrarea principiilor de bună guvernanță corporativă în practica de afaceri.

## Valorile SNTGN Transgaz SA

**Valorile organizaționale** ce definesc etica în afaceri a SNTGN Transgaz SA sunt:

- Profesionalism și tradiție;
- Respectarea principiilor eticii și deontologiei profesionale;
- Respect față de mediu și oameni;
- Responsabilitate față de partenerii de afaceri și de dialogul social, față de instituțiile statului, față de comunitate;

## Punctele forte ale SNTGN Transgaz SA

- Calitatea de operator licențiat al SNT- monopol;
- Profilul financiar solid al societății;
- Continuitatea performanței tehnice, economice și financiare;
- Predictibilitatea cash-flow-ului dat fiind caracterul reglementat al activității de transport gaze naturale;
- Dividende acordate acționarilor.

## Activități:



## Organizare:

La elaborarea structurii organizatorice s-au avut în vedere particularitățile pe care SNTGN Transgaz SA le prezintă și anume: caracterul public al serviciului prestat; dispersia teritorială; procese și tehnologii cu grad mare de periculozitate dar și separarea activităților prevăzută de Legea nr.123/2012. Structura organizatorică a SNTGN Transgaz SA cuprinde:

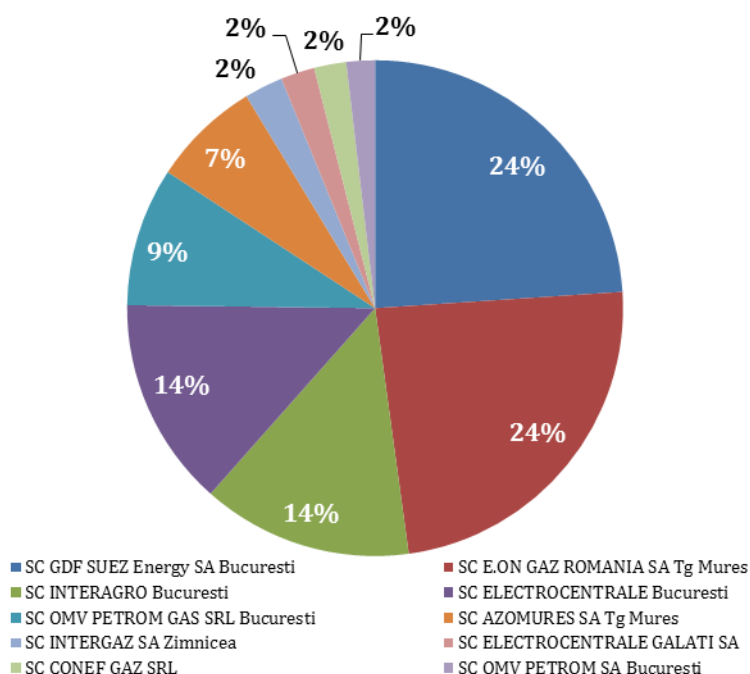
- Departamentul Operare
- Departamentul Exploatare
- Departamentul Economic
- Departamentul Dezvoltare
- Departamentul Cercetare și Proiectare
- Direcția Organizare, Resurse Umane
- Direcția Juridică
- Direcția Strategie și Management Corporativ
- Direcția Calitate, Mediu, Prevenire și Protecție

- Direcția Tehnologia Informației și Comunicații
- 9 (nouă) exploatări teritoriale de transport
- Sucursala Mediaș.

## 3.2 Diagnostic general al activităților desfășurate

### Ponderea principalilor utilizatori ai SNT la veniturile societății în anul 2012

Primii zece clienți - utilizatori ai SNT în anul 2012	Valoare facturată fără TVA [lei]	%
SC GDF SUEZ Energy SA Bucuresti	221,858,490	21%
SC E.ON GAZ ROMANIA SA Tg Mures	221,097,069	21%
SC INTERAGRO Bucuresti	127,036,941	12%
SC ELECTROCENTRALE Bucuresti	126,439,326	12%
SC OMV PETROM GAS SRL Bucuresti	83,900,280	8%
SC AZOMURES SA Tg Mures	65,461,532	6%
SC INTERGAZ SA Zimnicea	23,306,125	2%
SC ELECTROCENTRALE GALATI SA	20,486,336	2%
SC CONEF GAZ SRL	19,352,824	2%
SC OMV PETROM SA Bucuresti	17,268,753	2%



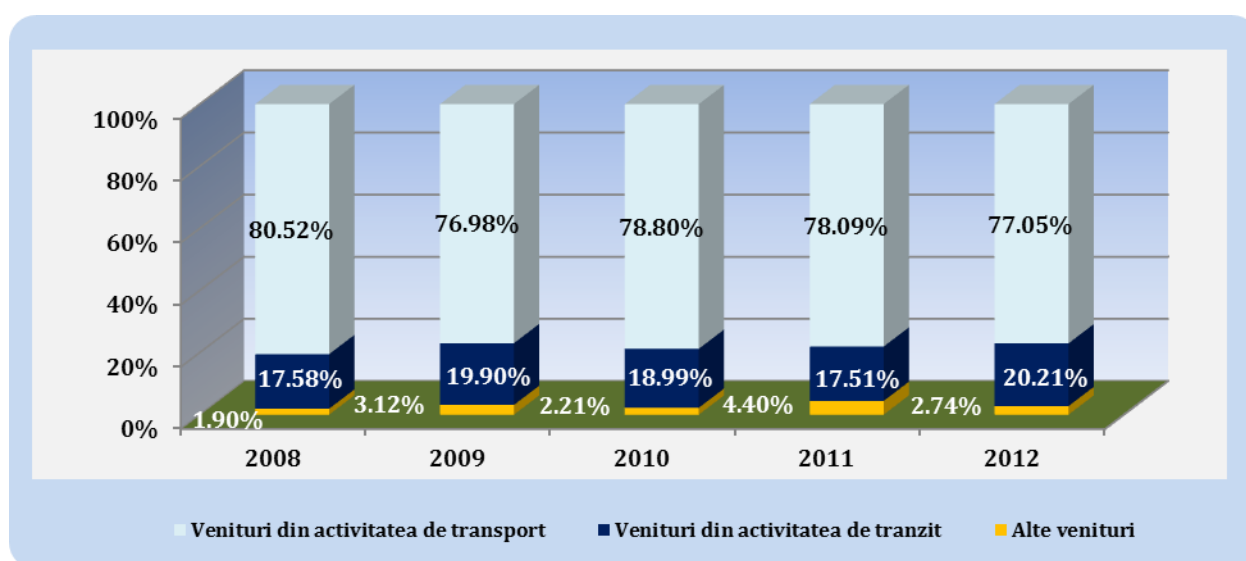
**Fig.nr.11 - Ponderea principalilor utilizatori la veniturile societății în anul 2012**

Activitatea de transport gaze naturale se desfășoară pentru clienții de pe piața gazelor naturale din România în timp ce activitatea de tranzit se derulează în prezent pentru doi clienți **externi**, Bulgargaz EAD și OOO"Gazprom Export".

Ponderea principalelor categorii de utilizatori ai SNT în veniturile din transport gaze naturale realizate de SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2011-2012 este următoarea:

	2012	2011
Societăți de distribuție/furnizare	67%	77%
Clienții mari (eligibili)	33%	23%

### Analiza activităților principale



Graficul 41-Structura veniturilor pe activități în perioada 2008-2012

▪ **activitatea de transport gaze naturale:**

Anul	um	2010	2011	2012
Gaze naturale vehiculate	mld.mc	14,74	15,48	14.94
Gaze naturale transportate	mld.mc	12,31	12,82	12.27
Consumul tehnologic	mld.mc	0,284	0,278	0,239
% consumului tehnologic in total gaze naturale vehiculate	%	1,93	1.80	1,60

Calitatea serviciului de transport este o preocupare constantă atât a SNTGN Transgaz SA, cât și a ANRE. În scopul monitorizării calității serviciului de transport gaze naturale pe bază de indicatori specifici și niveluri de performanță minimale, începând cu 1 ianuarie

2007 a intrat in vigoare Standardul de performanță pentru serviciul de transport al gazelor naturale aprobat ca Anexa 1 la Decizia ANRE nr. 1361/13.12.2006.

Acest standard de performanță stabilește obligațiile ce revin operatorului sistemului de transport în relațiile cu utilizatorii SNT, cu solicitanții de acces la SNT și cu ANRE.

SNT este un sistem de conducte închis care nu permite emisii de gaze în atmosferă decât în mod accidental. Monitorizarea funcționării SNT și a emisiilor fugitive se face prin verificarea zilnică a traseului conductelor. Verificarea se efectuează prin patrulare terestră / aeriană, de către personal specializat, dotat cu echipamente specifice detectării scăpărilor de gaze.

ANRE a stabilit ca performanța privind siguranța în exploatare să fie determinată prin intermediul a trei indicatori:

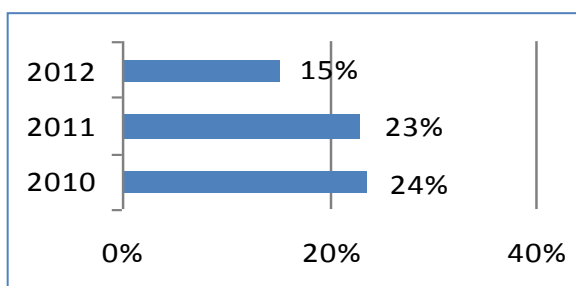
- a) procentul din rețea supusă anual controlului pentru detectarea scăpărilor de gaze;
- b) numărul anual de defecte ce generează scăpări de gaze, identificate prin verificarea cu echipamente specifice pe kilometru de rețea activă;
- c) numărul anual de defecte ce generează scăpări de gaze, identificate la sesizarea unor terți pe kilometru de rețea activă.

În tabelul de mai jos este prezentată **evoluția indicatorilor care determină siguranța în exploatare pentru perioada 2010 -2012:**

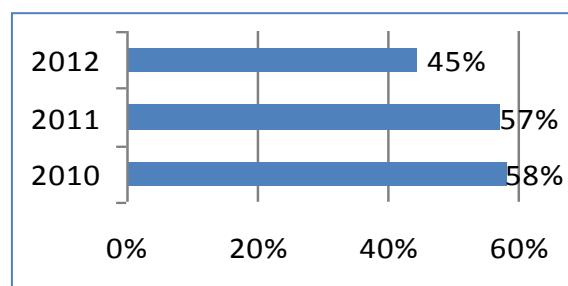
Indicator de performanță	Obiectiv	2012	2011	2010
Procent de rețea supusă anual controlului pentru detectarea pierderilor de gaze	0 - 8,3%	7,38%	6%	7%
Număr de defecte pe un kilometru de rețea verificată	0 - 0,8	0,0147	0,04	0,01
Număr de defecte identificate la sesizarea unor terți pe un kilometru de rețea activă	0 - 0,1	0,0005	0	0

Sursa: [www.anre.ro](http://www.anre.ro), Raportări Manageriale Transgaz

#### Marja EBIT (%)



#### Contribuția activității la EBIT total (%)

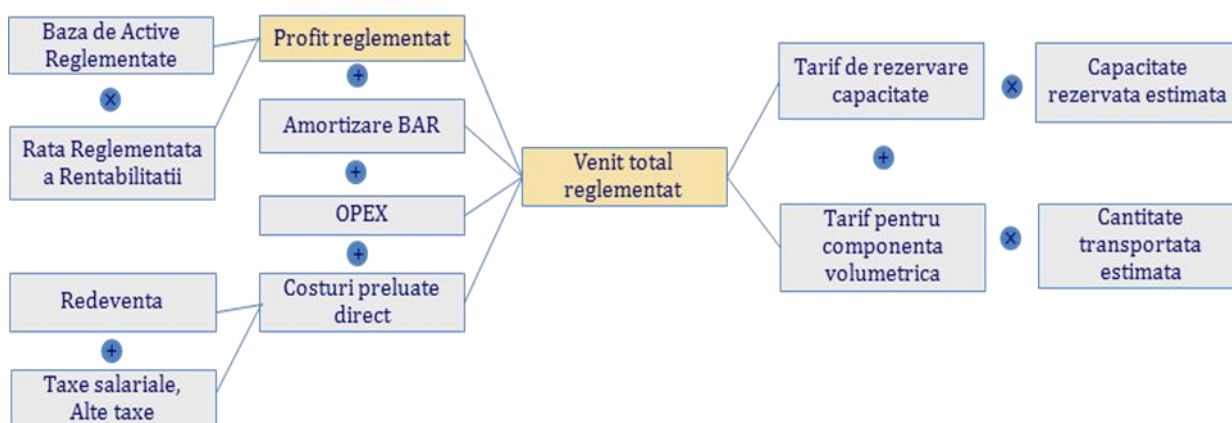


Activitatea de transport intern presupune conectarea la SNT a surselor de producție internă, a depozitelor de înmagazinare și a conductelor de import la consumatori și rețelele de distribuție.

- Veniturile din transportul intern al gazelor naturale sunt reglementate prin metoda *venit-plafon* care permite societății o anumită rentabilitate a bazei de active după acoperirea bazei de costuri aprobate de ANRE.
- Scăderea marjei EBIT a fost determinată de reducerea cantității de gaze naturale transportate și de creșterea ușoară a costurilor.

Metodologia de generare a veniturilor din transportul gazelor naturale pe piața din România:

**Diagrama de flux a metodei venituri - plafon (primul an al perioadei de reglementare)**



**Fig nr.12- Diagrama de flux a metodei venituri - plafon (primul an al perioadei de reglementare)**  
Sursa: Prezentări companie

Venitul obținut din activitatea de transport este reglementat de ANRE conform metodologiei *venit-plafon*, conform căreia venitul se stabilește pe perioade de reglementare de câte 5 ani.

Perioada curentă de reglementare a început la 1 iulie 2012 și se încheie la 30 iunie 2017.

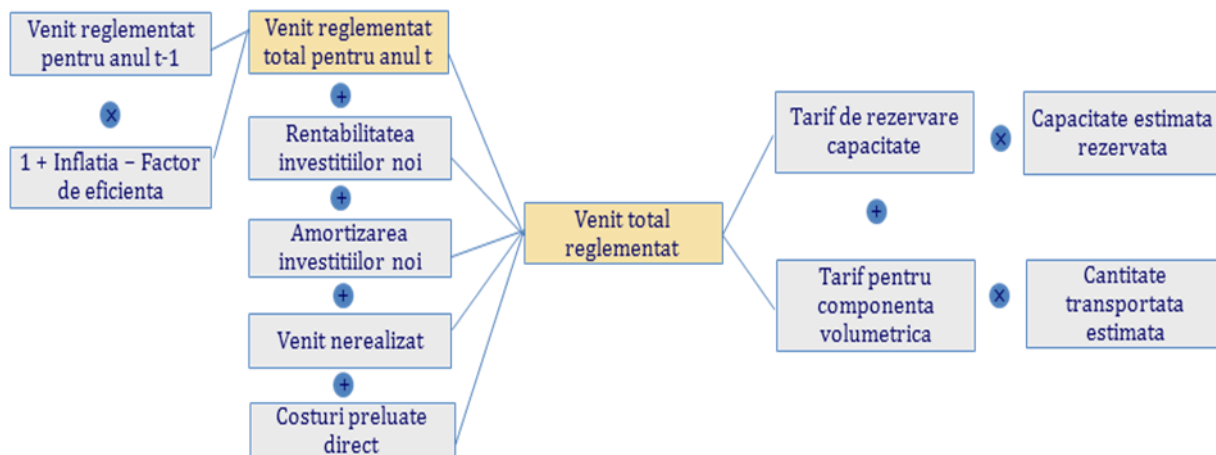
Venitul reglementat este stabilit în primul an al perioadei de reglementare la un nivel care acoperă costurile operaționale totale și permite o rentabilitate reglementată a bazei de active reglementate.

În anii următori, *venitul reglementat stabilit în primul an este ajustat cu :*

- inflația;
- factorul de eficiență;
- rentabilitatea investițiilor noi;
- amortizarea investițiilor noi;
- veniturile nerealizate în anul anterior.

La acest venit reglementat se adaugă costurile preluate direct (redevența, alte impozite și taxe asupra cărora compania nu deține controlul). Venitul reglementat se împarte la volumele preconizate a fi transportate în anul respectiv, previziunile privind aceste necesități de consum fiind furnizate de clienții SNTGN Transgaz SA.

**Diagrama de flux a metodei de ajustări ale veniturilor realizate  
în anii 2-5 ai perioadei de reglementare**



**Fig nr.13- Diagrama de flux a metodei de ajustări ale veniturilor realizate  
în anii 2-5 ai perioadei de reglementare**

*Sursa: Prezentări companie*

În prezent, SNTGN Transgaz SA aplică un tarif de transport structurat astfel:

- componenta pentru rezervarea capacității;
- componenta volumetrică.

Structura actuală a tarifului de transport urmează să fie schimbată de ANRE care are în curs de elaborare o *metodologie cu un tarif pentru punctele de intrare-ieșire* și care presupune că același venit reglementat se împarte în mai multe elemente pentru a determina un tarif pentru fiecare punct de intrare-ieșire.

În primul an al celei de-a treia perioade de reglementare au fost aduse modificări metodologiei de reglementare, acestea generând un plus de stabilitate și predictibilitate veniturilor și profitabilității societății.

Efectele acestor modificări sunt:

- **creșterea ponderii componentei de rezervare în total venit reglementat - de la aprox. 6% în anul gazier anterior la aprox. 35%** - această schimbare determină operatorii să estimeze mult mai bine capacitatea rezervată, reducând astfel riscul ca societatea să înregistreze venituri nerealizate.;
- **reținerea sporului de eficiență pe o perioadă de 5 ani** - ceea ce aduce un beneficiu suplimentar companiei;
- **diminuarea ratei reglementate a rentabilității capitalului de la 7,88% la 7,72%**;
- **stabilirea unei rate reglementate a capitalului de 9,12% pentru investițiile noi**, rată situată în creștere cu 1,24% față de perioada precedentă și care contribuie la dezvoltarea și modernizarea SNT.



Prin metodologia de stabilire a tarifelor de transport aprobată prin Ordinul ANRE nr.22/2012 a fost reglementată modalitatea de recuperare a diferenței dintre veniturile amânate și sporul de eficiență înregistrate în cea de a II-a perioadă de reglementare.

Pentru perioada 01.07.2013 – 30.06.2014 tariful mediu pentru transportul gazelor naturale a fost stabilit la 11,20 lei/MWh, cu 17,4% mai mare față de tariful de transport gaze naturale aferent perioadei 1 aprilie – 30 iunie 2013.

La fundamentarea acestor tarife de transport au fost avute în vedere următoarele elemente:

	<b>Ordin ANRE nr.76/2009 1.09.09-31.03.13</b>	<b>Ordin ANRE nr.13/2013 1.04-30.06.13</b>	<b>Ordin ANRE nr.39/2013 1.07.13-30.06.14</b>
Venitul total - mii lei -	1.223.863	1.180.774	1.330.476
Cantitate transportată – MWh	153.394.575	123.733.688	118.798.400
Capacitatea rezervată (MWh/h), din care:	39.358	39.322	37.966
Capacitate rezervată servicii întreruptibile – MWh/h -	6.080	1.716	1.921
Capacitate backhaul - MWh/h	-	-	1.044

Din analiza elementelor de mai sus rezultă o creștere de 12,7% - inferioară creșterii tarifului mediu de 17,4% - a veniturilor totale aprobate prin Ordinul ANRE nr. 39/2013 față de cele aprobate prin Ordinul ANRE nr.13/2013.

SNTGN Transgaz SA Mediaș va realiza venitul reglementat aprobat, respectiv 1.330.476 mii lei, în condițiile înscrierii pe nivelurile cantităților și capacităților rezervate avute în vedere la determinarea tarifelor pentru anul gazier 1 iulie 2013 – 30 iunie 2014.

**În conformitate cu metodologia de tarifare actuală, orice depășire sau nerealizare a veniturilor reglementate este luată în calcul la ajustarea tarifelor în următorul an gazier.**

Efectele modificării tarifelor prin Ordinele ANRE nr.13/13.03.2013 și 39/19.06.2013 vor fi luate în considerare la rectificarea bugetului de venituri și cheltuieli al societății pentru anul 2013 aprobat prin HG nr.302/29.05.2013, buget care a avut la bază tarifele stabilite prin Ordinul ANRE nr.76/2009.

**Pentru a treia perioadă de reglementare, ANRE a aprobat și publicat prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 13/13.03.2013 următorii parametrii cheie aplicați în stabilirea tarifelor de transport aferente acestei perioade:**

mii RON	A treia perioadă de reglementare (1 iulie 2012 - 30 iunie 2017)
Venit total in primul an al perioadei de reglementare	1.180.774,73
Rata reglementată a rentabilității capitalului	7,72%
Stimulent peste rata reglementată a rentabilității capitalului pentru anumite categorii de investiții finalizate în cursul perioadei de reglementare	1,4%

mii RON	A treia perioada de reglementare (1 iulie 2012 - 30 iunie 2017)
Baza de active reglementate	2.602.117,95
Amortizarea reglementată	116.598,85
Capitalul de lucru	98.397,89
Costuri operaționale	644.153,71
Venit total reglementat în primul an al perioadei de reglementare	969.232,39
Costurile preluate direct	211.542,34
Capacitate rezervată de utilizatorii de rețea pentru primul an al perioadei de reglementare (MWh/h)	39.322,13
Cantitate totală de gaze naturale estimată a fi transportată în primul an al perioadei de reglementare (MWh)	123.733.688,78

**Operarea** de către SNTGN Transgaz SA Mediaș a Sistemului Național de Transport gaze naturale cuprinde în principal activitățile de mai jos:

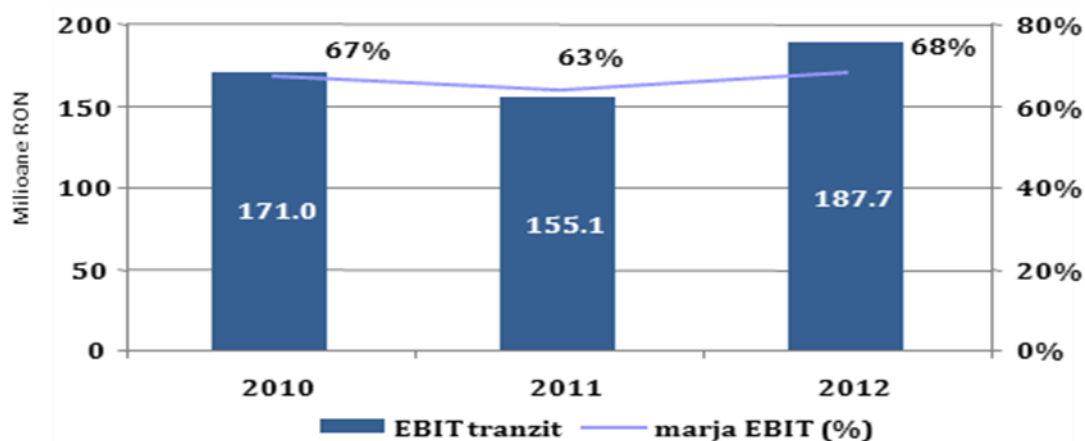
- **activitatea de echilibrare comercială;**
- **activitatea de contractare a serviciilor de transport gaze naturale;**
- **activitatea de dispecerizare și regimuri tehnologice;**
- **activitatea de măsurare calitate gaze naturale;**
- **activitatea de odorizare a gazelor naturale;**
- **activitatea de reglementări, autorizări și licențe - reglementări tehnice și comerciale.**
- **activitatea de tranzit internațional al gazelor naturale.**

Activitatea de tranzit se desfășoară prin trei conducte dedicate, construite în zona de sud-est a României în scopul transportului de gaze naturale dinspre Federația Rusă înspre Bulgaria, respectiv Turcia, Grecia și alte țări.

Cele 3 conducte nu sunt conectate la sistemul național de transport al gazelor naturale. Conducele au fost construite în baza acordurilor interguvernamentale cu Bulgaria, respectiv Rusia. Pentru a implementa aceste acorduri, SNTGN Transgaz SA a încheiat contracte cu Bulgargaz EAD și OOO Gazprom Export .



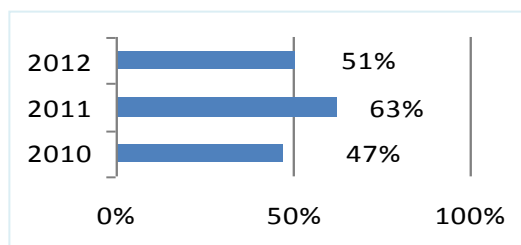
CONDUCTA DE TRANZIT	TARA	ANUL construcției	Diametrul nominal $\Phi$ - mm	Lungimea km	Capacitate tehnică disponibilă Mld mc/an
TRANZIT I	BULGARIA	1974	1000	182	5,27
TRANZIT II	TURCIA	1989	1200	181	10,0
TRANZIT III	TURCIA	2002	1200	181	10,0



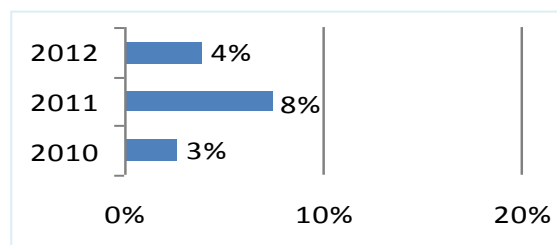
▪ **alte activități:**

Societatea realizează alte venituri din taxe de conectare, din servicii de proiectare, din încasarea penalităților percepute clienților și din alte servicii adiacente prestate de SNTGN Transgaz SA.

**Marja EBIT (%)**



**Contribuția activității la EBIT total (%)**



▪ **Importul de gaze naturale:**

În prezent importul de gaze naturale în România se realizează prin trei puncte de interconectare :

**Ucraina :**

**1. Orlovka (UA) - Isaccea (RO)**

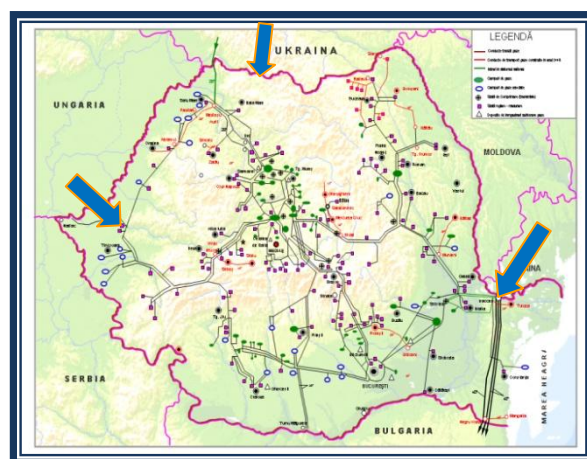
Dn = 1000 mm,  
Capacitate = 8,7 Mld.mc/an  
Qmax = 55 bar

**2. Tekovo (UA) –Medieșu Aurit (RO)**

Dn = 700 mm,  
Capacitate = 4,0 Mld.mc/an  
Qmax = 70 bar

**Ungaria: 3. Szegeed (HU) – Arad(RO)**

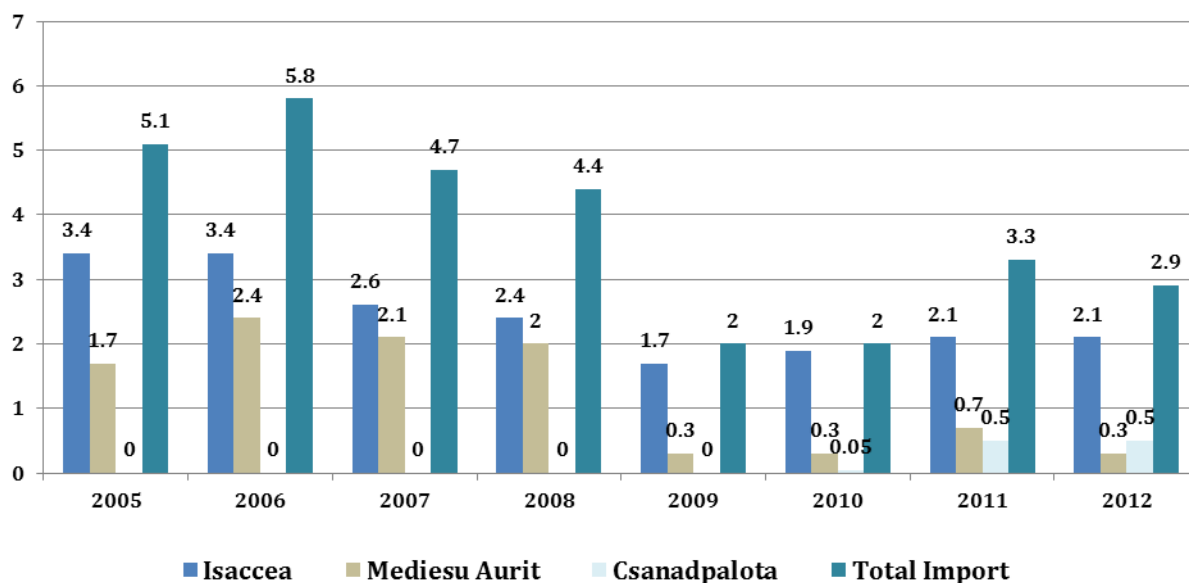
Dn = 700 mm,  
Capacitate = 4,4 Mld.mc/an  
Qmax = 63 bar



**Fig.nr.14- Puncte de import gaze naturale**

Punct de interconectare	Operator de sistem 1	Operator de sistem 2	Capacitate tehnica fizica GWh/zi (Iulie 2013)	Factorul de conversie in milioane mc/zi
Negru Voda I	Transgaz SA	Bulgartransgaz	151	11,19-11,22
Negru Voda II-III	Transgaz SA	Bulgartransgaz	602	11,19-11,22
Csanadpalota	FGSZ	Transgaz SA	51	11,19
Mediesu Aurit (RO) – Tekovo (UA)	Ukrtransgas	Transgaz SA	113	11,17
Isaccea (RO) - Orlovka (UA)	Ukrtransgas	Transgaz SA	251	11,17
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) (I+II+III)	Ukrtransgas	Transgaz SA	753	11,19

## Cantitățile de gaze naturale importate de România în perioada 2005- 2012 (mld mc):



Graficul 42- Cantitățile de gaze naturale importate de România în perioada 2005- 2012 (mld mc):

### Analiza activității de investiții

**Lucrările de dezvoltare a SNT și cele pentru modernizarea instalațiilor și echipamentelor aferente SNT asumate în programul minim de investiții sunt incluse și în programele anuale de investiții de modernizare și dezvoltare a SNT.**

**Lucrările de reabilitare și creștere a siguranței în exploatare a conductelor de transport asumate în programul minimal de investiții sunt incluse doar în programele anuale de reparații, reabilitare și asigurare a mentenanței SNT fiind considerate cheltuieli operaționale.**

Obiectivele investiționale de modernizare și dezvoltare a SNT din programul minim de investiții aprobat de ANRM pentru perioada 2010 - 2012 au fost incluse integral în primele două categorii de obiective investiționale din programul de investiții de modernizare și dezvoltare și reprezintă 86% din valoarea acestora.

O direcție importantă a activității investiționale de dezvoltare și modernizare a SNT este reprezentată de investiția în sisteme informatice performante. În calitate de operator tehnic licențiat al SNT societății îi revine obligația de a crește siguranța derulării livrărilor de gaze naturale. În acest sens, SNTGN Transgaz SA a inițiat procedura de implementare, întreținere și dezvoltare a unui sistem de monitorizare, comandă și achiziție de date tip SCADA.

Implementarea sistemului SCADA este unul dintre obiectivele strategice ce vizează garantarea securității energetice și dezvoltării durabile ce va permite sporirea eficienței economice în conducerea operativă a funcționării SNT.

În iulie 2012, Parlamentul României a adoptat **Legea nr. 123/2012 privind energia electrică și gazelor naturale**, potrivit căreia modelul de operare a SNTGN Transgaz SA, în conformitate cu prevederile celui de al Treilea Pachet în domeniul Energiei este cel al **operatorului de sistem independent**.

În cadrul acestui model de operare:

- societatea are obligația de a elabora programe de investiții și de dezvoltare a SNT pentru o perioadă de 10 ani în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de gaze naturale și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de gaze naturale, programe ce se aprobă de ANRE;
- proprietarul sistemului de transport trebuie să finanțeze și/sau să își exprime acordul în legătură cu modalitatea de finanțare a investițiilor în rețeaua de transport, stabilite de operatorul de transport și de sistem și aprobate de ANRE.

În perioada 2010 – 2012, ponderea cea mai mare în totalul investițiilor realizate o reprezintă **investițiile de dezvoltare a infrastructurii SNT (38%)**, urmată de cea a **investițiilor de racordare la rețea a noilor utilizatori (20%)** și de cea a **investițiilor de modernizare și re tehnologizare a SNT (19%)**.

Între conductele de transport gaze naturale puse în funcțiune în perioada 2010 - 2012 se numără:

*Gheorgheni – Toplița, Sărmășel – Band, Vaslui – Iași (etapa I), Masloc – Arad, Jibou - Gilău.*

Principalele investiții ale SNTGN Transgaz SA realizate în perioada 2010 – 2012 în vederea îndeplinirii obiectivelor strategice privind interconectarea SNT cu sisteme similare de transport al gazelor naturale din țările vecine au constat în:

- construirea conductei de interconectare Giurgiu – Ruse. Conducta a fost finalizată urmând ca lucrările de subtraversare a Dunării să fie încheiate în anul 2013.
- interconectarea cu sistemul similar de transport al gazelor naturale din Ungaria s-a realizat prin conducta Szeged–Arad care a fost inaugurată oficial în octombrie 2010. Conducta are o lungime de 109 km, din care 62 km pe teritoriul României.

Caracteristicile tehnice ale conductei de interconectare Szeged –Arad sunt:

- capacitatea maximă de transport este de 4,4 miliarde metri cubi/an;
- capacitatea inițială de transport este de 1,75 miliarde metri cubi/an;
- presiunea proiectată -63 bar;
- presiunea de operare -40 bar;
- diametrul conductei: DN 700 mm.

Valoarea contribuției SNTGN Transgaz SA la acest proiect a fost de 33,5 milioane EUR, din care 8,28 milioane EUR au fost obținuți prin cofinanțare de la UE prin Programul Energetic de Redresare Economica (EERP).

Începând cu 1 iulie 2013 pe interconectarea existentă sunt oferite servicii de transport gaze naturale de tip *backhaul*.

Având în vedere prevederile Regulamentului (UE) nr.994/2010 privind siguranța aprovizionării cu gaze naturale a Statelor Membre, acestea au obligația de a asigura fluxuri bidirecționale pe interconectările existente.

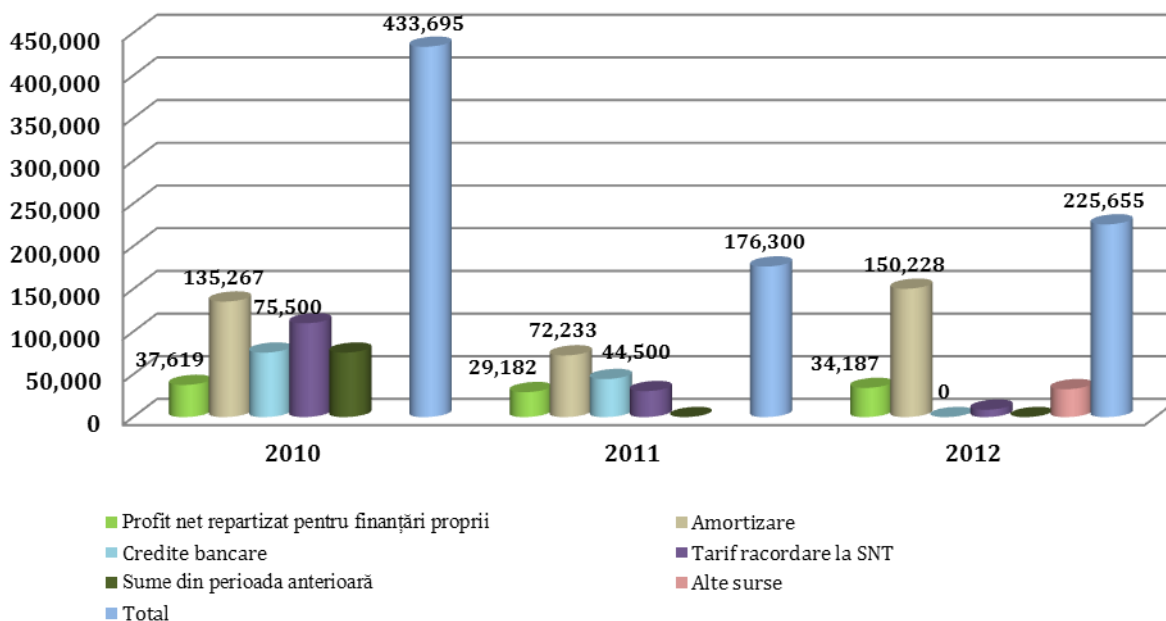
Astfel, începând cu luna decembrie 2013 pe direcția RO-HU va putea fi asigurat transportul la parametrii: p-20 bar și Q - 10.000 - 50.000 mc/oră.

Finanțarea investițiilor în perioada 2010-2012 a fost asigurată din următoarele surse:

Surse finanțare - mii lei	2010	2011	2012
Profit net repartizat pentru finanțări proprii	37.619	29.182	34.187
Amortizare	135.267	72.233	150.228
Credite bancare	75.500	44.500	0
Tarif racordare la SNT	109.809	30.385	8.617
Sume din perioada anterioară	75.500	0	0
Alte surse			32.623
<b>Total</b>	<b>433.695</b>	<b>176.300</b>	<b>225.655</b>

*Tabelul nr.10 Surse de investiții în perioada 2010-2012*

### Sursele de investiții în perioada 2010-2012



*Graficul 43- Sursele de investiții în perioada 2010-2012*

**Situația privind fondurile europene accesate până în prezent de SNTGN Transgaz SA pentru cofinanțarea proiectelor de investiții se prezintă după astfel:**

Nr. Crt.	Denumirea proiectului / obiectivului	Valoare Totală, Euro	Data Punere în Funcțiune (cf. Deciziei de Finanțare)				
1	Interconectare România – Ungaria	TOTAL Proiect: 32,80 mil., din care <table border="1" data-bbox="560 510 831 600"> <tr> <td>România</td> <td>Ungaria</td> </tr> <tr> <td>15,5 mil</td> <td>17,3 mil.</td> </tr> </table> - Costuri efectuate din bugetul SNTGN TRANSGAZ SA : 8,0 mil. - <b>Co-finanțare: 7,5 mil. euro</b> (22,87 % din valoarea totală a proiectului) Programul de finanțare EEPR	România	Ungaria	15,5 mil	17,3 mil.	Finalizat în 2010
România	Ungaria						
15,5 mil	17,3 mil.						
2	Interconectare România – Bulgaria	TOTAL estimat Proiect: 23,80 mil., din care: <table border="1" data-bbox="560 844 831 934"> <tr> <td>România</td> <td>Bulgaria</td> </tr> <tr> <td>11,0 mil. (estimat)</td> <td>12,8 mil. (estimat)</td> </tr> </table> - Costuri estimate din bugetul SNTGN TRANSGAZ SA : 6,45 mil. - <b>Co-finanțare</b> ptr. SNTGN TRANSGAZ SA: <b>4,55 mil. euro</b> (19,12 % din valoarea totală eligibilă estimată) - AVANS încasat la data de 14.12.2010 = 1.366.111,8 euro Programul de finanțare EEPR	România	Bulgaria	11,0 mil. (estimat)	12,8 mil. (estimat)	30.06.2013
România	Bulgaria						
11,0 mil. (estimat)	12,8 mil. (estimat)						
3	Interconectare ROMÂNIA - REPUBLICA MOLDOVA (pe direcția Iași – Ungheni)	<u>Valoarea totală estimată</u> a proiectului este de 20,57mil. Euro <u>Cofinanțarea</u> se realizează în cadrul inițiativei ENPI (European Neighbourhood Partnership Initiative) ANRM –beneficiar al co-finanțării prin POC –RO-MD -UKR	1dec. 2013				
4	Flux bidirecțional Negru Vodă Isaccea	Total valoare eligibilă a proiectului – 3.120.000 Euro Valoarea maximă a împrumut nerambursabilului acordat conform Deciziei de finanțare 5201/30.07.2012 prin programul EERP - <b>1.560.000 euro</b>					
5	SCADA	Valoare totală eligibilă estimată -136.591.353 lei Valoarea maximă a împrumut nerambursabilului conform contract de finanțare 5T/03.07.2012 încheiat între SNTGN Transgaz SA și Autoritatea de Management pentru POSCCE -76.634.578 lei					



## Analiza resurselor umane

### Evoluția numărului de personal în perioada 2010-2012

Specificație	2010	2011	2012
Număr de salariați la începutul perioadei	4.990	4.970	4.962
Număr de persoane nou angajate	108	114	117
Număr de persoane care au încetat raporturile de muncă cu societatea	128	122	101
Număr de salariați la sfârșitul perioadei	<b>4.970</b>	<b>4.962</b>	<b>4.978</b>

### Evoluția personalului pe categorii de studii în perioada 2010-2012

Categorie	2010	2011	2012
Absolvenți studii superioare	968	1.001	1.069
Absolvenți studii liceale	1.596	1.605	1.597
Absolvenți studii profesionale	929	922	917
Absolvenți studii generale + curs de calificare	1.477	1.434	1.400
<b>TOTAL angajați</b>	<b>4.970</b>	<b>4.962</b>	<b>4.978</b>

### Evoluția numărului de salariați pe activități

Activitati	2012	2011	2010
Exploatare	2.944	2.928	2.933
Operare și transport	1.535	1.549	1.557
Cercetare și proiectare	102	103	99
Dezvoltare	75	74	74
Alte activități	322	308	307
<b>Total</b>	<b>4.978</b>	<b>4.962</b>	<b>4.970</b>

### Evoluția personalului în funcție de tipul de contract individual de muncă:

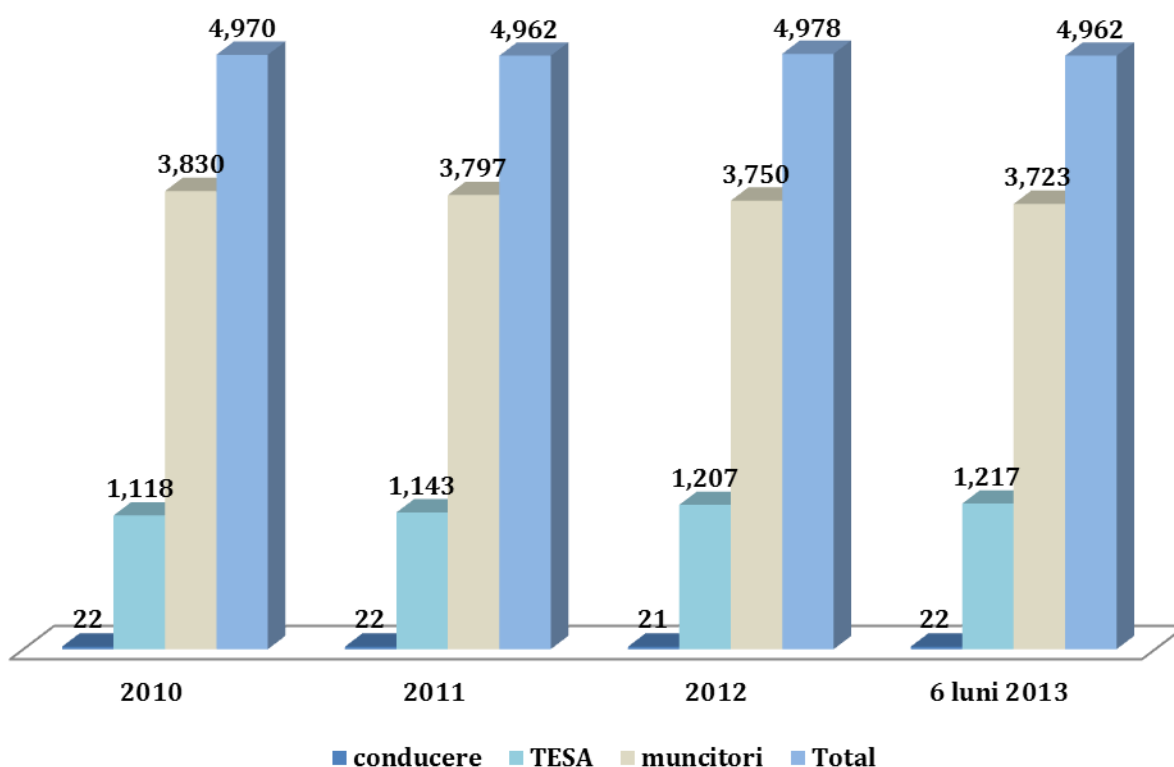
Tip contract de munca	2012	2011	2010
Durata nedeterminată	4.960	4.936	4.946
Durata determinată	18	26	24
<b>Total</b>	<b>4.978</b>	<b>4.962</b>	<b>4.970</b>

### Evoluția numărului de salariați în funcție de vechimea în muncă:

Vechimea în munca	2012	2011	2010
Sub 3 ani	76	60	53
3 – 5 ani (neîmpliniți)	46	57	70
5 – 10 ani (neîmpliniți)	269	276	285
10 – 15 ani (neîmpliniți)	350	384	445
15 – 20 ani (neîmpliniți)	572	567	556
Peste 20 de ani	3.665	3.618	3.561
<b>Total</b>	<b>4.978</b>	<b>4.962</b>	<b>4.970</b>

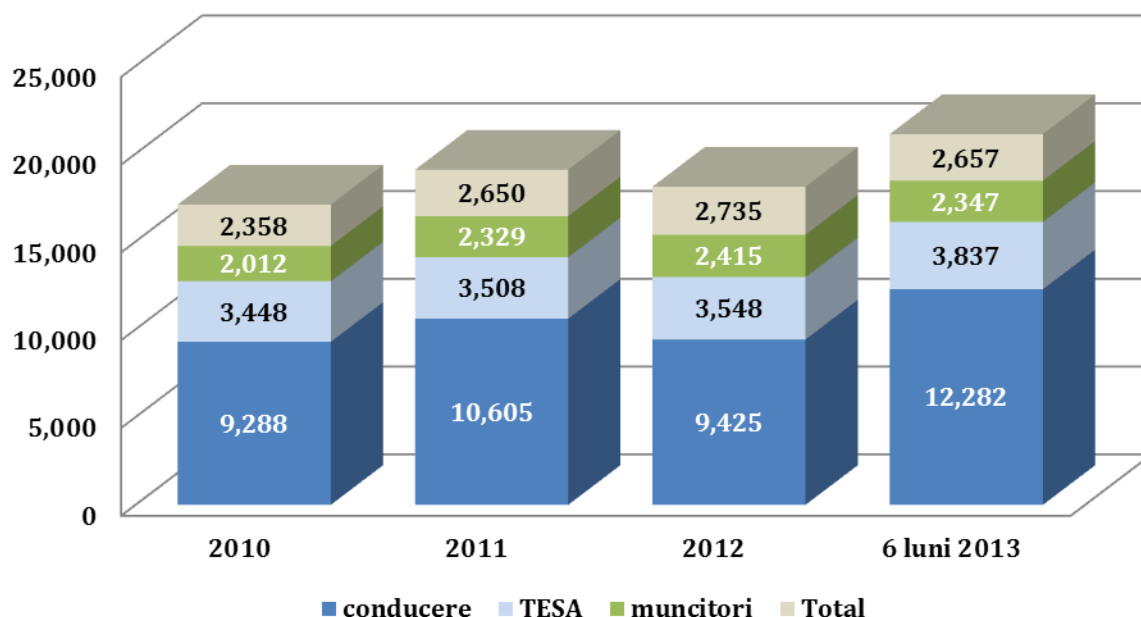
### Evoluția numărului de salariați și a salariului mediu

Structura pe categorii a numărului de salariați în perioada 2010-2012 și 6 luni 2013



Graficul 44 -Structura pe categorii a numărului de salariați în perioada 2010-2012 și 6 luni 2013

**Evoluția nivelului salariului mediu brut lunar  
în perioada 2010-2012 și 6 luni 2013 (lei)**



*Graficul 45- Evoluția nivelului salariului mediu brut lunar în perioada 2010-2012 și 6 luni 2013 (lei)*

INDICATOR	
Formarea continuă și perfecționarea salariaților	În cursul anului 2012 au fost organizate cursuri de formare profesională și perfecționare cu formatori interni pentru 862 de salariați, în meserii specifice domeniului de activitate al societății. În aceeași perioadă, un număr de 746 salariați au participat la cursuri organizate cu formatori externi.
Gradul de sindicalizare al resursei umane	În prezent gradul de sindicalizare al forței de muncă este de 98.79%, din totalul de salariați. Există 4 organizații sindicale la care sunt înscrși angajații SNTGN Transgaz SA, și anume: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sindicatul Transport Gaz Mediaș</li> <li>• Sindicatul Liber SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș</li> <li>• Sindicatul Cercetare Tehnologie „CERTEH” Mediaș</li> <li>• Sindicatul Profesional „Metan” Mediaș.</li> </ul> Sindicatul "TRANSPORT GAZ MEDIAS" este sindicatul reprezentativ la nivel de unitate, conform prevederilor Legii nr.62/2011 - a Dialogului Social, art. 51. lit. c, motiv pentru care a reprezentat angajații societății la încheierea Contractului Colectiv de Muncă pentru anii 2012 - 2014.
Raport management/angajați	Raporturile dintre manager și angajați sunt reglementate prin Contractul Colectiv de Muncă la nivelul societății, precum și prin contractele individuale de muncă ale salariaților.
Indicatorul gradului de conflict social	Raporturile dintre manager și angajați se încadrează în prevederile legale în vigoare.

La nivel de unitate există Contractul Colectiv de Muncă înregistrat la Inspectoratul Teritorial de Muncă Sibiu sub nr. 158/25.06.2012, încheiat între SNTGN Transgaz SA și reprezentanții salariaților, respectiv reprezentanții sindicatelor menționate, contract modificat prin actul adițional din 6 august 2012.

Contractul colectiv de muncă la nivel SNTGN Transgaz SA este în vigoare până în 1 iulie 2014 cu posibilitatea prelungirii de către părțile contractante pentru o durată de cel mult 12 luni și se aplică tuturor salariaților din cadrul SNTGN Transgaz SA.

### Analiza activității SNTGN Transgaz SA pe piața de capital

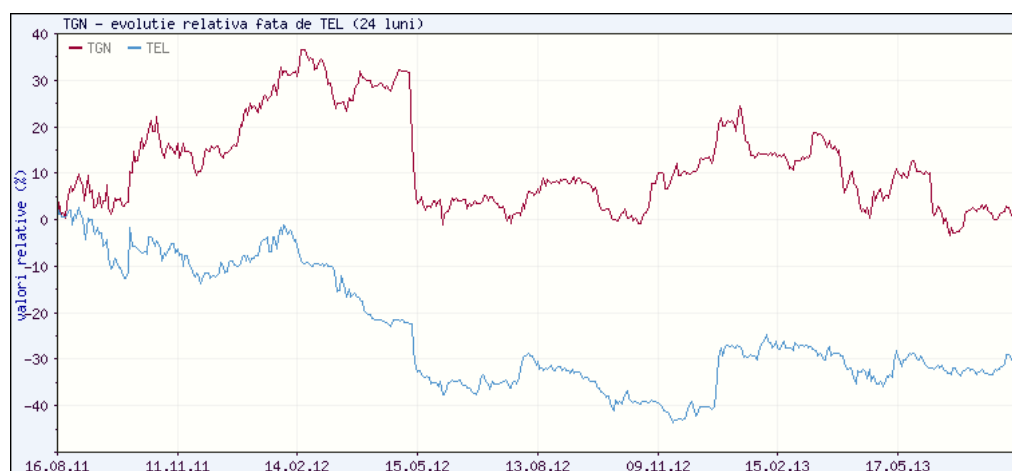
Admiterea la tranzacționare a acțiunilor SNTGN Transgaz SA pe piața reglementată administrată de Bursa de Valori București înseamnă:

- decizie strategică, creșterea gradului de transparență a activității financiare;
- diversificarea resurselor de finanțare a programului investițional prin majorări de capital social și în viitor emisiune de titluri de credit;
- creșterea vizibilității și notorietății companiei în mediul de afaceri european



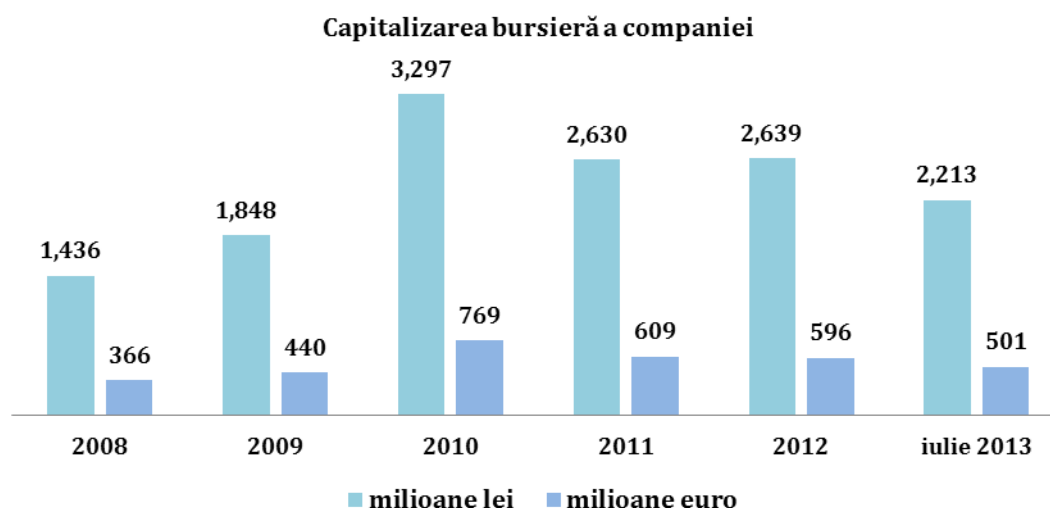
**Grafic nr.46- Evoluția acțiunii TGN versus indicii BET și BET NG în perioada iulie 2011-iulie 2013**

Sursa: [www.ktd.ro](http://www.ktd.ro)



**Graficul nr. 47- Evoluția acțiunii TGN versus acțiunea TEL în perioada iulie 2011- iulie 2013**

Sursa: [www.ktd.ro](http://www.ktd.ro)



**Graficul nr.48- Evoluția capitalizării bursiere a SNTGN Transgaz SA de la listare -ieulie 2013**

Sursa: Raportări companie

În conformitate cu prevederile **Legii nr.297/2004 privind piața de capital modificată**, cele ale **Regulamentului nr.1/2006 al CNVM privind emitenții și operațiunile cu valori mobiliare, modificat** și **prevederile Codului BVB**, de la data începerii tranzacționării la bursă a acțiunilor TGN, SNTGN Transgaz SA Mediaș în calitate de emitent de valori mobiliare pe piața reglementată administrată de BVB s-a remarcat printr-un comportament adecvat noului său statut, îndeplinind la timp și în conformitate cu cerințele legale toate obligațiile privind furnizarea continuă și periodică către acționari și instituțiile pieței de capital a informațiilor referitoare la activitatea societății, reușind astfel să asigure un dialog pro - activ, eficient și constructiv în relația emitent-acționari - instituții ale pieței de capital.

Potrivit legii și Actului Constitutiv, AGOA hotărăște pe baza propunerii Consiliului de Administrație, cu privire la distribuirea profitului și plata dividendelor proporțional cu cota de participare a acționarilor la capitalul social vărsat. Profitul SNTGN Transgaz SA se stabilește pe baza bilanțului contabil aprobat de AGOA, iar profitul net se repartizează conform dispozițiilor Ordonanței nr. 64/2001 și hotărârii AGOA, pentru:

- (i) rezerve legale;
- (ii) alte rezerve reprezentând facilități fiscale prevăzute de lege;
- (iii) acoperirea pierderilor contabile din anii precedenți;
- (iv) constituirea surselor proprii de finanțare pentru proiectele cofinanțate din împrumuturi externe, precum și pentru constituirea surselor necesare rambursării ratelor de capital, plății dobânzilor, comisioanelor și a altor costuri aferente acestor împrumuturi externe;
- (v) alte repartizări prevăzute de lege;
- (vi) participarea salariaților la profit în limita a 10% din profitul net, dar nu mai mult de nivelul unui salariu de baza mediu lunar realizat la nivelul agentului economic, în exercițiul financiar de referință, în cazul în care societatea respectivă s-a angajat și a stabilit prin bugetul de venituri și cheltuieli obligația de participare la profit a angajaților;
- (vii) minimum 50% sub formă de dividende;
- (viii) alte rezerve care constituie sursă proprie de finanțare.

Profitul se repartizează pentru destinațiile și în cantumurile prevăzute la pct. (vi) – (viii), după deducerea sumelor aferente destinațiilor stabilite prin acte normative speciale prevăzute la pct. (i) – (v) de mai sus.

În ceea ce privește cantumul minim de repartizare a profitului distribuibil sub formă de dividende, anterior exercițiului financiar 2010, acest cantum a fost de 50%, cantum care a fost majorat exclusiv pentru exercițiul financiar 2010 la 90%.

Prin urmare, începând cu exercițiul financiar 2011 se aplică din nou prevederile legale care stabilesc repartizarea profitului distribuibil în proporție de minimum 50%, acționarilor având libertatea să decidă distribuirea profitului într-o cota mai mare.

De asemenea, cu aplicabilitate din 6 septembrie 2012 și prin derogare de la dispozițiile Legii Societăților Comerciale, societățile la care statul este acționar majoritar au obligația să vireze dividendele convenite acționarilor în termen de 60 de zile de la termenul prevăzut de lege pentru depunerea situațiilor financiare anuale la organele fiscale competente.

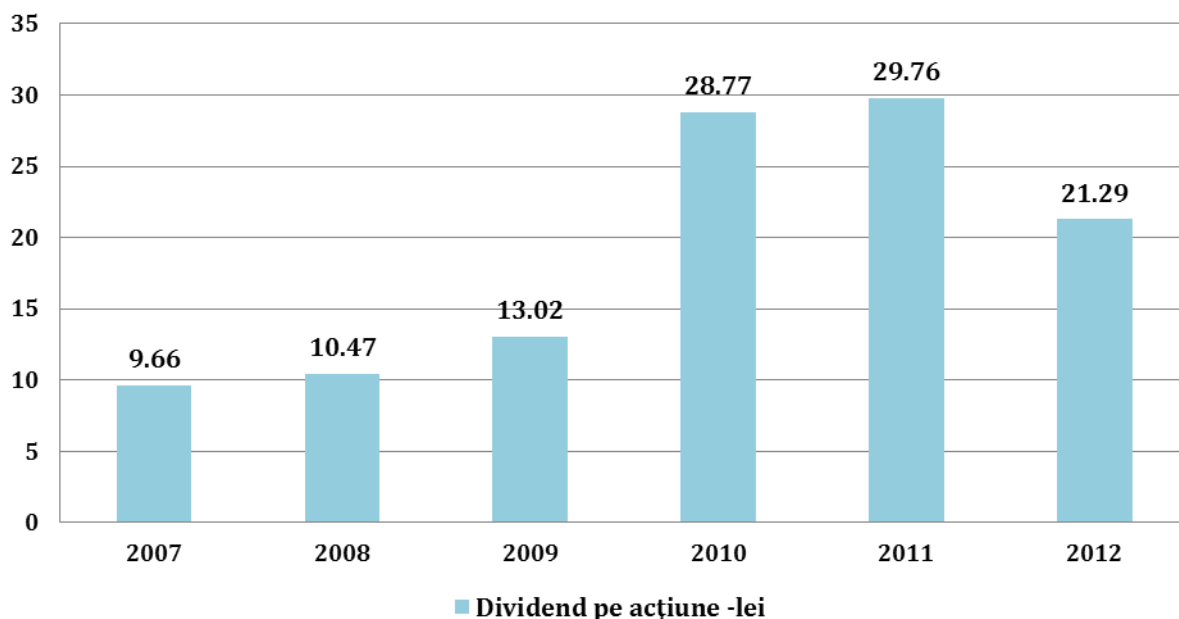
În cazul nerespectării termenului stabilit pentru plata dividendelor, societatea datorează penalități de întârziere.

Dividendele care nu au fost ridicate de acționari în termen de trei ani de la data scadenței acestora sunt înregistrate ca venituri ale SNTGN Transgaz SA.

**Situația valorii dividendelor plătite de SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2007-2012 este prezentată mai jos:**

ANUL	DIVIDEND BRUT/ACȚIUNE (lei)	NUMĂR ACȚIUNI	VALOAREA DIVIDENDELOR DISTRIBUITE (lei)
2007	9,66	11.773.844	101.935.252
2008	10,47	11.773.844	121.348.717
2009	13,02	11.773.844	150.728.180
2010	28,77	11.773.844	333.223.934
2011	29,76	11.773.844	350.389.597
2012	21,29	11.773.844	250.665.139

**Tabel nr.11 Valoarea dividendelor plătite de SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2007-2012**



**Graficul nr.49- Dividend brut/acțiune acordat de SNTGN Transgaz SA în perioada 2007-2012 lei/acțiune**

Sursa: Raportări companie

În calitate de societate listată la BVB, SNTGN Transgaz SA Mediaș are obligația implementării principiilor de guvernare corporativă, concept care include elemente precum: *responsabilitatea managerilor pentru acuratețea informațiilor din rapoartele financiare, existența termenelor limită foarte strânse pentru raportarea financiară, comunicarea și transparența totală asupra rezultatelor financiare, transparența auditului intern, a proceselor și auditului extern.*

Subscriind acestui deziderat, SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș, a elaborat **Regulamentul propriu de guvernare corporativă**, document menit să asigure un cadru riguros de implementare și optimizare a guvernării corporative la nivelul companiei.

**Regulamentul de guvernare corporativă al SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș** a fost avizat de Consiliul de Administrație prin Hotărârea nr.3/18.01.2011 și aprobat de Adunarea Generală a Acționarilor din 2 martie 2011, prin Hotărârea AGA nr.1/2011-art.4.

Documentul are o structură conformă cu cerințele în materie și cuprinde un număr de nouă capitole, astfel:

- 1) Structuri de guvernare corporativă: Consiliul de Administrație, Comitetele consultative, Conducerea executivă, Codul de conduită profesională;
- 2) Drepturile deținătorilor de acțiuni: drepturile deținătorilor de acțiuni, tratamentul deținătorilor de acțiuni;
- 3) Consiliul de Administrație: rolul și obligațiile Consiliului de Administrație, structura Consiliului de Administrație, numirea membrilor Consiliului de Administrație, remunerarea membrilor Consiliului de Administrație;

- 4) Transparența, raportarea financiară, controlul intern și administrarea riscului: transparența și raportarea financiară;
- 5) Conflictul de interese și tranzacțiile cu persoane implicate: conflictul de interese; tranzacțiile cu persoane implicate;
- 6) Regimul informației corporative;
- 7) Responsabilitatea socială;
- 8) Sistemul de administrare;
- 9) Dispoziții finale

## SNTGN TRANSGAZ SA - EXEMPLE DE BUNE PRACTICI



### Analiza comunicării interne și externe

Sub sloganul "O COMPANIE RESPONSABILĂ ESTE O COMPANIE A VIITORULUI", întreaga activitate de comunicare internă și externă a societății este modelată pe și se desfășoară în conformitate cu principiile deontologiei profesionale, eticii, transparenței și bunelor practici de business și colaborare, culturii și valorilor organizaționale.

Activitatea de comunicare generală, internă și externă se derulează la nivelul societății în baza procedurii elaborate în conformitate cu cerințele SMICM.

### Analiza activității în domeniul calitate-mediu

SNTGN Transgaz SA deține un **Sistem de Management Integrat Calitate - Mediu** implementat și certificat în conformitate cu ISO 9001 și ISO 14001.

În cadrul acestui sistem de management au fost dezvoltate proceduri generale și proceduri de proces de mediu după cum urmează:

- *proceduri generale comune calitate/mediu*: controlul documentelor; controlul înregistrărilor; controlul produsului neconform; acțiuni corective; acțiuni preventive; auditul intern;
- *proceduri generale de mediu*: evaluarea conformității cu cerințele legale; controlul operațional; elaborarea și monitorizarea programului anual de management de mediu; pregătiri pentru situații de urgență și capacitatea de răspuns;
- *proceduri de proces de mediu*: identificarea cerințelor legale și alte reglementări aplicabile; identificarea aspectelor de mediu.



Aplicând procedura de proces de mediu privind identificarea cerințelor legale și alte reglementări aplicabile, legislația de mediu aplicabilă SNTGN Transgaz SA a fost împărțită în 16 domenii: *apa; atmosfera; avize și autorizații; contravenții; deșeuri; EMAS51; fond de mediu; gaze naturale cu efect de seră; laborator mediu; mediu-generalități; poluanți; substanțe periculoase; salubritate; sol; utilizarea eficientă a resurselor naturale; zgomot.*

## Proiectul GETICA CCS

**SNTGN Transgaz SA** este implicată la nivel național în proiecte de protecție a mediului cum este **Proiectul GETICA CCS** de implementare și dezvoltare a unui sistem de captare, transport și înmagazinare CO<sub>2</sub>.

**Proiectul demonstrativ GETICA CCS** este un proiect guvernamental, coordonat de Ministerul Economiei și susținut de Global CCS Institute din Australia.

### Amplasament:

- Regiunea nr. 4 Sud - Vest - cea mai industrializată zonă, responsabilă de cca. 40% din totalul emisiilor de CO<sub>2</sub> la nivel național (24,5 mil. tone CO<sub>2</sub>/an);
- Complexul Energetic TURCENI - centrală termoelectrică 4x330 MW, cu funcționare pe cărbune.

### Detalii tehnice:

- Proiect Demonstrativ CCS Integrat;
- 1,5 mil. tone/an CO<sub>2</sub> captat, transportat și stocat în siguranță;
- Minimum 85% procent de reducere a CO<sub>2</sub> din gazele naturale de ardere de la centrală termoelectrică;
- Captarea - grupul energetic nr. 6 de 330 MW, din CTE TURCENI, aflat în proces de reabilitare și extindere a duratei de viață;
- Transportul - conducte subterane pe o lungime totală de cca. 40 km;
- Stocarea - formațiuni geologice acvifere saline de mare adâncime (mai mult de 800 m) aflate pe o rază de maximum 50 km față de CTE TURCENI.

### Donator pentru Studii de Fezabilitate:

- Global CCS Institute, Australia a oferit un împrumut nerambursabil de 2,55 mil. EUR pentru elaborarea SF pentru proiectul demonstrativ GETICA CCS.

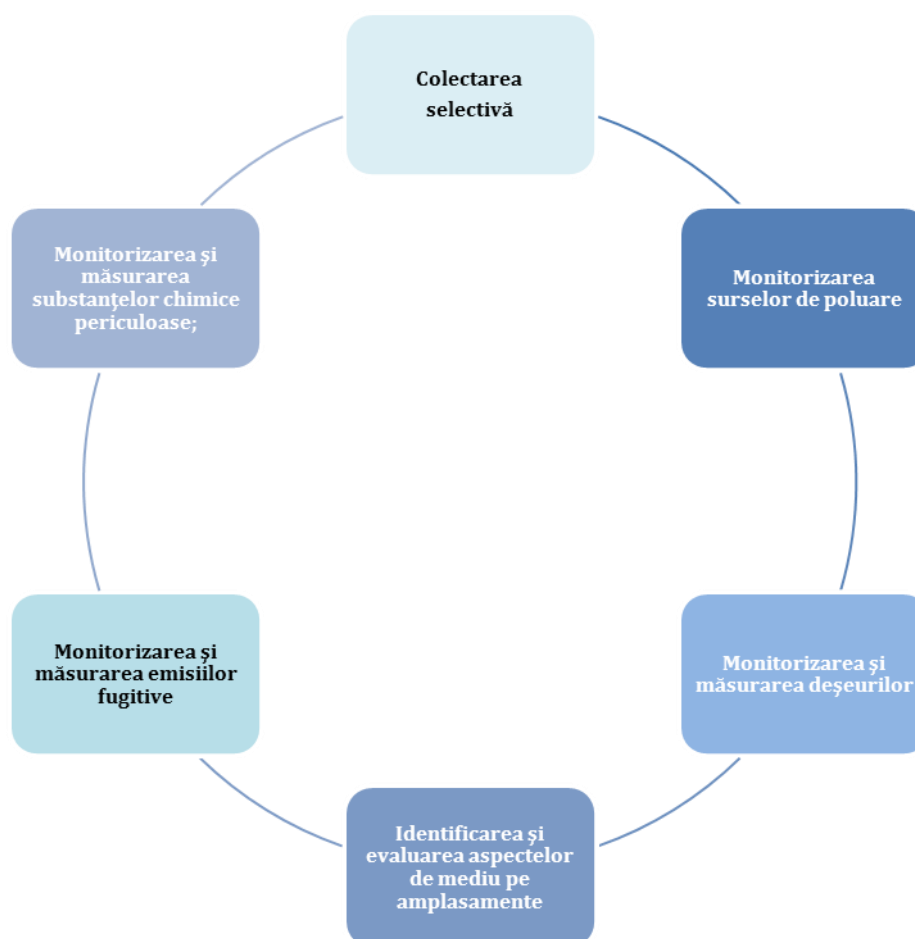
### Compania de Proiecte GETICA CCS:

- Complexul Energetic TURCENI - viitorul operator al instalației de Captare CO<sub>2</sub>;
- SNGN Romgaz SA Mediaș - viitorul operator al instalației de stocare geologică a CO<sub>2</sub>;
- SNTGN Transgaz SA Mediaș - viitorul operator al rețelei de transport CO<sub>2</sub>.

### Consortiul și suportul tehnic pentru Studiul de Fezabilitate:

- România - ISPE (Institutul de Studii și Proiectări Energetice) - Management de Proiect și Consultant Tehnico-Financiar pentru integrarea instalației de captare și conducte de transport;
- Germania - Alstom Carbon Capture GmbH – Tehnologia de Captare CO<sub>2</sub>;
- România - GeoEcoMar - Consultant Tehnic pentru stocarea geologică a CO<sub>2</sub>;
- Franța - Schlumberger Carbon Services - Tehnologia de stocare geologică a CO<sub>2</sub>;
- Marea Britanie - INTETECH - Materiale și analiza coroziunii pentru conducta de transport CO<sub>2</sub>;
- Franța - OXAND - Evaluarea riscurilor tehnice și non-tehnice.

**În scopul reducerii impactului negativ al proceselor tehnologice asupra mediului înconjurător, SNTGN Transgaz SA desfășoară permanent:**



### 3.3 Analiza SWOT

PUNCTE SLABE:	AVANTAJE COMPETITIVE:
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ durata normată de funcționare, depășită pentru 71% din conductele de transport gaze naturale;</li> <li>▪ gradul scăzut de tehnologizare al companiei, element care impiedică asupra abilității companiei de a controla factorii operaționali esențiali;</li> <li>▪ dimensionarea necorespunzătoare a cerințelor în programul de formare, pregătire și perfecționare profesională a salariaților;</li> <li>▪ existența unei strategii ineficiente privind atragerea de fonduri europene și alte surse de finanțare a capitalului de lucru;</li> <li>▪ structura aglomerată și ineficientă de organizare și funcționare a companiei comparativ cu cele ale OST de pe piețele mature din UE;</li> <li>▪ lipsa unei strategii coerente de dezvoltare pe termen mediu și lung, care să anticipeze nevoile de transport a noilor resurse de gaze naturale ce urmează a fi exploatate în următorii 5 ani.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ experiență și tradiție în activitatea de transport gaze naturale;</li> <li>▪ monopol, singurul operator tehnic licențiat al SNT;</li> <li>▪ infrastructura complexă și diversificată a rețelei de transport gaze naturale ce oferă SNT posibilități multiple de interconectare a sistemului de transport gaze naturale;</li> <li>▪ flux de trezorerie predictibil pe termen lung determinat de caracterul reglementat al activității de transport gaze naturale;</li> <li>▪ transparență în activitatea economică determinată de respectarea cerințelor impuse de listarea pe piața de capital din România;</li> <li>▪ management profesionist cu expertiză tehnică în domeniul gazelor naturale;</li> <li>▪ dividende acordate acționarilor.</li> </ul>
RISCURI ȘI VULNERABILITĂȚI:	OPORTUNITĂȚI:
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ necesitatea suplimentării și diversificării capacităților de import gaze naturale;</li> <li>▪ impactul anumitor legi și reglementări emise deja sau lipsa / întârzierea emiterii acestora;</li> <li>▪ modificări ale cadrului de reglementare care guvernează activitatea societății și modificări ale cadrului economic, politic sau juridic european și național aflate în contradicție cu interesele societății;</li> <li>▪ vârsta medie ridicată a personalului, peste 40% din angajați având o vârstă de peste 50 de ani;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ liberalizarea integrală a pieței de gaze naturale;</li> <li>▪ poziție geografică favorabilă pentru participarea la dezvoltarea proiectelor de magistrale pan - europene de gaze naturale;</li> <li>▪ posibilitatea de acces la piețele regionale de gaze naturale;</li> <li>▪ capacitate disponibilă totală a SNT gaze naturale ce poate asigura preluarea solicitărilor existente ale utilizatorilor;</li> <li>▪ accesul la fondurile structurale și de altă natură ale UE pentru proiecte în domeniul energiei.</li> </ul>

### 3.4 Analiza PEST

Analiza PEST (politic, economic, social și tehnologic) reprezintă o analiză a impactului și tendințelor generale ale mediului extern elaborată din perspectiva factorilor politici, economici, socio - culturali și tehnologici care pot avea influențe directe/indirecte asupra activității economice a SNTGN Transgaz SA.

<b>P</b>	<p><b>Factori politici și legislativi</b></p> <p>Reglementările guvernamentale și politice pot genera constrângeri sau oportunități pentru societate și cuprind atât legi și politici comerciale, fiscale și bugetare, legi și norme de mediu cât și legi în domeniul muncii și protecției sociale, ș. a. domenii.</p> <p>Factorii politico-legislativi pot avea asupra societății un dublu impact asupra societății, astfel:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>pozitiv</b> în contextul acționariatului SNTGN Transgaz SA care provine din sfera acestor factori și care are posibilitatea susținerii unor inițiative de modificări legislative cu influență pozitivă asupra activității societății și</li> <li>▪ <b>negativ</b> din perspectiva ritmului accelerat și al varietății schimbărilor legislative, inclusiv al celor ce vizează cadrul de reglementare specific societății. Pe termen mediu și lung acestea impiedică asupra implementării programelor strategice.</li> </ul>
<b>E</b>	<p><b>Factori economici</b> - Economia mondială se află într-o perioadă de recesiune care se repercutează și asupra economiei României, efectele crizei resimțându-se și în activitatea companiei, ca urmare a restrângerii/încetării activității în rândul consumatorilor industriali.</p> <p>Ținând seama de faptul că SNTGN Transgaz SA deține monopolul natural în operarea SNT și în mod direct activitatea sa este expusă influențelor factorilor macroeconomici (ratele dobânzilor, disponibilitatea creditului, rata inflației, fiscalitate, cursurile de schimb, rata șomajului, ș. a.) societatea trebuie să acționeze cu prudență și responsabilitate în ceea ce privește activitatea desfășurată și să se alinieze la cerințele reglementărilor pentru a-și menține viabilitatea operațională și economică.</p>
<b>S</b>	<p><b>Factori sociali</b> - Având în vedere specificul activității SNTGN Transgaz SA, factorii sociali dețin o importanță aparte, date fiind următoarele elemente: asigurarea resurselor umane calificate necesare înlocuirii personalului după pensionarea sau retragerea acestuia; atitudinea față de mediu și comunitate, acționari și angajați, asigurarea echilibrului între motivație și remunerare, evoluția socială în zonă și în județ, șomajul, etc.</p>
<b>T</b>	<p><b>Factori tehnologici</b> ce pot influența dezvoltarea societății sunt reprezentați de tehnologii îmbunătățite sau noi, de modernizările aduse instalațiilor și echipamentelor utilizate în activitatea de exploatare și mentenanță a SNT, în activitatea IT și de comunicații, ș. a.</p>

### 3.5 Indicatori de performanță 2010-2012

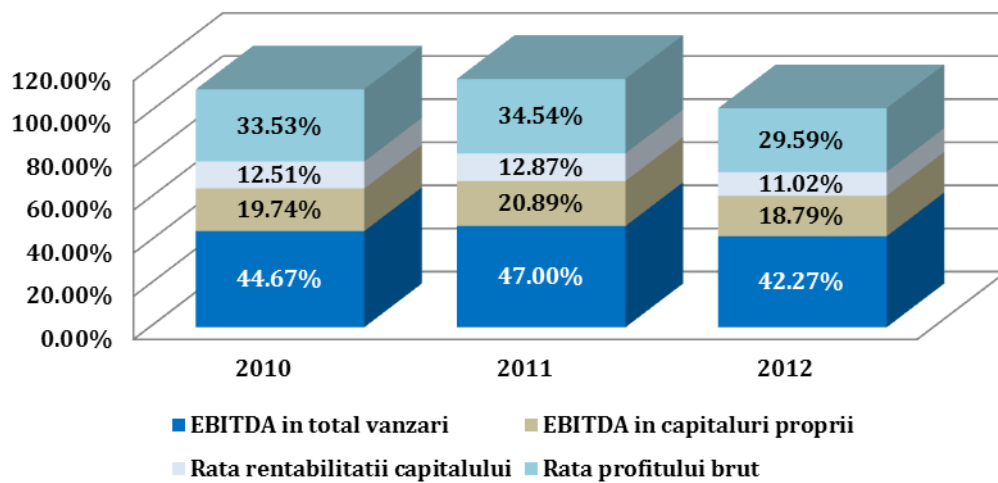
Structura	2010	2011	2012
	mii RON	mii RON	mii RON
<b>Cifra de afaceri</b>	<b>1.308.103</b>	<b>1.336.979</b>	<b>1.327.987</b>
Alte venituri	29.626	61.524	37.382
<b>TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE</b>	<b>1.337.729</b>	<b>1.398.502</b>	<b>1.365.369</b>
Amortizare	(142.993)	(159.559)	(164.540)
Indemnizații, salarii si alte cheltuieli de natura salariala	(250.201)	(271.658)	(284.606)
Consum tehnologic, materiale si consumabile utilizate	(152.028)	(157.921)	(145.183)
Cheltuieli cu redevențe	(130.810)	(133.698)	(132.799)
Intreținere si transport	(127.445)	(121.496)	(111.308)
Alte beneficii acordate angajaților	(49.930)	(50.813)	(51.479)
Impozite si alte sume datorate statului	(20.972)	(14.285)	(15.531)
Cheltuieli cu provizionul pentru beneficiile angajaților	38	(1.266)	(30.768)
Cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli	(5.551)	1.933	(4.763)
Alte cheltuieli de exploatare	(27.504)	(47.703)	(59.471)
<b>CHELTUIELI DE EXPLOATARE</b>	<b>907.398</b>	<b>956.466</b>	<b>1,000,448</b>
Profit din exploatare	<b>430.331</b>	<b>442.036</b>	<b>364.921</b>
Venituri financiare	34.165	59.119	54.790
Cheltuieli financiare	(25.881)	(39.424)	(26.795)
Venituri financiare, net	8.284	19.695	27.995
Profit înainte de impozitare	<b>438.615</b>	<b>461.731</b>	<b>392.916</b>
Cheltuiala cu impozit pe profit	(68.303)	(74.528)	(63.610)
Profit net aferent perioadei si rezultat global total aferent perioadei	<b>370.313</b>	<b>387.203</b>	<b>329.305</b>
Rezultatul pe acțiune, de baza si diluat (exprimat in lei pe acțiune)	<b>31,45</b>	<b>32,88</b>	<b>27,97</b>

**Tabelul nr. 12- Situația rezultatului global în perioada 2010-2012**  
Sursa: Compania - Raportul administratorilor pe anul 2012

Indicatori	Formula de calcul	2010	2011	2012
<b>Indicatori de profitabilitate</b>				
<b>a) EBITDA în total vânzări</b>	<u>EBITDA</u>	44,67%	47,00%	42,27%
	Cifra de afaceri			
<b>b) EBITDA în capitaluri proprii</b>	<u>EBITDA</u>	19,74%	20,89%	18,79%
	Capitaluri proprii			
<b>c) Rata profitului brut</b>	<u>Profitul brut</u>	33,53%	34,54%	29,59%
	Cifra de afaceri			
<b>d) Rata rentabilității capitalului</b>	<u>Profit net</u>	12,51%	12,87%	11,02%
	Capitaluri proprii			
<b>Indicatori de lichiditate</b>				
<b>a) Indicatorul lichidității curente</b>	<u>Active circulante</u>	1,58	1,85	1,58
	Datorii pe termen scurt			
<b>b) Indicatorul lichidității imediate</b>	<u>Active circulante - Stocuri</u>	1,51	1,73	1,48
	Datorii pe termen scurt			
<b>Indicatori de risc</b>				
<b>a) Indicatorul gradului de îndatorare</b>	<u>Capital împrumutat</u>	2,66	2,39	1,61
	Capitaluri proprii			
<b>b) Rata de acoperire a dobânzii</b>	<u>EBIT</u>	160,55	66,18	101,00
	Cheltuieli cu dobânda			
<b>Indicatori de gestiune</b>				
<b>a) Viteza de rotație a debitelor - clienți</b>	<u>Sold mediu clienți</u> x 365 zile	97,55	103,04	104,58
	Cifra de afaceri			
<b>b) Viteza de rotație a creditelor - furnizori</b>	<u>Sold mediu furnizori</u> x 365 zile	37,23	39,34	32,46
	Cifra de afaceri			

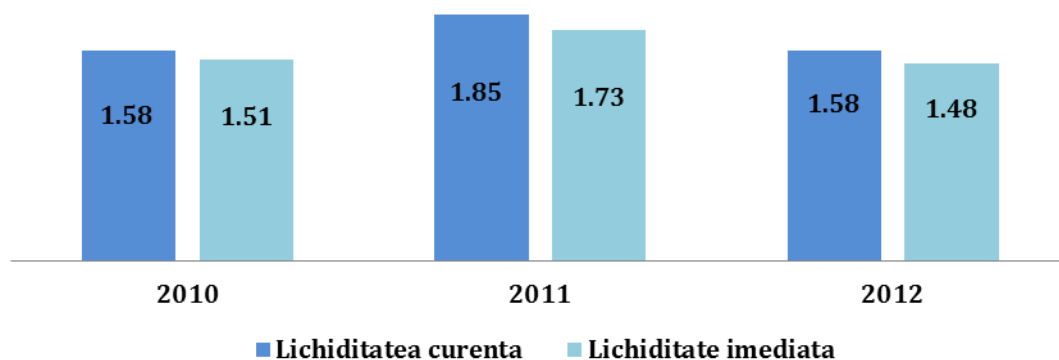
**Tablul nr.13 – Indicatori economico-financiari 2010-2012**  
Sursa: Compania - Raportul administratorilor pe anul 2012

### Indicatori de profitabilitate in perioada 2010-2012

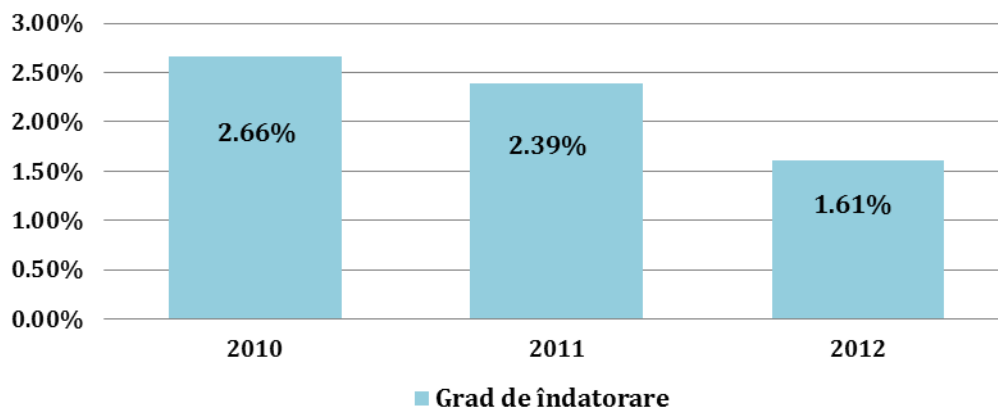


**Graficul nr. 50- Indicatori de profitabilitate în perioada 2010-2012**  
Sursa: Compania - Raportul administratorilor pe anul 2012

### Indicatori de lichiditate în perioada 2010-2012



**Graficul nr.51- Indicatori de lichiditate în perioada 2010-2012**  
Sursa: Compania - Raportul administratorilor pe anul 2012



**Graficul nr.52- Gradul de îndatorare operațional în perioada 2010-2012**  
Sursa: Compania - Raportul administratorilor pe anul 2012

### 3.6 Factori critici de succes

Factorii critici de succes identificați la nivelul SNTGN Transgaz SA și enumerați mai jos reprezintă în același timp și posibili vectori de acțiune în vederea dezvoltării societății pe termen mediu și lung.

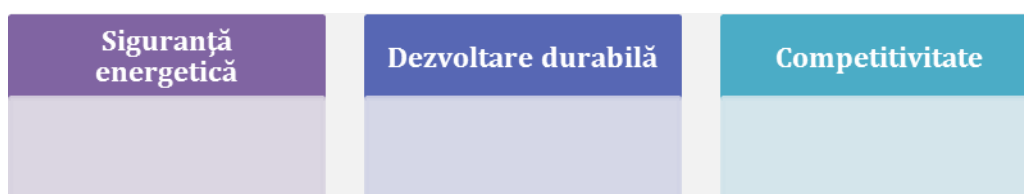
▪ menținerea unui nivel ridicat de operabilitate a infrastructurii de transport gaze naturale;
▪ îndeplinirea optimă a programelor investiționale asumate și destinate modernizării, dezvoltării, reabilitării și mentenanței SNT;
▪ alinierea la cerințele reglementărilor europene privind obligațiile ce revin operatorilor de transport gaze naturale;
▪ creșterea gradului de accesare a fondurilor europene pentru cofinanțarea proiectelor majore de interconectare strategică;
▪ optimizarea tuturor proceselor operaționale și de management;
▪ reducerea consumurilor tehnologice;
▪ creșterea eficienței energetice;
▪ aplicarea eficientă a Sistemului de Management Integrat Calitate Mediu;
▪ asigurarea resurselor umane calificate care să înlocuiască personalul ce urmează să se pensioneze;
▪ asigurarea unei transparențe maxime a afacerii prin aplicarea principiilor de guvernare corporativă

### 3.7 Obiective strategice

O dezvoltare economică și socială pe termen lung necesită o politică energetică echilibrată care să aibă în vedere:

- *stabilitatea economică și securitatea aprovizionării cu resurse energetice primare;*
- *protecția mediului;*
- *buna funcționare a piețelor interne, garanție a competiției transparente, nediscriminatorii și a integrării în piața regională și europeană;*
- *dezvoltarea de noi tehnologii.*

În vederea asigurării convergenței cu noua politică a Uniunii Europene în domeniul energetic, "Strategia energetică a României pe perioada 2011-2035" este aliniată cerințelor europene în acest domeniu și urmărește îndeplinirea următoarelor obiective:





Direcțiile de acțiune ale **Strategiei energetice a României** vizează în principal:

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ creșterea siguranței în alimentarea cu energie atât din punct de vedere al combinației de combustibili cât și al infrastructurii de rețea;</li></ul>   |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ alegerea unei combinații energetice echilibrate care să garanteze competitivitatea și securitatea în aprovizionare cu accent pe utilizarea resurselor interne, respectiv a cărbunelui, a potențialului hidroenergetic economic amenajabil, a energiei nucleare și a resurselor energetice regenerabile;</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ gestionarea eficientă și exploatarea rațională în condiții de securitate a resurselor energetice primare epuizabile din România și menținerea la un nivel acceptabil (din punct de vedere economic și al securității) a importului de resurse energetice primare (dependența limitată/controlată);</li></ul>   |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ creșterea eficienței energetice pe tot lanțul: <i>resurse – producție – transport - distribuție - consum</i>; eficiența energetică este cea mai rentabilă metodă de reducere a emisiilor de carbon, de îmbunătățire a securității și competitivității și de scădere a facturii serviciului energetic;</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ promovarea utilizării resurselor energetice regenerabile, în conformitate cu practicile din Uniunea Europeană, conform Planului Național de Alocare al Energiilor Regenerabile elaborat în anul 2010;</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ îmbunătățirea competitivității piețelor de energie electrică și gaze naturale, corelarea acestora și participarea activă la formarea pieței interne de energie a Uniunii Europene și la dezvoltarea schimburilor transfrontaliere cu luarea în considerare a intereselor consumatorilor din România și a companiilor românești;</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ asigurarea investițiilor pentru dezvoltarea sectorului energetic, inclusiv prin atragerea de capital privat și a fondurilor puse la dispoziție de UE;</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ facilitarea investițiilor în acele proiecte menite să contribuie la realizarea obiectivelor pentru anul 2020 conform politicii UE, a proiectelor transfrontaliere privind rețelele de transport a energiei; acordarea de garanții pentru împrumuturi în cazul parteneriatelor publice private și mecanisme de partajare a riscurilor (în special pentru riscurile prezentate de tehnologii noi);</li></ul> |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ realizarea obiectivelor de protecție a mediului și reducere a emisiilor de gaze naturale cu efect de seră;</li></ul>   |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ reducerea vulnerabilității și creșterea securității infrastructurii critice din sectorul energetic – marile centrale hidroelectrice, centrala nuclearoelectrică, rețele de transport energie;</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ participarea pro - activă la eforturile Uniunii Europene de formulare a unei strategii energetice pentru Europa, cu urmărirea și promovarea intereselor României;</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ susținerea cercetării-dezvoltării prin creșterea capacității de inovație și dezvoltare tehnologică în domeniul noilor tehnologii privind creșterea eficienței producției și consumului de energie și de protecție a mediului, precum și a învățământului de specialitate.</li></ul>  |

**Obiectivele prioritare specifice ale dezvoltării sectorului țiței și gaze naturale cuprinse în strategia energetică a României sunt:**

*Obiectivul strategic general*

- satisfacerea imediată și pe termen mediu a cererii de purtători de energie la cost cât mai scăzut în condiții de siguranță, calitate și cu limitarea impactului acestora asupra mediului.

*Obiective derivate:*

- compensarea declinului natural al producției cu noi rezerve;
- creșterea eficienței în valorificarea resurselor energetice primare;
- reabilitarea producției de țiței și gaze naturale din structurile mature;
- creșterea factorului de recuperare și optimizarea producției;
- asigurarea continuității, siguranței și flexibilității în aprovizionare;
- dezvoltarea cooperării internaționale;
- implementarea tehnologiei informațiilor în sistemele informaționale manageriale, operaționale și de control;
- perfecționarea structurii organizatorice și creșterea valorii resursei umane în contextul unui mediu economic în schimbare;
- implementarea unui sistem integrat de management de calitate, mediu, sănătate și securitatea muncii.

**Planul de administrare** elaborat de **Consiliul de Administrație al SNTGN Transgaz SA Mediaș** cuprinde **strategia de administrare a societății pe perioada 2013-2017**, fundamentată pornind de la diagnosticul global al activităților desfășurate de societate și având în vedere premisele, riscurile și condiționalitățile contextului macro și microeconomic în care aceasta își desfășoară și își va desfășura activitatea.

**Planul de administrare al SNTGN Transgaz SA Mediaș pe perioada 2013-2017** este construit în mod riguros și responsabil, în consens cu viziunea și misiunea societății astfel încât, obiectivele și criteriile de performanță să poată fi atinse cu maximă eficiență.

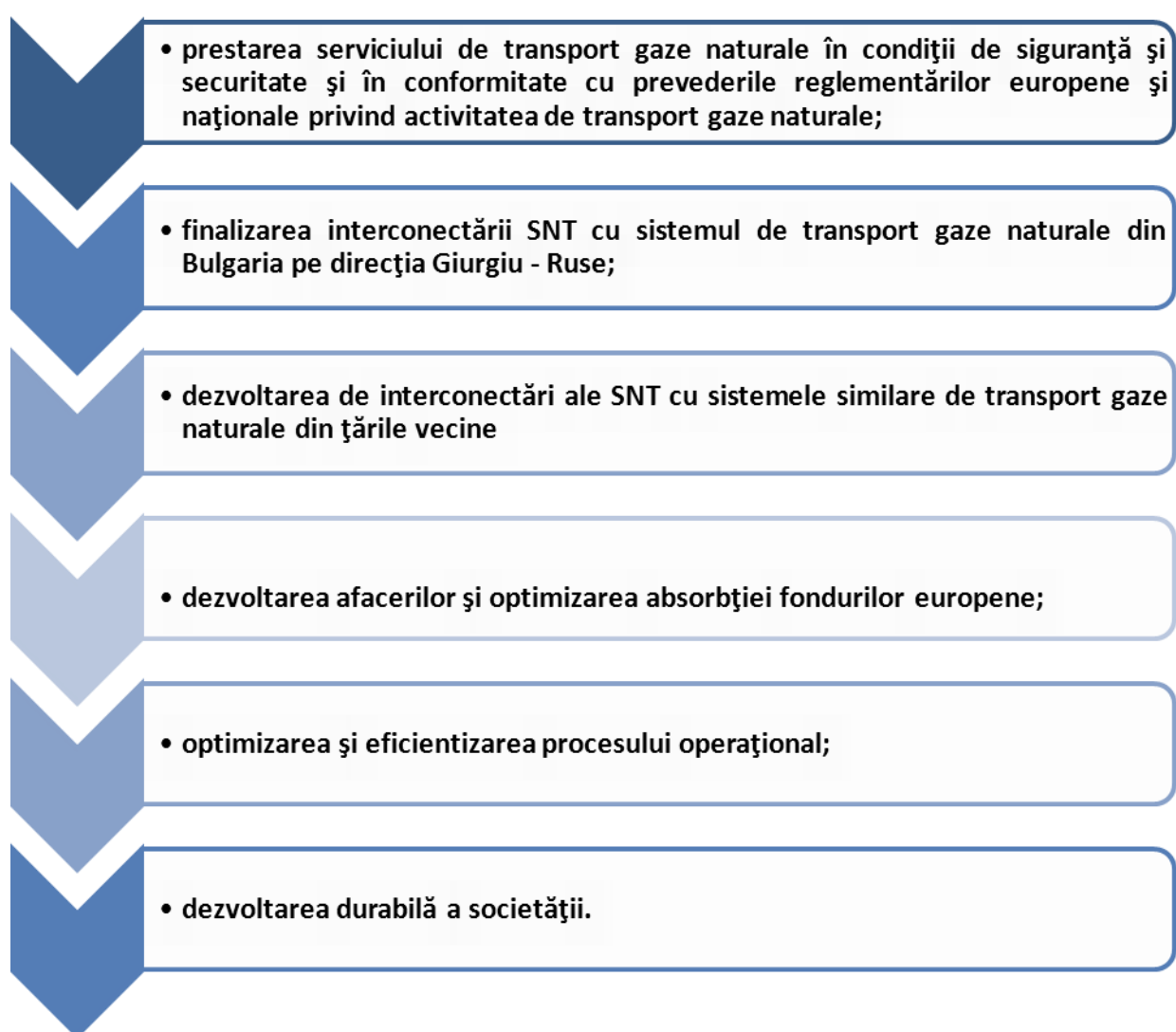
Structurate în funcție de cei trei piloni ai noii politici energetice europene, **obiectivele și direcțiile de acțiune cuprinse în planul de administrare al SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2013-2017 vizează:**

<b>OBIECTIV GENERAL I - SIGURANȚĂ ȘI SECURITATE ENERGETICĂ</b>	
<b>OBIECTIV SPECIFIC</b>	
<b>A. GARANTAREA SECURITĂȚII ENERGETICE PRIN CONSOLIDAREA ROLULUI COMPANIEI PE PIAȚA ENERGETICĂ EUROPEANĂ</b>	
<b>DIRECȚII DE ACȚIUNE</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Consolidarea rolului SNTGN Transgaz SA Mediaș ca transportator al gazelor naturale pe piața energetică europeană și națională, ca urmare a cerințelor UE privind dezvoltarea întrerconectării SNT cu sistemele similare de transport din țările vecine, a potențialului de exploatare a zăcămintelor substanțiale de gaze naturale descoperite în Marea Neagră și a gazelor de șist în viitor;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Finalizarea interconectării între sistemele de transport gaze naturale ale României și Bulgariei pe direcția Giurgiu – Ruse;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Crearea condițiilor tehnice necesare pentru asigurarea fluxurilor de gaze naturale în regim bidirecțional pe interconectarea dintre România și Ungaria pe direcția Arad-Szeged;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Continuarea acțiunilor în vederea încheierii acordurilor de dezvoltare a interconectării SNT cu sistemele similare de transport din țările vecine;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dezvoltarea afacerii prin optimizarea absorbției fondurilor europene și crearea unei structuri de finanțare eficiente și flexibile.</li> </ul>	
<b>OBIECTIV GENERAL II                      COMPETITIVITATE</b>	
<b>OBIECTIV SPECIFIC</b>	
<b>B. COMPETITIVITATE ȘI MODERNIZARE – OPTIMIZAREA ȘI EFICIENTIZAREA PROCESULUI OPERAȚIONAL</b>	
<b>DIRECȚII DE ACȚIUNE</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Optimizarea și eficientizarea sistemelor și proceselor de management din societate, a calității execuției proceselor operaționale și alinierea acestora la cerințele Sistemul de Management Integrat Calitate Mediu (SMICM) și a standardelor moderne de performanță și competitivitate;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Intensificarea activității de proiectare și cercetare științifică în domeniul transportului de gaze naturale;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Reducerea consumului tehnologic;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Îmbunătățirea calității execuției programelor investiționale de modernizare și dezvoltare, a programelor de reparații, reabilitare și asigurare a mentenanței SNT;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Finalizarea implementării sistemului de comandă și achiziție date SCADA;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dimensionarea optimă a necesarului de resurse umane în raport cu necesitățile reale de activitate și dezvoltare ale societății;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Îmbunătățirea procesului de formare, instruire și dezvoltare profesională a personalului;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Optimizarea calității implementării principiilor de bună guvernare corporativă;</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Optimizarea procesului de controlling bugetar al costurilor.</li> </ul>	

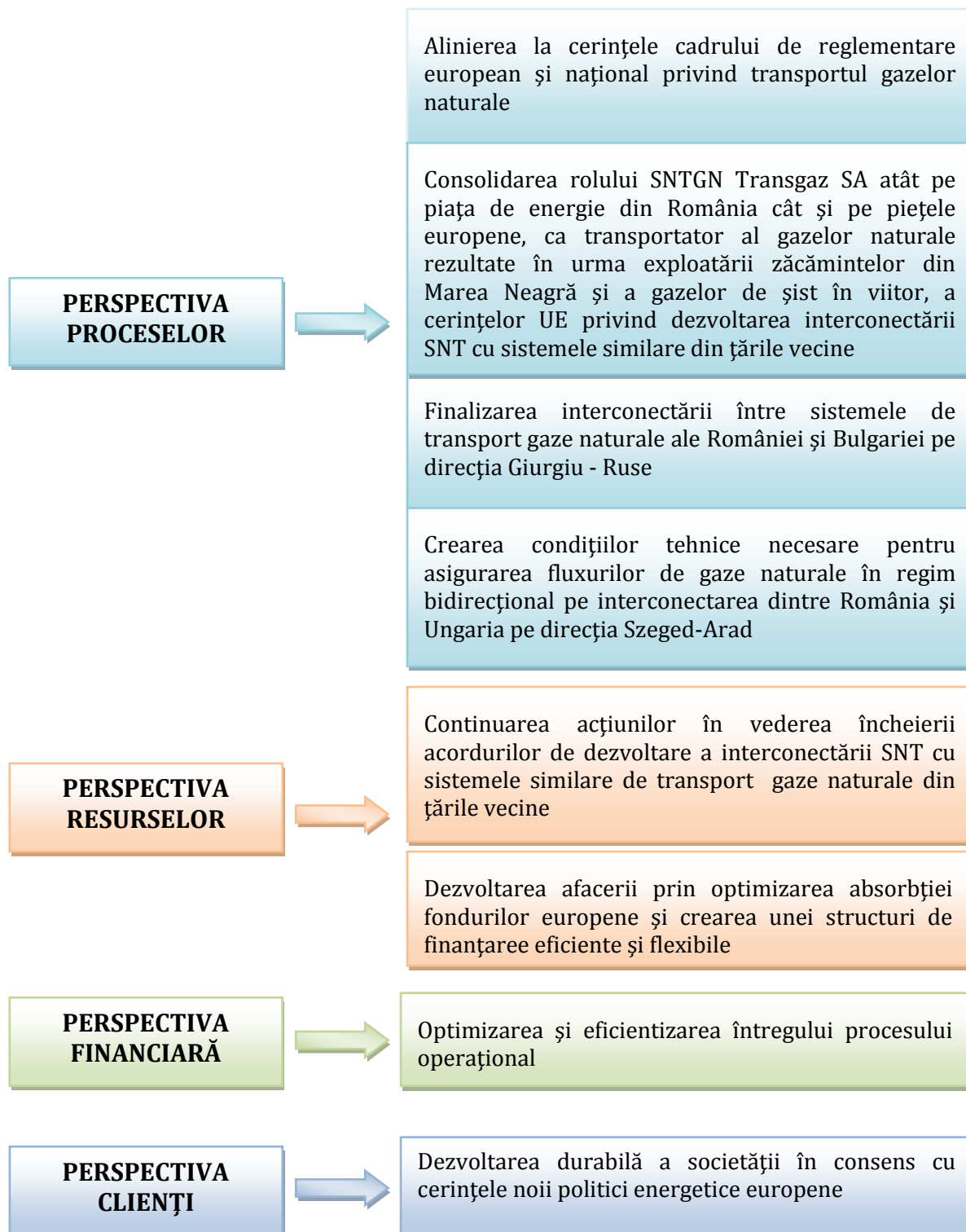
<b>OBIECTIV GENERAL III</b>	<b>DEZVOLTARE DURABILĂ</b>
<b>OBIECTIV SPECIFIC</b>	
<b>C. DEZVOLTAREA DURABILĂ A SOCIETĂȚII</b>	
<b>DIRECȚII DE ACȚIUNE</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Consolidarea și diversificarea relațiilor de colaborare internă și externă ale SNTGN Transgaz SA;</li> <li>▪ Optimizarea managementului riscurilor ce pot afecta activitatea societății;</li> <li>▪ Optimizarea productivității muncii în unități fizice (Km de conductă reabilitat/nr.mediu de personal) și în unități valorice (cifra de afaceri/nr.mediu de personal);</li> <li>▪ Creșterea eficienței energetice și reducerea impactului negativ al proceselor tehnologice asupra mediului înconjurător;</li> <li>▪ Menținerea echilibrului financiar și stabilității operaționale;</li> <li>▪ Creșterea gradului de adaptabilitate și a capacității de reacție a societății la schimbările permanente ale mediului în care aceasta își desfășoară activitatea; soluționarea unor aspecte privind infrastructura SNT (ex: <i>sistemul Est - Vest, stațiile de măsurare și reglare din amonte neracordate la sistemul de transport,</i>);</li> <li>▪ Îmbunătățirea siguranței și securității ocupaționale;</li> <li>▪ Îmbunătățirea procesului de comunicare generală, internă și externă a societății, a capitalului de imagine.</li> </ul>	
<b>D. ALINIAREA LA CERINȚELE CADRULUI DE REGLEMENTARE EUROPEAN ȘI NAȚIONAL PRIVIND TRANSPORTUL DE GAZE NATURALE</b>	
<b>DIRECȚII DE ACȚIUNE</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Certificarea Societății Naționale de Transport Gaze Naturale "Transgaz" SA în calitate de operator independent de sistem (ISO);</li> <li>▪ Alinierea la cerințele Regulamentului (CE) nr. 994/2010 privind măsuri de garantare a securității în aprovizionarea cu gaze naturale;</li> <li>▪ Procedura de infringement - Soluționarea problemei privind procedura de infringement declanșată de Comisia Europeană împotriva României. Intensificarea demersurilor societății pe lângă ANRE pentru urgentarea elaborării și aprobării: <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Regulamentului pentru clienții întreruptibili;</i></li> <li>- <i>Regulamentului pentru programarea și dispecerizarea depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale;</i></li> <li>- <i>Metodologiei de tarifare pe puncte de intrare -ieșire;</i></li> <li>- <i>Metodologiei de tarifare pentru contractele pe termen scurt</i></li> </ul> </li> </ul>	

În accepțiunea Consiliului de Administrație utilizarea instrumentelor moderne de operaționalizare și măsurare a performanțelor, instrumente utilizate cu succes în managementul strategic va permite monitorizarea eficientă a direcțiilor de acțiune stabilite pentru atingerea obiectivelor strategice privind administrarea societății în perioada 2013-2017.

**BALANCED SCORECARD (BSC)** este unul dintre aceste instrumente care, asociat cu un controlling riguros, conferă strategiei de administrare a SNTGN Transgaz SA, echilibru, transparență, definind-o ca măsurabilă și detectabilă astfel încât planurile de acțiune în care aceasta este transpusă să conducă la atingerea obiectivelor strategice stabilite pentru administrarea societății pe perioada mandatului 2013-2017, respectiv:



**BALANCED SCORECARD PENTRU STRATEGIA DE ADMINISTRARE  
A SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ ÎN PERIOADA 2013-2017**



*Figura nr.15-BSC pentru strategia de administrare a SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2013-2017*

## 4. Strategia de administrare a SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2013-2017

### 4.1 Garantarea securității energetice prin consolidarea rolului companiei pe piața energetică europeană

**4.1.1 Consolidarea rolului SNTGN Transgaz SA Mediaș ca transportator al gazelor naturale pe piața energetică europeană și națională, ca urmare a cerințelor Uniunii Europene privind dezvoltarea interconectării SNT cu sistemele de transport similare din țările vecine, a evidențierii unor rezerve semnificative de gaze naturale în bazinul Mării Negre și a perspectivei pe termen lung privind gazele de sist.**

În contextul actual privind noile surse și rute de aprovizionare cu gaze naturale a țărilor membre UE și ținând seama de recenta decizie a consorțiului Shah Deniz II cu privire la selecția rutei de transport TAP spre Europa a gazelor naturale exploatare de către acest consorțiu în Regiunea Mării Caspice, decizie nefavorabilă proiectului Nabucco în care România era implicată, se pune problema găsirii unor soluții privind valorificarea în continuare la nivel internațional a capacităților de transport gaze naturale ale României, astfel încât acestea să răspundă nevoilor de aprovizionare ale țării și ale Europei.

În considerarea cerințelor Directivei Europene CE/73/2009 Art.22., privind obligativitatea elaborării Programelor de Dezvoltare pe 10 Ani pentru toți operatorii sistemelor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană, SNTGN Transgaz SA Mediaș, în calitate de operator tehnic al Sistemului Național de Transport gaze naturale din România va elabora **planul de dezvoltare al infrastructurii de transport gaze naturale pentru următorii 10 ani.**

Documentul trebuie să răspundă cerințelor europene de asigurare a siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, de creștere a gradului de interconectare la rețelele europene, de creștere a flexibilității, de liberalizare a pieței gazelor naturale și de creare a pieței de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene dar și obiectivelor stabilite în Strategia Energetică a României.

**Planul de dezvoltare al infrastructurii de transport gaze naturale pentru următorii 10 ani** își propune atingerea unui grad maxim de transparență în ceea ce privește direcțiile de dezvoltare ale rețelei de transport gaze naturale, oferind participanților de pe piață posibilitatea informării asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

Luând în considerare posibile rute de transport ale gazelor naturale pe teritoriul României, această strategie va ține seama cel puțin de următoarele:

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ exploatarea zăcămintelor off-shore din Marea Neagră; noile zăcămintele de gaze naturale descoperite în Marea Neagră pot contribui la transformarea României într-un exportator de energie în viitorul apropiat, crescând astfel, nu numai importanța României în regiune dar și bunăstarea țării în general prin valoarea adăugată adusă de investițiile semnificative în exploatarea zăcămintelor de gaze naturale descoperite și transportul acestora;</li></ul> |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ proiectul AGRI, respectiv construirea unui terminal LNG în apropiere de Constanța cu capacitate de 2-5 sau 7 mld. mc/an și posibilitatea de transport al acestor gaze naturale spre Bulgaria, Republica Moldova, Ungaria;</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ explorarea / exploatarea gazelor de șist din zonele Dobrogea și Bârlad;</li></ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ solicitarea UKRTRANSGAZ pentru transportul gazelor naturale dinspre Bulgaria înspre Ucraina și dinspre Ungaria înspre Ucraina prin Medieșul Aurit;</li></ul>   |

#### **4.1.2 Finalizarea interconectării între sistemele de transport gaze naturale ale României și Bulgariei pe direcția Giurgiu-Ruse**

Acest proiect, inițiat în scopul creșterii siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale a României și Bulgariei este realizat cu cofinanțare europeană (EEPR) și asigură interoperabilitatea rețelelor de transport gaze naturale și creează premisele în viitorul apropiat al transportului bidirecțional de gaze naturale între România și Bulgaria și alte țări europene.

Caracteristicile tehnice ale interconectării sunt:

- capacitate maximă de transport – 1,5 mld. mc/an;
- capacitate minimă de transport – 0,5 mld. mc/an;
- presiune maximă – 40 bar;
- presiune minimă – 21 bar;
- diametrul conductei de interconectare – DN 500 mm.

Valoarea totală estimată a proiectului este de 23,8 milioane Euro, din care efortul investițional al SNTGN Transgaz SA: 11 milioane Euro (cofinanțare – maxim 4,55 mil. Euro).

Într-un prim stadiu, conform deciziei de finanțare a Comisiei Europene, proiectul va asigura un flux de gaze minim în regim de urgență. Având în vedere faptul că, termenul inițial de finalizare al interconectării, respectiv iunie 2013 a fost depășit, în conformitate cu decizia de finanțare s-a solicitat Comisiei Europene o extensie a termenului de finalizare până la 31 decembrie 2013.

Momentan, lucrările aferente teritoriului românesc sunt finalizate (cu excepția grupului de robineți de pe malul românesc al subtraversării, care au ca termen estimat de finalizare luna august 2013) iar lucrările la subtraversări sunt în curs de desfășurare.



Având în considerare faptul că asigurarea curgerii bidirecționale este o cerință a Regulamentului (UE) nr.994/2010, SNTGN Transgaz SA este în discuții cu partenerii din Bulgaria pentru a extinde capacitățile tehnice ale acestui proiect spre flux bidirecțional până la sfârșitul anului 2016.

Considerând întârzierile anterioare este esențial să ne mobilizăm toate eforturile pentru finalizarea interconectării la parametrii solicitați, pentru evitarea unor noi sancțiuni din partea Comisiei Europene.

#### **4.1.3 Crearea condițiilor tehnice necesare pentru asigurarea fluxurilor de gaze naturale în regim bidirecțional pe interconectarea dintre România și Ungaria pe direcția Arad-Szeged**

Această interconectare, care a beneficiat de sprijin financiar comunitar în cadrul programului EEPR (Program European de Redresare Economică în domeniul Energiei, lansat de Comisia Europeană în urma crizei gazelor din ianuarie 2009) a fost pusă în funcțiune în anul 2010 și până în momentul de față fluxul fizic al gazelor naturale este dinspre Ungaria înspre România.

Pentru a se putea utiliza întreaga capacitate a interconectării pe acest sens (4,4 mld.mc/an), sunt necesare lucrări atât în sistemul românesc cât și în cel ungar, părțile convenind un grafic conform căruia proiectele vor fi finalizate până în decembrie 2016, în a doua jumătate a anului 2013 urmând a se organiza un proces de sondare a pieței).

Caracteristicile tehnice ale conductei de interconectare sunt:

- capacitate inițială de transport – 1,75 mld. mc/an;
- capacitate maximă de transport – 4,4 mld. mc/an;
- presiune proiectată – 63 bar;
- presiune de operare – 40 bar;
- diametrul conductei de interconectare – DN 700 mm.

Începând cu luna decembrie 2013, pe direcția RO - HU va putea fi asigurat transportul gazelor naturale la parametrii:  $p=20$  bari și  $Q=10.000 - 50.000$  mc/oră.

Valoarea estimată a investiției este de aproximativ 120 milioane Euro.

Implementarea acestui proiect asigură premisele deschiderii unui culoar esențial de transport dinspre regiunea Mării Negre înspre piețele central și est europene. De asemenea acest proiect poate facilita și un flux potențial dinspre Bulgaria înspre Ungaria, Austria (prin interconectarea Ruse – Giurgiu și transport pe teritoriul României).

Este necesar, așadar, ca în vederea respectării prevederilor Regulamentului (UE) nr. 994/2010 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE a Consiliului, a statelor membre, România să asigure derularea livrărilor de gaze naturale în regim bidirecțional pe interconectările existente.

Având în vedere importanța regională a proiectului precum și valoarea ridicată a investiției, proiectul a fost propus pe lista proiectelor de interes comun (PCI) la nivelul UE, listă ce va fi adoptată până la finele acestui an.

#### **4.1.4 Continuarea acțiunilor în vederea încheierii acordurilor de dezvoltare a interconectărilor SNT cu sistemele similare de transport gaze naturale din țările vecine**

În considerarea prevederilor Regulamentului (UE) nr. 994/2010 în care se specifică necesitatea interconectării între sistemele de transport ale țărilor din Uniunea Europeană cu sistemele țărilor vecine, proiectul de interconectare a sistemelor de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova este important sub aspectul creșterii gradului de interconectivitate la nivel european și al creșterii siguranței în aprovizionare și de aceea se impun demersuri pentru:

- obținerea sprijinului din partea autorităților guvernamentale în scopul definirii prin documente juridice a rolului SNTGN Transgaz SA în procesul de dezvoltare și implementare a interconectării sistemelor de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova, pe direcția Iași – Ungheni, în prezent Transgaz fiind asociat al ANRM care este beneficiarul împrumutului nerambursabil și care va fi deopotrivă proprietarul interconectării;
- stabilirea condițiilor de preluare în operare a noii infrastructuri de interconectare și a tarifelor de transport aplicabile pentru capacitate în punctul de interconectare;
- clarificarea sensului de curgere al gazelor naturale pentru prima etapă după punerea în funcțiune a conductei de interconectare.

Proiectul s-a dezvoltat în baza Memorandumului de Înțelegere nr. 100033 / 13.01.2011 încheiat între Ministerul Economiei din România și Ministerul Economiei din Republica Moldova. Sub aspect fizic, interconectarea va cuprinde o conductă cu o lungime totală de 44 km, din care:

- pe teritoriul României 33 km (din care 602m – subtraversare Prut);
- pe teritoriul Republicii Moldova: 11 km (din care 134m – subtraversare Prut) și o stație de măsurare gaze (SMG) amplasată pe teritoriul Republicii Moldova și proiectată pentru a asigura măsurarea gazelor naturale în flux bidirecțional.

Datele tehnice ale proiectului sunt următoarele:

- Capacitatea maximă de transport: 1,5 miliarde m<sup>3</sup>/an
- Diametrul conductei: Dn 500
- Presiunea de proiectare: 55 bar
- Presiunea de operare: 16 - 50 bar
- Presiunea minimă garantată la frontieră: 16 bar

Valoarea totală estimată a investiției este de 26,5 milioane Euro, din care:

- pe teritoriul României: 18,2 milioane Euro;
- pe teritoriul Moldovei: 8,3 milioane Euro

În ceea ce privește interconectarea SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Serbia, aceasta va crea mijlocul fizic pentru diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale ale României, prin asigurarea accesului la conducta South Stream ce urmează să traverseze teritoriul Serbiei precum și accesul la gazele naturale provenite din terminalul de gaze lichefiate din Croația.

SNTGN Transgaz SA va întreprinde demersurile necesare pentru obținerea sprijinului din partea autorităților guvernamentale în scopul susținerii proiectului de interconectare a sistemelor de transport gaze naturale ale României și Serbiei în acțiunile comune cu autoritățile competente din Serbia.

Avantajele reciproce ale unei asemenea interconectări constau în creșterea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale a celor două țări prin diversificarea surselor și rutelor de aprovizionare precum și creșterea gradului de interconectivitate a rețelelor de transport gaze din România și Serbia.

#### **4.1.5 Dezvoltarea afacerii prin optimizarea absorbției fondurilor europene și crearea unei structuri de finanțare eficiente și flexibile**

Contextul european și regional actual este caracterizat printr-o preocupare majoră în ceea ce privește dezvoltarea unor noi coridoare de transport care să contribuie la diversificarea surselor de aprovizionare și la creșterea siguranței energetice a Statelor Membre ale Uniunii Europene.

În acest sens implementarea cât mai rapidă a planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale, respectiv a unor proiecte care să creeze potențiale viitoare magistrale de transport cu impact regional semnificativ este foarte importantă atât pentru SNTGN Transgaz SA cât și pentru rolul strategic al României în domeniul energetic.

Considerând nevoile majore de investiții și analizând necesarul de finanțare aferent, se impune atragerea de surse financiare iar fondurile comunitare reprezintă în mod cert o primă prioritate în materie de potențiale finanțări externe.

Dacă până în prezent societatea a atras cofinanțări din fonduri europene doar pentru unele proiecte de investiții (interconectarea Giurgiu-Ruse, interconectarea Szeged –Arad, proiectul SCADA) trebuie menționat faptul că neexistând o strategie coerentă și eficientă de atragere a fondurilor europene, mai mult chiar, în unele situații s-au pierdut oportunități de atragere a unor astfel de finanțări se impune o regândire strategică a managementului proiectelor majore în care compania este sau va fi implicată și a cofinanțării acestora prin fonduri europene.

Începând cu anul 2014, la nivelul Uniunii Europene va intra în vigoare un nou mecanism de finanțare a proiectelor energetice în baza regulamentului "Connecting Europe Facility", prin care se va oferi sprijin financiar proiectelor definite de către Comisia Europeană drept "*proiecte de interes comun*". În baza acestui considerent sunt deosebit de importante acțiuni precum:

- promovarea proiectelor cuprinse în planul de dezvoltare a sistemului național de transport care au relevanță la nivel regional în cadrul acestui mecanism având în vedere faptul că proiectele propuse începând cu 2014 vor putea primi statutul de proiect de interes comun începând cu anul 2016;
- introducerea pe această listă a proiectelor care vor contribui în mod semnificativ la crearea unor culoare de transport gaze pe teritoriul României în scopul asigurării necesarului de consum atât al țării și al transportului transfrontalier către piețele din regiune;

- promovarea și includerea proiectelor menționate mai sus în TYNDP (Planul decenal de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale – elaborat în comun de către operatorii de transport din Uniunea Europeană în cadrul ENTSO-G) și a planurilor regionale de investiții (GRIP's) ambele fiind obligații ale operatorilor de transport gaze în baza Regulamentului (CE) nr. 715/2009.

## 4.2 Competitivitate și modernizare

### 4.2.1 Optimizarea și eficientizarea sistemelor și proceselor de management din societate, a calității execuției proceselor operaționale și alinierea acestora la cerințele Sistemul de Management Integrat Calitate Mediu (SMICM) și a standardelor moderne de performanță și competitivitate

În concordanță cu cerințele politicii energetice europene, misiunea SNTGN Transgaz SA o reprezintă îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță și competitivitate a strategiei energetice naționale stabilite pentru transportul, tranzitul internațional, dispecerizarea gazelor naturale și cercetarea – proiectarea în domeniul transportului de gaze naturale.

În acest scop, optimizarea și eficientizarea sistemelor și proceselor de management din societate, a calității execuției proceselor operaționale și alinierea acestora la cerințele Sistemul de Management Integrat Calitate Mediu (SMICM) și a standardelor moderne de performanță și competitivitate reprezintă vectori importanți de creștere a eficacității operaționale și a profitabilității activității.

#### Direcțiile strategice vor urmări:

- Reproiectarea procedurilor de desfășurare a activității de operare a SNT în scopul:
  - alinierii complete a acestora la prevederile și cerințele impuse de reglementările internaționale și naționale în domeniu, de standardele moderne de performanță și calitate-mediu;
  - îmbunătățirea calității execuției activității de operare a SNT;
  - optimizarea și eficientizarea activității de operare a SNT.
- Menținerea Certificatelor ISO 9001 și ISO 14001 și integrarea Sistemelor de Management al Calității și Protecției Mediului cu Sistemul de Management al Sănătății și Securității Ocupaționale conform OHSAS 18001:2008 (condiție obligatorie a menținerii certificatelor);
- Implementarea Sistemului de Management Integrat Calitate-Mediu, Sănătate și Securitate Ocupațională;
- Îmbunătățirea abordării procesuale prin:
  - Instruirea personalului la toate nivelurile companiei privind cerințele SR EN ISO 9001:2008, SR EN ISO 14001:2005, OHSAS 18001:2008;
  - Îmbunătățirea arhitecturii procesuale la nivel de compartimente, departamente, exploatari teritoriale;
  - Stabilirea obiectivelor de proces și a indicatorilor de performanță (ținte)
  - Monitorizarea și evaluarea performanțelor procesuale;
  - Proiectare proces privind costurile calității;
  - Proiectare proces privind îmbunătățirea continuă.

- Prevenirea accidentelor de muncă și a îmbolnăvirilor profesionale asociate cu activitățile desfășurate; obiectivul concret - nici un accident de muncă și nici o îmbolnăvire profesională;
- Reducerea la minimum sau eliminarea riscurilor, reducerea incidentelor cu risc pentru sănătatea și securitatea în muncă și monitorizarea situațiilor potențial generatoare de riscuri de accidentare și/sau îmbolnăvire profesională;
- Protecția informațiilor clasificate;
- Protecția infrastructurilor critice;
- Managementul continuității și al activității de mediu;
- Redefinirea tuturor obiectivelor în consens cu cerințele SMICM

#### **4.2.2 Intensificarea activității de proiectare și cercetare științifică în domeniul transportului de gaze naturale**

În scopul asigurării dezvoltării durabile a societății se va pune accent pe dezvoltarea și intensificarea activității de cercetare și proiectare în domeniul reducerii consumurilor tehnologice, protejarea mediului înconjurător, modernizarea activității de transport gaze naturale.

În activitatea de inginerie se vor elabora proiecte privind dezvoltarea, reabilitarea, modernizarea și creșterea siguranței SNT, astfel:

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ realizarea de conducte noi de transport gaze naturale, modernizarea și reabilitarea conductelor de transport gaze naturale existente;</li> </ul>                              |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ realizarea de conducte de transport, racorduri de înaltă presiune și stații de reglare-măsurare necesare pentru alimentarea cu gaze naturale a noilor distribuții;</li> </ul> |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ realizarea de instalații tehnologice noi destinate activităților din domeniul transportului gazelor naturale, modernizarea și reabilitarea celor existente;</li> </ul>        |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ sistematizarea alimentării cu gaze naturale a zonelor de consum;</li> </ul>   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ modernizarea nodurilor tehnologice;</li> </ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ modernizarea sistemelor și echipamentelor de măsurare gaze naturale;</li> </ul>   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ modernizarea și automatizarea stațiilor de protecție catodică;</li> </ul>   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ modernizarea și automatizarea procesului de odorizare a gazelor naturale;</li> </ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ implementarea de noi procese și tehnologii;</li> </ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ dezvoltarea unor noi capacități de comprimare și modernizare a stațiilor existente;</li> </ul>  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ realizarea instalațiilor de suprafață și a conductelor de transport aferente unor depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale;</li> </ul>                           |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ protecția mediului, securitate și sănătatea în muncă.</li> </ul>  |

Activitatea de proiectare și cercetare se va axa și pe lucrări strategice de mare complexitate vizând tematica:

▪ reabilitarea, modernizarea sistemului de transport gaze naturale pentru creșterea siguranței;
▪ creșterea eficienței energetice;
▪ măsurarea debitelor de gaze naturale;
▪ protecția mediului și a muncii;
▪ norme, normative, prescripții tehnice, standarde, proceduri de lucru în domeniul gazelor naturale;

#### **Direcțiile strategice de acțiune în acest domeniu vor urmări:**

- intensificarea activității de proiectare cercetare în domeniul transportului de gaze naturale existente în cadrul societății;
- creșterea gradului de perfecționare al specialiștilor SNTGN Transgaz SA în acest domeniu pentru a evita costuri suplimentare generate de contracte încheiate cu terțe părți pentru proiectare și cercetare;
- optimizarea calității și eficienței studiilor, temelor de cercetare, proiectelor și lucrărilor executate cu specialiștii SNTGN Transgaz SA;
- identificarea de noi teme de cercetare și proiectare în consens cu dezvoltarea durabilă a societății.

#### **4.2.3 Reducerea consumului tehnologic**

În urma întocmirii bilanșurilor anuale de gaze naturale, la nivelul SNTGN Transgaz SA, între cantitățile de gaze intrate și respective ieșit în/din SNT rezultă anumite diferențe denumite consumuri tehnologice.

În conformitate cu prevederile Ghidului pentru determinarea consumurilor tehnologice considerate pierderi de gaze naturale din rețelele de transport și distribuție, ghid elaborat în anul 1999 și publicat sub egida Ministerului Industriilor și Comerțului (actual Ministerul Economiei. Consumurile tehnologice se impart în:

<b>Consumuri tehnologice determinate</b>	<b>Consumuri tehnologice nedeterminate</b>
Consum în stații de comprimare;	Consum tehnologic aferent echipamentelor din instalațiile tehnologice (NT,SRMP,ș,a)– înlocuire, verificare, reglare,evacuări supape de siguranță, neetanșeități la îmbinările demontabile la conducte și SRM-uri;
Consum spații și procese;	Consum tehnologic pierderi/defecte neidentificate ale materialului tubular;
Consum reparații, reabilitări conducte, dezvoltarea SNT;	Consum tehnologic eroare de măsură – funcționarea contoarelor în condiții improprii de presiune. Calitate necorespunzătoare a gazelor, clasa de precizie a aparatelor de măsură și a gazcromatografelor.
Consum accidente tehnice -fisuri, ruperi conductă.	

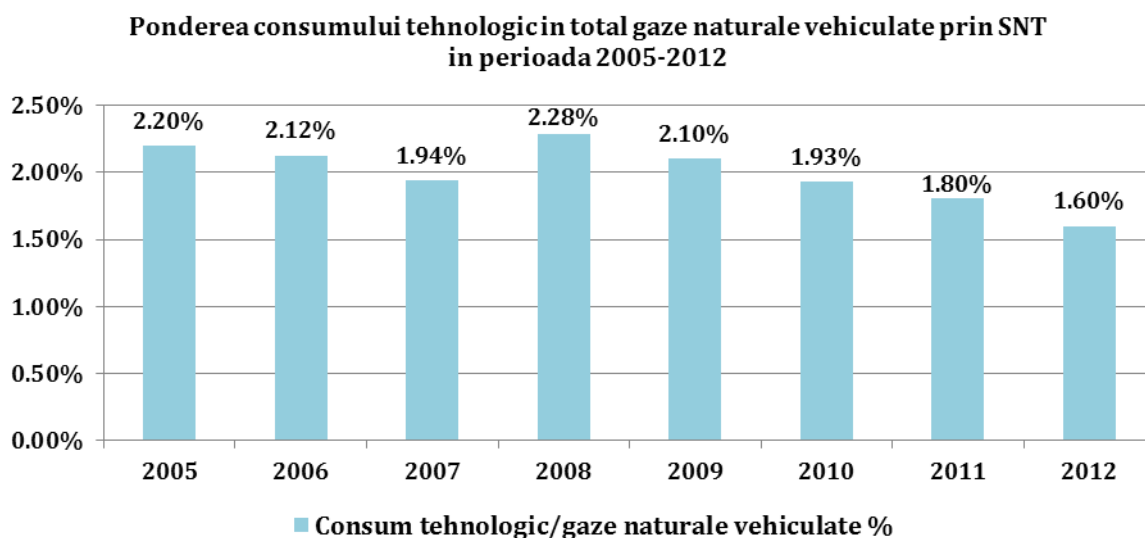
Consumul tehnologic include consumul propriu al SNTGN Transgaz SA și pierderile tehnologice. Raportat la cantitatea totală de gaze naturale vehiculate, consumul tehnologic s-a redus continuu în ultimii ani, constituindu-se într-un generator de eficiență economică pentru societate. Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic reprezintă un important indicator de performanță operațională.

Consumul tehnologic este reprezentat de cheltuielile cu achiziția gazelor naturale necesare acoperirii consumului instalațiilor proprii; refulărilor din separatoare și conducte; cuplărilor, reparațiilor, precum și pierderilor cauzate de erori de măsurare, accidentelor tehnice etc.

În perioada 2005-2012, ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT a fost următoarea:

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gaze naturale vehiculate prin SNT	mil mc	18,140	18,314	17,030	16,641	14,381	14,735	15,476	14,942
Consum tehnologic	mil mc	399	389	330	380	302	284	279	239
<b>Consum tehnologic/gaze naturale vehiculate</b>	<b>%</b>	<b>2.20</b>	<b>2.12</b>	<b>1.94</b>	<b>2.28</b>	<b>2.10</b>	<b>1.93</b>	<b>1.80</b>	<b>1.60</b>

**Tabel nr.14 Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT în perioada 2005-2012**



**Graficul nr.53 Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT în perioada 2005-2012**

Sursa: Raportul anual al administratorilor

Costul cu consumul tehnologic este recuperat prin tariful de transport, acesta fiind inclus în cheltuielile operaționale.

Scăderea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT, de la 2.28% în anul 2008 la 1.60% în anul 2012 este rezultatul efortului conjugat al departamentelor de exploatare și operare precum și al unor măsuri tehnice corespunzătoare.

Pentru perioada 2013-2017, administratorii societății au în vedere implementarea unui program eficient de măsuri pentru menținerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT la un nivel de 1.70%. Creșterea programului de dezvoltare și reabilitare și întarzierea programului de automatizare SCADA va constrânge potențial abilitatea managementului să aducă o îmbunătățire imediată a acestui indicator. În aceste condiții, consiliului de administrație îi revine responsabilitatea de a analiza și identifica posibilitățile de optimizare a consumului tehnologic. În acest scop se are în vedere un program de măsuri tehnice constând în principal în:

- completarea monitorizării scăpărilor de gaze prin metode moderne și în timp real cu aparate performante;
- micșorarea cantităților de gaze naturale refulate; creșterea randamentului instalațiilor de încălzire gaze tehnologice prin schimbarea sau modernizarea acestora;
- monitorizarea eficientă a integrității sistemelor de măsurare și a funcționării în zona optimă de precizie, a integrității echipamentelor din SRMP-uri, noduri tehnologice, stații de comprimare, robinete de secționare ș.a;
- implementarea unui program de măsuri pentru îmbunătățirea măsurării gazelor naturale, analiză gaze și odorizare;

#### **4.2.4 Îmbunătățirea calității execuției programelor investiționale de modernizare și dezvoltare, a programelor de reparații, reabilitare și asigurare a mentenanței Sistemului Național de Transport al gazelor naturale**

Având în vedere nevoile de investiții ale companiei, optimizarea calității execuției programelor de investiții modernizare dezvoltare SNT și a celor de reparații, reabilitare și asigurare a mentenanței acestuia va avea un rol primordial în eficientizarea activității investiționale a companiei și implicit a rezultatelor acesteia.

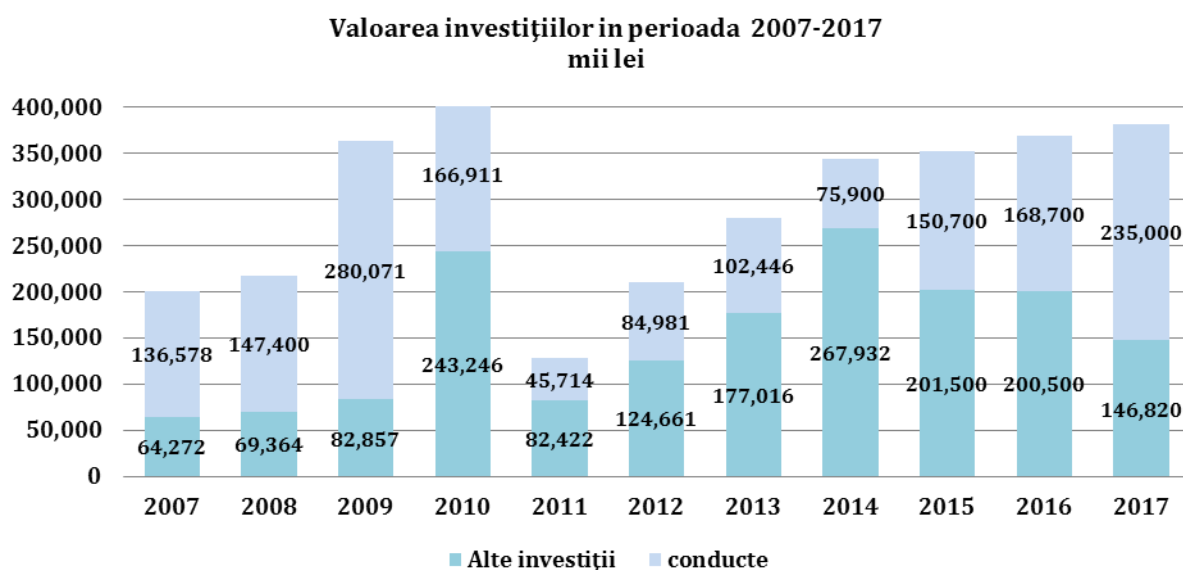
Întărirea disciplinei în fundamentarea/execuția/controlul execuției programelor de investiții modernizare, dezvoltare și a programelor de reparații, reabilitare și asigurare a mentenanței SNT gaze naturale va permite societății nu numai atingerea obiectivelor de dezvoltare asumate dar și menținerea sub control a cheltuielilor generate de realizarea acestor programe și respectiv încadrarea în valorile acestor cheltuieli aprobate prin bugetul de venituri și cheltuieli.



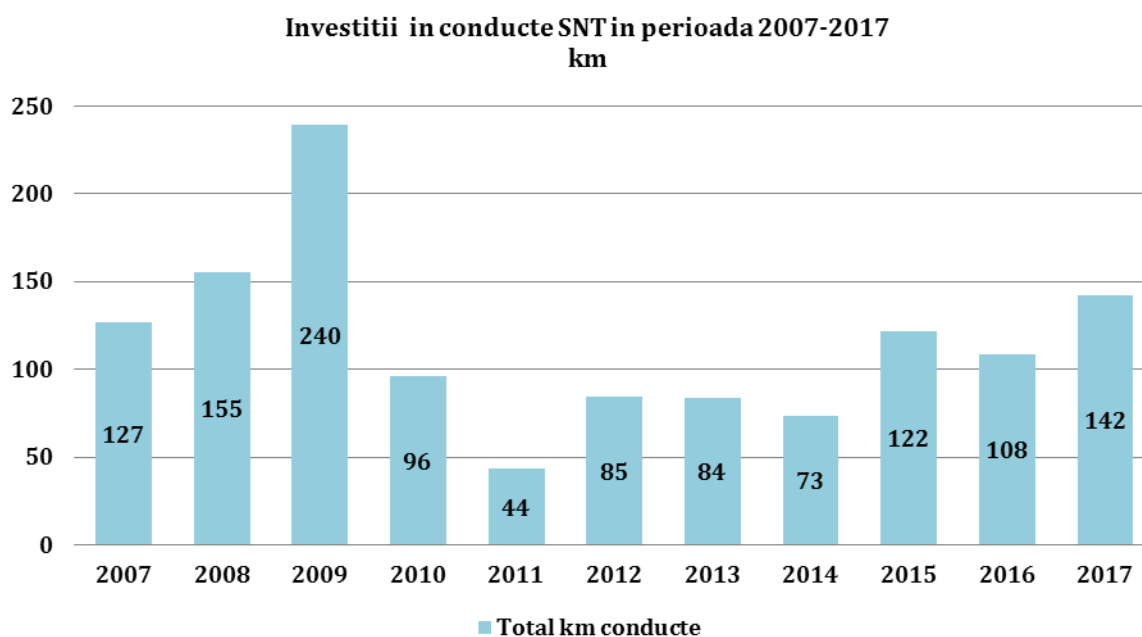
**Strategia privind lucrările de modernizare și dezvoltare în perioada 2013-2017 presupune un efort financiar estimat la 1,7 mld.lei (~384 mil.euro) și cuprinde construcția a cca. 530 km conducte de transport gaze naturale.**

În structură, valoarea totală estimată a investițiilor pentru perioada 2013-2017 cuprinde:

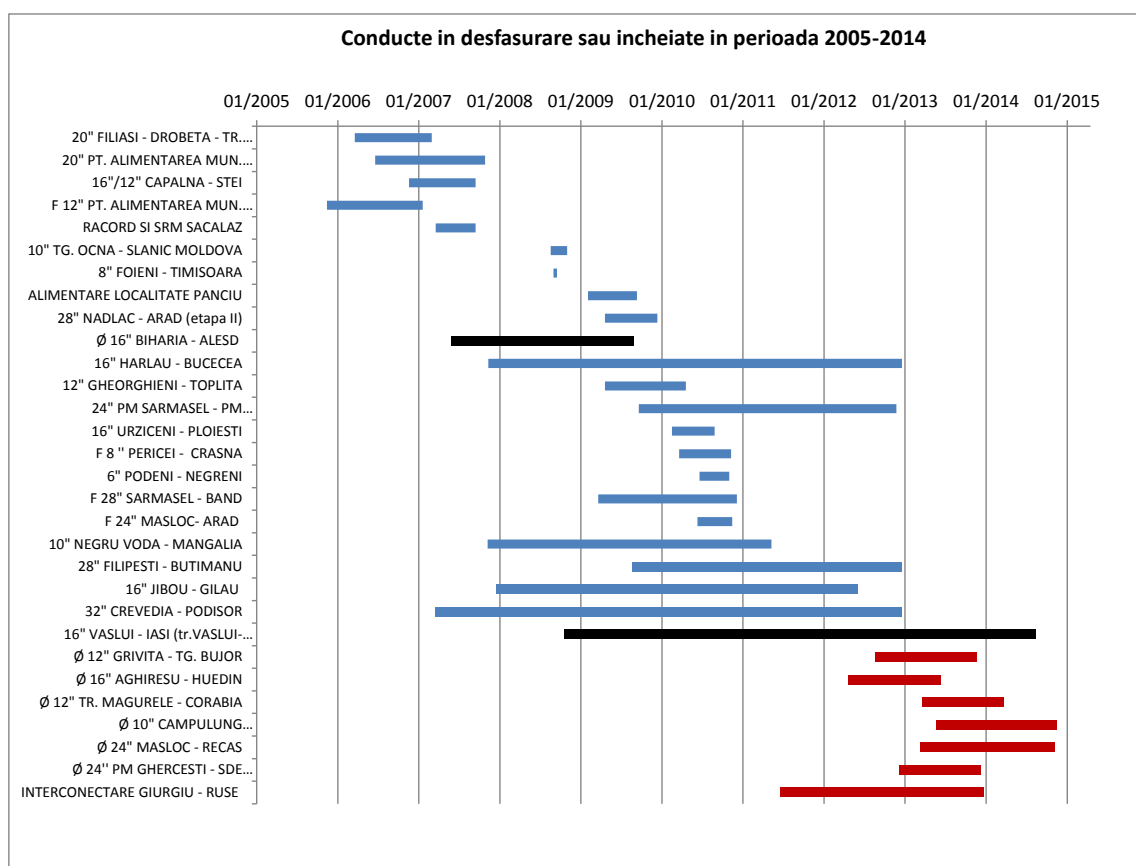
- **43% - investiții în conducte de transport gaze naturale (~163 mil.euro);**
- **57% - alte investiții (~221 mil.euro).**  
(stații de comprimare, stații de reglare măsurare, stații de protecție catodică, noduri tehnologice, ș.a)



**Graficul nr.54 Valoarea investițiilor in perioada 2007-2017**



**Graficul nr.55 Investiții in SNT in perioada 2007-2017**



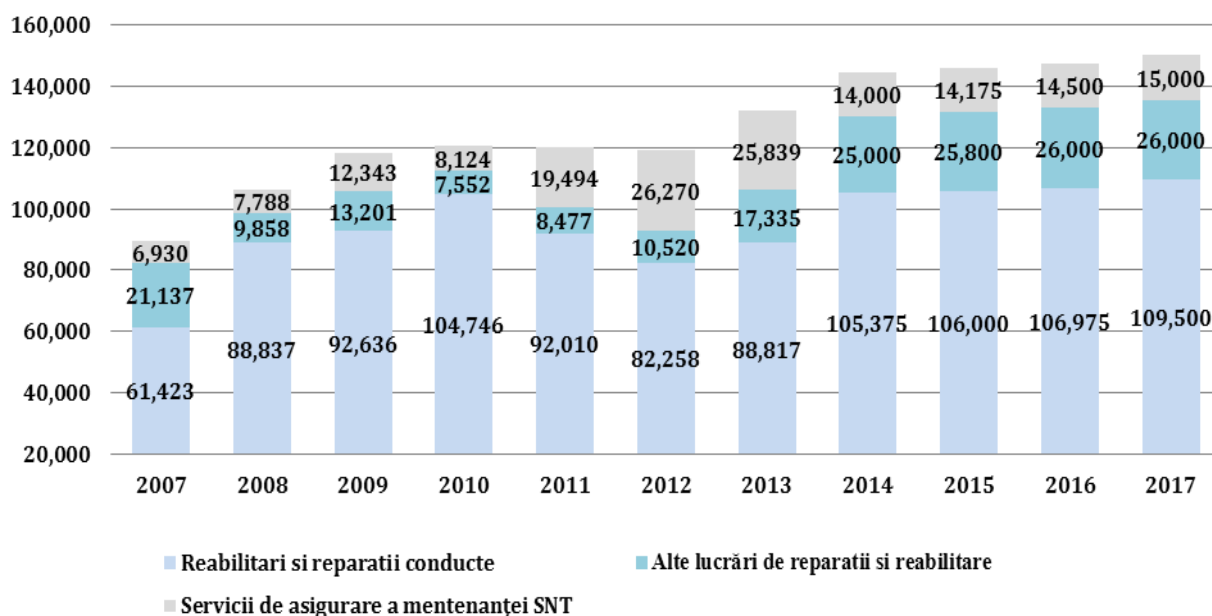
Precum se vede în graficul de mai sus, compania va trebui să se mobilizeze agresiv pentru a-și îndeplini chiar și planul minim de investiții având în vedere numărul limitat de proiecte în desfășurare care se continuă în 2014. Mai îngrijorător este creșterea substanțială a zilelor medii de întârziere pentru conductele finalizate. Motivul acestor întârzieri este o cauză de îngrijorare datorită faptului că, un număr de proiecte au fost pornite fără aprobările necesare. Blocajele create sunt o lecție operațională și legislativă, deoarece există riscul ca proiecte de interes național, cum ar fi transportul gazului exploatat din Marea Neagră, să fie împiedicate de dificultatea obținerii dreptului de acces pentru construirea conductelor.

**Strategia privind lucrările de reabilitare, reparații și mentenanță a SNT în perioada 2013-2017 presupune un efort financiar estimat la 0,7 mld. lei (~157 mil. euro) și cuprinde reabilitarea și lucrările de reparații la cca. 2.000 km conducte de transport gaze naturale.**

În structură, valoarea totală estimată a lucrărilor de reabilitare, reparații și mentenanță a SNT pentru perioada 2013-2017 cuprinde:

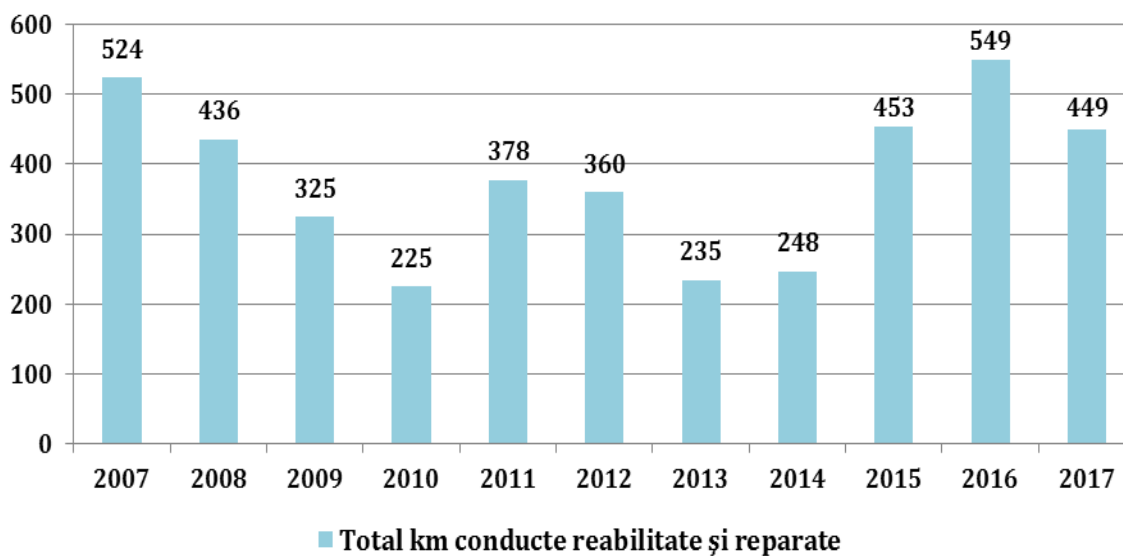
- 73% - lucrări de reabilitare și reparații la conductele de transport gaze naturale (~115 mil. euro);
- 15% - alte lucrări de reparații și reabilitare (~ 24 mil. euro);
- 12% - servicii de mentenanță a SNT (~ 18 mil. euro).

### Valoarea lucrărilor de reabilitare și reparații în perioada 2007-2017 ( mii lei)



Graficul nr.56 Valoarea lucrărilor de reabilitare și reparații în perioada 2007-2017

### Total km conducte reabilite și reparate 2007-2017



Graficul nr.57 Reabilitări și reparații conducte în perioada 2007-2017

**Efortul financiar pentru materializarea obiectivelor investiționale și de reabilitare a SNT în perioada 2013-2017 este estimat la de 2,4 mld.lei (~. 541 mil.euro) și va avea ca finalitate:**

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Dezvoltarea SNT și operarea acestuia în condiții de maximă eficiență și siguranță prin îndeplinirea eficientă a programelor de modernizare și dezvoltare SNT, a programelor de reparații, reabilitare și mentenanță a SNT;</li></ul> |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Asigurarea capacităților de transport pentru satisfacerea cerințelor de consum din economia națională;</li></ul>   |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale și dezvoltarea unor rute alternative de transport gaze naturale;</li></ul>   |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Creșterea gradului de siguranță în alimentarea cu gaze naturale la nivel național și european;</li></ul>   |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Creșterea securității energetice a României;</li></ul>   |
| <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Sustenabilitatea sistemului energetic românesc și creșterea competitivității acestuia.</li></ul>   |

#### **4.2.5 Finalizarea implementării sistemului de comandă și achiziție date SCADA**

O direcție importantă în ceea ce privește îmbunătățirea calității execuției și eficienței activității operaționale a SNTGN Transgaz SA Mediaș o reprezintă implementarea Sistemului de comandă și achiziție date (SCADA), care constituie o obligație legală, prevăzută inițial în Art. 25 din Legea Gazelor nr. 351/2004 și reiterată în Art. 130, pct. c. din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012.

În calitate de operator tehnic al SNT, societății îi revine obligația de a crește siguranța derulării livrărilor de gaze naturale. În acest sens, SNTGN Transgaz SA a inițiat procedura de implementare, întreținere și dezvoltare a unui sistem de monitorizare, comandă și achiziție de date tip SCADA.

Finalizarea implementării SCADA (realizarea etapei a III a- etapa finală) este extrem de importantă dat fiind faptul că acest sistem informatic va permite:

- asigurarea transmiterii, în timp real, a datelor tehnologice (presiune, debit, temperatură, calitate gaze, putere calorifică) la dispeceratul național;
- îmbunătățirea capacității TRANSGAZ de a controla și reacționa rapid și eficient la orice risc potențial de întrerupere a activității contribuind la creșterea siguranței operării sistemului național de transport gaze naturale;
- asigurarea condițiilor necesare oferirii serviciilor de transport gaze naturale pe termen scurt în punctele de intrare/ieșire în/din sistemul național de transport și derulării contractelor aferente acestui tip de servicii, conform cerințelor Regulamentului (CE) nr. 715/2009.

Cum implementarea proiectului a fost întârziată, este deosebit de important, oportun și necesar ca societatea să își mobilizeze eforturile și să reușească finalizarea și a ultimei etape a proiectului, etapă aflată în derulare și din care au fost realizate acțiunile de:

- programare lucrări mecanice și electrice în 225 de SRM-uri mici (sau „alte SRM-uri”, conform denumirii din caietul de sarcini sau indicatorilor de realizare din contractul de finanțare);
- punerea în comunicație (conectate în SCADA) a 112 SRM-uri mici;
- testele de acceptanță la locație (SAT) pentru un număr de 57 SRM-uri mici.

De la începutul proiectului și până în prezent au fost conectate în SCADA următoarele obiective:

- Dispeceratul National Mediaș;
- Dispeceratul de gaze naturale București;
- 9 dispecerate ale Exploatărilor Teritoriale;
- 434 de SRM-uri;
- 106 robinete de linie;
- 4 noduri tehnologice;
- 1 stație de comprimare;

Datele din sistemul SCADA al OMV PETROM (cca. 90% din producție) sunt disponibile în sistemul SCADA al Transgaz.

Implementarea sistemului SCADA este unul dintre obiectivele strategice ce vizează garantarea securității energetice și dezvoltării durabile ce va permite sporirea eficienței economice în conducerea operativă a funcționării SNT.

#### **4.2.6 Dimensionarea optimă a necesarului de resurse umane în raport cu necesitățile reale de activitate și dezvoltare ale societății**

Având în considerare complexitatea subiectului și dialogul cu reprezentanții organizațiilor sindicale, administratorii vor efectua o analiză detaliată în ceea ce privește:

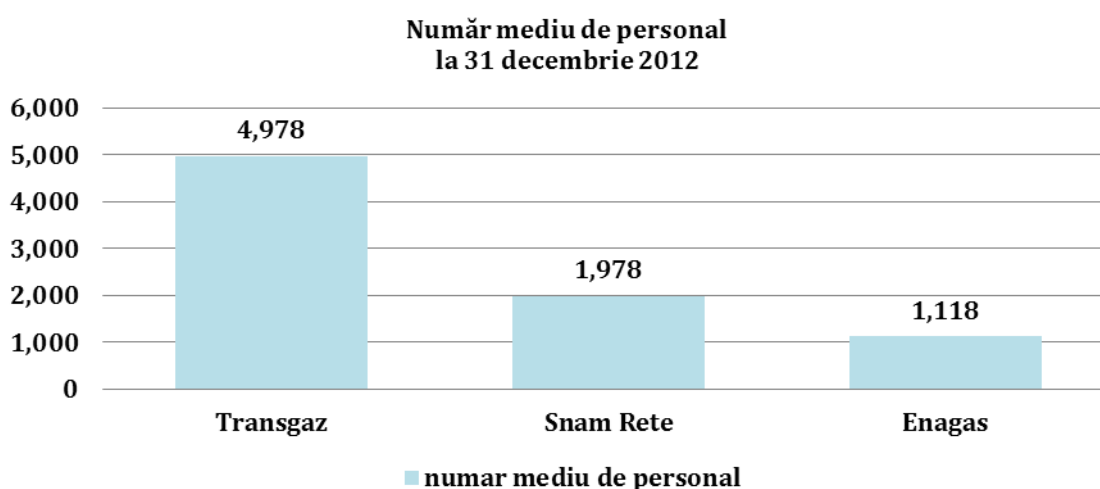
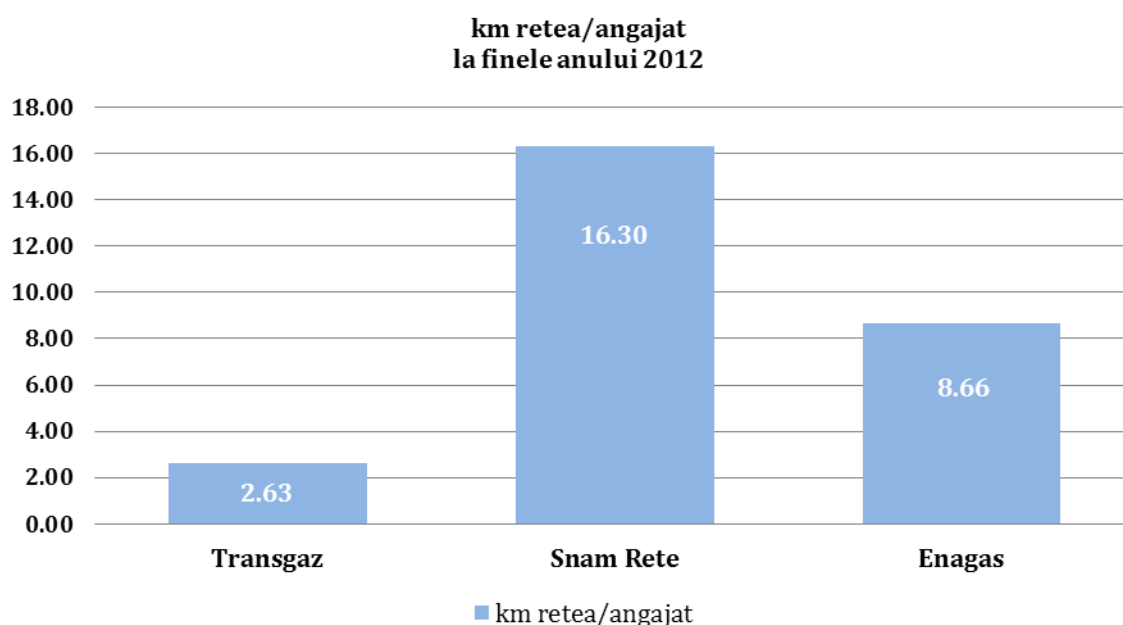
- reproiectarea organizațională a proceselor, sistemelor și activităților din cadrul societății, atribuțiilor și responsabilităților personalului angajat, ca urmare a modernizărilor și re tehnologizărilor ce se vor efectua în SNT și la instalațiile din dotare: stațiile de reglare măsurare (SRM), stațiile de comandă vane (SCV) și nodurile tehnologice (NT), în scopul aplicării Codului rețelei și implementării, întreținerii și dezvoltării unui sistem de monitorizare, comandă și achiziție de date de tip SCADA;
- elaborarea până la finele anului 2014 a unui normativ nou de personal și a normelor tehnice de timp pentru operarea, exploatarea și mentenanța SNT și a instalațiilor aferente la standardele de calitate și performanță impuse de aplicarea Codului rețelei;
- structura aglomerată și ineficientă de organizare și funcționare a companiei în comparație cu cele ale altor operatori de transport gaze naturale de pe piețele mature din Uniunea Europeană;
- vârsta medie ridicată a personalului (peste 40% din angajați având o vârstă de peste 50 de ani);

În general, viziunea strategică a administratorilor în ceea ce privește resursele umane este aceea de reducere a numărului de personal în line cu pensionările ce vor avea loc în următorii ani și menținerea unui nivel de creștere al cheltuielilor salariale în limita ratei inflației.

Dimensionarea optimă a numărului de personal din cadrul societății în funcție de nevoile reale ale activităților desfășurate de societate, de modernizările și re tehnologizările operate în SNT, de dezvoltarea viitoare a SNTGN Transgaz SA va fi un subiect important de analizat în timp, funcție de nevoile crescute de dezvoltare ale companiei compensate în viitor și de un nivel mai ridicat de tehnologizare prin implementarea sistemului SCADA.

Din nefericire, Transgaz se situeaza într-o poziție foarte nefavorabilă față de companii similare din Europa.

**Graficul nr.58 Indicator km de rețea/angajat**



**Graficul nr.59 Număr mediu de personal**

#### **4.2.7 Îmbunătățirea procesului de formare, instruire și dezvoltare profesională a personalului**

Formarea, perfecționarea și dezvoltarea profesională a angajaților din cadrul societății se vor realiza prin formele prevăzute de lege și de planul de formare profesională elaborat la nivelul societății, în consens cu prevederile din Contractul colectiv de muncă încheiat la nivel de unitate.

#### **4.2.8 Optimizarea calității implementării principiilor de bună guvernare corporativă**

SNTGN TRANSGAZ SA are un sistem de administrare unitar.

**Adunarea Generală a Acționarilor (AGA)** este organul de conducere care decide asupra activității societății și politicii sale economice. Atribuțiile AGA sunt definite în Actul Constitutiv al SNTGN Transgaz SA.

##### **Consiliul de Administrație**

SNTGN TRANSGAZ SA este administrată de un Consiliu de Administrație, care are competența generală pentru îndeplinirea tuturor actelor necesare în scopul desfășurării obiectului de activitate al societății, cu excepția aspectelor care sunt de competența adunării generale a acționarilor conform prevederilor Actului Constitutiv actualizat la 10.07.2013 și celor stipulate în legile aplicabile.

Consiliul de Administrație este constituit din 5 membri care garantează eficiența capacității de supraveghere, analiză și evaluare a activității societății precum și tratamentul echitabil al acționarilor.

Membrii Consiliului de Administrație sunt aleși de Adunarea Generală a Acționarilor pentru un mandat de 4 ani cu posibilitatea de a fi revocați de către adunarea generală ordinară în cazul neîndeplinirii obiectivelor principale.

Membrii Consiliului de Administrație pot avea calitatea de acționar.

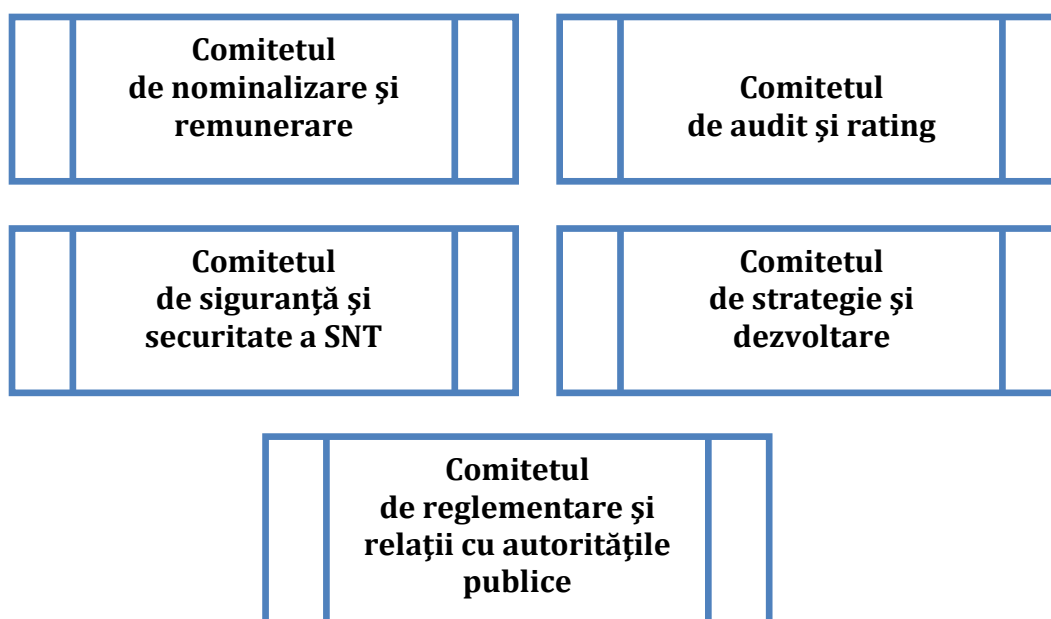
Consiliul de Administrație al SNTGN TRANSGAZ SA este condus de un președinte numit de Adunarea Generală a Acționarilor, din rândul membrilor Consiliului de Administrație. Acesta nu poate fi și director general.

Membrii Consiliului de Administrație vor lua parte la toate adunările generale ale acționarilor și își vor exercita mandatul în cunoștință de cauză, cu bună credință în interesul societății, cu reponsabilitate și prin respectarea legii fără a divulga informațiile confidențiale și secretele comerciale ale societății atât pe perioada mandatului cât și după încetarea acestuia.

Actul Constitutiv al SNTGN TRANSGAZ SA actualizat la 10.07.2013 reglementează atribuțiile, răspunderile și competențele Consiliului de Administrație precum și obligațiile administratorilor companiei.

## Comitete consultative

În vederea respectării prevederilor legale specifice pieței de capital (Legea nr. 297/2004 privind piața de capital, modificată și Codul de Governanță Corporativă al Bursei de Valori București), Consiliul de Administrație a aprobat prin Hotărârea nr.7/27.05.2013 actualizarea structurii și componenței comitetelor consultative, formate din câte trei membri ai Consiliului de Administrație, astfel:



Comitetele consultative constituite în cadrul Consiliului de Administrație au atribuții stabilite prin Regulamentul Intern privind organizarea și funcționarea comitetelor consultative și sunt responsabile pentru efectuarea analizelor și elaborarea recomandărilor pentru Consiliul de Administrație în domeniile specifice, înaintând acestuia trimestrial rapoarte asupra activității desfășurate.

SNTGN TRANSGAZ SA este condusă de un Consiliu de Administrație care se întrunește la sediul societății sau în alt loc pe care el îl stabilește, ori de câte ori este necesar dar cel puțin o dată la trei luni, la convocarea președintelui consiliului în urma cererii a doi membri ai consiliului sau de către directorul general.

În cadrul ședințelor sale, Consiliul de Administrație va adopta hotărâri care să contribuie la îndeplinirea atribuțiilor într-o manieră efektivă și eficientă. Membrii Consiliului de Administrație nu vor divulga informațiile confidențiale și secretele comerciale ale societății la care au acces în calitate lor de administratori. Această obligație le revine și după încetarea mandatului de administrator.



## **Rolul și obligațiile Consiliului de Administrație**

Competențele principale ale Consiliului de Administrație sunt următoarele:

- stabilirea direcțiilor principale de activitate și de dezvoltare ale societății;
- stabilirea sistemului contabil și de control financiar și aprobarea planificării financiare;
- aprobarea structurii organizatorice și a regulamentului de organizare și funcționare ale SNTGN TRANSGAZ SA;
- numirea, suspendarea sau revocarea directorului general al SNTGN TRANSGAZ SA și stabilirea remunerației acestuia;
- supraveghează activitatea directorului general;
- pregătirea raportului anual, organizarea adunărilor generale ale acționarilor în temeiul Legii 31/1990, republicată cu modificările și completările ulterioare și implementarea hotărârilor acestora;
- introducerea cererii pentru deschiderea procedurii insolvenței SNTGN TRANSGAZ SA potrivit reglementărilor legale în vigoare;
- aprobarea nivelului garanțiilor pentru persoanele care au calitatea de gestionar;
- încheierea de acte juridice prin care să dobândească, să înstrăineze, să schimbe sau să constituie în garanție bunuri aflate în patrimoniul SNTGN TRANSGAZ SA, cu aprobarea adunării generale a acționarilor atunci când legea impune această condiție;
- aprobarea competențelor sucursalelor pe domenii de activitate (economic, comercial, tehnic, administrativ, financiar, juridic etc.) în vederea realizării obiectului de activitate al societății;
- aprobarea încheierii oricăror contracte pentru care nu a delegat competența directorului general al companiei;
- supunerea anuală adunării generale a acționarilor, după încheierea exercițiului financiar, a raportului cu privire la activitatea SNTGN TRANSGAZ SA, a bilanțului contabil și a rezultatului global pe anul precedent;
- supunerea spre aprobarea adunării generale a acționarilor a programul de administrare pe durata mandatului, a programului de activitate și proiectului de buget de venituri și cheltuieli pentru anul următor;
- convocarea adunării generale a acționarilor ori de câte ori este nevoie;
- stabilirea drepturilor, obligațiilor și responsabilităților personalului SNTGN TRANSGAZ SA, conform structurii organizatorice aprobate;
- stabilirea competențelor și nivelului de contractare a împrumuturilor bancare curente, a creditelor comerciale pe termen scurt și mediu și aprobarea eliberării garanțiilor;
- aprobarea numărului de posturi și a normativului de constituire a compartimentelor funcționale și de producție;
- aprobarea programelor de producție, cercetare, dezvoltare și investiții;
- aprobarea politicii pentru protecția mediului înconjurător, securitatea muncii, potrivit reglementărilor legale în vigoare;
- aprobarea în limita bugetului de venituri și cheltuieli aprobat de adunarea generală a acționarilor, modificări în structura acestuia, în limita competențelor pentru care a primit mandat;
- negocierea contractului colectiv de muncă prin mandatarea directorului general și aprobarea statutului personalului;
- stabilirea și aprobarea nivelului indemnizației pentru secretarul consiliului de administrație.

## **Structura Consiliului de Administrație**

Structura Consiliului de Administrație al SNTGN TRANSGAZ SA asigură un echilibru între membrii executivi și ne-executivi, astfel ca nici o persoană sau grup restrâns de persoane să nu poată domina procesul decizional al Consiliului de Administrație. Procesul decizional în cadrul societății va rămâne o responsabilitate colectivă a Consiliului de Administrație, care va fi ținut responsabil solidar pentru toate deciziile luate în exercitarea competențelor sale.

Renunțarea la mandat de către administratorii independenți va fi însoțită de o declarație detaliată privind motivele acestei renunțări. Membrii Consiliului de Administrație își vor actualiza permanent competențele și își vor îmbunătăți cunoștințele cu privire la activitatea companiei cât și cu privire la cele mai bune practici de guvernare corporativă pentru îndeplinirea rolului lor.

## **Numirea membrilor Consiliului de Administrație**

Compania are înființată un Comitet de Nominalizare și Remunerare care coordonează procesul de numire a membrilor Consiliului de Administrație și adresează recomandări atât pentru poziția de administrator cât și pentru ocuparea posturilor vacante în cadrul acestuia, urmând o procedura oficială, riguroasă și transparentă.

În acest sens, lista candidaților la poziția de administrator va fi depusă la societate cu cel puțin 15 zile înainte de data fixată pentru AGA cu obligația ca aceasta să fie publicată în timp util pe pagina web a companiei.

## **Remunerarea membrilor Consiliului de Administrație**

Comitetul de Nominalizare și Remunerare elaborează politica de remunerare pentru administratori și directori. Comitetul va prezenta Consiliului de Administrație propuneri privind remunerarea administratorilor și directorilor, asigurându-se că aceste propuneri sunt în concordanță cu politica de remunerare adoptată de societate.

Remunerarea administratorilor ne-executivi va fi proporțională cu responsabilitățile și timpul dedicat exercitării atribuțiilor lor. Suma totală a remunerației directe și indirecte a administratorilor și directorilor, separat pe componente fixă și variabilă, va fi prezentată în Raportul Anual.

## **Transparența**

SNTGN TRANSGAZ SA efectuează raportări periodice și continue cu privire la evenimente importante ce privesc societatea, incluzând fără a se limita la acestea, situația financiară, performanța, proprietatea și conducerea, atât în mass media cât și pe pagina web proprie ([www.transgaz.ro](http://www.transgaz.ro)).

Compania pregătește și diseminează informații periodice și continue relevante atât în concordanță cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS) cât și alte standarde de raportare, respectiv de mediu, sociale și de conducere (ESG –Environment, Social and Governance).

Informațiile sunt diseminate atât în limba română cât și în limba engleză. Compania organizează de două ori pe an întâlniri cu analiștii financiari, brokeri, specialiști de piață cât și investitori, cu ocazia diseminării situațiilor financiare anuale și semestriale, materiale relevante în decizia investițională.

### **Raportarea financiară**

SNTGN TRANSGAZ SA are înființat un Comitet de Audit și Rating care examinează în mod regulat eficiența raportărilor financiare, al controlului intern și al sistemului de administrare a riscului adoptat de societate.

Comitetul consultativ de audit și rating efectuează analize de audit și elaborează pe baza acestora rapoarte de audit, verificând totodată conformitatea rapoartelor de audit elaborate cu planul de audit aprobat la nivelul companiei.

Comitetul consultativ sprijină membrii Consiliului de Administrație în monitorizarea credibilității și integrității informației financiare furnizate de societate, în special prin revizuirea relevanței și consistenței standardelor contabile aplicate de aceasta (inclusiv criteriile de consolidare), în monitorizarea ratingului SNTGN Transgaz SA.

Comitetul consultativ de audit colaborează cu auditul financiar extern al societății care îi pune la dispoziție un raport în care vor fi descrise toate relațiile existente între aceasta din urmă pe de o parte, și societatea și grupul din care face parte, pe de altă parte.

Comitetul consultativ de Audit monitorizează independența și corectitudinea auditorului financiar în special prin monitorizarea rotației partenerilor dedicați societății, în firma de audit și adresează recomandări Consiliului de Administrație privind selectarea, numirea, re-numirea, înlocuirea auditorului financiar precum și termenii și condițiile remunerării acestuia.

### **Conflictul de interese**

Membrii Consiliului de Administrație vor lua decizii în interesul exclusiv al societății și nu vor lua parte la dezbaterile sau deciziile care creează un conflict între interesele lor personale și cele ale companiei sau ale unor subsidiare controlate de aceasta.

### **Tranzacțiile cu persoane implicate**

Fiecare membru al Consiliului de Administrație se asigură de evitarea unui conflict de interese direct sau indirect cu compania sau o subsidiară controlată de aceasta, iar în cazul apariției unui astfel de conflict se va abține de la dezbaterile și votul asupra chestiunilor respective, în conformitate cu prevederile legale în vigoare.

În vederea asigurării corectitudinii procedurale a tranzacțiilor cu părțile implicate, membrii Consiliului de Administrație apelează la următoarele criterii, dar fără a se limita doar la acestea:

- păstrarea competenței CA sau AGA, după caz, de a aproba cele mai importante tranzacții;

- solicitarea unei opinii prealabile asupra celor mai importante tranzacții din partea structurilor de control intern;
- încredințarea negocierilor, referitoare la aceste tranzacții, unuia sau mai multor administratori independenți sau administratorilor care nu au legături cu părțile implicate respective;
- recursul la experți independenți.

### **Regimul informației corporative**

Consiliul de Administrație stabilește politica corporativă de diseminare a informațiilor, respectând legislația în vigoare și Actul Constitutiv al companiei, această politică trebuie să garanteze accesul egal la informație al acționarilor, investitorilor cât și al acționarilor semnificativi și nu trebuie să permită abuzuri privind informațiile confidențiale sau informațiile despre „tranzacțiile cu sine”.

### **Conducerea executivă**

Conducerea SNTGN TRANSGAZ SA este asigurată de directorul general, care are în subordine doi directori generali adjuncți și directorii executivi. Directorul General este numit de Consiliul de Administrație dintre membrii consiliului sau din afara acestuia și este confirmat de Adunarea Generală a Acționarilor.

Nu poate fi director general al SNTGN TRANSGAZ SA persoana care este incompatibilă cu calitatea de administrator, potrivit Legii nr.31/1990 privind societățile comerciale, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Consiliul de Administrație a delegat conducerea societății către Directorul general al SNTGN TRANSGAZ SA, iar acesta reprezintă societatea în relațiile cu terții.

Atribuțiile directorului general sunt stabilite prin Regulamentul de Organizare și Funcționare al Societății (ROF) și cuprinde în principal următoarele:

- aplicarea strategiei și politicilor de dezvoltare ale societății stabilite de Consiliul de Administrație;
- angajarea, promovarea și concedierea personalului salariat, în condițiile legii;
- participarea la negocierea contractului colectiv de muncă, a cărui negociere și încheiere se desfășoară în condițiile legii, în limita mandatului dat de Consiliul de Administrație;
- negocierea, în condițiile legii, a contractelor individuale de muncă;
- încheierea actelor juridice, în numele și pe seama SNTGN TRANSGAZ SA, în limitele stabilite prin hotărârile Consiliului de Administrație;
- stabilirea îndatoririlor și responsabilităților personalului din subordine;
- aprobarea operațiunilor de încasări și plăți, potrivit competențelor legale și actului constitutiv al societății;
- aprobarea operațiunilor de vânzare și cumpărare de bunuri, în limita competențelor delegate de Consiliul de Administrație;
- împuternicirea directorilor executivi, directorilor din cadrul exploatărilor teritoriale și oricărei alte persoane să exercite orice atribuție din sfera sa de competență.

Directorii executivi și directorii din cadrul exploatărilor teritoriale sunt numiți, suspendați sau revocați de Directorul General, sunt funcționari ai SNTGN TRANSGAZ SA, și sunt răspunzători față de acesta pentru îndeplinirea îndatoririlor lor cât și față de membrii Consiliului de Administrație.

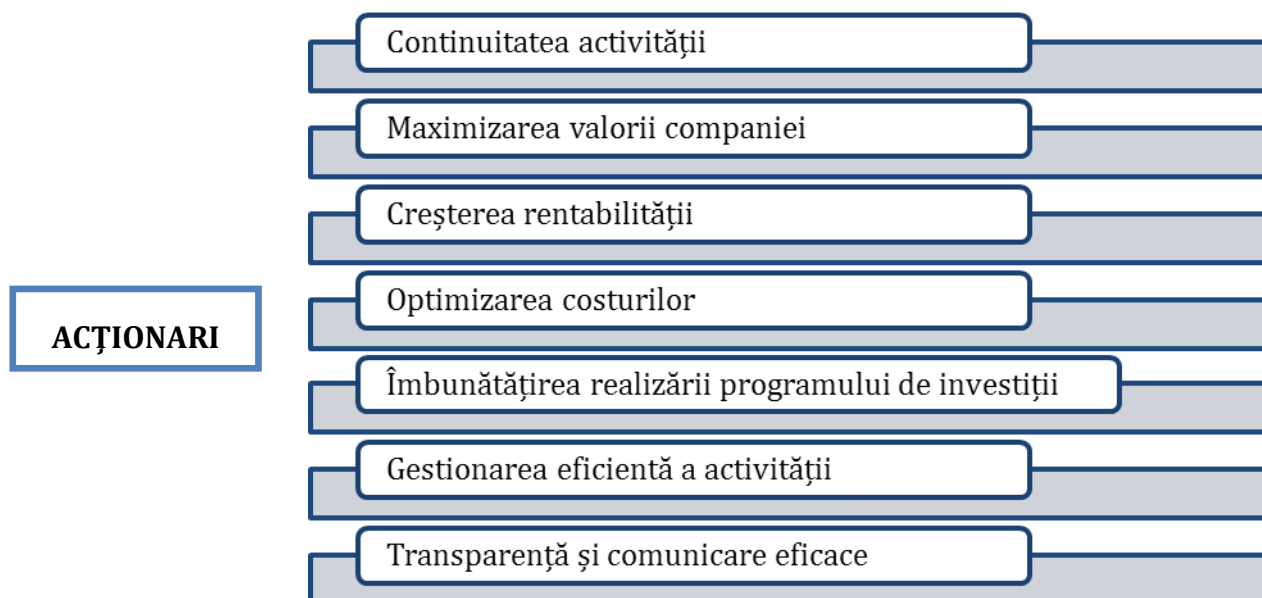
Atribuțiile directorilor executivi și ale directorilor din cadrul exploatărilor teritoriale sunt stabilite prin Regulamentul de Organizare și Funcționare al SNTGN TRANSGAZ SA.

### Relația cu părțile interesate

Obiectivele strategice generale și specifice ale activității SNTGN TRANSGAZ SA sunt stabilite în contextul alinierii la cerințele noii politici energetice europene privind siguranța și securitatea energetică, dezvoltarea durabilă și competitivitatea.

În acest context, implementarea și dezvoltarea principiilor guvernancei corporative dezvoltarea practicilor de afaceri responsabile, transparente, devine tot mai mult o necesitate în fundamentarea și aplicarea strategiilor și politicilor de business ale companiilor.

Subscriind acestui deziderat, SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș urmărește și prin regulamentul de guvernare proprie, asigurarea unui cadru riguros de dimensionare și reglementare a guvernancei corporative la nivelul societății, dezvoltarea unui sistem relațional eficace și proactiv în raport cu acționarii și părțile interesate.



**FURNIZORI**

Asigurarea calității tehnice a serviciului prestat

Optimizarea satisfacției furnizorilor

Asigurarea continuității prestării serviciului

**CLIEȚI**

Sporirea calității serviciului prestat

Respectarea Standardului de Performanță privind transportul gazelor naturale

Asigurarea calității comerciale a serviciului de transport gaze naturale

Continuitatea în alimentarea cu gaze naturale

**ANRE**

Transparență

Respectarea reglementărilor ANRE

Asigurarea optimă a exploataării și mentenanței SNT

Conlucrarea în vederea definirii și îndeplinirii cerințelor OST

Gestionarea și operarea eficientă a SNT

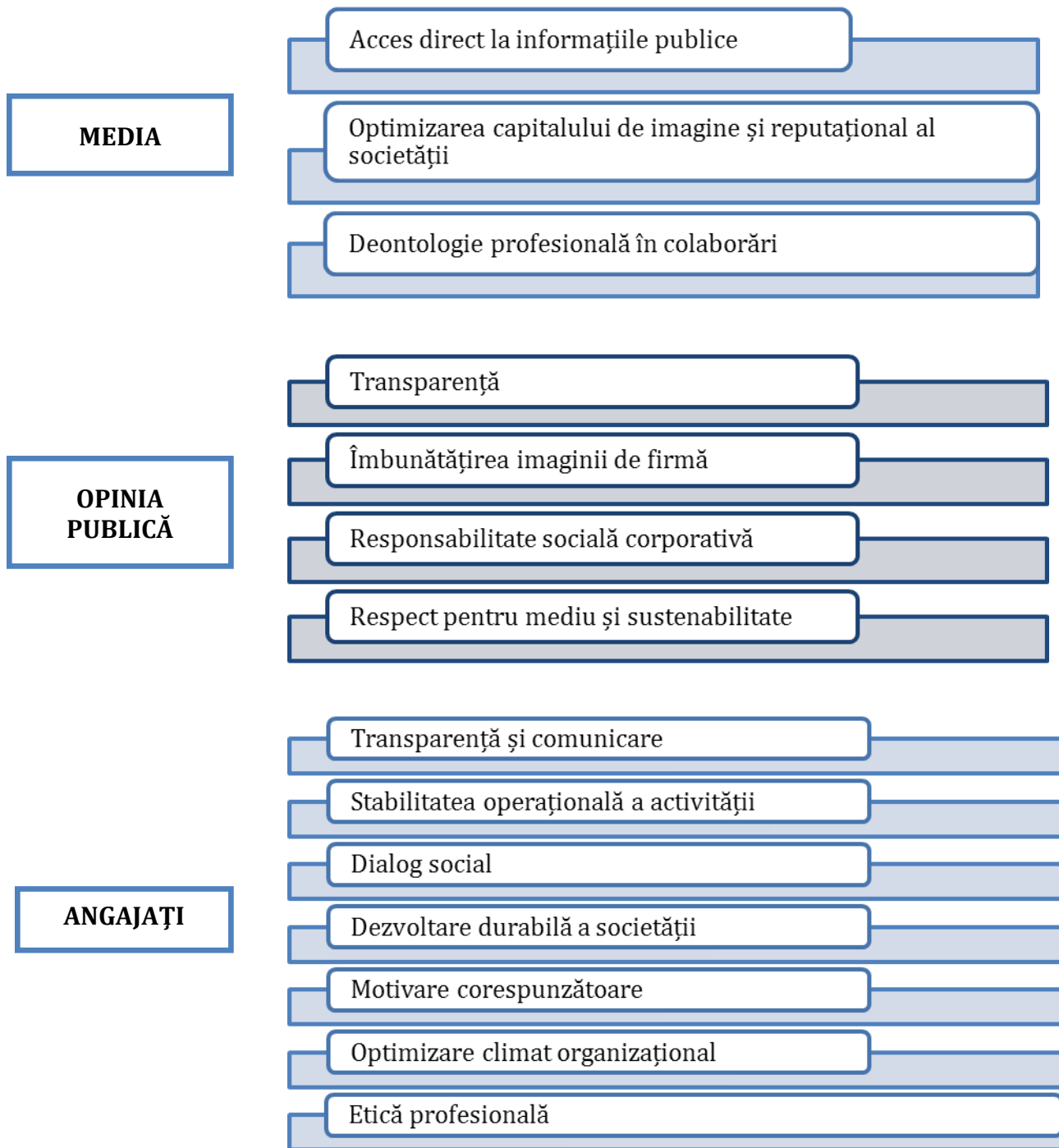
**AUTORITĂȚI ALE STATULUI**

Transparență și comunicare

Conlucrare eficientă

Etică profesională

Raportări corecte și la termen



Aționând în spiritul celor mai bune practici de guvernare corporativă se pot atinge obiectivele propuse și crește capitalul de încredere al părților interesate (stakeholders) în capacitățile societății de a asigura maximizarea eficienței activității.

## Comunicare și Responsabilitate Socială Corporativă (CSR)

Parte componentă a strategiei de dezvoltare durabilă a SNTGN TRANSGAZ SA, **politica de comunicare și responsabilitate socială** are ca obiectiv creșterea permanentă a gradului transparent de comunicare și de responsabilizare al companiei față de salariați, acționari, parteneri, comunitate și mediu cât și eficientizarea tuturor acțiunilor desfășurate în acest sens.

### Conduita organizațională

Codul de Conduită profesională al SNTGN TRANSGAZ SA reglementează normele etice de conduită profesională și socială necesare obținerii unor raporturi sociale și profesionale corespunzătoare creării și menținerii la nivel înalt a prestigiului și valorilor corporative ale societății.

#### 4.2.9 Optimizarea procesului de controlling bugetar al costurilor

Prin asigurarea unui management economico-financiar responsabil și eficace asociat cu un controlling riguros în ceea ce privește procesul de planificare și urmărire bugetară, gestiunea patrimonială, contabilitatea generală și cea de gestiune, sistemul contabil și de politici contabile, politica de tarifyare se așteaptă o întărire a disciplinei și execuției financiar-contabile, creșterea rolului controlling - ului prin aplicarea *metodei cost control* în schimbul *reducerii costurilor* și creșterea rentabilității economice a societății.

## 4.3 Dezvoltarea durabilă a societății

### 4.3.1 Consolidarea și diversificarea relațiilor de colaborare internă și externă ale SNTGN Transgaz SA

Urmare a integrării României în Uniunea Europeană, activitatea de cooperare internațională a SNTGN Transgaz SA vizează transformarea acesteia într-o companie de talie europeană care să-și afirme și consolideze rolul pe plan regional prin participarea activă în forurile, organizațiile și organismele de profil europene, în proiecte de interes regional și european și prin parteneriate strategice cu companii de profil.



### 4.3.2 Optimizarea managementului riscurilor ce pot afecta activitatea societății

Riscurile identificate la nivelul societății și care impun un management adecvat includ:

<b>Riscuri privind sectorul gazelor naturale</b>
Riscul asociat intervenției guvernamentale în sectoarele principale de infrastructură;
Modificarea cadrului de reglementare specific pieței gazelor naturale și a reglementărilor legislative aplicabile activității societății;
Impactul proiectelor concurente asupra activității de tranzit;
Fluctuația sezonieră a activității;
Modificarea prețurilor gazelor naturale din România.
<b>Riscuri privind activitatea de transport gaze naturale</b>
Caracterul reglementat al activității de transport gaze naturale;
Variațiile prețului gazului achiziționat de societate;
Riscul aferent implementării noului model de activitate al SNTGN Transgaz SA;
Încheierea contractelor de tranzit în baza unor acorduri interguvernamentale;
Néndeplinirea programului minim de investiții - obligație a SNTGN Transgaz SA conform Acordului de Concesiune;
Riscul de a nu reuși îmbunătățirea profitabilității activității curente de transport gaze naturale și reducerea consumului tehnologic;
Riscul privind accesul limitat la surse proprii pentru finanțarea planurilor de dezvoltare;
Imposibilitatea de a dezvolta alte activități generatoare de profit ca domeniu principal de activitate
Riscul ca ANRE să nu accepte remunerarea investițiilor efectuate și introducerea acestora în RAB
Riscul ca Sistemul Național de Transport să poată fi afectat de catastrofe naturale;
Riscul privind regimul informațiilor clasificate ale SNTGN Transgaz SA;
Sindicate puternice ce pot îngreuna procesul de optimizare și eficientizare a activității societății.
<b>Riscuri financiare</b>
Creditare;
Cursul valutar;
Rata dobânzii;
Lichidități.

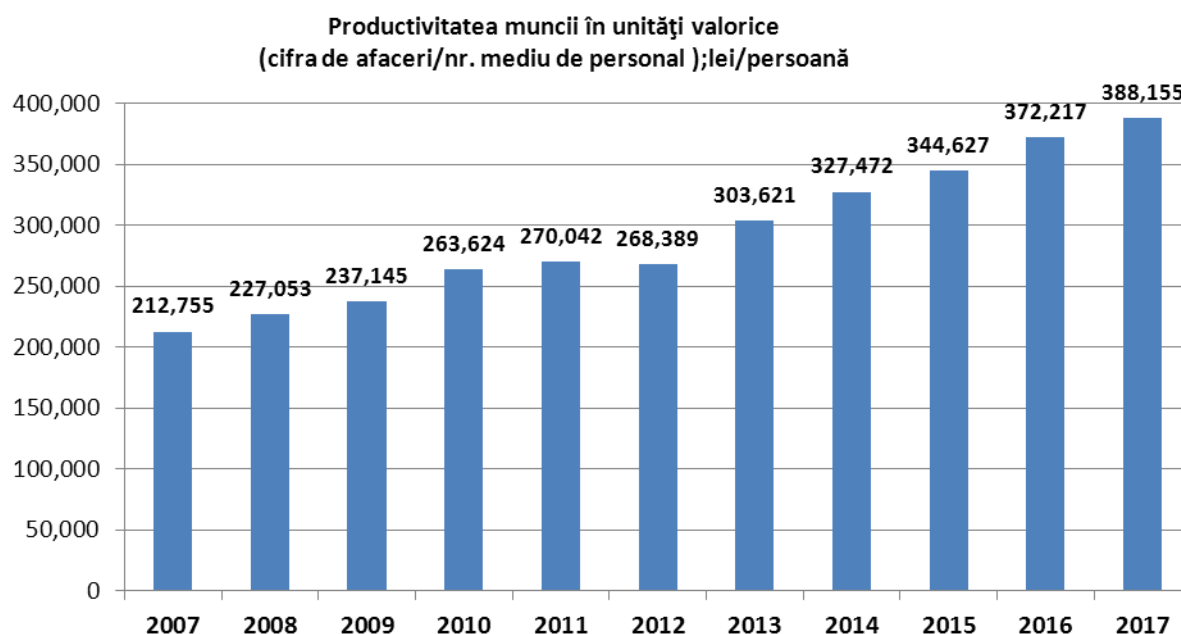
Prin natura activităților desfășurate societatea este expusă riscurilor identificate și prezentate mai sus și de aceea în ipoteza în care oricare dintre riscurile identificate s-ar materializa, ar putea fi afectate în mod negativ activitatea, situația financiară și/sau rezultatele operaționale ale SNTGN Transgaz SA.

Prin asigurarea unei optimizări eficiente a managementului riscurilor identificate se poate evita impactul negativ al riscurilor asupra activității societății și a rezultatelor sale economico-financiare.

#### 4.3.3 Optimizarea productivității muncii în unități fizice și în unități valorice

Fiind un criteriu de performanță, creșterea productivității muncii va fi monitorizată lunar și cumulat în unități valorice și fizice pentru a se putea angaja măsuri eficiente de optimizare.

Indicele privind creșterea productivității muncii exprimat în unități fizice sau valorice, trebuie urmărit în strânsă corelație cu indicele de creștere a câștigului salarial mediu dat fiind faptul că indicele de creștere a câștigului salarial mediu nu trebuie depășească indicele de creșterea productivității muncii.

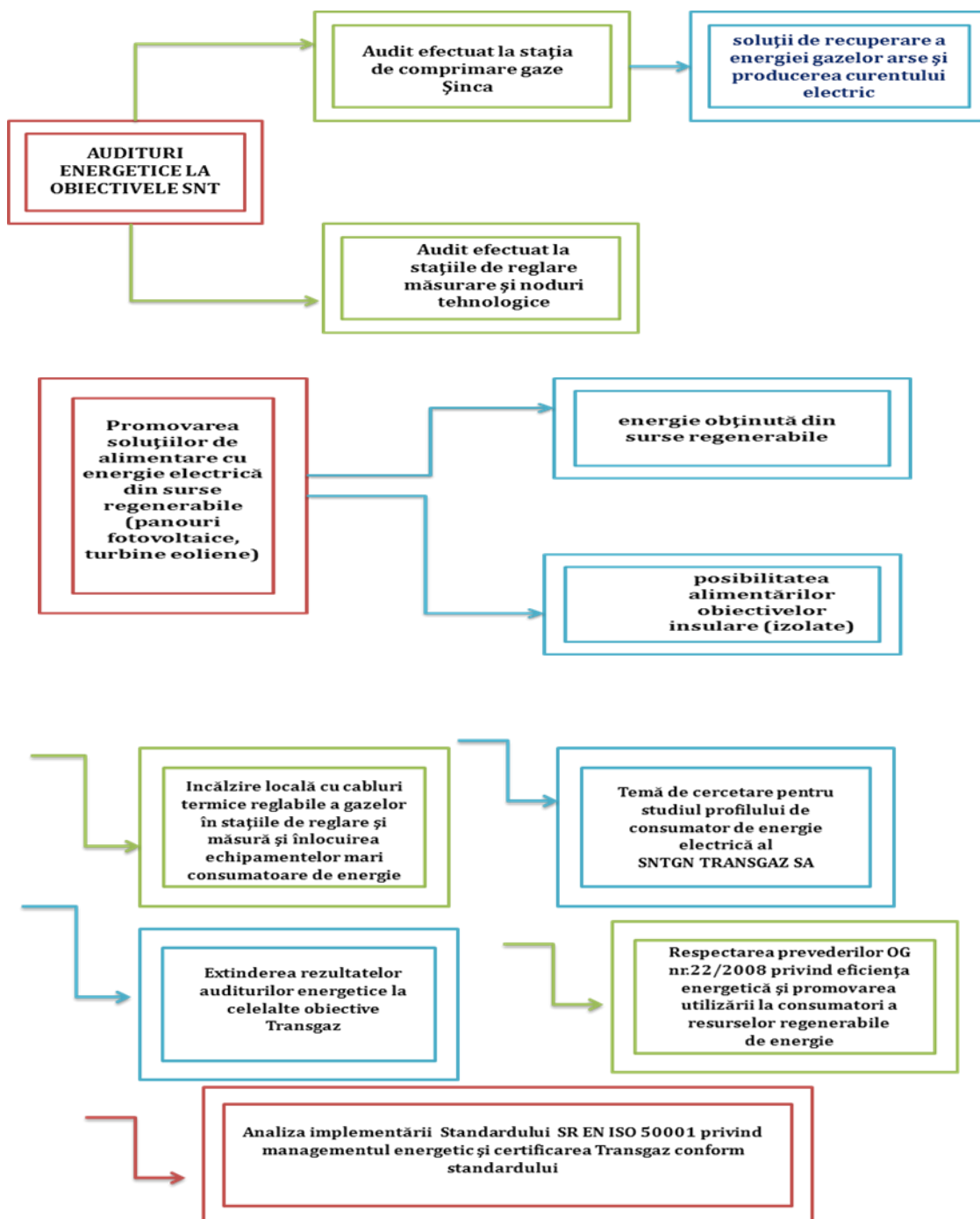


*Graficul nr.60 Productivitatea muncii în unități valorice*

#### 4.3.4 Creșterea eficienței energetice și reducerea impactului negativ al proceselor tehnologice asupra mediului înconjurător

Energia este esențială pentru toate operațiunile și poate fi un cost major pentru organizații indiferent de activitățile lor. Organizațiile individuale nu pot controla prețurile la energie, politicile guvernamentale sau economia globală, dar, pot îmbunătăți modul în care gestionează energia și crește performanțele energetice prin maximizarea utilizării surselor de energie și minimizarea costurilor și consumului cu energia.

SNTGN TRANSGAZ SA acordă o importanță deosebită îmbunătățirii eficienței energetice, preocupările sale în acest sens fiind:



#### 4.3.5 Menținerea echilibrului financiar și a stabilității operaționale în raport cu obiectivele propuse

Menținerea echilibrului financiar constituie condiția esențială a supraviețuirii întreprinderii, iar aprecierea echilibrului financiar trebuie să țină seama de condițiile concrete ale apariției incapacității de plată.

#### **4.3.6 Creșterea gradului de adaptabilitate și a capacității de răspuns a societății la schimbările permanente ale mediului în care aceasta își desfășoară activitatea**

SNTGN Transgaz SA Mediaș urmărește și va urmări în permanență alinierea activității la cerințele reglementărilor legislative europene și naționale incidente transportului de gaze naturale, pentru a putea face față cu succes schimbărilor ce au loc în mediul în care își desfășoară activitatea și pentru a-și menține viabilitatea într-un mediu dinamic.

Politicile de dezvoltare durabilă și competitivă a societății vizează implementarea unui management eficace în ceea ce privește:

- asigurarea și gestionarea resurselor materiale și financiare;
- organizarea sistemului contabil, financiar și de control managerial;
- re proiectarea sistemului organizatoric și al resurselor umane;
- optimizarea sistemului de pregătire, formare, perfecționare și promovare al angajaților;
- sistemul integrat calitate-mediu;
- sistemul de securitate și sănătate în muncă;
- sistemul de pază și protecție a bunurilor;
- sistemul informațional și tehnologic;
- dezvoltarea afacerilor și cooperării internaționale;
- sistemul de comunicare și reprezentare;
- sistemul relațiilor corporative;
- sistemul de guvernanță corporativă și etică organizațională;
- sistemului juridic și legislativ.

Optimizarea și dezvoltarea sistemelor și formelor de control intern (audit intern, control intern managerial, control financiar de gestiune, controlling bugetar) va conduce în mod cert la creșterea fiabilității informațiilor interne și externe, la creșterea gradului de conformitate cu reglementările legale și politicile interne, la eficientizarea și dezvoltarea durabilă a societății.

#### **4.3.7 Îmbunătățirea siguranței și securității ocupaționale**

Prin implementarea și certificarea Sistemului de Management al Sănătății și Securității Ocupaționale (SM-SSO) în conformitate cu SR-OHSAS 18001:2008, organizația se aliniază la sistemele internaționale de management.

Utilizat ca și instrument managerial, permite SNTGN TRANSGAZ SA menținerea sub control a riscurilor privind sănătatea și securitatea angajaților proprii, sau a prestatorilor care-și desfășoară activitatea pe amplasamentele organizației.

Avantajele implementării SM-SSO sunt:

- conformarea cu legislația;
- îmbunătățirea imaginii de firmă;
- îmbunătățirea relațiilor cu partenerii de afaceri;

- îmbunătățirea relațiilor cu autoritățile competente din domeniu;
- crearea unui cadru unic și coerent pentru eliminarea pericolelor și riscurilor legate de muncă;
- realizarea unui control mai eficient asupra factorilor de risc de accidentare și /sau îmbolnăvire profesională;
- îmbunătățirea condițiilor de muncă pentru angajați;
- îmbunătățirea gradului de cunoaștere și respectare a legislației aplicabile;
- alinierea la cele mai bune practici în domeniu;
- posibilitatea integrării cu sistemul de management integrat calitate-mediu existent.

#### **4.3.8 Îmbunătățirea procesului de comunicare generală, internă și externă a societății, a capitalului de imagine și reputațional**

- implementarea unei politici de comunicare și responsabilitate socială coerentă, eficientă, dinamică și care să răspundă cerințelor de informație și de nevoie socială ale publicului interesat și ale comunității;
- alinierea permanentă a imaginii companiei la cerințele și standardele de imagine, transparență, comunicare și relații publice impuse de statutul său de societate listată la bursa de valori;

### **4.4 Alinierea la cerințele cadrului de reglementare european și național privind transportul de gaze naturale**

#### **4.4.1 Certificarea SNTGN Transgaz ca operator independent de sistem**

Prin Legea nr. 123/2012, România a optat pentru modelul de operator independent de sistem (ISO). În acest sens se impun demersuri din partea societății în raport cu instituțiile statului în vederea certificării SNTGN Transgaz SA ca operator independent de sistem (ISO).

În cazul necertificării la timp, SNTGN Transgaz SA riscă excluderea din ENTSO-G, asociația europeană a operatorilor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană și de aceea considerăm esențial sprijinul autorităților statului în obținerea acestei certificări.

#### **4.4.2 Alinierea la cerințele Regulamentului (CE) nr. 994 / 2010**

Regulamentul (CE) nr.994/2010 privind măsuri de garantare a securității în aprovizionarea cu gaze naturale impune societății un set de obligații pentru a căror îndeplinire este necesară și importantă implicarea autorităților competente în soluționarea problemelor pe care le presupune alinierea la prevederile regulamentului.



#### 4.4.3 Procedura de infringement

Comisia Europeană a declanșat împotriva României procedura de infringement pe două coordonate:

- **Procedura de infringement privind interdicția de export (prin scrisoarea de punere în întârziere – cazul de încălcare nr. 2012/2114);**  
(se referă la asigurarea de către SNTGN Transgaz SA în calitate de operator al SNT a capacității de transport gaze naturale dinspre România înspre țările învecinate și invers (reverse flow) pe interconectările transfrontaliere existente);
- **Procedura de infringement pentru nerespectarea unor prevederi ale Regulamentului (CE) nr. 1775/2005 (prin aviz motivat – cauza nr. 2009/2193).**  
(se referă la activitatea de tranzit desfășurată pe cele trei conducte Isaccea – Negru Vodă și vizează nerespectarea condițiilor de acces nediscriminatoriu al terților la capacitatea de transport, a condițiilor de transparență și neoferirea către terți a capacității maxime a celor trei conducte)

**Proceduri de infringement pentru neîndeplinirea prevederilor celui de-al treilea  
Pachet Energetic în statele UE**



	Notificare privind transpunerea integrală a legislației și <b>fără</b> dosar pe rol privind transpunerea legislației
	Notificare privind transpunerea integrală sau parțială și <b>cu</b> dosar pe rol privind transpunerea legislației

Sursa "*Transit Contracts in EU Member States Final results of ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) inquiry, 9 April 2013.*"

În scopul soluționării acestei probleme, sprijinul din partea instituțiilor responsabile ale statului este esențial. În acest sens, SNTGN Transgaz SA și-a propus intensificarea demersurilor societății în scopul urgentării elaborării, dezbaterii și aprobării de către ANRE a:

- **Regulamentului pentru clienții întreruptibili;**
  - Menținerea echilibrului fizic al SNT este obligația principală a operatorului de transport gaze naturale prevăzută de Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012 iar un astfel de regulament va oferi cadrul de reglementare necesar.
  
- **Regulamentului pentru programarea și dispecerizarea depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale;**
  - Având în vedere faptul că, în prezent, nu există reglementări pentru asigurarea flexibilității extracției din depozitele subterane prin obligații de import curent controlat la nivel bilunar și nici pentru implicarea SNTGN Transgaz SA în extracția din depozite, iar pentru menținerea echilibrului fizic al SNT în special în perioada rece, în lipsa aplicării penalităților pentru dezechilibru este necesară asigurarea unei flexibilități de extracție zilnică din depozitele subterane de cel puțin 4 milioane mc, rezervă care să fie la dispoziția și comanda operatorului de transport, elaborarea acestui regulament este extrem de necesară.
  
- **Metodologiei de tarifare pe puncte de intrare – ieșire;**
  - Fiind o obligație prevăzută de legislația europeană, pentru care termenul prorogat de finalizare la nivel național a fost depășit se impune necesitatea intensificării demersurilor societății pe lângă ANRE pentru elaborarea acestei metodologii.
  
- **Metodologiei de acordare a serviciilor de transport pe termen scurt.**
  - În contextul procedurii de infringement declanșată de Comisia Europeană împotriva României pentru nerespectarea unor prevederi ale Regulamentului (CE) nr.1775/2005, problematica privind serviciile de transport gaze naturale pe termen scurt a devenit o problemă stringentă iar Codul Rețelei cuprinde doar unele prevederi sumare legate de serviciile de transport gaze naturale pe termen scurt de o zi/multiplu de zile;
  - SNTGN Transgaz SA va reitera la ANRE propunerile sale privind:
    - stabilirea punctelor de intrare în/ieșire din SNT în care OST va presta serviciile de transport pe termen scurt;
    - stabilirea unei proceduri de alocare a capacităților de transport pentru serviciile de transport pe termen scurt;
    - stabilirea contractului cadru pentru servicii de transport pe termen scurt.

## 5. Istoric financiar 2010-2012 și estimări financiare 2013-2017

### 1. Rezultatul global

mii lei

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Venituri exploatare, din care:</b>								
1,337,720	1,398,467	1,365,368	1,548,060	1,645,673	1,696,628	1,802,272	1,852,952	
<b>Prestari servicii transport,</b>	<b>1,054,014</b>	<b>1,092,023</b>	<b>1,052,112</b>	<b>1,229,890</b>	<b>1,328,166</b>	<b>1,378,794</b>	<b>1,481,612</b>	<b>1,529,417</b>
<b>Prestari servicii tranzit international gaze</b>	<b>254,091</b>	<b>244,955</b>	<b>275,875</b>	<b>273,033</b>	<b>270,881</b>	<b>269,902</b>	<b>271,529</b>	<b>273,176</b>
Altele	29,615	61,489	37,381	45,137	46,626	47,932	49,130	50,358
<b>Cheltuieli de exploatare (mai puțin amortizare)</b>	<b>764,405</b>	<b>796,890</b>	<b>835,911</b>	<b>958,976</b>	<b>1,061,920</b>	<b>1,077,002</b>	<b>1,126,733</b>	<b>1,139,606</b>
Indemnitatii, salarii si alte cheltuieli de natura salariala, din care:	300,129	322,467	336,090	367,197	373,548	377,272	381,736	385,522
Consum tehnologic, materiale si consumabile utilizate, din care:	152,028	157,920	145,187	194,764	255,495	316,291	337,172	337,287
Consum tehnologic								
Cantitate MWh	2,911,055.92	2,817,623.59	2,541,664.92	2,697,540.45	2,559,110.00	2,542,719.00	2,534,334.00	2,534,334.00
Valoare mii lei	134,330	133,897	118,926	164,398	220,142	280,817	301,586	301,586
Gaze vehiculate MWh	156,652,385	164,152,215	158,866,059	150,853,386	150,535,866	149,571,689	149,078,464	149,078,464
%Consum tehnologic in gaze vehiculate	1.86%	1.72%	1.60%	1.79%	1.70%	1.70%	1.70%	1.70%
<b>EBITDA</b>	<b>573,315</b>	<b>601,577</b>	<b>529,457</b>	<b>589,084</b>	<b>583,753</b>	<b>619,625</b>	<b>675,539</b>	<b>713,346</b>
% EBITDA Margin	43%	43%	39%	38%	35%	37%	37%	38%
Amortizare	142,994	159,558	164,540	182,367	187,547	193,164	198,102	202,989
<b>Profit din exploatare</b>	<b>430,321</b>	<b>442,019</b>	<b>364,917</b>	<b>406,718</b>	<b>396,206</b>	<b>426,461</b>	<b>477,437</b>	<b>510,357</b>
Marja bruta din exploatare (%)	32%	32%	27%	26%	24%	25%	26%	28%
Venituri financiare	34,177	59,141	54,790	22,264	20,701	20,548	20,612	20,676
Cheltuieli financiare	25,881	39,424	26,794	132,415	12,797	8,647	7,772	7,772
<b>Profit financiar</b>	<b>8,296</b>	<b>19,717</b>	<b>27,996</b>	<b>-110,151</b>	<b>7,904</b>	<b>11,901</b>	<b>12,840</b>	<b>12,905</b>
Profit inainte de impozitare	438,617	461,736	392,913	296,567	404,110	438,362	490,277	523,261
Cheltuiala cu impozitul pe profit	68,304	74,528	63,612	66,422	64,245	68,058	77,871	83,011
<b>Profit net</b>	<b>370,313</b>	<b>387,208</b>	<b>329,301</b>	<b>230,145</b>	<b>339,865</b>	<b>370,304</b>	<b>412,406</b>	<b>440,250</b>
Marja neta (%)	27%	27%	23%	15%	20%	22%	23%	23%
Rezultatul pe actiune (RON/actiune)	31.45	32.89	27.97	19.55	28.87	31.45	35.03	37.39
Cifra de afaceri	1,308,105	1,336,978	1,327,987	1,502,923	1,599,047	1,648,696	1,753,141	1,802,593
Venituri totale	1,371,897	1,457,608	1,420,158	1,570,324	1,666,374	1,717,176	1,822,884	1,873,628
Cheltuieli totale	933,280	995,872	1,027,245	1,273,757	1,262,264	1,278,814	1,332,607	1,350,367
<b>Profit brut</b>	<b>438,617</b>	<b>461,736</b>	<b>392,913</b>	<b>296,567</b>	<b>404,110</b>	<b>438,362</b>	<b>490,277</b>	<b>523,261</b>

**Tabel nr.15 Rezultatul global 2010-2017**



## 2. Poziția financiară

mii lei

	31-Dec-10	31-Dec-11	31-Dec-12	31-Dec-13	31-Dec-14	31-Dec-15	31-Dec-16	31-Dec-17
Imobilizări necorporale	2,465,109	2,458,211	2,495,792	2,603,326	2,799,063	2,993,676	3,196,070	3,406,497
Imobilizări corporale	793,846	760,866	742,428	713,753	674,597	638,583	608,262	576,278
Active financiare disponibile pentru vânzare	38,333	65,384	105,357	0	0	0	0	0
<b>Active imobilizate</b>	<b>3,297,288</b>	<b>3,284,461</b>	<b>3,343,577</b>	<b>3,317,079</b>	<b>3,473,660</b>	<b>3,632,258</b>	<b>3,804,332</b>	<b>3,982,775</b>
Stocuri	27,629	43,226	35,828	35,387	34,909	34,399	33,896	33,400
Creanțe comerciale și alte creanțe	349,985	370,802	347,782	393,618	389,858	421,900	446,106	454,904
Numerar și echivalent de numerar	197,511	274,147	178,638	121,367	236,489	211,925	236,443	253,656
<b>Active circulante</b>	<b>575,125</b>	<b>688,175</b>	<b>562,248</b>	<b>550,372</b>	<b>661,255</b>	<b>668,225</b>	<b>716,445</b>	<b>741,960</b>
<b>TOTAL ACTIV</b>	<b>3,872,413</b>	<b>3,972,636</b>	<b>3,905,825</b>	<b>3,867,451</b>	<b>4,134,915</b>	<b>4,300,483</b>	<b>4,520,777</b>	<b>4,724,735</b>
Capital social	117,738	117,738	117,738	117,738	117,738	117,738	117,738	117,738
Ajustări ale capitalului social la hiperinflație	441,418	441,418	441,418	441,418	441,418	441,418	441,418	441,418
Primă de emisiune	247,479	247,479	247,479	247,479	247,479	247,479	247,479	247,479
Alte rezerve	1,265,797	1,265,797	1,265,797	1,265,797	1,265,797	1,265,797	1,265,797	1,265,797
Rezultatul reportat	887,759	936,228	915,144	894,624	1,114,404	1,309,635	1,531,664	1,760,466
<b>Capitaluri proprii</b>	<b>2,960,191</b>	<b>3,008,660</b>	<b>2,987,576</b>	<b>2,967,056</b>	<b>3,186,836</b>	<b>3,382,067</b>	<b>3,604,096</b>	<b>3,832,898</b>
Împrumuturi pe termen lung	78,710	72,000	48,000	24,000	0	0	0	0
Provizion pentru beneficiile angajaților	25,513	28,937	62,314	66,654	67,103	67,440	68,007	68,380
Venituri înregistrate în avans	296,388	350,311	362,261	383,905	406,685	385,914	365,218	344,522
Impozit amânat de plată	148,327	140,166	90,373	85,092	79,811	74,529	69,248	63,967
<b>Datorii pe termen lung</b>	<b>548,938</b>	<b>591,414</b>	<b>562,948</b>	<b>559,651</b>	<b>553,599</b>	<b>527,883</b>	<b>502,473</b>	<b>476,869</b>
Datorii comerciale și alte Datorii	296,651	291,753	265,394	329,081	347,743	372,007	388,656	391,821
Provizion pentru riscuri și cheltuieli	5,736	3,804	8,567	9,952	9,952	0	0	0
Impozit curent de plată	22,126	26,808	57,340	-22,288	12,785	18,525	25,551	23,148
Împrumuturi pe termen Scurt	38,771	50,197	24,000	24,000	24,000	0	0	0
<b>Datorii curente</b>	<b>363,284</b>	<b>372,562</b>	<b>355,301</b>	<b>340,745</b>	<b>394,480</b>	<b>390,532</b>	<b>414,207</b>	<b>414,968</b>
<b>Total datorii</b>	<b>912,222</b>	<b>963,976</b>	<b>918,249</b>	<b>900,395</b>	<b>948,079</b>	<b>918,416</b>	<b>916,680</b>	<b>891,838</b>
<b>Total capitaluri proprii și datorii</b>	<b>3,872,413</b>	<b>3,972,636</b>	<b>3,905,825</b>	<b>3,867,451</b>	<b>4,134,915</b>	<b>4,300,483</b>	<b>4,520,777</b>	<b>4,724,735</b>

Tabel nr.16 Poziția financiară 2010-2017

### 3. Fluxuri de numerar (cash flow)

mii lei

	31-Dec-10	31-Dec-11	31-Dec-12	31-Dec-13	31-Dec-14	31-Dec-15	31-Dec-16	31-Dec-17
Profit înainte de impozitare	438,615	461,731	392,916	296,567	404,110	438,362	490,277	523,261
<i>Ajustări pentru:</i>								
Depreciere și amortizare	142,993	159,559	164,540	182,367	187,547	193,164	198,102	202,989
Pierdere din cedarea de mijloace fixe	1,281	-389	122	90	0	0	0	0
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	5,551	-1,933	4,763	1,529	0	-9,952	0	0
Venituri din taxe de racordare	-8,673	-12,990	-14,651	-16,606	-20,829	-20,771	-20,696	-20,696
Provizion pentru beneficiile angajaților	2,221	1,266	30,768	4,340	449	337	567	373
Provizioane pentru deprecierea creanțelor	-29,154	-6,327	9,355	-6,883	1,019	848	1,370	1,068
Pierdere /(câștig) din deprecierea stocurilor	2,234	-716	-556	-665	-600	-539	-539	-539
Pierdere din creanțe	42	2,823	41	0	0	0	0	0
Cheltuiala cu dobânda	2,749	7,084	3,929	6,597	4,937	876	0	0
Efectul actualizării provizionului pentru beneficiile acordate angajaților	2,258	2,157	2,609	2,791	2,810	2,824	2,848	2,863
Venituri din dobânzi	-14,836	-18,720	-15,364	-12,014	-10,564	-10,526	-10,590	-10,654
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	822	-154	21	0	0	0	0	0
Alte venituri	0	-1,236	-1,074	-1,324	-1,370	-980	-1,082	-1,577
Provizion restructurare				0	0	0	0	0
Cheltuieli Nabucco (provizion, pierdere)				110,671	0	0	0	0
<b>Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant</b>	<b>546,103</b>	<b>592,155</b>	<b>577,419</b>	<b>567,460</b>	<b>567,509</b>	<b>593,643</b>	<b>660,257</b>	<b>697,089</b>
(Creștere)/descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	-80,824	-27,013	10,662	-38,954	2,741	-32,890	-25,576	-9,866
(Creștere)/Descreștere stocuri	5,019	-14,881	7,954	224	122	29	36	43
Creștere/(Descreștere) datorii comerciale și alte datorii	49,207	10,633	-16,739	55,125	11,519	17,018	7,917	-3,928
<b>Numerar generat din exploatare</b>	<b>519,505</b>	<b>560,894</b>	<b>579,296</b>	<b>583,856</b>	<b>581,891</b>	<b>577,800</b>	<b>642,634</b>	<b>683,338</b>
Dobânzi plătite	-2,208	-7,199	-3,962	-6,597	-4,937	-876	0	0
Dobânzi primite	14,907	18,201	15,601	12,014	10,564	10,526	10,590	10,654
Impozit pe profit plătit	-78,820	-78,007	-82,872	-146,050	-29,172	-62,318	-70,845	-85,415
<b>Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare</b>	<b>453,384</b>	<b>493,889</b>	<b>508,063</b>	<b>443,222</b>	<b>558,347</b>	<b>525,132</b>	<b>582,379</b>	<b>608,577</b>

<b>Flux de trezorerie din activități de investiții</b>								
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale	-404,144	-118,805	-168,504	-261,226	-343,832	-352,200	-369,200	-381,820
Încasări din cedarea de imobilizări corporale	355	716	112	204	0	0	0	0
Achiziția de investiții financiare, net	-23,903	-27,041	-39,973	-18,236	0	0	0	0
<b>Numerar net utilizat în activități de investiții</b>	<b>-427,692</b>	<b>-145,130</b>	<b>-208,365</b>	<b>-279,258</b>	<b>-343,832</b>	<b>-352,200</b>	<b>-369,200</b>	<b>-381,820</b>
<b>Flux de trezorerie din activități de finanțare</b>								
Dividende plătite	-152,832	-335,224	-350,122	-248,407	-119,003	-173,496	-188,662	-209,543
Alte surse (fonduri europene, tarif racordare)	81,249	58,486	5,114	51,172	43,610	0	0	0
Încasări din împrumuturi pe termen lung	75,500	44,500	0	0	0	0	0	0
Rambursări de împrumuturi pe termen lung	-28,664	-47,671	-42,413	-24,000	-24,000	-24,000	0	0
<b>Numerar net utilizat în activități de finanțare</b>	<b>-24,747</b>	<b>-279,909</b>	<b>-387,421</b>	<b>-221,235</b>	<b>-99,393</b>	<b>-197,496</b>	<b>-188,662</b>	<b>-209,543</b>
<b>Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar</b>	<b>945</b>	<b>68,850</b>	<b>-87,723</b>	<b>-57,271</b>	<b>115,122</b>	<b>-24,563</b>	<b>24,517</b>	<b>17,214</b>
<b>Numerar și echivalent de numerar la început de an</b>	<b>196,566</b>	<b>197,511</b>	<b>266,361</b>	<b>178,638</b>	<b>121,367</b>	<b>236,489</b>	<b>211,926</b>	<b>236,443</b>
<b>Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de an</b>	<b>197,511</b>	<b>266,361</b>	<b>178,638</b>	<b>121,367</b>	<b>236,489</b>	<b>211,926</b>	<b>236,443</b>	<b>253,656</b>

*Tabel nr.17 Cash flow 2010-2017*

#### 4. Surse de investiții

mii lei										
Nr. crt.	Specificatie	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total 2010-2016
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9=1+2+3+4+5+6+7+8
<b>I.</b>	<b>SURSE DE FINANTARE, din care:</b>	<b>433,695</b>	<b>176,300</b>	<b>225,655</b>	<b>408,181</b>	<b>479,544</b>	<b>464,469</b>	<b>465,657</b>	<b>493,969</b>	<b>2,813,994</b>
1.1	Surse proprii, din care:	172,886	139,614	184,415	386,491	331,215	352,757	377,388	397,512	2,342,278
	-sume din profit	37,619	29,182	34,187	110,060	164,793	179,927	200,957	214,831	971,556
	-amortizare sursa investitii	135,267	110,432	150,228	165,760	166,422	172,830	176,431	182,681	1,260,051
	-cheltuieli nemonetare (provizioane, ...)				110,671					110,671
1.2	Fonduri europene	0	0	32,623	38,250	43,610	0	0	0	114,483
	-fonduri europene			32,623	38,250	43,610				114,483
1.3	Credite-total, din care:	75,500	44,500	0	0	0	0	0	0	120,000
	-investitii SNTGN "Transgaz" SA	75,500	44,500							120,000
1.4	Alte surse, din care:	185,309	30,385	8,617	12,922					237,233
	- plata Shah Deniz pentru Nabucco				12,922					12,922
	- tarif racordare	109,809	30,385	8,617						148,811
	- amortizare perioada anterioara	75,500								75,500
1.5	Surplus/Deficit din anii anteriori	0	-38,199	0	-29,482	104,719	111,712	88,269	96,457	
<b>II.</b>	<b>CHELTUIELI PENTRU INVESTITII, din care:</b>	<b>471,894</b>	<b>176,300</b>	<b>255,137</b>	<b>303,462</b>	<b>367,832</b>	<b>376,200</b>	<b>369,200</b>	<b>381,820</b>	<b>2,701,845</b>
2.1	Investitii total, din care:	410,157	128,136	212,102	279,462	343,832	352,200	369,200	381,820	2,476,909
	-SNTGN "Transgaz" SA	386,244	101,085	172,129	261,226	343,832	352,200	369,200	381,820	2,367,736
	-proiectul "NABUCCO"	23,913	27,051	39,973	18,236	0	0	0	0	109,173
2.2	Rambursari rate aferente creditelor pentru investitii	61,737	48,164	43,036	24,000	24,000	24,000			224,937
<b>III.</b>	<b>SURPLUS/DEFICIT (I-II)</b>	<b>-38,199</b>	<b>0</b>	<b>-29,482</b>	<b>104,719</b>	<b>111,712</b>	<b>88,269</b>	<b>96,457</b>	<b>112,149</b>	<b>112,149</b>

Tabel nr.18 Surse de investiții 2010-2017

## Considerații generale privind elaborarea strategiei

**Fundamentarea costurilor** s-a efectuat având la bază următoarele:

<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ indicii estimați ai inflației și/sau evoluția cursurilor de schimb previzionate conform „Prognozei principalilor indicatori macroeconomici pentru perioada 2013-2016” – prognoza de primăvară a Comisiei Naționale de Prognoză, pentru acele costuri care prin natura lor au o evoluție relativ liniară; pentru anul 2017 au fost luate în considerare valori ale indicilor publicați pentru anul 2016;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ normative tehnice în vigoare;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ programele actualizate privind mentenanța și reabilitarea SNT, aprovizionarea cu materiale și piese de schimb, modernizarea și dezvoltarea SNT (investiții);</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ prevederile contractelor pentru asigurarea unor servicii diverse (pază și securitate, pregătire profesională, etc.);</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ actele normative în vigoare pentru costurile care sunt legiferate (contribuția pentru asigurări sociale, asigurări de sănătate, ajutor șomaj, taxa de acordare a licenței de transport, redevența pentru concesionarea sistemului de transport, impozitul pe monopolul natural, etc.);</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ prevederile CCM, cu privire la cheltuielile cu acțiunile sociale care nu se încadrează în limitele de deductibilitate prevăzute de Legea 571/2003 privind Codul Fiscal;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ cheltuielile cu consumul tehnologic au fost stabilite pe baza: <ul style="list-style-type: none"> <li>• estimării consumurilor specifice, din cadrul stațiilor de comprimare gaze naturale, pierderilor tehnologice datorate refulărilor ca urmare a cuplărilor unor noi conducte și reparațiilor planificate, diferențelor datorate erorilor de măsurare, etc.;</li> <li>• programului de reducere a consumului tehnologic și a pierderilor, elaborat de managementul societății;</li> <li>• Hotărârea Guvernului nr.22/22 ianuarie 2013 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată de gaze naturale; s-a considerat că graficul de liberalizare a prețului la gazele naturale se va implementa gradual până la sfârșitul anului 2015;</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ cheltuielile cu personalul s-au determinat avându-se în vedere: <ul style="list-style-type: none"> <li>• prevederile <i>Ordonanței de Urgență nr.79 din 18 iunie 2008 privind măsuri economico-financiare la nivelul unor operatori economici</i>, art.7 alin.(1), modificată prin <i>OUG nr.44 din 29 aprilie 2011</i>, unde se prevede că <i>”fundamentarea cheltuielilor de natură salarială prevăzute în bugetele de venituri și cheltuieli ale operatorilor economici se va face pe baza indicelui de creștere a câștigului salarial mediu brut lunar, care nu va putea fi mai mare de 60% din indicele de creștere a productivității muncii calculat în unități valorice comparabile sau în unități fizice. Câștigul salarial mediu brut lunar se determină luând în calcul salariul de bază, sporurile, precum și bonificațiile și bonusurile în bani și/sau în natură acordate în condițiile legii”</i>;</li> <li>• reducerea pe cale naturală a numărului de personal în perioada 2014-2017;</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ constituirea unui provizion în valoare de 110,7 mil. lei pentru deprecierea activelor financiare în anul 2013 ca urmare a neselectării proiectului Nabucco Vest ca rută de transport a gazelor naturale. Inregistrarea la cheltuieli financiare aferente anului 2013 a sumei de 1,6 mil. euro reprezentând contribuția estimată pe care Transgaz trebuie să o plătească la finanțarea bugetului de lichidare a NIC, în calitate de asociat;</li> </ul>

**Fundamentarea veniturilor** s-a determinat avându-se în vedere:

▪ cantitățile de gaze naturale estimate a fi transportate în perioada 2013-2017 luând în considerare o scădere a volumului în perioada 2014 -2016 cu 1% pe an; pentru anul 2017 s-a considerat o cantitate egală cu cea aferentă anului 2016;
▪ cererea estimată a serviciilor de rezervare capacitate de transport pentru anii 2013 - 2017;
▪ valoarea serviciilor de tranzit:
• începând cu anul 2014, pentru fir I (Bulgaria) s-a luat în considerare aplicarea Deciziei ANRE nr.1732/2012 <i>privind stabilirea tarifului pentru prestarea de către Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA Mediaș a serviciului de tranzit al gazelor naturale prin conducta Dn1000 mm Isaccea I – Negru Vodă I</i> precum și a Ordinului ANRE nr. 29/2012 <i>pentru aprobarea Metodologiei de alocare a capacității pe conducta de tranzit Isaccea I – Negru Vodă I</i> ;
• pentru fir II și III au fost luate în considerare venituri conform contractelor existente;
▪ tarifele reglementate de transport estimate pe baza metodologiei aprobate de autoritatea de reglementare;

### Ipoteze luate în calcul la fundamentarea strategiei în perioada 2013-2017:

- ANRE respectă metodologia pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, cu excepția recuperării veniturilor amânate aferente celei de-a doua perioade de reglementare, corectate cu sporul de eficiență al aceleiași perioade;
- pentru conductele de tranzit din zona Isaccea – Negru Vodă nu va fi aplicabilă metodologia pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale conform Ordin ANRE nr.22/2012;
- se vor atrage fonduri europene în valoare de 18 mil. euro pentru proiectul SCADA;
- nu se vor restitui în anul 2013 fonduri europene în valoare de 7,5 mil euro ca urmare a Notificării de preinformare privind decizia de recuperare în legătură cu Decizia Comisiei C (2010) 7510 din 05.11.2010 referitoare la acordarea de asistență financiară comunitară pentru acțiunea EEPR2009-INTg-RO-HU S12.575632 în sfera Regulamentului (CE) 663/2009 privind interconectările în domeniul electricității și gazelor naturale;
- profitul aferent anilor 2013-2017 se va repartiza la dividende în proporție de 50%;
- valorile privind indicele mediu anual de inflație, cursul de schimb LEU/EURO și LEU/USD, cantitatea de gaze naturale transportată precum și prețul de achiziție a consumului tehnologic care sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Specificații	UM	2013	2014	2015	2016	2017
1.	Indicele mediu anual de inflație	%	4,3	3,3	2,8	2,5	2,5
2.	Cursul de schimb	lei/EURO	4,45	4,45	4,40	4,40	4,40
3.	Cursul de schimb	lei/USD	3,42	3,42	3,38	3,38	3,38
4.	Cantitatea de gaze transportată	MWh	122.423.295	121.057.691	119.859.100	118.649.902	118.649.902
5.	Prețul de achiziție consum tehnologic	lei/MWh	60,94	86,02	110,44	119,00	119,00

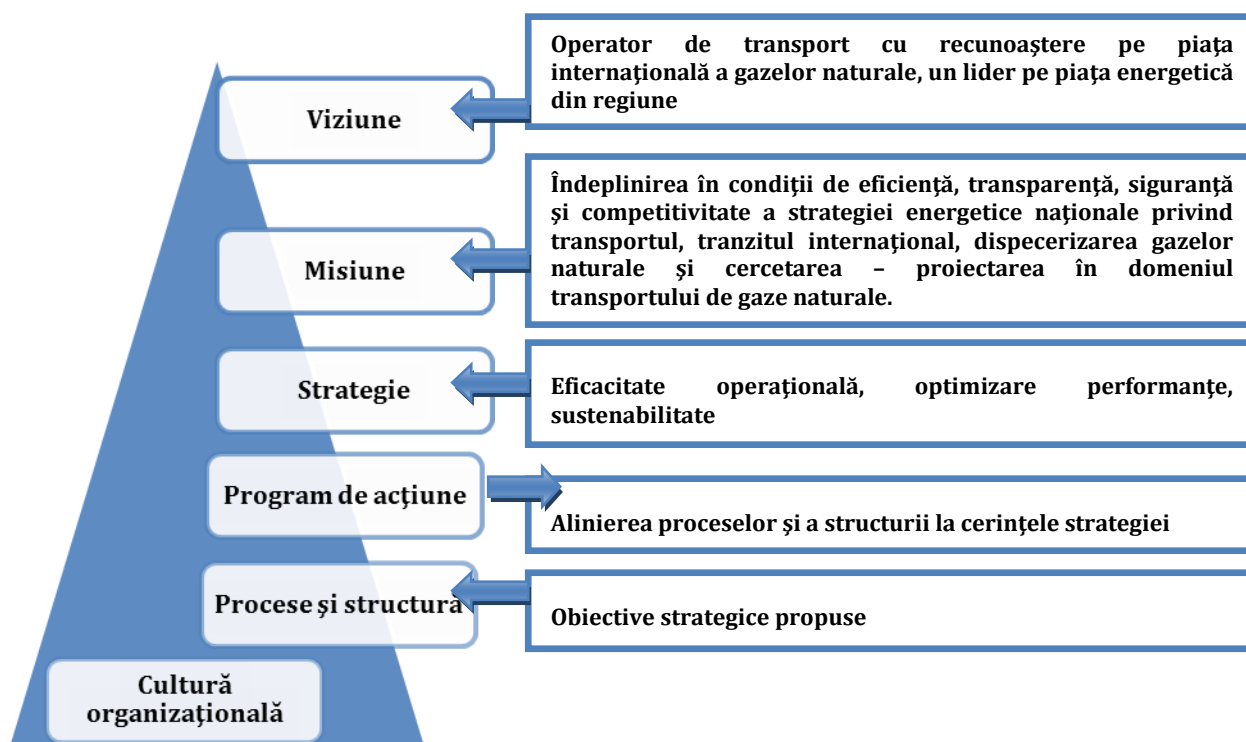
## 6. Criterii și obiective de performanță 2013-2017

Și pentru că performanța contează în drumul spre excelență, Consiliul de Administrație al SNTGN Transgaz SA Mediaș a avut în vedere la stabilirea criteriilor și obiectivelor de performanță, indicatori de performanță SMART care să măsoare activitatea, profitabilitatea și productivitatea, eficacitatea obiectivelor cantitative și calitative propuse și să exprime direcția strategică de dezvoltare a societății și dinamica acesteia în perioada 2013-2017.

Deși toți indicatorii de performanță sunt importanți, unii indicatori sunt mai importanți la nivel strategic decât alții, iar aceștia sunt cei ce fac parte din strategia ariilor funcționale ale societății.

De-a lungul procesului de previziune strategică a administrării SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2013-2017, schimbările aduse strategiei actuale sunt transpuse în obiective strategice ce determină motivele pentru care noi inițiative privind reproiectarea managerială a societății și angajarea de programe investiționale majore de dezvoltare și modernizare a SNT, de dezvoltare a afacerilor și cooperare internațională sunt oportune și necesare pentru dezvoltarea durabilă a societății.

Sintetizând, procesul strategic al administrării SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2013-2017 se prezintă astfel:





Strategia de administrare a SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2013-2017 se axează pe eficacitate operațională, optimizare performanțe și dezvoltare durabilă în consens cu misiunea și viziunea asumate.

Consiliul de Administrație urmărește implementarea strategiei de administrare a SNTGN Transgaz SA în perioada 2013-2017 și obținerea rezultatelor așteptate prin prisma următoarelor criterii și obiective de performanță:

### CRITERII ȘI OBIECTIVE STANDARD DE PERFORMANȚĂ

Nr. crt.	Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	U.M.	Coefficient de ponderare	2013	2014	2015	2016	2017
1.	Investitii puse în funcțiune	Realizarea nivelului programat	mii lei	0.15	219,028	195,400	254,000	141,000	250,000
2.	EBITDA	Creșterea EBITDA	mii lei	0.15	589,084	583,753	619,625	675,539	713,346
3.	Productivitatea muncii	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/ nr.mediu de personal);	lei/ persoană	0.15	303,621	327,472	344,627	372,217	388,155
4.	Plăți restante	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	mii lei	0.15	0	0	0	0	0
5.	Creanțe restante	Reducerea volumului de creanțe restante (în prețuri curente)	mii lei	0.1	76,000	72,200	68,590	65,075	61,821
6.	Consumul tehnologic	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	%	0.15	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
7.	Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	lei	0.15	737.27	759.24	748.64	735.09	724.57

### CRITERII ȘI OBIECTIVE DE PERFORMANȚĂ PENTRU PLUSVALOARE

Nr. crt	CRITERIU DE PERFORMANȚĂ	OBIECTIV DE PERFORMANȚĂ
1	Consumul tehnologic	Reducerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT sub nivelul de 1.70%.
2	Cheltuieli cu personalul	Reducerea cheltuielilor cu personalul față de bugetul asumat,
3	Programul de dezvoltare	Îndeplinirea programului de dezvoltare peste programul asumat în acest plan de administrare în cazul în care proiectul de exploatare a gazelor din Marea Neagră devine o realitate operațională.
4	Absorbția de fonduri europene	Creșterea gradului de absorbție a fondurilor europene , care istoric a fost foarte scăzut în comparație cu posibilitățile existente de finanțare și volumul total de investiții.

### INDICATORI DE MĂSURĂ AI PERFORMANȚEI SERVICIULUI DE TRANSPORT GAZE NATURALE

Nr. crt	CRITERIU DE PERFORMANȚĂ	OBIECTIV DE PERFORMANȚĂ
1	Rezolvarea solicitărilor de acces în vederea racordării la SNT	(conform Standardului de performanță pentru serviciul de transport gaze naturale aprobat de ANRE prin Ordinul nr.45/2008)*
2	Realizarea instalației de racordare la SNT a solicitanților de acces	
3	Informarea cu privire la reluarea prestării serviciului	
4	Notificarea întreruperilor planificate în prestarea serviciului și reluarea acestuia	
5	Rezolvarea reclamațiilor utilizatorilor SNT referitoare la măsurarea gazelor naturale	
6	Rezolvarea sesizărilor referitoare la integritatea și funcționarea SNT în condiții de siguranță	
7	Obligațiile OST de informare a solicitanților/utilizatorilor, decurgând din alte reglementări ale ANRE	

8	Indicatori de siguranță	
	procentul anual de rețea supusă controlului cu aparate pentru detectarea pierderilor de gaze	Standardul de performanță reglementează criteriile de calitate comercială, definite prin indicatorii de performanță, pentru asigurarea serviciului de transport al gazelor naturale și a serviciilor auxiliare realizate de către operatorul sistemului de transport (OST).
	numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze localizate pe un kilometru de rețea verificată (NAP)	
	numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze identificate ca urmare a sesizărilor unor terți pe un kilometru de rețea activă (NAPT)	

\* Standardul de performanță stabilește nivelurile indicatorilor de performanță pentru următoarele activități:

- a) racordarea la SNT a solicitanților, incluzând soluționarea cererilor acestora, realizarea unor noi instalații de racordare/modificarea unor instalații de racordare existente și reamenajarea terenurilor afectate de lucrările de realizare a acestora;
- b) asigurarea siguranței și a continuității serviciului, în conformitate cu prevederile contractuale și dispozițiile legale aplicabile în domeniu;
- c) soluționarea reclamațiilor și sesizărilor solicitanților/utilizatorilor SNT cu privire la serviciul realizat de către OST, altele decât cele menționate la lit. (a) și (b);
- d) rezolvarea reclamațiilor utilizatorilor SNT referitoare la măsurarea gazelor naturale;
- e) informarea utilizatorilor SNT în conformitate cu cerințele prezentului act normativ și ale altor reglementări aplicabile referitoare la serviciu;
- f) soluționarea reclamațiilor solicitanților și utilizatorilor SNT la adresa OST, legate de îndeplinirea obligațiilor de către acesta, conform standardului de performanță;
- g) verificarea periodică a SNT cu aparate pentru detectarea pierderilor de gaze.

### ALȚI INDICATORI DE PERFORMANȚĂ

Nr. crt	CRITERIU DE PERFORMANȚĂ	OBIECTIV DE PERFORMANȚĂ
1	Imaginea companiei în raport cu clienții	Îmbunătățirea imaginii firmei prin revizuirea periodică a procedurii operaționale de monitorizare a satisfacției clienților
2	Satisfacția utilizatorilor SNT	Creșterea satisfacției utilizatorilor SNT
3	Reglementări ANRE	Respectarea reglementărilor ANRE
4	Dezvoltare și motivare personal	Corelarea remunerației cu indicatorii de performanță individuali pe compartiment și pe companie
5	Productivitatea și performanța angajaților	Implementarea unui nou normativ de muncă și personal

## Listă abrevieri

Termeni	Descriere
ACER	Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei
AGOA	Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor
AGEA	Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANRM	Agenția Națională pentru Resurse Minerale
BVB	Bursa de Valori București
CCM	Contract Colectiv de Muncă
CSR	Responsabilitate social corporativă
ENTSO-G	Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport gaze naturale
GNL	Gaz natural lichefiat
GRIP's	Planurile de dezvoltare regională
ISO	Operator de sistem independent
Legea 123/2012	Legea energiei electrice și a gazelor naturale
ME	Ministerul Economiei
M.Eur	Ministerul Afacerilor Europene
MDRT	Ministerul Dezvoltării Regionale și Transporturilor
Mtoe	Milioane tone echivalent petrol
OST	Operator sistem de transport
RAB /BAR	Regulatory Asset Base/Baza de active reglementată
Regulamentul (CE) nr. 994/2010	Regulamentul privind măsuri de garantare a securității în aprovizionarea cu gaze naturale
SCADA	Sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date
SMICM	Sistem de management integrat calitate mediu
SMICMSSO	Sistem de management integrat calitate mediu – standard de sănătate ocupațională
SNT	Sistemul Național de Transport al gazelor naturale
SNTGN Transgaz	Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA
SM	Statele membre
Tep	Tone echivalent petrol
TPE	Al treilea pachet legislativ
UE	Uniunea Europeană
UR	Utilizator de rețea

## Factori de conversie utilizați în industria gazieră

	1 Kwh	1 GJ	1 Therm	1 MBTU	1 cubic m of natural gas	1 boe	1 toe
1 Kwh	1	0.0036	0.0341	0.0034	0.0949	0.00059	0.000086
1 GJ	277.8	1	9.48	0.948	26.35	0.1634	0.0239
1 Therm	29.3	0.10551	1	0.1	2.78	0.0172	0.0025
1 MBTU	293.1	1.06	10	1	27.81	0.1724	0.0252
1 cubic m of natural gas	10.54	0.038	0.36	0.036	1	0.0062	0.0009
1 barrel of oil equivalent (boe)	1700	6.12	58.01	5.8	161.29	1	0.15
1 tonne of oil equivalent (toe)	11630	41.87	397	39.7	1103	6.8	1

## LISTĂ FIGURI, GRAFICE ȘI TABELE

FIGURA	DENUMIRE	Pag
1	Infrastructura energetică a Europei	56
2	Rezerve de gaze naturale pentru aprovizionarea Europei	58
3	Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România	60
4	GRI – Sud	63
5	GRI Nord - Sud CEE	63
6	Ponderele importului de gaze naturale în total consum România în anul 2012	68
7	Ponderele importului de gaze naturale în total consum România în perioada ianuarie – iunie 2013	69
8	Contracte de tranzit în UE	74
9	Harta SNT	77
10	Structura actuală a acționariatului SNTGN Transgaz SA	82
11	Ponderele principalilor zece utilizatori la veniturile societății în anul 2012	84
12	Diagrama de flux a metodei venituri - plafon (primul an al perioadei de reglementare)	87
13	Diagrama de flux a metodei de ajustări ale veniturilor realizate în anii 2-5 ai perioadei de reglementare	88
14	Puncte de import gaze naturale	92
15	BSC pentru strategia de administrare a SNTGN Transgaz SA Mediaș	118

GRAFICE	DENUMIRE	
1	Consumul intern brut al EU-27 (% din total Mtoe)	24
2	Consumul final total al EU-27 (în Mtoe în perioada 1995 – 2010)	25
3	Utilizarea gazelor naturale în funcție de sector (ca % din total Mtoe în 2010)	26
4	Utilizarea produselor petroliere în funcție de sector (ca % din total Mtoe în 2010)	27
5	Utilizarea combustibililor solizi în funcție de sector (ca % din total Mtoe în 2010)	27
6	Utilizarea energiei electrice în funcție de sector (ca % din total Mtoe în 2010)	27
7	Intensitatea energetică finală la nivelul UE-27 (în toe / mil Euro)	27
8	Producția de energie primară la nivelul UE-27 (în Mtoe în perioada 1995 – 2010)	29
9	Producția brută de energie electrică la nivelul UE-27 (în TWh în perioada 1995 – 2010)	30
10	Importul net de energie la nivelul UE-27 (în Mtoe în perioada 1995 – 2010)	31
11	Structura importurilor de combustibili fosili la nivelul UE-27 (în % în anul 2010)	31
12	Dependența de importul de combustibili fosili (în %)	32
13	Dependența de import la nivelul UE-27 (în % în perioada 1995 – 2010)	33
14	Balanța gazelor naturale în UE (TWh)	36
15	Volumele anuale de gaze naturale tranzacționate în hub-urile europene	38
16	Importul de gaze naturale în UE	39
17	Prețurile la combustibilii competitivi față de prețurile gazelor naturale	40
18	Structura contractelor de vânzare en gros gaze naturale în Europa (pondere din consum în %)	42
19	Alimentarea cu LNG	43
20	Diversificarea surselor de gaze naturale	43
21	Producția internă europeană de gaze naturale	44
22	Producția de gaze neconvenționale în Uniunea Europeană. Cazul Regulilor de Aur	45
23	Biogaz și gaze de șist – estimările proprii ale TSO	45
24	Potențiala alimentare din surse provenite din Norvegia	47
25	Potențiala alimentare din surse provenite din Rusia	48
26	Potențiala alimentare pe conducte din Algeria	49
27	Potențiala alimentare pe conducte din Libia	50
28	Potențiala alimentare cu LNG	52
29	Potențiala alimentare din surse azere	53
30	Potențialul intermediar de alimentare a Europei	53
31	Evoluția zonelor de alimentare – dispersarea între scenariile minime și maxime structurată pe surse	54
32	Perspectiva compatibilizării alimentării 2013 – 2022	54
33	Gradul de deschidere a pieței interne de gaze naturale (%)	59
34	Consum zilnic de gaze naturale în perioada iulie 2010-iunie 2013	65
35	Consumul pe piața gazelor naturale din România în perioada 2007-2012 și previziuni 2013-2017 – scenariu de bază	67

36	Structura consumul pe piața gazelor naturale din România în perioada 2007-2012 și previziuni 2013-2017 – scenariu de bază	67
37	Structura consumului de gaze naturale intern/import din România în perioada 2007-2012 și previziuni consum 2013-2017 – scenariu de bază	69
38	Consumul de gaze naturale din România în perioada 2007-2012 și previziuni consum 2013-2017 prin SNT și infrastructura proprie a producătorilor – scenariu de bază	70
39	Producția internă de gaze naturale în România în perioada 2007-2012 și estimări pentru perioada 2013-2017	70
40	Lungimea conductelor și racordurilor de alimentare cu gaze naturale aferente SNT în perioada 2003-2013	78
41	Structura veniturilor pe activități în perioada 2008-2012	85
42	Cantitățile de gaze naturale importate de România în perioada 2005- 2012 (mld mc):	93
43	Sursele de investiții în perioada 2010-2012	95
44	Structura pe categorii a numărului de salariați în perioada 2010-2012 și 6 luni 2013	98
45	Evoluția nivelului salariului mediu brut lunar în perioada 2010-2012 și 6 luni 2013 (lei)	99
46	Evoluția acțiunii TGN versus indicele BET și BET NG în perioada iulie 2011- iulie 2013	100
47	Evoluția acțiunii TGN versus acțiunea TEL în perioada 2011- 2013	100
48	Evoluția capitalizării bursiere a SNTGN Transgaz SA de la listare până în prezent	101
49	Dividend acordat de SNTGN Transgaz SA în perioada 2007-2012- lei/acțiune	103
50	Indicatori de profitabilitate în perioada 2010-2012	111
51	Indicatori de lichiditate în perioada 2010-2012	111
52	Gradul de îndatorare operațional în perioada 2010-2012	111
53	Ponderea consumului tehnologic în gazele naturale vehiculate prin SNT 2005-2012	127
54	Valoarea investițiilor în conducte de transport gaze naturale in perioada 2007-2016 - mii lei	129
55	Investitii în SNT în perioada 2007-2017 - km	129
56	Valoarea lucrărilor de reabilitare și reparații la conducte de transport gaze naturale în perioada 2007-2017 (mii lei)	130
57	Reabilitari și reparații la conducte de transport gaze naturale în perioada 2007-2017 (km)	130
58	Indicator km de rețea/angajat	133
59	Număr mediu de angajați în companii similare din UE	133
60	Productivitatea muncii 2007-2012	145
<b>TABELE</b>	<b>DENUMIRE</b>	
1	Securitatea furnizării gazelor naturale – 2010	37
2	Capacități LNG în Europa – 2011	39
3	Producția internă de gaze naturale în România în perioada 2007-2012 și estimări pentru perioada 2013-2017	66
4	Capacități de gaze naturale efectiv tranzitate în perioada 2007-2013	71
5	Capacități maxime disponibile în perioada 2014-2017	72
6	Situația la 15.08.2013 a capacităților contractate pentru perioada 2014-2017	72

<b>7</b>	Prognoza nivelurilor minime privind capacitatea rezervată în perioada 2014-2017	72
<b>8</b>	Situația principalelor obiective aparținând SNT din perspectiva duratei de funcționare a acestora	79
<b>9</b>	Situația actuală la stațiile de comprimare Șinca, Onești, Vințu, Siliștea și Dealu Frumos.	80
<b>10</b>	Surse de investiții în perioada 2010-2012	95
<b>11</b>	Valoarea dividendelor plătite de SNTGN Transgaz SA în perioada 2007-2012	102
<b>12</b>	Situația rezultatului global în perioada 2010-2012	109
<b>13</b>	Indicatori economic-financiari 2010-2012	110
<b>14</b>	Pondere consumului tehnologic în gaze naturale vehiculate prin SNT in perioada 2005-2012	127
<b>15</b>	Rezultatul global 2010-2017	151
<b>16</b>	Poziția financiară 2010-2017	152
<b>17</b>	Cash flow 2010-2017	154
<b>18</b>	Surse de finanțare 2010-2017	155