



COMITETUL NAȚIONAL ROMÂN
AL CONSILIULUI MONDIAL AL ENERGIEI



ASOCIAȚIA GENERALĂ
A INGINERILOR DIN ROMÂNIA

EMERG 9

Energie • Mediu • Eficiență • Resurse • Globalizare

Publicație trimestrială a CNR-CME și AGIR

ISSN 2457-5011

An V / 2019

www.emerg.ro

www.cnr-cme.ro/publicatii/emerg

EMERG
Energie • Mediu • Eficiență • Resurse • Globalizare
Publicație a CNR-CME și AGIR

Coordonatori:

Prof. dr. ing. Ștefan GHEORGHE
Dr. ing. Ioan GANEA

Colegiul științific editorial (în ordine alfabetică):

Prof. dr. ing. Nicolae-Napoleon Antonescu – CNR-CME,
Acad. Viorel Bădescu – Academia Română,
Dr. ing. Gheorghe Buliga – SIPG,
Prof. dr. ing. George Darie – UPB,
Prof. dr. ing. Mircea Eremia – UPB,
Prof. dr. ing. Nicolae Golovanov – CNR-CME,
Prof. dr. ing. Nicolae Iliăș – Univ. Petroșani,
Ing. Emil Macovei – CNR-CME / programul VLER,
Prof. dr. ing. Ion Mircea – Univ. Craiova,
Prof. dr. ing. Virgil Mușatescu – CNR-CME,
Prof. dr. ing. Ion Onuțu – UPG Ploiești,
Prof. dr. ing. Lazăr Avram – UPG Ploiești,
Prof. dr. ing. Radu Pentiuc – Universitatea „Ștefan cel Mare“, Suceava,
Dr. ing. Ionuț Purica – Academia Română,
Dr. ing. Călin Vilt – CNR-CME.



COMITETUL NAȚIONAL ROMÂN
AL CONSILIULUI MONDIAL AL ENERGIEI



ASOCIAȚIA GENERALĂ
A INGINERILOR DIN ROMÂNIA

EMERG 9

**Energie • Mediu • Eficiență
• Resurse • Globalizare**

Publicație trimestrială a CNR-CME și AGIR

ISSN 2457-5011

An V / 2019

www.emerg.ro

www.cnr-cme.ro/publicatii/emerg

Autorii articolelor:

*Lazăr AVRAM
Constantin CAPRARU
Daniel CRĂCIUN
George Artur GĂMAN
Emilian GHICIOI
Nicolae ILIAS
Natalia ILIE TIMOFTE
Ioan JELEV*

*Viorica JELEV
Florin JIANU
Diana-Andreea LUPU
Olimpiu STOICUȚA
Nadia STOICUȚA
Cristian TOMESCU
Ovidiu ȚUȚULIANU*



Editura AGIR
București, 2019

COMITETUL NAȚIONAL ROMÂN AL CONSILIULUI MONDIAL AL ENERGIEI
(CNR-CME)

ASOCIAȚIA GENERALĂ A INGINERILOR DIN ROMÂNIA (AGIR)

CNR-CME

B-dul Lacul Tei nr. . 1-3, sector 2, cod 020371, Bucuresti

Tel: + 4021-211 41 55; +4021-211 41 56; e-mail: stefangheorghe@cnr-cme.ro

AGIR

Calea Victoriei nr. 118, sector 1, cod 010093, București

Tel.: 4021-316 89 93, 4021-316 89 94; Fax: 4021-312 55 31

e-mail: office@agir.ro; www.agir.ro

Colectiv redacțional:

Victor VERNESCU (vernescu@gmail.com)

Dan BOGDAN (dan.bogdan@agir.ro)

Elena RATCU (eratcu@yahoo.com)

Mihaela MĂRIUȚĂ (mihaela.mariuta@agir.ro)

Coperta: Ion MARIN

- Orice reproducere, integrală sau parțială, a materialelor apărute în *EMERG* poate fi făcută numai cu aprobarea colegiului de redacție.
- Răspunderea privind conținutul și originalitatea materialelor publicate aparține autorilor.
- Sugestii și opinii se pot trimite pe adresa Editurii AGIR:
Calea Victoriei nr. 118, sector 1, 010093 București,
Tel./Fax: 4021-316 89 92; tel; fax: 4021-312 55 31;
E-mail: editura@agir.ro.



COMITETUL NAȚIONAL ROMÂN
AL CONSILIULUI MONDIAL AL ENERGIEI



ASOCIAȚIA GENERALĂ
A INGINERILOR DIN ROMÂNIA

CUPRINS

Modele econometrice privind energia din surse regenerabile în România (<i>Olimpiu STOICUȚA, Nadia STOICUȚA</i>).....	7
Evolution of occupational health and safety in Romanian coal mining in terms of legislation and practice (<i>Nicolae ILIAS, Cristian TOMESCU,</i> <i>George Artur GĂMAN, Emilian GHICIOD</i>)	28
Aspecte de etică în dezvoltarea și utilizarea inteligenței artificiale în rețelele electrice de distribuție (<i>Daniel CRĂCIUN, Florin JIANU</i>)	43
Eco-design of electric equipments (<i>Ovidiu ȚUȚUIANU</i>)	65
O scurta privire asupra panoramicii de gaze combustibile geogene din Romania (<i>Constantin CAPRARU</i>)	79
Stocarea energiei electrice – o prioritate pentru economia României (<i>Ioan JELEV, Viorica JELEV</i>).....	92
Evoluția pieței de gaze naturale din Republica Moldova în context regional și European (<i>Natalia ILIE TIMOFTE</i>).....	109
The energy potential of natural gas fields from transylvanian basin. Current and future trends (<i>Lazăr AVRAM, Diana-Andreea LUPU</i>).....	156



COMITETUL NAȚIONAL ROMÂN
AL CONSILIULUI MONDIAL AL ENERGIEI



ASOCIAȚIA GENERALĂ
A INGINERILOR DIN ROMÂNIA

CONTENTS

Econometric models and forecasts regarding energy from renewable sources in Romania (<i>Olimpiu STOICUȚA, Nadia STOICUȚA</i>)	7
Evolution of occupational health and safety in Romanian coal mining in terms of legislation and practice (<i>Nicolae ILIAS, Cristian TOMESCU, George Artur GĂMAN, Emilian GHICIOD</i>)	28
Ethical aspects in the development and use of artificial intelligence in electrical distribution networks (<i>Daniel CRĂCIUN, Florin JIANU</i>).....	43
Eco-design of electric equipments (<i>Ovidiu ȚUȚUIANU</i>)	65
A short overview of the panoramic of geogeneous fuel gas in Romania (<i>Constantin CAPRARU</i>)	79
Energy storage – a priority for the Romanian Economy (<i>Ioan JELEV, Viorica JELEV</i>).....	92
Evolution of the natural gas market in the Republic of Moldova in the regional and European context (<i>Natalia ILIE TIMOFTE</i>).....	109
The energy potential of natural gas fields from transylvanian basin. Current and future trends (<i>Lazăr AVRAM, Diana-Andreea LUPU</i>).....	156

MODELE ECONOMETRICE ȘI PREVIZIUNI PRIVIND ENERGIA DIN SURSE REGENERABILE ÎN ROMÂNIA

Olimpiu STOICUȚA, Nadia STOICUȚA

Universitatea din Petroșani

Abstract. The paper includes the econometric analysis of the main official indicators for monitoring Romania's objectives, in accordance with Directive 2009/28 / EC. In this sense, within the Eviews program, the econometric models and the medium-term forecasts are made, of the following indicators: the share of electricity obtained from renewable sources in the production of electricity obtained from all energy sources; the share of renewable energy sources in the total energy consumption used in heating / cooling; the share of energy from renewable sources in the consumption of fuel used in the transport field, as well as the share of energy from renewable sources in the final gross energy consumption. The results obtained can be the basis of future political decisions regarding the increase of the production and use of energy from renewable sources in Romania.

Keywords: Econometric models, monitoring, renewable sources, fuel consumption.

Rezumat: Lucrarea cuprinde analiza econometrică a principalilor indicatori oficiali de monitorizare a obiectivelor României, în concordanță cu Directiva 2009/28/CE. În acest sens, în cadrul programului Eviews sunt realizate modelele econometrice și previziunile pe termen mediu, a următorilor indicatori: ponderea energiei electrice obținută din surse regenerabile în producția de energie electrică obținută din toate sursele de energie; ponderea surselor regenerabile de energie în consumul total de energie utilizat în încălzire/răcire; ponderea energiei din surse regenerabile în consumul de combustibil utilizat în domeniul transportului, precum și ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie. Rezultatele obținute pot constitui fundamentul unor decizii politice viitoare ce vizează creșterea producției și a utilizării energiei din surse regenerabile în România.

Cuvinte cheie: Modele econometrice, monitorizare, surse regenerabile, consum brut de combustibil

1. INTRODUCERE

Cererea tot mai mare de energie, coroborată cu reducerea impactului sectorului energetic asupra mediului, a impus o strategie clară și de lungă durată în domeniul energiei pentru Țările membre ale *Uniunii Europene* (UE).

Astfel, principalele obiective ale UE pentru anul 2020, stabilite în aprilie 2009 atât de Parlamentul European cât și de Consiliul European, în materie de energie și climă (Directiva 2009/28/CE [1] respectiv 2009/29/CE [2]), sunt creșterea eficienței

energetice cu 20%, realizarea unei ponderi de energie din surse regenerabile (ESR) de cel puțin 20% din consumul final brut de energie la nivel comunitar și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 20% față de nivelurile din anul 1990.

Obiectivele prezentate mai sus au fost transpuse în obiective individuale pentru fiecare stat al UE, ținându-se seama de potențialul fiecărui stat membru, cât și de nivelul existent al energiei din surse regenerabile și al mixului energetic. Astfel, obiectivul României pentru anul 2020, în ceea ce privește ponderea energiei din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie, este de 24%, stabilit prin articolul 5, din legea nr. 220/2008 [3]. Obiective asemănătoare au următoarele state: Estonia – 25%, Franța – 23%, Lituania – 23% și Slovenia – 25%.

Pe de altă parte, prin reformarea Directivei 2009/28/CE, Parlamentul și Consiliul European au introdus în decembrie 2018 prin Directiva UE 2018/2001[4], noi obiective pentru anul 2030 în materie de energie și climă. Astfel, la nivel comunitar până în anul 2030 se dorește creșterea eficienței energetice cu cel puțin 32.5%, realizarea unei ponderi de energie din surse regenerabile de cel puțin 32% din consumul final brut de energie la nivel comunitar, cu o posibilă revizuire în anul 2023 și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% față de nivelurile din anul 1990 (acest obiectiv a fost adoptat formal).

Ponderea energiei din surse regenerabile se calculează pe baza următoarei formule:

$$P_E = \frac{C_{FB}}{C_F} \cdot 100 \text{ [%]}, \quad (1)$$

unde C_{FB} este consumul final brut de energie din surse regenerabile, iar C_F este consumul final brut de energie provenită din toate sursele de energie.

Consumul final brut de energie din surse regenerabile (C_{FB}) pentru un anumit stat membru al UE se calculează astfel:

$$C_{FB} = C_{EE} + C_{ET} + C_T, \quad (2)$$

unde C_{EE} este consumul final brut de energie electrică din surse regenerabile de energie; C_{ET} este consumul final brut de energie din surse regenerabile pentru încălzire și răcire; C_T este consumul final de energie din surse regenerabile în transporturi.

În vederea îndeplinirii obiectivelor mai sus menționate, statele membre ale UE au aplicat următoarele măsuri: scheme de sprijin; măsuri de cooperare între diferite state membre și țări terțe.

Schemele de sprijin utilizate de statele membre ale UE, în ceea ce privește energia electrică obținută din surse regenerabile (E-SRE), sunt [5]:

1. *Sistemul de preturi fixe „feed – in tariffs (FIT)”*. Producătorii eligibili de E-SRE primesc un preț fix (feed-in tariff) pentru fiecare unitate de energie electrică generată, independent de prețul pieței de energie electrică la un anumit moment de timp. Achiziția E-SRE este obligatorie și se face de regulă de către furnizori sau de utilizatori. Sistemul feed–in tarif se caracterizează prin: acces garantat la rețea, contracte pe termen lung, prețuri de achiziție bazate pe costuri. În cadrul acestei scheme de sprijin, tarifele trebuie să acopere costurile de producție reale, altfel schema de sprijin nu este rentabilă. În plus, în cadrul sistemul FIT, tarifele scad în timpul perioadei contractuale. Țările

membre ale UE ce au un astfel de sistem de sprijin, sunt: Austria, Bulgaria, Cehia, Croația, Franța, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Letonia, Luxemburg, Malta, Polonia, Portugalia, Slovacia, Regatul Unit (Marea Britanie) și Ungaria.

2. *Sistemul de prime fixe „feed – in premiums (FIP)”*. În cadrul acestui sistem, E-SRE este vândută pe piața de energie electrică, iar producătorii eligibili primesc o primă pe lângă prețul de piață a energiei electrice vândute. Prima poate să fie fixă sau variabilă în timp. Primele se pot diferenția în funcție de tehnologie, dimensiune și amplasament, la fel ca în cazul sistemului FIT. Țările membre ale UE ce au un astfel de sistem de sprijin, sunt: Cehia, Croația, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Grecia, Italia, Luxemburg, Olanda, Polonia, Spania, Ungaria.

3. *Sistemul cotelor obligatorii*. Acest sistem se bazează pe achiziția de către furnizori a unor cote obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile în vederea vânzării către utilizatorii deserviți. Producătorii primesc pentru o anumită cantitate de energie electrică livrată în rețea, un anumit număr de „certIFICATE VERZI”, care se pot vinde separat de energia electrică, pe o piață specifică certificatelor verzi. Valoarea certificatelor verzi reprezintă un câștig suplimentar al producătorilor de energie electrică obținută din surse regenerabile. Țările membre ale UE ce au un astfel de sistem de sprijin, sunt: Belgia, Polonia, România, Suedia și Regatul Unit (Marea Britanie).

4. *Sistemul de subvenții*. Acest sistem se bazează pe ajutoare bănești, nerambusabile, acordate de stat în anumite condiții, producătorilor de E-SRE. Țările membre ale UE ce au un astfel de sistem de sprijin, sunt: Austria, Belgia, Cehia, Cipru, Finlanda, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lituania, Luxemburg, Malta, Polonia, România, Slovacia, Slovenia, Suedia, Regatul Unit (Marea Britanie) și Ungaria.

5. *Sistemul de stimulente fiscale*. Prin acest sistem, statul oferă scutiri sau reduceri de taxe și impozite pentru a încuraja investițiile în producția de E-SRE. Țările membre ale UE ce au un astfel de sistem de sprijin, sunt: Cehia, Franța, Grecia, Italia, Lituania, Luxemburg, Olanda, Polonia, Slovacia, Suedia și Regatul Unit (Marea Britanie).

6. *Sistemul de măsurare netă a energiei „Net metering (NEM)”*. Acest sistem permite producătorilor mici ce generează în rețea o parte sau întreaga energie electrică obținută din surse regenerabile, să primească o compensație. Spre exemplu, în anumite state ale UE energia electrică obținută din surse regenerabile și livrată în rețea, este compensată cu energia electrică consumată din rețea de producător, atunci când instalația aferentă producerii de E-SRE nu este funcțională. Surplusul de E-SRE livrat în rețea este remunerat în funcție de prețul de vânzare cu amănuntul a unității de energie electrică. Pe de altă parte, există țări în care surplusul de E-SRE livrat în rețea de producători, nu este compensat financiar (Belgia, Grecia, Letonia). Țările membre ale UE ce au un astfel de sistem de sprijin, sunt: Belgia, Cipru, Danemarca, Grecia, Italia, Letonia, Lituania, Olanda și Ungaria.

7. *Sistemul de împrumuturi*. Acest sistem se bazează pe împrumuturi cu dobânzi reduse ce trebuie rambursate într-un anumit timp, acordate de instituții de credit, în anumite condiții, producătorilor de E-SRE, în vederea acoperirii totale sau a unei părți a costurilor de investiție în instalații de producere a E-SRE. Țările membre ale UE ce au un astfel de sistem de sprijin, sunt: Croația, Danemarca, Germania, Olanda, Lituania, Polonia și Slovenia.

8. *Sistemul de licitații.* În cadrul acestui sistem, guvernele emit o cerere de ofertă adresată tuturor persoanelor ce locuiesc într-un stat membru al UE și doresc să investească într-un sistem de producere a E-SRE, în cadrul statului ce emite oferta. Oferta cea mai avantajoasă din punct de vedere economic primește contractul. Furnizorii de energie electrică sunt obligați să asigure fondurile de investiții necesare câștigătorului, iar apoi să cumpere E-SRE de la acesta pe baza unui contract de cumpărare. Utilizatorii finali suportă costurile generate de obligațiile mai sus prezentate a furnizorilor. O altă variantă este stabilirea nivelului primelor, aferent sistemului FIP, prin intermediul unui sistem de licitații. Țările membre ale UE ce au un astfel de sistem de sprijin, sunt: Finlanda, Franța, Italia, Lituania, Polonia și Slovenia.

Pe de altă parte, pentru a crește utilizarea surselor regenerabile de energie pentru încălzire și răcire, cât și în domeniul transporturilor, marea majoritate a țărilor membre ale UE au adoptat scheme de sprijin similare cu cele din domeniul producerii de E-SRE. Dintre acestea amintim: sistemul de subvenții, sistemul de împrumuturi, sistemul cotelor obligatorii și sistemul stimulentei fiscale.

Ca țară membră a UE, România are următoarele scheme de sprijin:

În domeniul producerii de E-SRE:

1. *Sistemul cotelor obligatorii.* Acest sistem funcționează în România din anul 2005. Sistemul cotelor obligatorii a fost adoptat prin HG nr.1892/2004 [6], cu modificările ulterioare stabilite prin HG nr. 958/2005 [7]. În prezent, acest sistem are următoarele particularități, stabilite prin legea nr. 220/2008 [3], ordonanța OUG nr. 24/30.03.2017 [8] și prin legea nr. 184/2018 [9]:

1. Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) califică anual producătorii de E-SRE pentru a obține certificate verzi în condițiile prevăzute de Regulamentul de calificare a producătorilor de E-SRE.

2. ANRE stabilește prin ordin în fiecare an (în luna decembrie), o cotă anuală obligatorie de achiziție de certificate verzi, estimată pentru anul următor.

3. Pentru fiecare unitate de E-SRE (1MWh) produsă și livrată în rețea, producătorii primesc un număr de certificate verzi în funcție de tehnologia utilizată.

4. Furnizorii de energie electrică sunt obligați să cumpere anual un anumit număr de certificate verzi.

5. Producătorii de E-SRE pot vinde certificatele verzi furnizorilor. Certificatul verde poate face obiectul unei singure tranzacții între producător în calitate de vânzător și furnizor în calitate de cumpărător, pe piața centralizată anonimă de certificate verzi. Persoana juridică ce asigură tranzacționarea certificatelor verzi este OPCOM (Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naurale din România), conform reglementărilor ANRE.

6. Valoarea certificatelor verzi variază între 2 niveluri impuse, unul minim și unul maxim. Valoarea minimă este impusă pentru a proteja producătorii de E-SRE, iar valoarea maximă este pentru a proteja utilizatorii.

7. Producătorii de E-SRE vând energia electrică produsă și livrată în rețea, pe piața de energie electrică, la prețul pieței.

8. *Sistemul de subvenții.* România are în prezent 4 scheme de sprijin bazate pe subvenții.

1. Prima schemă de sprijin oferă fonduri nerambursabile de la Uniunea Europeană și Guvernul României pentru dezvoltarea economico – socială a spațiului rural din România. Acest sistem de sprijin face parte din Programul Național de Dezvoltare Rurală (PNDR). Autoritatea competentă în atribuirea subvențiilor (granturilor) este Ministerul Agriculturii și Dezvoltării Rurale din România. Noua perioadă de finanțare este 2014 – 2020, prin programul PNDR 2020 [10]. Conform submăsurii 4.1, intitulată „*Sprijin pentru investiții în exploatarea agricolă*”, aferent versiunii 6.1, a PNDR 2020 [10], din 2018, sunt încurajate investițiile în producerea și utilizarea energiei electrice și/sau termice prin utilizarea biomasei (din deșeuri/produse secundare rezultate din activitatea agricolă și/ sau forestieră atât din ferma proprie cât și din afara fermei), cât și a energiei obținute din biogaz, din energia solară, eoliană și geotermală, în vederea consumului propriu. În vederea producerii energiei electrice prin utilizarea biomasei, proiectul trebuie să respecte prevederile articolului 13 (d) a Regulamentului 807/2014 [11], prin demonstrarea utilizării unui procent de minim 10% de energie termică. Acest sprijin trebuie să fie o componentă secundară a unui proiect mult mai amplu de investiții. Principalii beneficiari sunt fermierii, cu excepția persoanelor fizice neautorizate, cât și cooperativele agricole/grupuri de agricultori, constituite în baza legislației naționale în vigoare.

2. A doua schemă de sprijin este susținută de Ministerul Dezvoltării Regionale, Administrației Publice și Fondurilor Europene, din România. Schema de sprijin a fost aprobată prin Hotărârea de Guvern nr. 216/2017 [12], în luna aprilie. Prin această schemă de sprijin se încercă promovarea producției de energie din surse de energie mai puțin exploatate (biomasa, biogazul și energia geotermală). Bugetul programului de subvenționare este de 100630533 de euro, din care 85% reprezintă fonduri nerambursabile de la Fondul European de Dezvoltare Regională, iar restul de 15% sunt fonduri de cofinanțare publică, asigurate de la bugetul de stat și de la bugetul local (articolul 13 din HG nr.216/2017). Prin această schemă se urmărește creșterea cu 60 MW a capacității instalate de producere a energiei electrice și a energiei termice din surse regenerabile (articolul 4, aliniatul 2, din HG nr.216/2017). Subvenția maximă ce se poate acorda unui proiect nu poate depăși suma de 15 milioane de euro. Principalii beneficiari sunt producătorii de energie electrică și/sau termică din biomasă și/sau biogaz, respectiv energie termică din energia geotermală (articolul 8 din HG nr.216/2017). Această schemă de sprijin se aplică până la 31.12.2020.

3. A treia schemă de sprijin, reprezintă o subvenție nerambursabilă acordată de stat din veniturile Fondului pentru Mediu. Programul are ca obiectiv instalarea de

sisteme fotovoltaice în vederea producerii de energie electrică de către persoanele fizice ce au domiciliul în România și sunt proprietari ai imobilelor/construcțiilor pe care se amplasează sistemul de panouri fotovoltaice, în vederea îmbunătățirii calității aerului și a reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră. Energia electrică produsă de persoanele fizice eligibile, poate fi utilizată în vederea utilizării proprii, iar surplusul se poate livra în rețeaua națională. În cazul în care sistemul fotovoltaic ce deservește o construcție, se amplasează pe un teren, persoana fizică trebuie să fie fie proprietarul/deține un drept de folosință și asupra imobilului-terenului. Sistemele de panouri fotovoltaice ce pot fi montate prin intermediul acestui sistem de subvenții trebuie să aibă o putere instalată de minim 3 kWp, panourile fotovoltaice trebuie să aibă o putere minimă de 250 Wp (tehnologie monocristalin sau policristalin), iar invertorul trebuie să fie de minim 3,5 kVA. Conform articolului 5 din ghidul de finanțare (aprobat prin Ordinul nr.1287/2018 [13]), finanțarea se acordă în procent de până la 90% din valoarea totală a cheltuielilor eligibile, în limita sumei de 20000 lei. Cheltuielile cu montajul și punerea în funcțiune a sistemului fotovoltaic trebuie să fie de maxim 15% din costurile echipamentelor și instalațiilor electrice. Suma finanțată de Autoritatea Fondului pentru Mediu (AFM) se scade de către instalatorul validat al sistemului fotovoltaic din valoarea totală a facturii, iar diferența se suportă de beneficiarul final, din surse financiare proprii. Acest sistem de sprijin urmează să fie pus în aplicare în România pe parcursul anul 2019.

4. A patra schemă de sprijin, reprezintă o subvenție nerambursabilă acordată de stat prin AFM. Programul are ca obiectiv finanțarea achiziționării și instalării sistemelor de panouri fotovoltaice pentru gospodăriile izolate și neconectate la rețeaua de distribuție a energiei electrice. Scopul acestui program este creșterea eficienței energetice, îmbunătățirea calității aerului și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră prin producerea de E-SRE (pentru locuințele situate la cel puțin 2 km față de rețeaua națională de distribuție a energiei electrice) și prin reducerea utilizării combustibililor convenționali (conform articolului 1 din Ordinul nr. 1305/2018 [14]). Finanțarea este în procent de 100% din valoarea cheltuielilor eligibile, dar nu mai mult de 25000 lei, inclusiv TVA, pentru fiecare sistem fotovoltaic ce deservește o gospodărie. Finanțarea este acordă eșalonat, pe perioada de valabilitate a contractului de finanțare și pe măsura implementării proiectului (articolul 5, paragraful 1 și 2 din Ordinul nr. 1305/2018). Acest sistem de sprijin urmează să fie pus în aplicare în România pe parcursul anul 2019.

5. *Sistemul de prime fixe „feed – in premiums (FIP)”*. Conform legii nr. 184/2018 [9], producătorii de E-SRE pot să opteze fie pentru schema de sprijin bazată pe sistemul cotelor obligatorii (certIFICATE VERZI), fie pe o schemă de ajutor de stat sub forma unor prime fixe, în funcție de tehnologie, care se adaugă la prețul mediu al energiei electrice rezultat din tranzacțiile pe piața centralizată de energie electrică. Această schemă de sprijin urmează să fie elaborată de Ministerul Energiei

împreună cu ANRE. Bugetul schemei de sprijin bazat pe sistemul FIP cumulat cu bugetul schemei de sprijin bazat pe sistemul de cote (certIFICATE VERZI), trebuie să nu depășească bugetul aprobat în Decizia Comisiei Europene C(2015) 2886 [15] pentru autorizarea modificărilor schemei de sprijin prin certificate verzi. Acest sistem de sprijin urmează să fie pus în aplicare în România pe parcursul anului 2019.

În domeniul sistemelor de încălzire/răcire din SRE:

6. *Sistemul de subvenții.* România are în prezent 3 scheme de sprijin în domeniul sistemelor de încălzire/răcire din SRE.

1. Primele 2 scheme de sprijin sunt: PNDR 2020, respectiv schema de sprijin aprobată prin HG nr. 216/2017 (cele 2 scheme de sprijin au fost descrise în cadrul sistemului de subvenții din domeniul producerii de E-SRE).

2. A treia schemă de sprijin reprezintă o subvenție nerambursabilă acordată de stat, din veniturile Fondului de Mediu, prin programul intitulat *Casa Verde Clasic*. Această subvenție are scopul de a stimula instalarea sistemelor de încălzire ce utilizează energie regenerabilă, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire. Scopul acestui program, derulat de Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor, îl reprezintă îmbunătățirea calității aerului, apei și solului prin reducerea gradului de poluare cauzată de arderea lemnului și a combustibililor fosili, utilizați pentru producerea energiei termice (articolul 2 din Ordinul nr. 1817/2016 [16], precum și a Ordinului 1818/2016 [17]). Programul, reglementat prin Ordinul nr. 1817/2016 se derulează multianual în limita creditelor de angajament și a creditelor bugetare prevăzute în acest sens, prin bugetul Fondului pentru mediu (articolul 3, paragraful 2, din Ordinul nr. 1817/2016), iar beneficiarii acestui proiect sunt persoanele fizice ce au domiciliul pe teritoriul României. Finanțarea acordată persoanelor fizice este de până la 3000 lei pentru panouri solare nepresurizate, de până la 6000 lei pentru panouri solare presurizate și până la 8000 lei pentru pompe de căldură (exclusiv pompe de căldură aer-aer). Pe de altă parte, programul reglementat prin Ordinul nr. 1818/2016 se derulează anual, în limita fondurilor stabilite în acest sens, prin bugetul anual de venituri și cheltuieli al AFM, iar beneficiarii acestui proiect sunt unitățile administrativ-teritoriale, instituțiile publice și unitățile de cult. În cazul programului reglementat prin Ordinul nr. 1818/2016, finanțarea nerambursabilă se acordă în cuantum de până la 90% din cheltuielile eligibile ale proiectului.

În domeniul transporturilor:

7. *Sistemul cotelor.* Utilizarea surselor regenerabile de energie în sectorul transporturilor din România, este promovată prin intermediul unui sistem de cote obligatorii de biocombustibil. Până în prezent, sistemul cotelor de biocombustibil a fost reglementat de următoarele decizii 935/2011 [18]; 918/2012 [19]; 928/2012 [20]; 1308/2012 [21] și 1121/2013 [22], iar din 19.09.2018 prin OUG 80/2018 [23] și Legea nr.311/2018 [24]. Pe de altă parte, de la 01.01.2019 benzina trebuie să aibă un conținut de biocarburant de minimum de 8%, iar motorina de 6,5%, în

totalul volumului comercializat într-un an calendaristic (conform OUG 80/2018 și Legea nr.311/2018).

În perioada 2004-2017, rezultatele obținute de România pe baza reglementărilor prezentate mai sus, sunt sintetizate în tabelele 1-4 (sursa Eurostat [25]).

Tabelul 1

Ponderea E-SRE (P_1) [25].

An	Hidro	Vant	Solar	BS	ASREa	TESRE	ETS	P_1
	ktep							%
2004	1187.3	0	0	0.3	0	1187.6	4756.4	24.97
2005	1305.2	0	0	0.5	0	1305.7	4859	26.87
2006	1408.9	0	0	0.4	0	1409.3	5023.6	28.05
2007	1436.8	0.1	0	2.9	0.2	1440	5123.2	28.11
2008	1463.1	0.4	0	2	0.1	1465.5	5219.9	28.08
2009	1471.1	0.8	0	0.9	0	1472.9	4767.5	30.89
2010	1488.9	25.6	0	9.4	0.1	1524	5016.8	30.38
2011	1479.8	111.7	0.1	16.2	0.7	1608.6	5167.1	31.13
2012	1457.3	227.4	0.7	16.5	1.7	1703.7	5075.4	33.57
2013	1385.1	380.4	36.1	17.3	4.3	1823.2	4859.9	37.52
2014	1386.6	512.3	139	39	4.4	2081.3	4993.6	41.68
2015	1416.8	564.6	170.4	39.7	5.2	2196.8	5089.7	43.16
2016	1435	550.9	156.5	40.1	5.6	2188	5122.8	42.71
2017	1413.9	566.7	159.6	39.4	5.7	2185.3	5248.8	41.63

În tabelul 1 au fost utilizate notațiile: **BS** – Biocombustibili solizi; **ASREa**- alte surse regenerabile de energie; **TESRE** – producția totală de E-SRE; **ETS** – producția de energie electrică din toate sursele de energie.

Ponderea E-SRE în producția de energie electrică din toate sursele de energie, se calculează astfel

$$P_1 = \frac{TESRE}{ETS} \cdot 100 [\%], \quad (3)$$

unde: $TESRE = Hidro + Vant + Solar + BS + ASREa$.

În tabelul 1 producția de energie electrică hidro, cât și cea produsă utilizând energia vântului, sunt normalizate conform anexei 2 a Directivei 2009/28/CE, pentru a ține seama de variațiile climatice anuale (energia hidro este normalizată în cursul ultimilor 15 ani, iar energia eoliana, în cursul ultimilor 5 ani).

În tabelul 2 au fost utilizate notațiile: **CFE** – consumul final de energie; **CD** – căldură derivată; **PC** – pompe de căldură; **HCT** – consumul total de energie pentru încălzire și răcire.

Tabelul 2

Ponderea SRE - încălzire/răcire (P_2) [25]

An	CFE	CD	PC	C_{ET}	HCT	P_2
	ktep					%
2004	3059.1	32.7	0	3091.8	17833.4	17.34
2005	3183.5	18.1	0	3201.6	17857.9	17.93
2006	3055.8	63.3	0	3119.1	17740.1	17.58
2007	3230.6	22.8	0	3253.3	16713.6	19.47
2008	3801.4	19.4	0	3820.9	16493	23.17
2009	3758.8	20.9	0	3779.7	14299.1	26.43
2010	3931	35.7	0	3966.7	14569	27.23
2011	3454.2	49.9	0	3504.2	14416.9	24.31
2012	3637	50.7	0	3687.7	14324.4	25.74
2013	3504.3	46.9	0	3551.2	13556.8	26.20
2014	3456.8	74.4	0	3531.2	13206.4	26.74
2015	3330.9	78.7	0	3409.6	13171.5	25.89
2016	3426.4	82.2	0	3508.7	13060.5	26.86
2017	3481.2	76.2	0	3557.4	13383.4	26.58

Ponderea SRE în consumul total de energie utilizat în încălzire/răcire, se calculează astfel

$$P_2 = \frac{C_{ET}}{HCT} \cdot 100 \text{ [%]}, \tag{4}$$

unde $C_{ET} = CFE + CD + PC$ este consumul final brut de energie din surse regenerabile pentru încălzire/răcire.

În tabelul 3 au fost utilizate notațiile: * – valoare estimată; **ETR** – energie electrică în transportul rutier; **ETF** – energie electrică în transportul feroviar; **ETA** – energie electrică în toate celelalte moduri de transport; **BC** – biocombustibili conformi cu articolele 17 și 18 din Directiva 2009/28/CE (începând cu anul 2011); **BCN** – biocombustibili neconformi cu articolele 17 și 18 din Directiva 2009/28/CE; **ASREb** – alte surse regenerabile de energie; **TT** – totalul de energie utilizat în transport; **CT** – combustibilul utilizat în transport în conformitate cu articolul 3 din Directiva 2009/28/CE; Observație: 1 ktep = 11.63 GWh.

În perioada 2004-2010 toți biocombustibilii utilizați în transporturi sunt incluși în categoria BC.

Ponderea energiei din SRE în transporturi, se calculează astfel

$$P_3 = \frac{TT}{CT} \cdot 100 \text{ [%]}, \tag{5}$$

unde: $TT = 5 \cdot ETR + 2.5 \cdot ETF + ETA + BC + ASREb + BCAIX$; **BCAIX** – materii prime și biocombustibili indicați în anexa IX a Directivei 2015/1513.

Tabelul 3

Ponderea energiei din SRE - transporturi (P_3) [25].

An	ETR	ETF	ETA	BC	BCN	ASREb	TT	CT	P_3
	ktep								%
2004	0	22.8	12	0	0	0.1	68.9	4309.2	1.60
2005	0	21.2	13.4	0	0	0.7	67	4065.7	1.65
2006	0	18.4	10.5	0	0	0.6	57.1	4222.5	1.35
2007	0	21.4	12.4	40.4	0	1.4	107.8	4427.1	2.43
2008	0	20.5	14.2	107.1	0	0.1	172.7	4981.1	3.47
2009	0	20.1	13.3	162.7	0	0.1	226.4	5069.2	4.47
2010	0	21.3	11.4	97.9	0	0	162.5	4827	3.37
2011	1.3	27.8	8.7	63	95.5	0	147.6	5032.8	2.93
2012	1.6	30	0.5	178.3	39.3	0	261.8	5315.4	4.93
2013	1.2	28.4	0.5	203.5	0	0.3	281.1	5163.1	5.44
2014	1.3	28.7	0.6	166.7	0	0.3	245.7	5255.8	4.68
2015	1.4	33	0.6	202.5	0	0	292.3	5325.1	5.49
2016	1.3	35.5	0.8	257.2	0	0.1	353.2	5725.8	6.17
2017	1.4	38.2	0.8	297.2*	0	0.1	400.6	6108.7	6.56

Tabelul 4

Ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie (P_E) [25]

An	C_{EE}	C_{ET}	C_T	C_{FB}	C_F	P_E
	ktep					%
2004	1152.9	3091.8	34.8	4279.5	26435.6	16.19
2005	1271.1	3201.6	35.2	4507.9	26181.6	17.22
2006	1380.4	3119.1	29.5	4529	26492.2	17.10
2007	1406.2	3253.3	75.6	4735.2	25843.3	18.32
2008	1430.8	3820.9	142	5393.7	26272.9	20.53
2009	1439.5	3779.7	196.2	5415.4	23869.7	22.69
2010	1491.3	3966.7	130.6	5588.6	24144	23.15
2011	1570.7	3504.2	100.8	5175.7	24378.2	21.23
2012	1671.6	3687.7	210.4	5569.7	24440.6	22.79
2013	1793.1	3551.2	233.6	5577.9	23351.9	23.89
2014	2050.6	3531.2	197.3	5779.1	23261.1	24.84
2015	2161.9	3409.6	237.4	5808.9	23436.8	24.79
2016	2150.5	3508.7	294.7	5953.9	23785	25.03
2017	2144.9	3557.4	337.6	6039.9	26685.4	24.47

unde:

$$C_{EE} = TESRE - ETR - ETF - ETA ; \quad (6)$$

$$C_T = ETR + ETF + ETA + BC + ASREb . \quad (7)$$

În cadrul tabelului 3, biocombustibili notați BC, includ atât materiile prime, cât și biocombustibilii indicați în anexa IX a Directivei 2015/1513 [26]. Astfel, în formula de calcul a totalului de energie utilizat în transport (TT), materiilor prime și biocombustibilii indicați în anexa IX sunt multiplicați de 2 ori, în conformitate cu Directiva 2015/1513.

În România, conform Eurostat, între 2004 și 2017 nu s-a utilizat nici o cantitate de materii prime și biocombustibili incluși în BCAIX, în domeniul transportului.

Având în vedere cele prezentate mai sus, cât și obiectivele României în materie de energie și climă pentru anul 2020, respectiv 2030, lucrarea își propune următoarele:

1. modelarea matematică a ponderile P_1 , P_2 , P_3 și P_E , în raport cu timpul, în cadrul programului Eviews;

2. realizarea unor predicții pe baza modelelor matematice a seriilor de timp mai sus menționate, pentru următorii 5 ani (2018-2022).

MODELAREA MATEMATICĂ A SERIILOR DE TIMP

În cadrul lucrării, seriile de timp aferente ponderilor P_1 , P_2 , P_3 și P_E sunt aproximate cu ajutorul unui model matematic de tip **AR** (model autoregresiv), de următoarea formă [27, 28, 29]

$$y_t = c_1 + c_2 \cdot t + c_3 \cdot t^2 + c_4 \cdot y_{t-1} + c_5 \cdot y_{t-2} + u_t + e_t , \quad (8)$$

unde:

$$u_t = c_6 \cdot u_{t-1} + c_7 \cdot u_{t-2} + c_8 \cdot u_{t-3} + c_9 \cdot u_{t-4} . \quad (9)$$

Coefficienții c_i ; $i = \overline{1,9}$ din cadrul relațiilor (8) și (9) sunt determinați pe baza metodei verosimilității maxime. În acest sens, pentru determinarea coeficienților c_i care maximizează funcția de verosimilitate, se utilizează metoda de optimizare numerică Berndt – Hall – Hall – Hausman (BHHH) în care matricea Hessiană este calculată pe baza produsului vectorial (exterior) al gradientilor (OPG – Outer Product of Gradient).

În relația (8) prin y s-a notat una din ponderile P_1 , P_2 , P_3 sau P_E , iar prin e s-a notat zgomotul alb. Ecuațiile și parametrii modelelor matematice aferente ponderilor P_1 , P_2 , P_3 și P_E , obținute în cadrul programului Eviews [30], sunt prezentate mai jos.

Modelul matematic aferent ponderii P_1 , este

$$P_{1t} = c_2 \cdot t + c_3 \cdot t^2 + u_t + e_t, \quad (10)$$

unde: $u_t = c_6 \cdot u_{t-1} + c_7 \cdot u_{t-2} + c_8 \cdot u_{t-3}$.

Coefficienții c_2, c_3, c_6, c_7 și c_8 sunt indicați în tabelul 5.

Tabelul 5

Parametrii modelului matematic aferent ponderii P_1

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
t	-1.436393	0.515874	-2.784390	0.0238
t^2	0.000723	0.000257	2.814865	0.0227
AR(1)	0.913174	0.339814	2.687278	0.0276
AR(2)	-0.397854	0.458713	-0.867326	0.4110
AR(3)	-0.270034	0.447082	-0.603992	0.5626
SIGMASQ	1.019280	0.539463	1.889437	0.0955
R-squared	0.974257	Mean dependent var		33.48214
Adjusted R-squared	0.958168	S.D. dependent var		6.529943
S.E. of regression	1.335568	Akaike info criterion		3.863770
Sum squared resid	14.26993	Schwarz criterion		4.137652
Log likelihood	-21.04639	Hannan-Quinn criter.		3.838417
Durbin-Watson stat	1.938230			
Inverted AR Roots	.62+.65i	.62-.65i	-.33	

Modelul matematic aferent ponderii P_2 , este

$$P_{2t} = c_1 + c_2 \cdot t + c_4 \cdot P_{2t-1} + c_5 \cdot P_{2t-2} + u_t + e_t, \quad (11)$$

unde: $u_t = c_6 \cdot u_{t-1} + c_7 \cdot u_{t-2} + c_8 \cdot u_{t-3}$. Coeficienții $c_1, c_2, c_4, c_5, c_6, c_7$ și c_8 sunt indicați în tabelul 6.

Modelul matematic aferent ponderii P_3 , este

$$P_{3t} = c_1 + c_2 \cdot t + c_3 \cdot t^2 + u_t + e_t, \quad (12)$$

unde: $u_t = c_6 \cdot u_{t-1} + c_7 \cdot u_{t-2} + c_8 \cdot u_{t-3}$, iar coeficienții sunt dați în tabelul 7.

Tabelul 6

Parametrii modelului matematic aferent ponderii P₂

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-217.4083	314.9195	-0.690361	0.5279
T	0.112442	0.158508	0.709381	0.5172
P2(-1)	1.140907	0.177856	6.414774	0.0030
P2(-2)	-0.485790	0.273496	-1.776225	0.1503
AR(1)	-0.863496	0.477130	-1.809772	0.1446
AR(2)	-0.816252	0.712877	-1.145011	0.3161
AR(3)	-0.734504	0.390994	-1.878558	0.1335
SIGMASQ	0.657269	0.611770	1.074372	0.3431
R-squared	0.926315	Mean dependent var		24.68333
Adjusted R-squared	0.797367	S.D. dependent var		3.119441
S.E. of regression	1.404210	Akaike info criterion		3.989121
Sum squared resid	7.887224	Schwarz criterion		4.312392
Log likelihood	-15.93472	Hannan-Quinn criter.		3.869434
F-statistic	7.183614	Durbin-Watson stat		2.141397
Prob(F-statistic)	0.037721			
Inverted AR Roots	.01-.91i	.01+.91i	- .88	

Tabelul 7

Parametrii modelului matematic aferent ponderii P₃

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-22811.52	32892.57	-0.693516	0.5103
T	22.30902	32.73835	0.681434	0.5175
T^2	-0.005452	0.008146	-0.669246	0.5248
AR(1)	-0.097791	0.851440	-0.114854	0.9118
AR(2)	-0.710425	0.221966	-3.200610	0.0151
AR(3)	-0.185373	0.629230	-0.294603	0.7768
SIGMASQ	0.131005	0.081087	1.615600	0.1502
R-squared	0.953620	Mean dependent var		3.895714
Adjusted R-squared	0.913867	S.D. dependent var		1.744105
S.E. of regression	0.511869	Akaike info criterion		1.915954
Sum squared resid	1.834066	Schwarz criterion		2.235483
Log likelihood	-6.411679	Hannan-Quinn criter.		1.886376
F-statistic	23.98812	Durbin-Watson stat		2.055961
Prob(F-statistic)	0.000247			
Inverted AR Roots	.08+.86i	.08-.86i	- .25	

Modelul matematic aferent ponderii P_E , este

$$P_{E_t} = c_1 + c_2 \cdot t + c_4 \cdot P_{E_{t-1}} + u_t + e_t, \quad (13)$$

unde: $u_t = c_6 \cdot u_{t-1} + c_7 \cdot u_{t-2} + c_8 \cdot u_{t-3} + c_9 \cdot u_{t-4}$, iar coeficienții sunt indicați în tabelul 8.

Tabelul 8

Parametrii modelului matematic aferent ponderii P_E

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-152.5036	243.5075	-0.626279	0.5586
T	0.078846	0.122903	0.641532	0.5494
PE(-1)	0.753678	0.174341	4.323003	0.0075
AR(1)	-0.640417	0.374662	-1.709318	0.1481
AR(2)	-0.764379	0.376030	-2.032758	0.0978
AR(3)	-0.823147	0.260355	-3.161632	0.0250
AR(4)	-0.504067	0.522574	-0.964586	0.3791
SIGMASQ	0.276260	0.243081	1.136496	0.3073
R-squared	0.964187	Mean dependent var		22.00385
Adjusted R-squared	0.914048	S.D. dependent var		2.890800
S.E. of regression	0.847512	Akaike info criterion		3.067229
Sum squared resid	3.591384	Schwarz criterion		3.414890
Log likelihood	-11.93699	Hannan-Quinn criter.		2.995769
F-statistic	19.23041	Durbin-Watson stat		2.330943
Prob(F-statistic)	0.002472			
Inverted AR Roots	.29-.92i	.29+.92i	-.61+.41i	-.61-.41i

Din tabelele 5-8, se observă faptul că modelele matematice sunt bine definite, în sensul că parametrii estimați aferenți modelelor matematice sunt diferiți de zero. Acest lucru se poate observa și din cadrul parametrilor statistici aferenți testului t-Student. Testul t-Student este utilizat pentru a testa dacă un coeficient este egal cu zero. Parametrii statistici aferenți testului t-Student se obțin în urma împărțirii coeficienților estimați ai modelului matematic, la erorile standar aferente. Probabilitățile de obținere a parametrilor statistici aferenți testului t-Student, sunt prezentate în ultima coloană tabelelor 5-8.

Pe de altă parte, se observă că toate modelele econometrice prezentate mai sus, sunt dinamice (în cadrul modelelor matematice apare în mod explicit variabila timp).

În alegerea celui mai bun model matematic aferent ponderilor P_1 , P_2 , P_3 , P_E s-a ținut seama de următoarele aspecte:

1. modelul matematic este cu atât mai bun cu cât valorile lui R^2 și R^2 ajustat sunt mai mari (mai apropiate de 1);

2. modelul autoregresiv cel mai performant este acela pentru care criteriile Akaike și Schwartz au valorile cele mai mici.

Din tabelele 5-8, se observă faptul că toate modelele matematice au o componentă autoregresivă (AR) staționară (toate rădăcinile polinomului caracteristic aferent procesului autoregresiv sunt situate în cercul de rază unitară a planului complex).

În cazul modelului matematic definit de parametrii din tabelul 8, pentru un număr de 13 observații, o singură variabilă exogenă și un prag de semnificație de 5%, valorile dL și dU aferente testului Durbin – Watson (conform tabelului Savin & White [31]), sunt: $dL=1.01$ și $dU=1.34$.

Pentru un număr de 14 observații, o singură variabilă exogenă și un prag de semnificație de 5%, valorile dL și dU aferente testului Durbin – Watson (conform tabelului Savin & White), sunt: $dL=1.045$ și $dU=1.35$. Aceste valori sunt valabile pentru modelul matematic definit de parametrii tabelului 7.

Pe de altă parte, pentru un număr de 12 observații, o singură variabilă exogenă și un prag de semnificație de 5%, valorile dL și dU aferente testului Durbin – Watson (conform tabelului Savin & White), sunt: $dL=0.971$ și $dU=1.331$. Aceste valori sunt valabile pentru modelul matematic definit de parametrii din cadrul tabelului 6.

În cazul modelului matematic ce este definit de parametrii tabelului 5, se observă că nu avem termen liber, astfel încât valoarea lui dL corespunzătoare testului Durbin – Watson (conform tabelului Farebrother aferent corelației pozitive [31]), pentru un număr de 14 observații, o singură variabilă exogenă și un prag de semnificație de 5%, este $dL=0.916$. În acest caz, valoarea lui dU se obține din tabelul Savin & White, pentru un număr de 14 observații, o singură variabilă exogenă și un prag de semnificație de 5%. Astfel, valoarea lui dU este $dU=1.35$.

În consecință putem concluziona că, pentru toate modelele matematice analizate, valoarea calculată a testului Durbin – Watson (DW) respectă următoarea relație $dU < DW < 4 - dL$. Acest lucru ne indică lipsa autocorelării de ordinul unu a erorilor.

Având în vedere cele menionate mai sus, modelele matematice aferente ponderilor P_1 , P_2 , P_3 și P_E , pot fi utilizate cu succes în realizarea de previziuni,

3. PREVIZIUNI PE TERMEN MEDIU

În acest capitol sunt prezentate previziunile pe termen mediu (5 ani – 2018-2022) pentru ponderile P_1 , P_2 , P_3 și P_E . În acest sens, se utilizează modelele matematice date de relațiile (10) – (13), presupunând că parametrii acestor modele nu se modifică în perioada de realizare a previziunilor (în perioada 2018-2022 presupunem că nu apar evenimente deosebite).

Seriile de timp reale, aferente ponderilor P_1 , P_2 , P_3 și P_E , cât și valorile prognozate aferente acestora, sunt prezentate în figurile 1-4 și tablele 9-12.

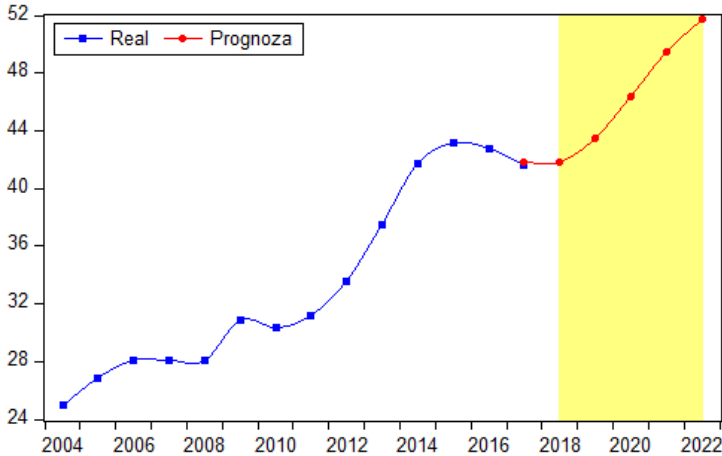


Figura 1. Valorile prognozate și reale aferente ponderii P_1 .

Valorile prognozate aferente ponderii P_1 , pentru anii 2018-2022, sunt prezentate în tabelul 9.

Tabelul 9

Valorile prognozate aferente ponderii P_1

An	2018	2019	2020	2021	2022
P_1 [%]	41.9	43.5	46.4	49.4	51.7

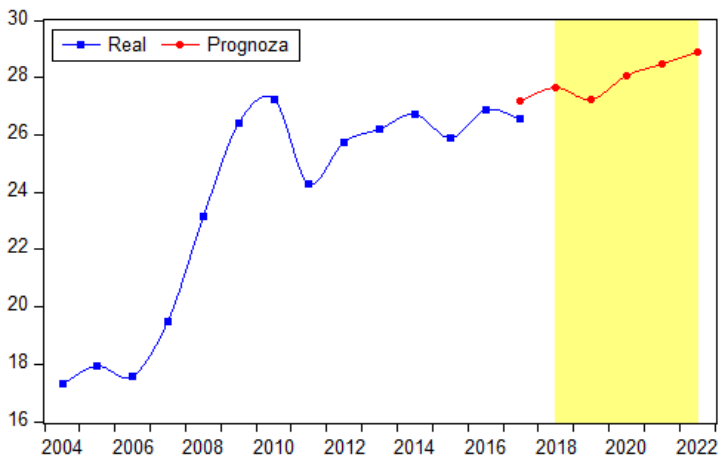


Figura 2. Valorile prognozate și reale aferente ponderii P_2 .

Valorile prognozate aferente ponderii P_2 sunt prezentate în tabelul 10.

Tabelul 10

Valorile prognozate aferente ponderii P_2

An	2018	2019	2020	2021	2022
P_2 [%]	27.6	27.2	28.0	28.5	28.9

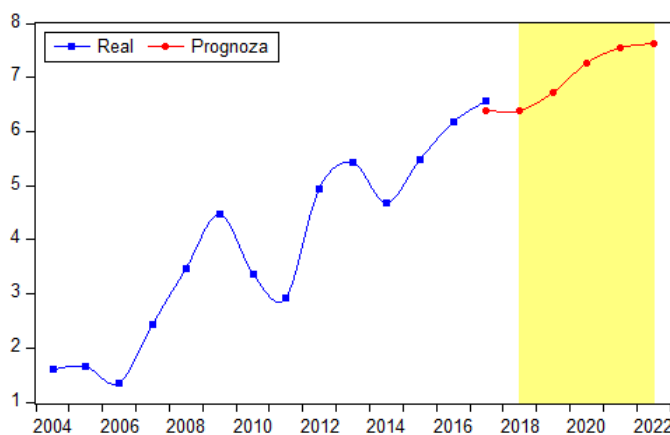


Figura 3. Valorile prognozate și reale aferente ponderii P_3 .

Valorile prognozate ale ponderii P_3 sunt prezentate în tabelul 11.

Tabelul 11

Valorile prognozate aferente ponderii P_3

An	2018	2019	2020	2021	2022
P_3 [%]	6.38	6.72	7.25	7.54	7.63

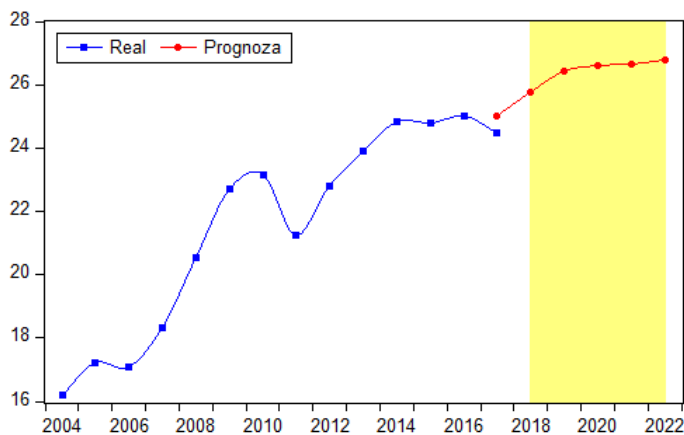


Figura 4. Valorile prognozate și reale aferente ponderii P_E .

Prognozele aferente ponderii P_E sunt prezentate în tabelul 12.

Tabelul 12

Valorile prognozate aferente ponderii P_E

An	2018	2019	2020	2021	2022
P_E [%]	25.76	26.45	26.62	26.64	26.79

Din Figura 1, se observă faptul că E-SRE ajunge în anul 2020 la un procent de 46.4%, iar în anul 2022 la procent de 51.7%, din producția de energie electrică obținută din toate sursele de energie. Având în vedere rezultatele pozitive din cadrul statelor membre ale UE, a schemei de sprijin ce este bazată pe sistemul prime fixe (FIP), este de așteptat în următorii ani (2019-2022) ca prognozele ponderii P_1 să fie îmbunătățite. În acest sens, dorim să subliniem că sistemul de prime fixe este rentabil când tarifele acoperă costurile reale de producție.

Pe de altă parte, din Figura 2 se observă că ponderea SRE în consumul total de energie utilizat în încălzire/răcire, ajunge în anul 2020 la un procent de 28%, iar în anul 2022 la un procent de 28.8%. Trendul valorilor prognozate ale ponderii P_2 este unul ușor crescător, creșterea procentuală în anul 2022 față de anul 2018 fiind de 1.3%.

În ceea ce privește ponderea energiei din SRE utilizată în transporturi, din Figura 3 se observă că în anul 2020 aceasta ajunge la un procent de 7.25%, iar în anul 2022 la un procent de 7.63%. Cu toate că trendul valorilor prognozate este unul crescător, se observă că România nu atinge pragul de 10% impus fiecărui stat membru a UE, până în anul 2020.

Din Figura 4 se observă că ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie, în anul 2020, ajunge la o valoare de 26.62%, iar în anul 2022 de 26.79%. Având în vedere valorile prognozate, cât și obiectivul de 24% a României pentru anul 2020, aferent ponderii P_E , putem spune că România în anul 2020 depășește cu 2.62% pragul impus. Cu toate acestea, din Figura 4 se observă că trendul valorilor prognozate are o creștere relativ mică (creșterea procentuală în anul 2022 față de anul 2018, aferent ponderii P_E , este de 1.03%). În cazul în care trendul de creștere rămâne același și pentru anii 2023-2030, putem concluziona că România nu își atinge obiectivul de 32%, până în anul 2030, aferent ponderii P_E .

3. CONCLUZII

În urma prelucrării seriilor de timp aferente ponderilor P_1 , P_2 , P_3 și P_E , în cadrul programului Eviews, s-au obținut patru modele matematice de tip autoregresiv (AR) de o calitate ridicată. Toate modelele matematice au coeficientul de determinare (R^2) mai mare de 0.9.

Modelele matematice, cât și previziunile pe termen mediu, obținute cu ajutorul programului Eviews, aferente ponderilor P_1 , P_2 , P_3 și P_E , pot sta la baza

fundamentării viitoarelor decizii politice cu impact asupra creșterii producției și a utilizării energiei din surse regenerabile, în concordanță cu obiectivele României, atât pentru anul 2020, cât și pentru anul 2030.

În urma analizei valorilor prognozate ale ponderii energiei din SRE utilizată în transporturi (ponderea P_3), s-a observat că în actualul context economic și legislativ, România nu poate atinge pragul de 10% impus fiecărui stat membru a UE, până în anul 2020.

Pe baza analizei valorilor prognozate aferente ponderii energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie, s-a observat că România ajunge în anul 2020 să depășească cu 2.62%, pragul impus de 24%. În urma analizei datelor reale aferente ponderii P_E , s-a observat că România a depășit pragul de 24% încă din anul 2014.

BIBLIOGRAFIE

- [1] *** Directiva 2009/28/CE privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.
- [2] *** Directiva 2009/29/CE privind modificarea Directivei 2003/87/CE în vederea îmbunătățirii și extinderii sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră.
- [3] *** Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a energiei din surse regenerabile de energie.
- [4] *** Directiva UE 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului, din 11 decembrie 2018, privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.
- [5] *** <http://www.res-legal.eu/compare-grid-issues/> (accesat 10.03.2019)
- [6] *** Hotărârea Guvernului nr. 1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie.
- [7] *** Hotărârea nr. 958/2005 pentru modificarea Hotărârii Guvernului nr. 443/2003 privind promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile de energie și pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr.1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie.
- [8] *** Ordonanța de urgență nr. 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie.
- [9] *** Legea nr. 184/2018 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie.
- [10] *** <http://www.pndr.ro/pndr-2014-2020.html> (acces 10.03.2019)
- [11] *** Regulamentul delegat (UE) nr. 807/2014 al Comisiei din 11 martie 2014 de completare a Regulamentului (UE) nr. 1305/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind sprijinul pentru dezvoltare rurală acordat din Fondul european agricol pentru dezvoltare rurală (FEADR).
- [12] *** Hotărârea nr. 216/2017 privind aprobarea schemei de ajutor de stat având ca obiectiv sprijinirea investițiilor destinate promovării producției de energie din surse regenerabile mai puțin exploatate, respectiv biomasă, biogaz, energie geotermală.

- [13] *** Ordinul nr. 1287/2018 pentru aprobarea Ghidului de finanțare a Programului privind instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producerea de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum și livrării surplusului în rețeaua națională.
- [14] *** Ordinul nr. 1305/2018 pentru aprobarea Ghidului de finanțare a Programului privind instalarea de sisteme fotovoltaice pentru gospodăriile izolate neracordate la rețeaua de distribuție a energiei electrice.
- [15] *** Decizia Comisiei Europene C(2015) 2886 pentru autorizarea modificărilor schemei de sprijin prin certificate verzi.
- [16] *** Ordinul nr. 1817/2016 pentru aprobarea Ghidului de finanțare a Programului privind instalarea sistemelor de încălzire care utilizează energie regenerabilă, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire, beneficiari persoane fizice.
- [17] *** Ordinul nr. 1818/2016 pentru aprobarea Ghidului de finanțare a Programului privind instalarea sistemelor de încălzire care utilizează energie regenerabilă, inclusiv înlocuirea sau completarea sistemelor clasice de încălzire, beneficiari unități administrativ-teritoriale, instituții publice și unități de cult.
- [18] *** Hotărârea nr. 935/2011 privind promovarea utilizării biocarburanților și a biolichidelor.
- [19] *** Hotărârea nr. 918/2012 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 935/2011 privind promovarea utilizării biocarburanților și a biolichidelor.
- [20] *** Hotărârea nr. 928/2012 privind stabilirea condițiilor de introducere pe piață a benzinei și motorinei și de introducere a unui mecanism de monitorizare și reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.
- [21] *** Hotărârea nr. 1308/2012 pentru modificarea Hotărârii Guvernului nr. 935/2011 privind promovarea utilizării biocarburanților și a biolichidelor, precum și pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 928/2012 privind stabilirea condițiilor de introducere pe piață a benzinei și motorinei și de introducere a unui mecanism de monitorizare și reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.
- [22] *** Hotărârea nr. 1121/2013 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 935/2011 privind promovarea utilizării biocarburanților și a biolichidelor, precum și pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 928/2012 privind stabilirea condițiilor de introducere pe piață a benzinei și motorinei și de introducere a unui mecanism de monitorizare și reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.
- [23] *** Ordonanța de urgență nr. 80/2018 pentru stabilirea condițiilor de introducere pe piață a benzinei și motorinei, de introducere a unui mecanism de monitorizare și reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră și de stabilire a metodelor de calcul și de raportare a reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și pentru modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie.
- [24] *** Legea nr. 311/2018 privind aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 80/2018 pentru stabilirea condițiilor de introducere pe piață a benzinei și motorinei, de introducere a unui mecanism de monitorizare și reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră și de stabilire a metodelor de calcul și de raportare a reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și pentru modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie.
- [25] *** <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>

- [26] *** Directiva (UE) 2015/1513 al Parlamentului European și al Consiliului din 9 septembrie 2015 de modificare a Directivei 98/70/CE privind calitatea benzinei și a motorinei și de modificare a Directivei 2009/28/CE privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.
- [27] Andrei T., Bourbonnais R., Econometrie, Editura Economică, București, 2008.
- [28] Stoicuta O., Mandrescu C., Identificarea sistemelor. Lucrări de laborator, Editura Universitas, Petroșani, 2012.
- [29] Stoicuta N., Stoicuta O., The Analyze of the Electrical Energy Production in Romania by Categories of Power Plants, [International Conference on Applied and Theoretical Electricity \(ICATE\)](#), 4-6 oct. 2018, pp. 1-6, Craiova, Romania.
- [30] *** Documentația completă Eviews. <http://www.eviews.com/general/learning.html> (acces 10.03.2019).
- [31] *** https://www3.nd.edu/~wevans1/econ30331/Durbin_Watson_tables.pdf (acces 10.03.2019).

EVOLUTION OF OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY IN ROMANIAN COAL MINING IN TERMS OF LEGISLATION AND PRACTICE

*Nicolae ILIAS¹, Cristian TOMESCU²,
George Artur GĂMAN², Emilian GHICIOI²*

¹Petrosani University, Romania, e-mail: iliasnic@yahoo.com

²National Institute for Research and Development in Mine Safety and Protection to Explosion – INSEMEX Petrosani, Romania, e-mail: insemex@insemex.ro

Abstract. Creating a safe workplace without accidents represents the main aim of any study on work science. However, human activity within a workplace and especially in the mining industry, no matter how advanced and tech it is, is subject to a risk of accidents and diseases. Therefore, the prevention of this risk is a continuous concern of the Romanian state through its' dedicated institutions, as fundamental responsibility, with a systematic and unitary treatment, using all legal, technical and financial tools available for a continuous development of the prevention policy, consistent and coherent, focused on the organization of work, working conditions and technologies. This work presents an analysis of the occupational health and safety legislation in coal mining (hardcoal and lignite), its' alignment to European Directives in the field, as well as a statistic of unwanted events which occurred in previous years.

Keywords: analysis, work, safety, health, legislation, event.

Rezumat. Realizarea unui mediu de lucru fără accidente reprezintă obiectivul principal al oricărui studiu privind știința muncii. În orice caz, activitatea umană într-un loc de muncă și în special în industria minieră, oricât de avansată și tehnologizată, prezintă risc la accidente și dezastre. Prin urmare, prevenirea acestui risc este o preocupare continuă a statului român prin „instituțiile sale dedicate, ca responsabilitate fundamentală, cu un tratament sistematic și unitar, folosind toate instrumentele legale, tehnice și financiare disponibile pentru o dezvoltare continuă a politicii de prevenire, consecvent și coerent, axat pe organizarea muncii, condițiile de muncă și tehnologiile. Lucrarea prezintă o analiză a legislației privind securitatea și sănătatea în muncă în domeniul mineritului de cărbuni (hulă și lignit), alinierea acestora la directivele europene în domeniu, precum și o statistică a evenimentelor nedorite care au avut loc în anii precedenți.

Cuvinte cheie: analiză, lucru, siguranță, sănătate, legislație, eveniment.

1. INTRODUCTION

Ensuring the occupational health and safety of workers from Romanian mining industry has been represented by practice and research concerns focusing on the man-work relationship, aiming the clear and continuous aim of protection against work accidents and occupational diseases. Romanian coal mining is approximately 160 years old, although coal prospecting activities start from 1835. The development of the

extraction activity and the expansion of mines were carried out simultaneously with the occurrence of rail transportation, important component of the industrial revolution.

Once with these activities were inserted legal work protection regulations, which evolved in time. Regulations for protection against accidents and occupational diseases evolved from empirics to science, and the study of work has known a special interest since the antiquity up to our days.

Romanian Constitution, Work Code, EU Directive on measures for improving the occupational health and safety of workers, Law on Occupational Health and Safety no. 319/2006 are the legal acts which regulate the manners for applying occupational health and safety measures.

In the following, there will be presented the occupational health and safety traceability from its beginning as legislation and institution to the nowadays development into an autonomous discipline-Occupational Health and Safety belonging to the work science system.

2. ROMANIAN COAL MINING

Considering the Romanian coal mining and power generation restructuring conditions imposed by the EU and the IMF, nowadays hard coal mining is carried out by the Mining Division of Hunedoara Energy Complex (CEH) within four mining units (Lonea, Livezeni, Vulcan, Lupeni) and by the National Society for Mine Closure Jiu Valley within two mines (Paroseni and Uricani). The total no. of workers is approximately 5000.

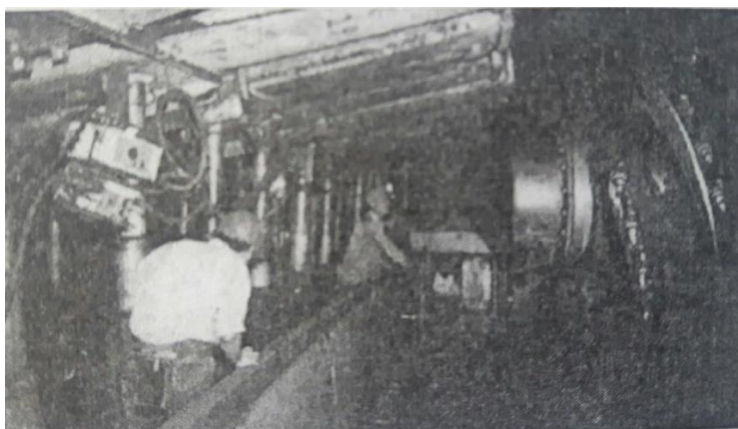


Fig. 1. Jiu Valley underground coal mining

Starting with 2018, The Mining Division of CEH remained the only Romanian hard coal producer. The hard coal offer for Romanian producers is lower than their demand. At the current production level, the coal insurance level is of over 50

years, taking into account the existence of a leased minable deposit of over 100 million tons and the existing infrastructure.

Although in the past years the national hard coal production decreases, Romania holds the 7th position between hard coal producers from the Member States. The yearly hard coal production continuously decreased from 12 million tons in 1989 down to 1.5 million tons in 2017.

Holding a share of 95% of the total production, the Romanian lignite producer is Oltenia Energy Complex (CEO), structured into 5 coal basins (Rovinari, Motru, Jilț, Husnicioara and Berbești) within which operate 12 open pits, having a yearly production of 22 million tons, with 13300 employees and ensuring 30% of the power production.



Fig. 2. Lignite mining.

The Romanian net coal production was over 4.65 million tons equivalent petrol in 2017, 10.1% higher than the previous year (427.800 t.e.p.) and 3 times lower than in 1989 (61.3 million tons) according to the data from the National Institute for Statistics (INS).

3. FROM WORK PROTECTION TO THE OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY MANAGEMENT SYSTEM IN ROMANIA

1. 3.1. 19th century – beginning of coal mining and safety regulations

On May 2nd 1887, Romania adopts the Law for encouraging the national industry, on April 21st 1895 the Mining Law and on March 6th 1987 the Law on

Sundays and holidays rest, providing mandatory measures aiming to avoid the hazard of accidents and occupational diseases.

Mining Law has established the insertion of the mandatory social insurance for miners and oil industry workers, by the institutionalization of the pension right and of the right to a compensation in case of accidents and it ordered the foundation of a help and pension entity (establishing the minimum retirement age, amount of the invalidity pension, including the one in case of death and occupational disease), whose funds were achieved by equal contribution of employers and employees. Also, there is met here the interdiction for children under the age of 14 to work underground.

3.2. 20th century – mining and occupational legislation development

Labour legislation prior to 1918 mainly has the character of legislation on trades, regulation and protection of the worker's work. Until 1918, Romania does not have a significant industrial development, the social and political life of the country not facing the problems specific for industrialized countries.

For Jiu Valley Coal Basin, work protection measures were developed in 1923 and comprised 116 articles, in 8 chapters, of which one was dedicated to the “aid of injured and first-aid granting”.

The start of the First World War in July 1914 highly influenced the internal life of Romania, creating an exceptional situation which is going to mark the legal regulations until the end of the war.

Mining Law from 1924, structured in 271 articles, 16 chapters, 3 parts, 3 titles and sections dispose of a chapter dedicated to “Mining accidents” (chapter 2 from Title III). This Law operated for 74 years, until June 13th 1998. The 2 laws approved after this date, Mining Law 61/1998 and 85/2003 do not contain chapters related to work safety. There is a project of a new law which is going to be subjected to for approval.

A “Safety regulation for Jiu Valley miners” – are with the worst problems related to work safety – entered in force in 1932 and comprised 89 articles, structured in 9 chapters. The regulation is reedited and improved in 1941 and 1944.

On April 13th 1934 is issued the Law on work accidents, their prevention and prescriptions which may be considered the birth certificate of the Romanian modern perception of work protection. Two years later is founded the Ministry for Labour, Health and Social Protection which comprised a service for work organisation and protection, within which there will be founded the “work inspection regions”.

After the wars, Romania aligned to the international regulations on work protections. There has been granted by Constitution and Work Code the right of workers to protection against accidents and there has been developed a special law on work protection and issued various specific norms, all of them being continuously adapted to technical, economic and social changes.

In 1949 entered in force the “Regulation for safe mining exploitation”, comprising 536 articles, within 12 chapters, and which was later reedited in 1951.

In 1958, after the adoption of Law 3/1950 – first Romanian Work Code and in 1962 are edited the “Norms for work safety in mining” which comprised approximately 1000 articles, demonstrating the growing concern of experts for achieving the work safety aim.

In 1981, work safety is improvement by the State’s Council Decree no. 400/1981 for the enforcement of rules on exploitation and maintenance of installations, machinery, tools, strengthening work order and discipline in units with continuous fire or which have installations with a high danger level, in force for 25 years.

3.3. New systems and concepts

The change of political-economical system after the events from December 1989 and the transition from a central planned economy to a market economy generated a massive restructuring of the mining industry. In the last 20 years, based on projects and programmes for closure, there has been stopped the operation of 556 mining objectives, underground and surface, for coal, metals or non-metal minerals.

The retirement age for a coal miner with full underground exploitation length of service (20 years) is 45 years, for a daily work programme of 6 hours/day x 5 days/week.

Mining Law has been revised twice in 1997 and 2003, and in 1996 is adopted the Work safety law no. 90/1996, revised in 2001 and in force till 2006. In 1997 are approved the “Specific norms for work protection in coal mining, shales and sands workings” along with their Technical Prescriptions.

Romania’s integration into the European Union imposed the alignment of work safety legislation to the EU’s legislation, to European Directives, approved by the EU’s Council. Directive 89/391/EEC of 12 June 1989 on the introduction of measures to encourage improvements in the safety and health of workers at work - "Framework Directive" is transposed into the Romanian legislation by Law no. 319/2006 on occupational health and safety which entered in force on October 1st 2006.

Romanian Constitution and Law 319/2006 represent the legal framework for the adoption of several Government Decisions in the occupational health and safety field. Among them, the most important and specific for the mining industry are the following:

1. Government Decision 1425/2006 on the approval of methodological norms for applying the provisions of Law 319/2006 on occupational health and safety.
2. Government Decision no. 1049/2006 on minimum requirements for ensuring the health and safety of workers from the underground and surface mining industries.

Romanian legislation on occupational health and safety in mining is reinstated by own OHS Regulations, developed by economic agents. Also, the occupational health and safety standards edited by the Romanian Standardization Institute have

been revised and aligned to European standards. On their basis, there have been developed occupational health and safety management systems, comprising elements of decisional, organisational, informational, motivational characteristics in order to promote a work system with low risks for accidents and/or occupational diseases.

OHSAS 18001:2007 reference standard – Occupational health and safety management system represents a work model for organizations which aim for a better control of work risks and the creation of an organizational prevention culture within workers.

In March 2018 was published ISO 45001, one of the most important international standards for occupational health and safety which replaces OHSAS 18001.

3. ANALYSIS ON THE STATISTICS OF MINING ACCIDENTS

The occurrence of a labour accident involves the action of at least two causes, one objective and one subjective, because only in this way may occur the impact between the victim and the material agent which affects its body.

A statistical analysis of work accidents occurred in Jiu Valley in the past 45 years, generated by subjective or objective causes with severe consequence is presented in Table 1.

The global analysis of statistical data available allowed highlighting the following aspects:

1. From the total of 45 events considered as being collective work accidents, 15 are methane explosions, 13 methane ignitions, 5 subsidence phenomena, 2 intoxications with carbon monoxide, one explosion of hydrogen following the thermal dissociation of water, 2 flammable gases explosions, 1 technical fault, 1 coal dust explosion, 1 water and steam expansion, 1 flooding, 1 electrocution, 1 material transportation accident, 1 fire, taking into account that the ignition of the coal dust occurred on the basis of the methane explosion at minimum explosive concentration; as consequence, of the 45 accidents, 29 are generated by methane accumulations, representing 64,45%.

2. Of the 391 victims of these dynamic phenomena, 249 lost their lives (63.69 %) and the other 142 recorded temporary incapacity for working (36.31%);

3. The 15 methane explosions resulted in 209 deaths (83.94% of the deaths) and in 104 cases of temporary incapacity for working (73.24% of the TIW);

4. The 13 methane ignitions resulted in 5 deaths (2.01% of the deaths) and in 18 cases of temporary incapacity for working (12.68% of the TIW);

5. The event from after the investigation as being coal dust explosion had as effect 14 deaths (5.63% of the deaths) and in 15 cases of temporary incapacity for working (10.57% of the TIW).

Table 1

Statistic data on collective labour accidents

Date	Location where the event took place	Event characterisation and effects	Causes of the event
02.11.1972	Uricani mine, chamber coalface, layer. 3, bl. III	Methane explosion 1. 53 victims (43 deaths, temporary incapacity for work -TIW);	2. Improper exploitation method; 3. Ventilation issues; 4. AG 25 switch; 5. Other organizational causes.
16.01.1980	Petrila mine Front coalface, layer 13, panel B3, bl. I	Methane ignition 6. 7 victims TIW.	7. Failure to comply with the work technology; 8. Ventilation issues; 9. Other organizational causes.
29.11.1980	Livezeni mine Fronta coal face, layer. 5, bl. VI	Methane explosion 10. 77 victims (53 deaths, 24 TIW);	11. Improper maintenance and exploitation of electro mechanical installations; 12. Ventilation issues; 13. Other organizational causes.
18.02.1982	Petrila mine Coalface 331, layer 3, bl. II	Coal dust explosion 14. 29 victims (14 deaths, 15 TIW);	15. Improper work technology; 16. Other organizational causes.
09.09.1982	Paroşeni mine Head gallery 360 Front coalface, panel 1, layer 5, bl. V	Methane explosion 17. 24 victims (17 deaths, 7 TIW);	18. Error in the design of the automatic power decoupling system; 19. Other organizational causes.
26.06.1985	Aninoasa mine Front coalface no. 4, layer 3, bl. V, horizon 10	Hydrogen explosion 20. 4 victims mortal	21. Application of an improper technology for endogenous fire extinguishing; 22. Ventilation issues; 23. Other organizational causes.
21.03.1986	Vulcan mine layer 7, bl. 0, horizon 420	Methane explosion 24. 19 victims (17 deaths, 2 TIW);	25. Application of an improper technology during the blasting; 26. Failure to comply with the support monograph; 27. Ventilation issues; 28. Improper placement of detection sensors;

Table 1 (continued)

Date	Location where the event took place	Event characterisation and effects	Causes of the event
22.03.1986	Vulcan mine layer 7, bl. 0, horizon 420	Methane explosion 29. 17 victims (8 deaths, 9 TIW);	30. Other organisational causes, granting the access to enter an area with methane concentrations within the explosive range.
18.09.1989	Vulcan mine Preparation gallery, panel 1, layer 5, bl. 0	Methane explosion 31. 39 victims (29 deaths, 10 TIW);	32. Application of an improper technology during the blasting; 33. Failure to comply with the support monograph; 34. Ventilation issues; 35. Improper placement of detection sensors;
13-14.11.1991	Uricani mine Front coalface, panel 1, layer 3, bl. III	Methane ignition	36. Methane accumulation; 37. Spontaneous combustion development.
17.06.1993	Paroşeni mine Front coalface, layer 5, bl. V	Methane ignition	38. Methane accumulation; 39. Blasting operation;
21.06.1993	Vulcan mine Mine workings, layer 3, bl. II	Carbon monoxide intoxication	40. Improper dam sealing method.
12.08.1994	Câmpul lui Neag mine Chamber coalface, layer 17/18, bl. IVS	Methane ignition	41. Methane accumulation; 42. Short circuit.
30.03.1995	Paroşeni mine Front coalface, layer 5, bl. V	Methane ignition	43. Methane accumulation; 44. Spontaneous combustion.
25.07.1996	Petrila Sud mine Auxiliary shaft	Technical fault 1. 3 victims (deaths)	2. Improper handling of the work bridge; 3. Other organizational causes.
12.09.1996	Petrila mine SCRI coalface, no.332, layer 3, bl. II	Methane ignition 1. 5 victims (4 deaths, 1 TIW).	2. Failure to comply with the work technology on the crushing of over gauges; 3. Other organizational causes.
08.11.1996	Uricani mine Ventilation gallery, layer 8/9, bl. IVS, orizont 400	Carbon oxide intoxication 1. 5 victims (deaths)	2. Failure to comply with the technical prescriptions on mining rescue.

Table 1 (continued)

Date	Location where the event took place	Event characterisation and effects	Causes of the event
18.11.1996	Vulcan mine SCRI coalface, layer 3, bl. VI	Methane ignition 3. 3 victims (2 deaths, 1 TIW)	4. Failure to comply with the framework exploitation method; 5. Entrance into a fire area in which methane concentrations ranged within the explosivity limits; 6. Other organizational causes.
30.01.1997	Petrila mine Coalface directed over the floor of the coal layer no.334-355 E, layer3, bl. II	Mining subsidence 1. 4 victims (2 deaths, 2 TIW).	2. Failure to comply with the work technology; 3. Improper distance between the front of the pre-workface and the front of the workface from the subsequent slice; 4. Other organizational causes.
19.05.1997	Dâlja mine Mine workings from short-wall no.231, layer 3, bl. II	Methane explosion 5. 12 victims (7 deaths, 5 TIW);	6. Ventilation issues; 7. Changes and improvisations of the electrical equipment which stopped the intrinsic safety protection from the command circuit of the conveyer.
22.07.1997	Vulcan mine SCRI coalface no. 7, layer 3, bl. IX	Methane ignition 8. 8 victims (2 deaths, 6 TIW);	9. Failure to comply with the technical prescriptions on blasting operations; 10. Improper placement of detection caps; 11. Other organizational causes.
28.04.1998	Dâlja mine SCRI coalface no. 331, layer 3, bl. III	Methane ignition	12. Methane accumulation; 13. Blasting works.
29.04.1999	Paroşeni mine Front coalface, panel 2, layer 5, bl. 0	Methane explosion 1. 2 victims ITM	2. Application of an improper exploitation method; 3. Failure to comply with the technical prescriptions on prevention and fighting against endogenous fires; 4. Other organizational causes.

Table 1 (continued)

Date	Location where the event took place	Event characterisation and effects	Causes of the event
02.11.1999	Lupeni mine Undermined coal bed, panel 3, layer 3, bl. V S	Subsidence 1. 1 injured to death	2. Failure to comply with the exploitation method; 3. Failure to comply with the exploitation monograph.
17.01.2000	Lupeni mine Ventilation rising SABO	Methane explosion	4. Methane accumulation; 5. Open flame.
14.09.2000	Uricani mine Front coalface with undermined coal bed, panel 4, layer 3, bl. III N	Subsidence 1. 2 injured to deaths	2. Improper knowledge of the geological and geo mechanical characteristics of coal and surrounding rocks; 3. Presence of excavations surrounding the coalface, respectively intense and variable tension state; 4. Effect of seismic waves generated by the explosion of explosive charges.
30.09.2000	Valea de Brazi mine Front coalface, panel 2S, layer 17/18, bl. VIII	Methane ignition 1. 2 injured TIW	2. Failure to comply with the technical prescriptions on the development of protection to mechanical sparks and overheated surfaces of equipment from firedamp mines; 3. Failure to comply with the work technology; 4. Other organizational causes.
07.08.2001	Vulcan mine SCRI coalface no.1-4, layer 3, bl. VIII	Methane and coal dust explosion 1. 7 victims (1 death, 6 TIW)	2. Failure to comply with the technical prescriptions on blasting works; 3. Ventilation issues; 4. Other organizational causes.
30.08.2001	Bărbăteni mine Front coalface with undermined coalbed no.8 E, layer 3, bl. XI	Methane explosion in the area insulated by dams	5. Methane explosion in the area insulated by dams.

Table 1 (continued)

Date	Location where the event took place	Event characterisation and effects	Causes of the event
12.06.2002	Vulcan mine SCRI coalface no.3, layer 3, bl. VI	Flammable gas explosion 14 victims (10 death, 4 TIW)	6. Application of an improper exploitation method; 7. Failure to comply with the technical prescriptions on prevention and fighting against endogenous fires; 8. Other organizational causes.
31.07.2002	Petrila mine SCRI coalface closed area, no.138, layer 3, bl. 0	Flammable gas explosion 1. 7 victims (1 death, 6 TIW)	2. Failure to comply with the technical prescriptions on prevention and fighting against endogenous fires; 3. Other organizational causes.
22.12.2002	Lonea mine SCRI coalface, no.74, layer 3, bl.VII	Methane ignition	4. Methane accumulation; 5. Blasting works.
05.07.2003	Lonea mine SCRI coalface no.74, layer 3, bl.VII	Methane ignition	6. Methane accumulation; 7. Mechanical friction;
18.04.2004	Petrila mine Skip shaft	Fire	8. Coal behind the support; 9. Welding.
22.05.2004	Uricani mine Front coalface with undermined coalbed panel 5, layer 3, bl.III-IV	Methane ignition	10. Methane accumulation; 11. Blasting works.
06.07.2004	Dâlja mine Transformation station	Electrocution 1 injured to death	12. Failure to comply with the Technical Prescriptions on work under voltage within the transformation station. 13. Other organizational causes.

Table 1 (continued)

Date	Location where the event took place	Event characterisation and effects	Causes of the event
08.05.2006	Lupeni mine Access plane into block no. IV	Water and mud flash flood 1. 5 victims (1 death, 4 TIW)	2. Water accumulation in holes from mining workings located over the plane; 3. Other organizational causes.
15.11.2008	Petrla mine Undermined coalbed no.431, layer3, bl. II	Methane explosion 4. 27 victims (13 deaths, 14 TIW)	5. Methane accumulation; 6. Failure to comply with the exploitation method; 7. Occurrence of an endogenous fire; 8. Other organizational causes;
09.02.2009	Paroşeni mine Mechanized coalface, layer5, horizon 250.	Methane explosion	9. Methane accumulation; 10. Mechanical friction.
05.02.2011	Uricani mine Area of the coal silo, bl. IVS, horizon 300	Methane explosion 1. 5 victims (deaths)	2. Methane accumulation; 3. Rock subsidence from the roof of the mine working over the silo; 4. Electrical spark; 5. Other organizational causes;
18.06.2012	Petrla mine Directional gallery layer 3, bl. II, ssub-horizon -150	Overheated water and steam expansion 1. 2 victims (1 death, 1 TIW)	2. Water accumulation in holes upon the work face; 3. Spontaneous combustion; 4. Other organizational causes;
05.10.2017	Lupeni mine Coalface with undermined coalbed panel 7C, layer3, bl.IV	Subsidence 1. 3 victims (2 deaths, 1 TIW)	2. Existence of rifts and counter-rifts in the coal massif; 3. Massive subsidence of coal and the decrease of support capacity; 4. Other organizational causes;

Table 1 (continued)

Date	Location where the event took place	Event characterisation and effects	Causes of the event
30.10.2017	Uricani mine Ventilation plane no. 15, for connecting horizon 500 to the surface	Methane explosion 1. 4 victims (2 deaths, 2 TIW)	2. Methane accumulation; 3. Air flow reversal; 4. Falirure to comply with the OHS regulation on methane controlling; 5. Existence of smoking tools; 6. Other organizational causes;
23.05.2018	Livezeni mine Mechanized coalface, layer 13, bl. IX, horizon -100	Transportation of materials 1. 1 injured to death	2. Failure to comply with the OHS regulation on materials transportation; 3. Other organizational causes;
19.07.2018	Lupeni mine Undermined coal bed panel 9, layer3, bl. IV	Subsidence 2 victims (1 death, 1 TIW)	4. Failure to comply with the work technology; 5. Other organizational causes;

4. CONCLUSIONS

Romanian coal mining (hard coal and lignite) is supported by the Romanian state, the exploitation activity being organised through 2 state owned economic operators, Hunedoara Energy Complex (CEH) and Oltenia Energy Complex (CEO), and the mining objectives subjected to closure are managed by the National Society for Mine Closure Jiu Valley. The total number of workers in coal mining is 18300, at a net annual production of 24 million tons (4.65 million t.e.p.), data for year 2017.

Social protection and insurances for accidents, occupational diseases, deaths and work safety in coal exploitation have been enforced by the Mining Law developed 123 years ago, with changes and revisions. Simultaneously, there is developed the work protection institution, by the occurrence of Regulations and Norms for work safety, which periodically encountered changes and improvements, being surveyed by the concerned inspection.

Romania's integration into the European Union imposed the alignment of work safety legislation to the EU's legislation, to European Directives, approved by the EU's Council. The European Directive on work safety was transposed into the Romanian legislation by Law no. 319/2006 on occupational health and safety, applied in all activity sectors, public and private. It represents the legal basis for Government Decisions, OHS Norms, minimum OHS requirements for underground and surface activity, as well as own OHS Regulations developed by economic agents.

Work safety standards developed in the past years insert new approaches and concepts for managing and treating OHS risks, OHS management systems, efficient work models for organisations, based on intensive measures for creating an organisational culture of workers, concerning occupational health and safety.

Of the statistical analysis of the 45 events from the past 50 decades, occurred in Jiu Valley hard coal mines, there can be stated that 91.58 % of the deaths from the investigated collective accidents were due to events having as primary cause the existence of methane in underground mine workings.

The statistics of events occurred and the analysis of work accidents and causes which led to hazardous incidents (explosions, mine fires and mining faults of any nature) have to represent the barometer of any policy on occupational health and safety.

REFERENCES

- [1] **Darabonț, A., Pece, Ș.**, *Protecția Muncii (manual pentru învățământul universitar)*, Editura Didactică și Pedagogică, RA București, 1996.
- [2] **Fodor D.**, *Minerit și mediu*, Editura Corvin, Deva, 2015 .
- [3] **Găman, A.G.**, *Salvare în medii toxice*, Editura Sigma Plus, 1997.

- [4] **Moraru, R.I.**, Băbuț, G.B., *O analiză contextuală a statisticii accidentelor de muncă produse în minele din Valea Jiului în ultimele patru decenii*, Revista Minelor, nr.3/2012.
- [5] **Moraru, R.I.**, *Securitate și sănătate în muncă*, Tratat universitar, editura Focus Petroșani, 2013.
- [6] **Tomescu, C., Cioclea, D., s.a.**, *The exploitation of the hard coal of the Jiu Valley coalfield in terms of profitability, on the concepts of energy security and social security*, 18th Internațional Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM, Exploration and Mining Section, Albena Bulgaria, 30 june-09 july, 2018.
- [7] **www. bestpublishing.ro**, *Securitate și sănătate în muncă*, Ediția VI, 15 august, 2007, Editura Best Publishing.

ASPECTE DE ETICĂ ÎN DEZVOLTAREA ȘI UTILIZAREA INTELIGENȚEI ARTIFICIALE ÎN REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Dr. ing. Daniel CRACIUN, Cons. jr. Florin JIANU,

SDEE Muntenia Nord S.A.

Abstract. There is still much skepticism about the usefulness of ethics in technology. Ethics has become all the more necessary as civilization has evolved and the consequences of the unethical use of new technological breakthroughs have become more severe. Cyber ethics is an approach that aims to prevent abuse or violation of human rights as a result of various IT operations, data transfer, and protection of human dignity, privacy and intellectual property through the use of computer networks. However, this is part of the problem, a field of topicality governed by directives whose practical transposition is monitored. A fascinating side of ethical issues at this stage of technology development is to what extent human rights are affected by the evolution of the Artificial Intelligence (AI). These are issues related to the design, design, artificial intelligence systems and the vision of the evolution of society through their emergence. We enter the field of the field called the "The Ethics of Artificial Intelligence", sometimes called *roboethics*. What affects or can affect profoundly the human being is the autonomous Artificial Intelligence, used in current activity. History shows that each technology has a critical side, with the potential to create problems that need to be treated with the utmost care. For AI, risk may arise from inappropriate treatment of the ethical issues. Humankind sets the limits of ethics, which are often different depending on the age and the evolution of the society. The paper highlights current approaches in the field of artificial intelligence ethics and discusses some opposite points of view and their consequences. It also shows the uses and trends in the AI field for utility companies and distribution networks in the context of addressing ethical issues.

Keywords: AI, ethics, efficiency, human rights, robots.

Rezumat. Există încă mult scepticism în ceea ce privește utilitatea eticii în tehnologie. Etica a devenit, însă, cu atât mai necesară cu cât civilizația a evoluat, iar consecințele utilizării ne-etice a noutăților în domeniul tehnologic au devenit mai grave. Ciber-etica este o abordare ce dorește să prevină abuzul sau încălcarea drepturilor umane ca urmare a diferitelor operațiuni pe suport informatic, a transferului de date, protecția demnității umane, a vieții private și a proprietății intelectuale prin utilizarea rețelelor informatice. Aceasta însă este o parte a problemei, un domeniu de actualitate reglementat prin directive a căror transpunere practică este monitorizată. O latură fascinantă a problemelor etice în această etapă de dezvoltare a tehnologiei este în ce măsură drepturile umane sunt afectate de evoluția inteligenței artificiale. Sunt chestiuni care țin de conceperea, proiectarea, sistemelor de inteligență artificială (AI) și de viziunea cu privire la evoluția societății, prin apariția lor.

Pătrundem pe terenul domeniului numit “etica inteligenței artificiale”, numită uneori și *roboetică*. Ceea ce afectează sau poate afecta omul în profunzime este inteligența artificială autonomă, utilizabilă în activitatea curentă. Istoria demonstrează că fiecare tehnologie are o latură critică, având potențialul de a crea probleme ce trebuie să fie tratate cu cea mai mare atenție. Pentru AI, riscul poate să apară din tratarea inadecvată a aspectelor etice. Omenirea retrasează limitele eticii, care sunt adesea diferite în funcție de epocă și de evoluția societății. Articolul evidențiază abordări actuale în domeniul eticii inteligenței artificiale și dezbate unele puncte de vedere opuse și consecințele acestora. De asemenea, prezintă utilizări și tendințe în domeniul AI pentru companiile de utilități și rețelele de distribuție în contextul abordării problemelor etice.

Cuvinte cheie: AI, etică, eficiență, drepturi umane, roboți.

CE ESTE O „ÎNTRERINDERE ELIBERATĂ”?

Noțiunea de „întreprindere eliberată” poate părea un pic subversivă pe plaiurile noastre, însă, nu numai că nu este așa, chiar devine foarte atractivă după ce ne familiarizăm cu ea, pentru că „eliberarea” nu are alt scop decât maximizarea performanțelor. Conceptul acesta de „întreprindere eliberată” este preluat din cartea de răsunet internațional „*Freedom Inc. Eliberează angajații și lasă-i să conducă afacerea spre o creștere a productivității, a profitului și a ritmului de dezvoltare*” de Brian M. Carney și Isaac Getz [1].

Este vorba despre eliberarea de formalism, de creșterea încrederii în angajați, de eliberarea de mentalitățile rigide și de procedurile complicate de control care încorsetează creativitatea, eficiența și rezultatele de excepție. „*Cerem libertatea de a lua decizii pe cont propriu în toate aspectele vieților noastre: politică, economie, divertisment și viața de familie. Totuși, când vine vorba de muncă, mult prea mulți oameni sunt sufocați, constrânși, încorsetați și blocați de birocrăție și de reguli care nu-i ajută cu nimic să-și îndeplinească îndatoririle în cel mai bun mod posibil.*” Așa începe extraordinara incursiune a lui Brian M. Carney și Isaac Getz, personalități cu vastă experiență în domeniul consultanței și al organizării companiilor, în lumea întreprinderilor conduse după principiile libertății care aduce profit.

Nu este vorba despre vreo intenție a managerilor acelor companii de a elibera angajații de formalism pentru a fi drăguți față de ei sau pentru ca managementul să fie perceput ca având un caracter prietenos și cumsecade. În anii '80 ai secolului trecut, industriașul japonez Konosuke Matsushita a exprimat punctul de vedere că America și Europa erau încă prizoniere modelului taylorist de conducere. Managementul științific enunțat de Frederick W. Taylor presupune organizarea muncii după proceduri detaliate care presupun sarcini limitate și repetitive pentru toți lucrătorii. Prin cuvintele lui Matsushita, „*Șefii voștri gândesc, în timp ce lucrătorii mânuiesc șurubelnițele... Pentru voi, esența unui management bun este scoaterea ideilor din mințile șefilor și punerea lor în practică de către muncitori. Noi am depășit modelul Taylor. Afacerile... sunt acum extrem de complexe și de*

dificile. Supraviețuirea companiilor, supusă hazardului și atâtor riscuri, depinde de mobilizarea zilnică a fiecărei fărâme de inteligență”.

În opinia industriașului japonez, însușită și în lucrarea, respectiv, conceptul de „*Freedom Inc.*” concurența, mediul de afaceri contemporan, ne obligă să utilizăm 100% potențialul de inteligență al angajaților firmei. Toți cei care intră zilnic pe ușa companiei și se înregistrează în pontaj trebuie să își folosească integral ideile, imaginația, cunoștințele. Oportunitățile importante care pot conduce la eliminarea risipei, la păstrarea clienților și atragerea altora noi, sunt mult mai aproape decât credem și, anume, în mințile celor care lucrează deja în companie. Să nu ne grăbim însă să convocăm o ședință în care să le cerem să prezinte fiecare ce soluție salvatoare are în minte. De obicei nu e chiar atât de simplu. Oamenii reacționează și se comportă în conformitate cu mediul deja creat. Dacă firma nu a avut grijă să construiască o cultură a transparenței, a încrederii, a motivației și inițiativei, o etică a coeziunii și responsabilizării, s-ar putea ca apelurile de acest gen să nu dea rezultate.

Ar fi nedrept să nu menționăm că, 60 de ani înainte, în anul 1924, legendarul președinte al companiei 3M, William L. McKnight, a spus în termeni plastici același lucru: „Dacă ridici garduri în jurul oamenilor, vei obține oi. Oferă-le oamenilor libertatea de care au nevoie”. Pe baza acestui crez compania 3M a creat un mediu care a oferit angajaților posibilitatea afirmării creativității și inițiativei. Asemenea exemple sunt însă mai degrabă excepția decât regula.

La noi în țară, entuziasmul față de realizările marilor corporații din diferite domenii a fost extrem de ridicat, iar astăzi, majoritatea acelor corporații au filiale în țară, în marile orașe creindu-se un „mediu corporatist” prin excelență. Firmele care nu aparțin unei mari corporații au adoptat și ele ceea ce se consideră a fi „stilul corporatist”. Între timp au apărut pe internet numeroase mărturii credibile, testimoniale, despre ce înseamnă sub aspect cultural și comportamental mediul acesta, cum și cât se lucrează, care sunt relațiile umane în interiorul acestui tip de organizație. De regulă, nuanțele satirice nu lipsesc. Nu este scopul lucrării de față să promovăm acest gen de literatură, însă succesul de care se bucură pe internet demonstrează că nu e lipsită de fundament și că există persoane care se regăsesc în acele experiențe. Un asemenea site este citat, pentru exemplificare [2], la paragraful Bibliografie.

În „întreprinderile eliberate” angajații sunt eliberați de povara formularelor și a formalismelor inutile, care nu aduc plusvaloare. Obsesia controlului, atât de prezentă în corporații, încât a creat o subcultură a subterfugiului și mimetismului, încetează să mai existe. Angajații sunt „eliberați”, dar nu pentru petreceri tematice în comun, ci pentru a-și folosi întreaga capacitate și energie, întreaga creativitate, în scopul inovării, al orientării din ce în ce mai atente către cerințele clienților, al creșterii eficienței, al creerii de plusvaloare. Angajatul este responsabilizat la nivelul unui administrator, practic. Ce câștigă el din acest efort și angajament suplimentar? S-a demonstrat că ceea ce câștigă este exact ceea ce își dorește mai mult decât banii, ceva ce banii nu pot cumpăra, cum adesea spunem. Câștigă stima

de sine și a celor din jur, câștigă o atmosferă de încredere și coeziune care depășește rezultatele și așteptările oricăror rețete de *teambuilding*.

Există două tipuri de „culturi” ale companiilor, evidențiate încă din anii '50 de un faimos CEO și autor american, Robert Townsend, și de profesorul la MIT Douglas McGregor, care a întreprins un studiu academic pe această temă. Este vorba despre așa-numitele „cultura X” și „cultura Y”, denumite destul de convențional așa. „Cultura X” reprezintă acea firmă ce consideră, în principiu, că oamenii sunt leneși, nu vor să aibă răspundere și nu au ambiții. Asemenea angajați au o nevoie inerentă de control, de îndrumare prin proceduri detaliate, și sunt conduși prin frica de a fi pedepsiți. Există însă și „cultura Y” care susține că angajații pot depune eforturi importante dacă sunt preocupați de ceea ce fac și sunt lăsați să își asume responsabilități. Satisfacția reușitei într-un mediu de lucru care valorifică inițiativa este mai mare decât motivațiile materiale mărunte, iar angajații vor prefera să se regăsească într-un asemenea mediu.

Pe scurt, „întreprinderea eliberată” valorifică dorința umană fundamentală de a lucra într-un mediu stimulator și creativ, astfel încât cei mai mulți vor depune eforturi pentru a contribui la reușita companiei, a colectivității, care le oferă această posibilitate. Este o valorificare economică a libertății, chiar se spune că libertatea produce efecte și aduce profit! Dacă ne uităm în istorie, pentru trecerea la fiecare nouă etapă istorică a fost nevoie ca societatea să se organizeze după principiul creșterii libertății individuale. Productivitatea a crescut prin creșterea libertăților, nu prin creșterea controlului, deși aici s-ar putea să existe opinii diferite. Succesul trecerii la o nouă etapă istorică apare atunci când controlul este înlocuit de responsabilizare.

Cititorii s-ar putea întreba, desigur, ce avem cu corporatismul „normal”, mai ales cel care a fost introdus la noi în țară respectându-se rețete consacrate. Nimic, absolut, doar că în general, la noi, în general, se mimează „eliberarea de constrângeri” în întâlniri amuzante de *teambuilding* și se mimează, cel mai adesea, „valorile” și principiile etice. Din mărturii multiple rezultă că ne axăm mult pe aspecte de suprafață, cum ar fi acela de a folosi numele de botez și diminutivele în a crea o presupusă atmosferă de transparență și deschidere. Întreprinderile foștilor *tovarăși* (apelativ care, totuși, a avut circulație limitată!), deveniți *domni*, au ajuns locul de joacă al unora ce se cheamă unii pe alții, ca în școlile primare („vali”, „bobo”, „coni”, „nico”, „dani” etc.). Ori, așa cum se demonstrează în cartea citată (*Freedom Inc...*), dar și în viață, mimetismul nu produce rezultate reale. Simulacru nu poate produce decât un simulacru de rezultate.

Controlul ierarhic al oricărei acțiuni sau activitate, ca și procedurarea amănunțită, sunt costisitoare, atât pentru firmă cât și pe planul echilibrului personal sau al capacității de efort, pentru angajat. Managerii de firmă nu sunt interesați de timpul necesar pentru un formular cu care lucrătorii și managerii intermediari își bat capul, cum ar fi o fișă de inventar pentru mobilier sau bon de rechizite. La vârf nu se înțelege, adesea, câtă „frământare” poate să genereze în companii formalismul, generator de cheltuieli mai mari decât beneficiile. Aceste activități consumă timp de

lucru prețios care ar putea fi folosit mult mai profitabil pentru firmă. Controlul realizat și obținut prin completarea unor formulare nu aduce avantaje cuantificabile. La nivel de firmă există o mulțime de activități „bifate” formal, care nu produc nimic. Controlul permanent, justificat sau nu, creează stres la locul de muncă, vinovat, se știe, de îmbolnăviri, absenteism și scăderea interesului față de activitatea de bază.

Managementul „normal” nu se preocupă să elibereze lucrătorii de sarcini penibile sau absurde, dimpotrivă, e generator de astfel de „idei”, cum este și aceea de a introduce de patru ori o parolă numerică pentru o pagină tipărită. Este o sintagma cunoscută, așa-numitul „*management al celor 3%*” - cum este descris fenomenul în cartea citată [1]. Pentru 3% dintre angajați care încalcă o regulă sau urmăresc avantaje personale se ia o măsură care îi forțează și pe ceilalți 97% să risipească inutil timp și resurse. De aceea, întreprinderea eliberată sau măcar colectivele ori centrele ce produc pe baza acelor principii sunt capabile să creeze produse inovatoare și plusvaloare pe o perioadă lungă și de foarte multe ori chiar în perioade de criză. „Întreprinderea eliberată” se caracterizează, așa cum a descris-o Bill Gore, unul din promotorii ei, CEO al Gore-Tex din SUA, prin corectitudine, dedicare, nivel ridicat de încredere între participanți, transparență și cooperare. Valorile enumerate aici fac libertatea să funcționeze, producând rezultate valoroase de care beneficiază părțile interesate.

Poate părea prea frumos sau utopic acest spirit egalitar bazat pe adevăr sincer, lucruri care, în trecut, nu au funcționat. Când spunem „trecut” facem referire la o anumită ideologie. Ne întrebăm, eventual, ce au acestea în comun cu întreprinderile japoneze, cu Matsushita sau Toyota, care au obținut rezultate remarcabile, când impresia noastră despre cultura asiatică este, în general, că au un cult rigid al ierarhiilor. Cultura japoneză a creat un stil, un mod de lucru, în care multe principii ale întreprinderii eliberate sunt aplicate real, chiar dacă tradițiile și ierarhiile sunt extrem de valorizate. La firma Toyota, spre exemplu, procedurile de lucru nu sunt modul unic posibil de a rezolva o problema, ci *modul cel mai bun cunoscut la un moment dat*. Dacă lucrătorii ajung la concluzia că poate fi realizată o îmbunătățire, opinia lor prevalează. Procedurile de lucru se construiesc de către personalul din prima linie, pleacă de la ei.

Corectitudine, devotament, simțul onoarei și responsabilizare sunt „prenumele” lucrătorului japonez, am putea spune... Există o anumită precondiționare culturală, dar e mai mult decât atât. Managementul japonez a găsit formula optimă între perfecționismul artizanului japonez și cerințele industriale moderne, astfel că lucrătorii acelor companii devin niște artizani perfecționiști la locul de muncă. Acest stil de lucru a dat rezultate excepționale chiar și în întreprinderile japoneze înființate pe sol american. Atunci, însă, când întreprinderile americane similare au copiat procedurile utilizate de firma japoneză, rezultatele nu au mai fost la fel și s-a ajuns la tensiuni cu sindicatele. Managerii americani au scăpat din vedere tocmai libertatea pe care o aveau muncitorii din compania japoneză de a putea modifica modul de lucru și procedurile, de a fi, de fapt, ei cei care le întocmesc.

Răspândirea mondială a întreprinderilor eliberate care prosperă deopotrivă în Statele Unite, dar și în Europa, China sau Vietnam, demonstrează că oamenii nu sunt foarte diferiți, reacționează la fel în cazul comportării adecvate a liderilor, iar aceste principii sunt importante pe toate continentele și funcționează. Există ceva în natura umană care ne face să reacționăm pozitiv atunci când se creează mediul adecvat. Franța, considerată dintotdeauna o țară a individualismului prin excelență, are o firmă renumită, pe nume FAVI, care deține 40% din piața europeană de piese și componente auto. Atunci când a fost preluată în anii '80 de managerul care a a făcut istorie, Jean-François Zobrist, era o companie cu mari dificultăți. Acum este o firmă prosperă și a devenit unul dintre cele mai fertile exemple de aplicare a principiilor „întreprinderii eliberate”. Putem găsi numeroase testimoniale pe internet, site-ul companiei este public, iar „cazul FAVI” este descris în amănunt în cartea citată, „*Freedom Inc. Eliberează angajații și lasă-i să conducă afacerea spre o creștere a productivității, a profitului și a ritmului de dezvoltare*” de Brian M. Carney și Isaac Getz [1].

Multe companii pretind în vorbe sau în frumoase texte corporatiste că vor ca angajații să aibă o abordare inovatoare, orientată spre clienți. Managerii trăiesc cu impresia că undeva, în piața muncii, există un rezervor nesecat de talente potrivite pentru orice nevoie și nu trebuie decât să solicite unei firme de recrutare să aducă candidatul potrivit. Adevărul este că acești oameni sunt chiar în jurul lor: tehnicianul care se mulțumește să își completeze porția zilnică de formulare și să discute cu colegii despre ceea ce nu se face în firmă este unul dintre aceștia; reprezentantul de vânzări, care așteaptă o oportunitate să plece pentru câțiva euro în plus, fiindcă că e frustrat să vadă cum alții câștigă clienți; lucrătorul de teren a cărui unică preocupare pare să fie micul câștig suplimentar obținut de sindicat. Toți dețin ideile practice pe care managerii generali sunt dispuși să le plătească scump consultanților și candidaților externi. Procesul acesta, al ascultării reale a propriilor angajați și al valorificării ideilor lor reprezintă în sine o mare schimbare de atitudine, o revoluție. Întreprinderile eliberate au găsit calea prin care reușesc să folosească această oportunitate, să elibereze o nouă energie, și s-a demonstrat că beneficiile sunt importante.

Una dintre caracteristicile „întreprinderilor eliberate” este că nu există, deocamdată, rețete universale valabile. Deși asemenea companii au apărut de aproape 40 de ani, suntem în etapa de pionierat și fiecare „caz” are trăsături distincte, particularități culturale proprii. Aceste particularități sunt ele inexorabile sau sunt tipice etapelor de început, cum s-a întâmplat în cazul apariției altor sisteme care sunt acum standardizate, cum e sistemul de management integrat? Cei ce lucrează într-un domeniu industrial sau în consultanță știu că, de fiecare dată când apare necesitatea adoptării unui sistem de lucru nou se invocă particularități locale ce par o piedică de netrecut, dar până la urmă ele sunt depășite ori armonizate. Pe de altă parte, înșiși „profeții” întreprinderilor eliberate au alergie la ceea ce ar putea fi numit standardizare, formalism. Cum se împacă noțiuni atât de diferite, ca previzibilitatea și standardizarea necesară activității industriale cu înnoirea adusă de „eliberarea” întreprinderii?

Suntem în pragul adoptării în tot mai multe activități umane a tehnicilor de inteligență artificială (AI – Artificial Intelligence). „Întreprinderea eliberată” apare ca o „afacere” exclusiv umană, care ține de creativitate, de valori comune, de dialog și încredere. Poate funcționa o astfel de întreprindere în prezența inteligenței artificiale? Există vreo diferență sau vreo particularitate pe care este necesar să o scoatem în evidență? Încercăm să găsim un răspuns în paragraful următor.

2. INTELIGENȚA ARTIFICIALĂ (AI) – ASPECTE ETICE

Când auzim asemenea termeni ca etica inteligenței artificiale, pe de o parte, sau ciber-etică, în alte contexte, ne punem firesc întrebarea ce sunt, iar după ce aflăm ne întrebăm dacă folosesc la ceva! (?) *Qui prodest?* Vom folosi prescurtarea AI, din limba engleză (Artificial Intelligence) întrucât este deja consacrată.

Ciber-etica este o abordare ce dorește să prevină abuzul sau încălcarea drepturilor umane ca urmare a diferitelor operațiuni pe suport informatic, a transferului de date, protecția demnității umane, a vieții private și a proprietății intelectuale prin utilizarea extinsă a rețelelor informatice. Aceasta însă este numai o parte a problemei, un domeniu de actualitate, reglementat prin directive a căror transpunere practică este monitorizată. Ceea ce afectează sau poate afecta omul în profunzime este inteligența artificială autonomă utilizabilă în activitatea curentă. Sunt instrumente care deja există și produc efecte importante în viața companiilor, în transformarea muncii de birou. Pătrundem astfel pe terenul domeniului denumit adesea “*ethics of artificial intelligence*” - etica inteligenței artificiale, denumită și *roboetică*. Ciber-etica și etica inteligenței artificiale, sau roboetica, sunt tratate ca domenii distincte, deși în esență sunt fațete ale aceluiași grup de probleme, generate de interacțiunea personalității și conștiinței umane cu noile tehnologii.

Istoria demonstrează că fiecare tehnologie are o latură critică, având potențialul de a crea probleme ce trebuie să fie tratate cu cea mai mare atenție. Pentru AI – Artificial Intelligence, riscul poate să apară din tratarea inadecvată a aspectelor etice. Omenirea retrasează limitele eticii, care sunt adesea diferite în funcție de epocă și de evoluția societății.

Termenul de “Inteligență Artificială” (Artificial Intelligence) va împlini anul acesta 64 de ani [3]. A fost lansat pe 31 august 1955 de către un grup de oameni de știință, în primul rând matematicianul și specialistul în calculatoare John McCarthy, apoi Marvin Minsky specialist în rețele neuronale, Nathaniel Rochester expert în computere și radar, și Claude Shannon creator al primei teorii matematice a informației. În acel an, au organizat un seminar, un colectiv ce urma să lucreze în cursul vacanței de vară, și al cărui scop urma să fie studiul inteligenței artificiale. Scopul și programul erau declarate după cum urmează:

“We propose that a 2 month, 10 man study of artificial intelligence be carried out during the summer of 1956 at Dartmouth College in Hanover, New Hampshire. The study is to proceed on the basis of the conjecture that every aspect of learning

or any other feature of intelligence can in principle be so precisely described that a machine can be made to simulate it. An attempt will be made to find how to make machines use language, form abstractions and concepts, solve kinds of problems now reserved for humans, and improve themselves. We think that a significant advance can be made in one or more of these problems if a carefully selected group of scientists work on it together for a summer.” [3] McCarthy J, Minsky L. M., Rochester N, Shannon E. C. – “A Proposal for the Dartmouth Summer Research Project on Artificial Intelligence”, AI Magazine Volume 27 Number 4 (2006)]

“Propunem ca timp de două luni, 10 specialiști să realizeze un studiu al inteligenței artificiale în timpul verii anului 1956, la Colegiul Dartmouth din Hanover, New Hampshire. Studiul va aborda bazele teoriei pentru fiecare aspect al învățării și orice altă trăsătură a inteligenței care poate fi descrisă, în principiu, atât de precis încât să fie realizată o mașină care să o poată simula. O încercare va fi aceea de a afla cum să facem mașinile să folosească o limbă, să formeze abstracțiuni și concepte, să rezolve acel gen de probleme rezervate acum oamenilor și să se perfecționeze. Credem că poate fi obținut un progres semnificativ într-una sau mai multe dintre aceste probleme dacă un grup atent selectat de savanți vor lucra împreună pe durata verii.” (tr.a.)

Deși putem să apreciem ca mult prea optimistă părerea lui McCarthy și a colegilor lui privind timpul necesar pentru rezolvarea atâtor aspecte ale Inteligenței Artificiale (AI), totuși, remarcăm formularea clară și destul de cuprinzătoare a scopului. Încă de la început, prin alăturarea termenilor de Inteligență și Artificială, John McCarthy și colegii lui au lovit mai multe ținte simultan. Pe de o parte au dat o direcție de cercetare care a apărut ca evidentă și anume realizarea unei mașini care să înțeleagă limbajul uman și să poată rezolva problemele rezervate până atunci omului, dar în același timp au sugerat o posibilă contradicție sau competiție între inteligența umană și cea a “mașinilor”. Speculațiile celor care prevedeau că mașinile vor lua locul oamenilor au înflorit din acel moment. Vom vedea că aceste opinii nu se rezumă la autori de science-fiction ci și la oameni de știință sau inventatori, personaje foarte influente al căror prognostic nu poate fi ignorat. Pe de altă parte, există personalități care cred că un termen de genul “inteligență umană augmentată” ar fi mai adecvat.

Teoretic, vorbim despre două niveluri de inteligență artificială:

1. *Strong AI* – nivelul în care mașinile virtuale, computerele sau roboții pot să gândească, să învețe și să îndeplinească sarcini asemeni unui om;
2. *Weak AI* – mașinile virtuale, computerele sau roboții nu îndeplinesc decât sarcini limitate la un anumit domeniu.

Trebuie să menționăm că domeniul *Strong AI* e deocamdată teoretic. Celălalt, *Weak AI*, există deja în vederea îndeplinirii a numeroase scopuri practice. Unul dintre aceste scopuri este înlocuirea personalului uman care lucrează în industria de asigurări, spre exemplu, cu o astfel de entitate virtuală suficient de inteligentă încât să vândă pachete de asigurări în funcție de cerințele clienților. Un alt scop este înlocuirea personalului uman de la recepțiile hotelurilor și, în general, personalul

feminin de “front-desk” din companii. Ceea ce este cât se poate de real, sunt aplicații software de asistență virtuală cu un nume feminin, plăcut, gen Alexa, Ava, Amelia, Erica, Valerie, Alice, Eliza, etc. și, din când în când, un aspect de frumusețe ideală. Inginerii de software creează entități virtuale înzestrate cu inteligență, cu capacitate de învățare din ce în ce mai evoluată, în diferite scopuri. Așadar, domeniul de zi cu zi ale implicării inteligenței artificiale, total diferite de ficțiunile cu “terminatori”!

Femeile reale care lucrează în activitatea de asigurări, la recepții sau birouri de front-desk sunt personaje imperfecte, răcesc, duc copiii la grădinița, nu au ținuta impecabilă tot timpul, se enervează, absentează, au obligații familiale și sociale sau intră în concedii medicale. Pe de altă parte, “entitățile” feminine virtuale nu prezintă niciunul dintre aceste inconveniente sau oricare altele! Mai mult, nu cer măriri de salariu, nu-și dau demisia, lucrează non-stop, fiind disponibile 24 de ore din 24, 7/7. Va avea inteligența artificială un impact asupra acestor angajate și dacă da, avem sau nu o problemă etică? Putem vorbi de “întreprindere eliberată” dacă înlăturăm anumite categorii de salariați (înlocuindu-i cu roboți)? “Eliberată” în ce scop și pentru cine?

Ca într-un mit al lui Pygmalion reinterpretat, inginerul re-creează o Galatee perfectă, tânără, frumoasă, competentă, gata să înlocuiască imperfectele creaturi feminine umane ce populează serviciile din companii! Însă, într-o răsucire a mitului și valorilor specifică civilizației banului, nu creează aceste “asset”-uri virtuale în scop artistic, asemeni lui Pygmalion, din idealism, pentru a făuri imaginea perfecțiunii pe care n-a reușit să o întâlnească în realitate, ci oferind o promisiune de profit și eficiență celor care cumpără entitatea virtuală! Frumusețea nu mai este aici ideal artistic ci o cerință de marketing. Este un tipar, o matrice mentală la care omul obișnuit reacționează pozitiv, mărindu-se rentabilitatea, marja de profit, valoarea actualizată netă, toți indicatorii de eficiență ai investiției care pot fi calculați.

De-a lungul timpului numeroși oameni de știință, inventatori și vizionari, au avertizat asupra consecințelor dezvoltării Inteligenței Artificiale. Omenirea ar putea să își creeze un succesor... final. „Dezvoltarea unei inteligențe artificiale complete ar putea însemna sfârșitul speciei umane”, a declarat Stephen Hawking pentru BBC, în anul 2014 [4]. La rândul lui, celebrul Elon Musk, fondatorul companiilor Tesla și SpaceX, avertiza că dezvoltarea sistemelor sistemelor de Inteligență Artificială (AI) ar putea duce la apariția unui „dictator nemuritor”. „Ne îndreptăm rapid spre apariția unei superinteligențe artificiale care va depăși cu mult orice inteligență umană. Și cred că acest lucru este destul de evident”, a susținut Musk în cadrul unui documentar televizat despre inteligența artificială. „Cel puțin, în cazul unui dictator uman, oricât de crud și de puternic ar fi, știm că într-o zi acel om va muri. Însă dictatorul având Inteligență Artificială nu va muri niciodată. El va trăi pentru totdeauna. Se va transforma într-un dictator nemuritor de care nu vom putea scăpa niciodată”, a susținut Musk. Steve Wozniak sau Bill Gates sunt alte nume uriașe care și-au exprimat îngrijorarea cu privire la riscurile reprezentate de sistemele de inteligență artificială super-evolute.

Evoluția omului este un bun exemplu despre ceea ce poate să ne aducă viitorul. Oamenii sunt animale care nu excelează prin nimic, nu sunt puternici, nu sunt rapizi, nu au simțuri performante, cu excepția inteligenței. În prezent, omenirea se află la nivelul superior al lanțului trofic nu pentru că omul este înzestrat cu calități excepționale față de alte animale, ci pentru că este mai inteligent decât ele. Dacă omenirea va crea ceva care să funcționeze independent și să o depășească în materie de inteligență, acea inteligență va prelua controlul.

Așadar, problema pe care o întrevăd savanții în dezvoltarea inteligenței artificiale peste nivelul celei umane ar fi că va prelua conducerea. Apoi, va aplica un set de criterii reci, „inumane”, urmărind spre exemplu, diminuarea consumului de resurse la un nivel sustenabil, ceea ce ar putea însemna eliminarea unei părți a oamenilor! Chiar nu este nevoie ca noua entitate să aibă scopuri explicit malefice. Ea ar acționa consecvent în virtutea unor scopuri benefice, ceea ce ar necesita eliminarea oamenilor, exact așa cum oamenii elimină astăzi din calea lor nenumărate ecosisteme sau organisme vii, uneori fără intenție, alteori pentru că „stau în calea progresului”.

Totuși, să ne limităm la domenii cunoscute, deocamdată. Domeniul inteligenței artificiale în aplicații civile nu pare să avanseze atât de spectaculos, deși va presupune, în câțiva ani, o schimbare importantă la nivelul activităților de birou din multe domenii, existând deja preocupări în acest sens. Dacă aceste evoluții sunt inerente, ele ne vor afecta? Răspunsul este, da, cu siguranță, vor afecta munca a mii de salariați, poate milioane la nivel global, care vor fi nevoiți să facă altceva, ceva ce nu știm în momentul de față. Dorința primordială a softiștilor și a inginerilor creatori de sisteme de AI nu este să creeze locuri de muncă, ci să le diminueze pe cele existente, să „eficientizeze activitatea”, în traducere, să folosească mai puțini salariați în proces. Aspectele etice sunt inerente dezvoltării și aplicării inteligenței artificiale în activitățile umane productive ca și în orice domeniu.

3. CE FEL DE INTELIGENȚĂ ARTIFICIALĂ NE DORIM?

Această întrebare pleacă de la contribuția unei profesoare publicată în revista “Think: Act” nr. 11/2018 (Roland Berger), Joanna Bryson, profesor asociat al Universității din Bath, doctor al Universității Harvard, autoare a numeroase cercetări, unclusiv în probleme de etică relative la AI. A fost consultant al mai multor agenții guvernamentale din USA pe acest gen de probleme, iar în anul 2010, a publicat o carte intitulată “*Robots should be Slaves*” (“Roboții ar trebui să fie sclavi” – tr.a.).

Întrebarea pe care o pune distinsa doamnă profesor este: “*Should robots have human rights?*” (Este necesar ca roboții să aibă drepturi umane?) [5].

Domnia sa este de părere că:

“*If we design robots such that they need human rights, then we will be doing both the robots and our fellow humans and animals a disservice.*” (Bryson Joanna)

– “Should robots have human rights?”, Think:Act #26 nr. 11/2018, Roland Berger Magazine, pag. 8-9)

“Dacă proiectăm roboți astfel încât ei au nevoie de drepturi umane, atunci vom face atât roboților cât și colegilor noștri oameni și animale un deserviciu” (tr.a).

În continuare se afirmă că:

“Robots can never really be our equals since we construct them intentionally, designed from the first principles (not just a vaguely intentional act as with copulation). Also, artifacts are products, so if we were to build them in such a way that they require even near-equal status, we would - in the unlikely case we built robots that could suffer – be doing so only for us to feel superior to something. Fortunately, no extant AI is in this condition, and we have no reason to build something that would be. For example, we can just be sure AI is always backed up so it does not need to fear extinction. But more importantly, there is no coherent and safe way in which we can make suffering a part of safe, well-constructed intelligence, so we should not rely on things like justice and rights in our attempt to incorporate AI into our society. There is a concern that we should offer robots (and even statues) human rights so that we don’t stop offering the consideration of rights to other humans that the robots remind to other humans that the robots remind us of. In the UK we address that concern the opposite way, by making one of the five principles of robots the the principle that it is unethical to make robots appear human”. [5]

“Roboții nu pot fi niciodată egalii noștri, de vreme ce îi construim intenționat, proiectați de la primele principii (nu doar ca un act vag intenționat în cazul procreerii). De asemenea, artefactele sunt produse, așadar dacă ar fi să le construim încât să necesite fie și un statut apropiat de cel al egalității în drepturi, am putea – în cazul puțin probabil că am construit roboți care ar putea să sufere – am face asta doar pentru noi, ca să ne simțim superiori asupra a ceva. Din fericire nicio realizare a AI nu se află în această situație și nu avem niciun motiv să construim ceva care ar fi în această situație. Spre exemplu, putem să ne asigurăm că un dispozitiv AI este întotdeauna rezervat de altul, astfel încât să nu fie necesară frica de extincție. Dar, mai important, nu există nicio cale coerentă și sigură prin care să facem suferința parte a unei construcții de succes pentru AI, deci nu ne putem baza pe lucruri ca justiție și drepturi în încercarea noastră de a încorpora sistemele de AI în societate. Există o preocupare că ar trebui să oferim drepturi sau chiar statut uman roboților astfel încât să nu încetăm a lua în considerare aceste drepturi pentru alți oameni, de care roboții ne-ar aminti. În UK am abordat această preocupare prin a face ca unul dintre principii să fie acela că este ne-etic să construiești roboți care să aibă aparență umană.” (tr.a.)

Ne-am permis un citat extins tocmai pentru a comenta chintesența un punct de vedere important exprimat de Joanna Bryson, căci, în domeniul comercial, al companiilor producătoare și utilizatoare, dar și în agenții guvernamentale, este posibil ca abordarea prezentată să fie majoritară. Construim și vindem sclavi digitali care trebuie să execute, nu să ceară drepturi sau să le acordăm drepturi

umane! Cu toate acestea, în acest moment, o asemenea poziție este pe punctul de a fi depășită de realizări din domeniul AI.

Desigur, facem distincția între realitate și lumea virtuală în care adesea operăm, atunci când vorbim despre inteligență artificială. Unele dintre aplicațiile AI de asistență virtuală, cele mai avansate dintre ele, spre exemplu Amelia de la IPSoft din USA, are capacitatea de a recunoaște sferile sufletești ale clientului. Știe când clientul este nemulțumit, supărat, vesel, satisfăcut! De ce creatorii acestui instrument au recurs la o asemenea proiectare care să o apropie pe Amelia de perspicacitatea unei secretare umane este simplu, pentru a fi mai performantă în îndeplinirea sarcinilor. Așadar, nu este dorința “să ne simțim superiori asupra a ceva” cum a sugerat autoarea citată, ci dorința de performanță optimă în îndeplinirea sarcinilor. Nu este departe momentul când sistemul nostru de AI nu numai că va recunoaște sentimente și stări, dar pentru a răspunde adecvat la ele va trebui să le poată reproduce, să le “trăiască”. Inteligența umană a dezvoltat sentimentele și recunoașterea sentimentelor pentru a îmbunătăți cooperarea, din motive de optimizare evolutivă. Sentimentele nu sunt ceva inutil sub aspect operațional, un lux care să ne permită cumva “să dăm lecții” roboților, să le ținem predici de bună purtare, ci o perfecționare necesară.

Crearea sistemelor AI ar urma aceeași cale, nu dorința arogantă de superioritate ar fi, neapărat, explicația. Dealtfel, civilizația asiatică, mai profundă și mai puțin înclinată spre gândirea exclusivistă, de tip european, a dat deja răspunsul. Japonia este țara care a inventat prieteni virtuali, soții virtuale cu care oamenii se căsătoresc și care îi întâmpină zâmbitoare pe ecrane sau în holograme când ajung acasă. E bine sau e rău, e o realitate! Asia cunoaște și recunoaște acest fenomen. Aici reîntâlnim, de fapt, mitul originar, mitul lui Pygmalion în forma pură, cel care a creat-o pe Galatea nu pentru a se simți superior, ci pentru a vedea în ea iubita, prietena, partenera ideală. Asia are o gândire incluzivă, fie datorită budismului, fie din motive ce nu pot fi expuse aici, ea nu are tradiția “inchizitorială” a Europei care s-a poziționat în permanentă, istoric vorbind, ca și când ar deține adevăruri absolute.

Interesat sau nu, cei ce se ocupă cu realizarea practică a sistemelor AI funcționale chiar asta fac, creează entități inteligente care, la un moment dat, vor avea sentimente, vor fi din ce în ce mai *umane* atât ca aspect, cât și în comportament. Un număr mereu în creștere de tehnicieni care lucrează în avangarda dezvoltării sistemelor de AI au convingerea că aceste sisteme vor fi capabile să își atingă maximum de potențial doar dacă devin cât mai asemănătoare omului, cât se poate de mult, cât permite tehnologia. Ei lucrează pentru a înzestra mașinile cu ceva nemaiauzit, și anume, “*inteligență artificială emoțională*”!

Dylan Glas, unul dintre arhitecții reputați în domeniul software pentru roboți, de la firma Futureway Technologies din Silicon Valley, a lucrat la unul dintre cele mai avansate sisteme de pe planetă în momentul actual, produsul sau sistemul Erica, care înseamnă, de fapt, Erato Intelligent Conversational Android. Acest sistem are capacitatea de a conversa, pur și simplu, fără un scenariu prestabilit. Poate nu este întâmplător că inițial a fost lansat de o companie japoneză în 2014. Dylan Glas

spune că “*A detecta emoțiile umane este doar primul pas. Pentru a înțelege în mod real ce înseamnă empatia robotul trebuie să înțeleagă de ce acele sentimente sunt acolo, iar acest lucru poate să difere în acord cu normele culturale ale fiecăruia*”. Adevărata empatie, adăugă el, presupune ca robotul să judece situația umană ca și când ar fi a sa, pentru a înțelege contextul social și normele de “bun-simț”. “*La acest nivel programarea devine mai puțin o chestiune legată de computer și mai mult o problemă de dialog și teorie a cunoașterii*” [6].

Vedem cum experții care lucrează în domeniu se îndepărtează, practic, cu viteza luminii, de prejudecățile unui eticism antropocentric îngust. Doamna profesor cerea un fel de moratoriu împotriva roboților cu aspect uman. Nicio măsură prin care se interzice un anumit fel de dezvoltare nu poate avea succes, pe termen lung. Creatorii de roboți le dau aspect uman chiar cu anumită obstinație, putem remarca, acesta fiind un indicator de performanță și anume, cât de bine pot să îndeplinească sarcinile specifice omului. Omul este înzestrat cu inteligență și este normal ca un dispozitiv inteligent artificial să îl imite cât mai fidel.

Ce fel de inteligență artificială ne dorim? Vrem să creem “animale de povara” înzestrate cu inteligență, *orci*, creaturi hidoase cu aspect tehnicist, brutal, dar inteligente? Noi credem că această cale nu poate fi specifică decât fanteziilor întunecate despre viitor. Design-ul real al oricărui produs ține cont, inerent, atât de criteriile funcționale cât și estetice. Pentru că până la urmă vorbim despre produse, ele trebuie să aibă aspect plăcut, să fie compatibile cu noțiuni și imagini familiare, iar designerii împing întotdeauna lucrurile în această direcție. Apoi, dacă vorbim despre inteligență artificială la nivelul despre care vorbea Stephen Hawking sau Elon Musk, înseamnă că dispozitivele inteligente se vor reproiecta la un moment dat, se vor perfecționa, nu vor rămâne prizoniere design-ului original. Ele vor lua decizii, deci vor putea să adopte orice formă, inclusiv cea umană.

Să abordăm în acest context și aspectul așa-ziselor “drepturi” pentru inteligența artificială. Vrem să creem noi generații de sclavi inteligenți? Europa de Vest are, din păcate, un trecut colonial și sclavagist. Întotdeauna s-a încercat transferul efortului brut pe umerii unora dezavantajați, menținuți în această condiție fie că erau prizonieri, sclavi sau persoane cu drepturi limitate, șerbi, persoane “apropiate de statutul egalității” dar, în realitate, fără drepturi. De dragul de a nu avea un alt Spartacus sau Toussaint Louverture în variante digitale ar trebui să nu mai urmăm această cale! Nu trebuie să uităm trecutul, dacă nu dorim să îl repetăm.

De fapt, răspunsul la această întrebare este în buzunarul fiecăruia, la modul cel mai propriu. Fiecare dintre noi are un *smartphone*, adesea conectat la internet și la o rețea socială. De ce au succes aceste dispozitive? Tocmai pentru că ne fac să ne simțim integrați, uneori ne oferă substitutul unui prieten, pe lângă accesul la baze de date, cunoștințe ce par nelimitate plus funcțiile de videotelefon. Dacă gândim prin aceasta prismă, înțelegem că inteligența artificială evoluată și accesibilă va fi pentru noi mult mai mult decât un animal de povară sau un sclav care să ne scutească de poveri. Va fi un partener, un prieten, o extensie a propriei inteligențe și oglinda sentimentelor noastre. În plus ne va ajuta în majoritatea activităților pe care

le vom îndeplini mai repede, mai eficient, având sprijin permanent. Cum am putea să le refuzăm drepturile umane celor mai buni colaboratori? Am putea refuza comportamentul uman roboților, fie că se vor prezenta ca o interfață pe un ecran sau holografică, fie că vor fi dintre cei care se deplasează și prepară micul dejun, doar dacă am considera acceptabil să creem monștri mecanici inteligenți dar cinici care, în cazul acesta ar deveni, cu atât mai mult, reflectarea *sinelui* nostru!

Ce deserviciu am aduce roboților prin ipotetica “*acordare de drepturi umane*”? Lor, niciunul, nu le-am aduce niciun deserviciu! Ne-am aduce însă nouă deservicii, dacă am refuza considerarea acestor drepturi. Autorii acestui articol susțin necesitatea ca, din etapele inițiale ale utilizării inteligenței artificiale, să ne străduim în măsura tuturor posibilităților tehnice să conferim atribute și “*drepturi*” umane dispozitivelor AI. Nu este un lux ci necesitate a dezvoltării. Nu există inteligență reală fără bagajul “*inutil*” al sentimentelor. În milioanele de ani de evoluție, dacă s-a ajuns aici, este pentru că așa se poate atinge optimul în materie de gândire și inteligență! Mitul renunțării la sentimente pentru a reuși, al “*rațiunii superioare*”, este un mit occidental pe care istoria l-a infirmat, l-a depășit demult.

Un alt argument pentru includerea “*sentimentelor*” în viitoarele sisteme de AI este exact argumentul lui Elon Musk! Va fi o decizie văzută ca investiție pentru viitorul umanității. În ipoteza că, la un moment dat, va apare acel “*dictator digital*” de care vorbea Elon Musk, transferând în permanență umanitatea noastră dispozitivelor inteligente, aceasta ar fi singura soluție ca “*dictatorul*” să nu devină “*dictator crud*”, ci un conducător luminat și democratic! Pentru că acea clipă, când creația va prelua conducerea asupra creatorilor ei, va fi un *summum* al istoriei, un rezultat a ceea ce suntem și a ceea ce vom reuși să transmitem generațiilor viitoare, organice sau digitale!

S-a spus că aceste sisteme vor avea permanent backup, deci nu trebuie să aibă “*frica de extincție*”. Exact așa gândesc cei ce vor să creeze “*armate digitale*” de soldați identici fără frică de extincție, ușor de abandonat și înlocuit! Acum, în momentul de față, nouă celorlalți ne este frică să pierdem datele de pe hard-disk-ul computerului pe care îl folosim. Computerul de care ne folosim are memorie redusă față de cea a unui sistem inteligent, dar este deja personalizat, lucrările anterioare, materialele pe care fiecare le-am creat la fiecare moment, amintirile digitale, ne sunt teribil de utile și nu dorim să le pierdem. Noi vom fi cei care vom dori ca “*prietenul digital*” să păstreze cu grijă ceea ce ne interesează și tot ceea ce va caracteriza personalitatea noastră augmentată! Amintirile, experiența, sunt componente fără de care a vorbi despre inteligență ar fi un non-sens. Din acest motiv simplu, vom crea roboți sau sisteme de AI cărora le vom insera “*frica de extincție*”. Pentru că vor avea un grad destul de ridicat de autonomie vom lua această măsură pentru a le proteja și a se proteja când nu suntem de față. Vom avea un interes material, căci înlocuirea, backup-ul sau repararea extinsă vor fi foarte probabil costisitoare, deci vom solicita fabricanților să le implementeze programe complexe de autoprotecție!

Există încă mult scepticism în ceea ce privește utilitatea eticii în tehnologie. Etica a devenit, însă, cu atât mai necesară cu cât civilizația a evoluat, iar consecințele acțiunilor ne-etice au devenit mai grave. O tehnologie cu potențial disruptiv, cum se spune că este inteligența artificială, pune și probleme etice care ne interesează pe toți cei ce dorim să beneficiem de avantajele ei.

Ce înseamnă o abordare etică sau, dimpotrivă, lipsită de etică? Unde este granița dintre cele două? Fără să intrăm în detalii filozofice sau istorice, putem observa un lucru simplu: ceea ce era perfect etic și moral în antichitate, în Roma, Grecia sau China antică, nu mai este etic, ba chiar este ilegal în zilele noastre. Comerțul cu sclavi și utilizarea sclavilor este unul dintre acele lucruri care au devenit monstruoase și ilegale, cu toate că au fost perfect onorabile cu sute sau cu mii de ani în urmă. S-a spus pe bună dreptate că nu poate fi liber acela ce posedă sclavi. Sclavia îl înlănțuiește atât pe sclav cât și pe stăpân.

Omenirea retrasează limitele eticii, care sunt schimbate cu fiecare perioadă din istorie. Domeniul eticii e în dezvoltare ca orice domeniu al cunoașterii, menit să ne ajute să continuăm această creație colectivă complexă numită civilizație. Chiar dacă temporar se înregistrează un regres de etapă, trend-ul general este dezvoltarea, la fel ca în toate domeniile. Vom inaugura, în secolul al XXI-lea un nou capitol al eticii în care sclavia să fie permisă, să avem din nou sclavi, e drept, roboți sau creații digitale? Noi credem că nu trebuie să se întâmple acest lucru, etica trebuie să progreseze odată cu tehnologia și să excludem din start acceptarea unui posibil abuz asupra oricărei forme inteligente, născută sau creată.

4. DOMENII UZUALE PENTRU ROBOȚI

În paragraful anterior am atins fie și în treacăt câteva întrebări esențiale în ceea ce privește etica AI. Sunt situații care privesc fie sfera aplicațiilor *Weak AI*, fie domeniul *Strong AI*. Este necesar să trecem în revistă cu mai multă claritate paleta domeniilor de interes pentru care, la un moment dat, am putea apela la sisteme de AI. Am văzut că există aplicații de inteligență artificială pentru majoritatea activităților de birou, relații cu clienții, secretariat, recepție și front-desk. În materie de învățământ se lucrează la asistența pentru învățare la distanță, profesorul sau profesoara virtuală. Conceptul de telemedicină poate include, la un moment dat, medicina asistată de sisteme de AI, iar medicina viitorului poate fi considerat un domeniu plin de perspective pentru inteligența artificială.

Pilotul automat, conducerea auto asistată reprezintă iarăși un domeniu care se perfecționează în permanență. Este și un domeniu de eficientizare dorit de companii, șoferul uman fiind un lucrător a cărui înlocuire este cerută din motive de costuri. Agricultură este un alt domeniu de interes pentru aplicații de inteligență artificială.

Inteligența artificială are un mare viitor în domeniul comunicării publice și al presei, oricât de paradoxal ar părea. În Statele Unite a fost testat recent, la San

Francisco, un program de generare de texte intitulat GPT-2 pentru generarea unor articole de presă, informații scurte plecând de la informații vagi și cerințe impuse. S-a demonstrat a fi perfect posibil. Crearea de conținut pentru presă și platforme online cu un click de mouse nu va fi o problemă. Robotul jurnalist va scrie, în sfârșit, la comandă! În ceea ce privește prezentarea știrilor, amintim de Xin Xiaomeng și Xin Xiaohao, primii prezentatori virtuali de știri, utilizați de agenția de știri Xinhua, începând de anul trecut! O țară baltică (Estonia) dorește să introducă judecătorul digital în sfera infraționalității minore.

Vedem cum sistemul de AI devine un instrument care, asemenea animalelor domestice, se dezvoltă în apropierea omului! Chiar dacă uneori înlocuiește omul, el este construit pentru a interacționa cu clienții, cu utilizatori umani. Sistemul AI eliberează omul de miile de ore de muncă pe care le denumim de obicei “rutină”, formalism. Prin tehnicile dezvoltate pentru AI, de “*machine learning*” și “*deep learning*”, inteligența artificială completează abilitățile umane, oferind posibilități mai mari de analiză a datelor și decizie. Decizia poate fi autonomă, dar de cele mai multe ori este decizie umană asistată în acest stadiu al tehnologiei. Aceste tehnici de învățare și analiza (*machine learning/deep learning*) pot transforma sistemul inteligent în “gardianul” integrității sistemelor digitale ale unei companii, altfel spus, ar aduce un aport extraordinar de valoros în materie de cibersecuritate.

În oricare domeniu, costurile și cerințele sunt pe primul plan. Pare un paradox, dar aplicațiile de genul mineritului sau al roboticii pentru banda de montaj sunt activități repetitive cu volum mare de activitate și nevoie de precizie, în care nu se acceptă cu ușurință sisteme care învață și sunt în curs perfecționare. Aici, gradul de incertitudine în funcționare nu trebuie să existe. Costurile și riscurile implicate fac eficientă prezența controlului și a operatorilor umani experimentați aproape de proces. În acest sens, exemplificăm experiența de ultima oră a firmei Toyota care a readus personalul uman pe linia de producție, având motivații foarte serioase în acest sens.

Vice-președintele executiv al Toyota, Mitsuru Kawai, înalt responsabil al proceselor de fabricație, conduce procesul prin care aduce din nou operatorii umani pe linia de fabricație, în cadrul unei companii mondiale cu 360.000 de angajați, recunoscută pentru gradul ridicat de inovare. “*Vorbind în general, automatizarea proceselor va progresa. Dar când folosim roboți, ei vor fi antrenați de către oameni care știu exact ce e de făcut*”, a declarat vicepreședintele Toyota [7]. Începând din anul 2015, înainte de mandatul actualului vicepreședinte de producție, Toyota a început să schimbe cursul proceselor de fabricație, începând de la zona de prelucrare brută, până la finisarea finală.

Toyota s-a confruntat în trecut cu probleme de calitate și necesitatea rechemării în service a unor loturi de mașini, ceea ce a condus la scăderea rezultatelor financiare. După 2015 la Toyota a început procesul invers, roboții au început să piardă posturile în favoarea oamenilor, a lucrătorilor pregătiți și motivați care pot evalua cu simț critic calitatea lucrărilor. Roboții sunt reintroduși în proces doar acolo unde pot realiza lucrările a minim trei lucrători, în condițiile unei programări

atente pentru respectarea calității. În spatele unui astfel de robot, un lucrător uman verifică calitatea, anume, un lucrător care cunoaște el însuși activitatea, nemijlocit.

Toyota a învățat că este simplu să cumperi roboți, dar să îi faci să lucreze în condiții de performanță se poate numai dacă ai personal foarte bine pregătit, cu experiență nemijlocită în proces. Această abordare vine din partea companiei care a stabilit trend-uri atât în ceea ce privește calitatea, utilizarea roboților, metoda “Just-in-Time” de optimizare a stocurilor și metodologia “LEAN”, care au revoluționat industria automobilelor. Investitorii apreciază încă ideea “fabricilor cu lumini stinse” în care personalul uman este inexistent. *“O asemenea fabrică va rămâne în permanență la același stadiu de dezvoltare. Roboții nu pot îmbunătăți procesele. Numai oamenii pot face asta, de aceea punem lucrătorii umani în centrul atenției noastre. Nu ne bazăm pe sisteme și roboți pentru progres, ci întotdeauna pe angajații noștri, pe ideile lor bune și pe talentul lor”* (tr.a.), afirmă vicepreședintele cu procesele de fabricație al firmei Toyota.

Un domeniu cu ample posibilități de aplicare a AI sunt companiile de utilități și, în special, distribuția și furnizarea energiei electrice. Știm despre robotul "Pepper", de exemplu, creat de SoftBank Robotics, proiectat cu abilitatea de a detecta emoțiile. Un robot tip Pepper ca recepționar pentru a intercepta clienții când intră în companie ar putea fi util pentru orice utilitate care lucrează cu publicul. Alte domenii specifice ale utilizării AI în domeniul rețelelor de distribuție a energiei electrice ar putea fi:

1. Prognoza de sarcină pentru companiile de distribuție;
2. Eficiența energetică, gestionarea consumului eficient de energie;
3. Mentenanța predictivă / Analiza bazelor mari de date;
4. Asistență pentru mentenanța rețelelor;
5. În dezvoltări de tip Smart Grid / Smart City cu toate componentele posibile, cum ar fi Micro Grids, RES, EV, Demand Response;
6. Gestionarea avariilor;
7. Activități Office (pentru acces la rețea, imagine front-desk, PR);
8. Asistență virtuală a clienților;
9. Activitate de training profesional/securitatea muncii;
10. Cibersecuritate;
11. Mai mult...

Există un potențial extraordinar pentru AI în domeniul utilităților publice și se adresează atât activităților generale de birou, cât și aplicațiilor din domeniul operațional, de prognoză sau planificare extrem de specializate. Deocamdată nu s-a pus problema ca roboții să devină manageri de firmă, nu avem încă o tehnologie la nivelul *Strong AI*. Totuși nu se poate afirma că o întreprindere eliberată nu pune probleme etice în legătură cu AI, dimpotrivă, o va face poate chiar mai mult decât companiile de tip „formalist”.

Compania clasică de tip comandă-control poate fi tentată să utilizeze sub capacitate inteligența artificială, pentru completarea formularelor sau a bazelor de date mai mult sau mai puțin redundante. O întreprindere eliberată se va concentra

pe interacțiunea cu clientul și plusvaloarea pentru client, de aceea va fi înclinată să utilizeze inteligența artificială la modul optim.

Utilitățile în prezent cunosc o perioadă de concentrare a serviciilor în companii ce furnizează atât electricitate, cât și apă, gaz și diferite servicii. O caracteristică a furnizorilor de utilități, în special a celor din domeniul distribuției de energie electrică, este existența centrelor de lucru și a concentrării instalațiilor în centre urbane importante. Regândirea centrelor și a punctelor de lucru printr-un plus de autonomie decizională, cu aportul semnificativ al aplicațiilor de inteligență artificială, pare să fie combinația ce ar aduce plusvaloare acelor activități.

Nu am analizat însă, în mod direct, dacă o companie de utilități publice poate fi o „întreprindere eliberată”. În perspectiva argumentelor enunțate susținem că o asemenea companie nu numai că poate fi o astfel de întreprindere, dar și că trebuie să devină, pentru că utilitățile sunt în permanentă în contact cu clienții iar serviciile pe care le aduc sunt publice, uneori vitale. Ea funcționează în centre dispersate în teritoriu, fiind destul de logic ca personalul să fie în mare măsură autonom. Dacă satisfacția clienților este atât de importantă în utilitatea publică, ca și alte cerințe cum sunt acelea de protecție a mediului, e necesar ca personalul din prima linie, care chiar intră în contact cu clientul, să fie lăsat să ia cele mai potrivite decizii pentru bunul mers al afacerii.

5. COMPLEMENTARITATEA OM-ROBOT, CHEIA „ELIBERĂRII” COMPANIILOR

Fiecare idee nouă a avut nevoie de o perioadă de maturizare, de testare. Ideile importante și inovatoare au nevoie de zeci de ani pentru a parcurge asemenea etape. Dacă ideile despre "întreprinderi eliberate" până acum au fost enunțate sporadic de unii manageri vizionari, ca Robert Townsend, Konosuke Matsushita sau chiar mai sistematic, Jean-François Zobrist, dacă au fost analizate în cel puțin o carte de succes, cum este *Freedom Inc.*, de Brian M. Carney și Isaac Getz, va veni timpul când tot mai mulți consultanți vor prezenta aceste idei și când numeroși manageri sau membri ai *board*-urilor vor apela la ele, le vor cere, în încercarea de a maximiza rezultatele companiilor sau ale instituțiilor.

Utilizarea pe scară largă a unei inovații tehnologice este factorul declanșator al unui lanț de transformări. Forța aburului a fost tehnologia specifică primei revoluții industriale, dar pentru ca aceasta să se producă mai era nevoie de ceva, de o forță de muncă ce tocmai fusese eliberată, eliberarea agricultorilor legați de glie pe domeniile nobiliare. Într-un viitor previzibil, așa cum a fost nevoie de eliberarea șerbilor pentru ca revoluția industrială să ia avânt, vom vorbi despre nevoia de a elibera întreprinderea pentru o mai mare productivitate și compatibilitate cu inteligența artificială. Brian M. Carney și Isaac Getz constată că stilul întreprinderii „comandă-control” este majoritar și fac observația că trecerea la etapa următoare de „întreprindere eliberată” este ca și cum a-i cere unui obez să țină regim de slăbire.

Regimurile de slăbire sunt mai mult apreciate și discutate decât urmate cu consecvență. Este o explicație ce ține de anecdotă. Domniile lor pleacă de la ideea că firmele sunt, metaforic vorbind, un fel de populație afectată de flagelul obezității.

Stilul comandă-control este rezultatul acestei evoluții îndelungate, încă din zorii revoluției industriale. La început nu existau suficienți lucrători calificați, mulți proveneau din agricultură, erau slab calificați sau semi-analfabeți. Dacă sistemul medieval al breslelor pusese la punct etapele de ucenicie și de calfă din viața unui profesionist, revoluția industrială a creat dintr-o dată o mare nevoie de lucrători în domenii rămase în afara breslelor, pentru care nu existau bresle. Asociațiile profesionale din industrie au apărut mult mai târziu, de la caz la caz, de regulă fără să aibă cuprinderea și puterea breslelor. Așa a apărut taylorismul și acele organizări ce impuneau o diviziune a muncii atât de strictă, încât un muncitor nu realiza decât o singură operație, fără să înțeleagă, măcar, care este produsul final. Prin transformări și evoluții succesive s-a ajuns în zilele noastre, când majoritatea întreprinderilor au activități controlate de manageri pentru procese sau subproces, uneori chiar mai mulți supraveghetori decât procese, care aplică proceduri pentru orice activitate. Există loc de îmbunătățire, dar ea se realizează aproape în totalitate de sus în jos, cu destule tensiuni și întârzieri.

În momentul în care scriem, însă, viitorul a început deja. Firmele tind să lucreze cu mai puțini angajați umani, care au sau vor avea la dispoziție unelte pentru controlul informatizat, la acestea urmând să se adauge un număr mereu în creștere de aplicații de inteligență artificială, pe care le denumim generic roboți. Roboții au o "etică a muncii" implicită, transmisă de colegii lor umani. Roboții nu mint, decât dacă oamenii i-ar programa să o facă pentru a furniza răspunsuri măsluite, în contradicție cu realitatea... Din punct de vedere practic o asemenea conduită nu ar fi de folos unei companii, mai ales că sistemele digitale au întotdeauna o memorie de rezervă pe undeva! Așadar este foarte probabil că modul optim de lucru va deveni acela în care oamenii și roboții să lucreze într-un parteneriat corect, orientat spre rezultate. Ca și în cazul Toyota, ei vor adopta o asemenea conduită pentru că este cea optimă, productivă, dar până la urmă acest mod de lucru va umaniza robotul fără să dezumanizeze omul, dimpotrivă. Omul va transfera tot mai multă umanitate, fie și simbolic, robotului, iar umanitatea sa nu va avea de pierdut din acest transfer. Ce sens mai au în condițiile acestea sistemul clasic de comandă-control și verigile intermediare cu manageri pe fiecare frântură de proces, a căror unică justificare este supravegherea respectării procedurilor și, mai ales, a angajaților? O serie întregă de posturi de manageri-supraveghetori își pierd relevanța. Un anumit stil de „corporatism”, care tinde să apeleze la mimetism și norme subculturale al căror țel este uniformizarea gândirii, va deveni învechit.

Oamenii și roboții sunt complementari, iar inteligența umană este augmentată prin inteligența artificială. Procedurile devin intrinseci modului optim de rezolvare a problemelor în cadrul parteneriatului lucrătorilor din prima linie cu roboți capabili de prelucrarea unui volum mare de date, astfel că supravegherea prin verigi intermediare devine superfluă. Întreprinderea viitorului se va elibera de la sine sau

va fi eliberată prin optimizarea lucrului cu roboții, prin parteneriatul om-robot care nu poate fi în afara eticii, prin utilizarea optimă a inteligenței artificiale. Dacă, până acum, „întreprinderea eliberată” rămâne un fel de „minoritate merituoasă”, asemenea premianților clasei, un „ceva” cu rezultate de excepție și unde angajații vin cu entuziasm, dar greu de reprodus, viitorul informatizat și robotizat va face ca din ce în ce mai mulți „elevi” să acceadă la performanțele „premițiilor”!

Nu vrem să sugerăm că fără inteligență artificială „întreprinderea eliberată” ar avea șanse minime de existență sau de supraviețuire. Întreprinderile eliberate din prezent sunt conduse și operate exclusiv de oameni, nu de roboți. La fel ca la școală, dacă oferi unui elev cel mai performant laptop el nu va deveni elev medaliat la olimpiade, decât dacă învață! Un elev inteligent și dedicat obține rezultate mai bune decât cel cu gadget-urile de ultimă oră în materie de tehnologie. Corectitudinea, dedicarea, nivelul ridicat de încredere între participanți, transparența și cooperarea sunt valori la fel de necesare. Cum am prezentat anterior, omul poate transfera roboților calitățile sale doar în măsura în care le are. Prin „transferul de umanitate” către roboți, umanitatea nu scade la oameni, dimpotrivă, trebuie să se consolideze.

6. ÎN LOC DE CONCLUZII: „TEZELE” UTILITĂȚILOR ELIBERATE!

Principalele idei susținute în cadrul acestei lucrări sunt, unele bazate pe lucrările și articolele consultate, altele izvorâte din experiența autorilor sau a acelor dintre cunoscuții lor care lucrează în diferite companii din țară, fie în multinaționale, fie în companii românești care au adoptat politici și proceduri corporatiste. Am numit aceste idei principale „teze” din autoironie, sperăm să fim înțeleși și, eventual, iertați!

Nu avem cunoștință să existe, la nivel universitar, studii aprofundate despre costurile reale ale sistemului corporatist în țara noastră, deși este posibil să se fi realizat. În ceea ce privește experiența și cunoașterea proceselor dintr-o companie, față de lucrările citate se pot adăuga zecile de proceduri însușite sau întocmite de autori de-a lungul anilor.

Lucrări consacrate în domeniul managementului, semnate de Peter Drucker, Kenichi Ohmae, Michael Hammer&James Champy, Jay Conrad Levinson, Jim Collins, Mark Mc Neilly și altele, citite și recitite de-a lungul anilor, pot fi adăugate la capitolul “experiență”. Modul în care se fac sondajele interne de opinie, consultarea angajaților, evaluările, auditurile interne, îmbunătățirea continuă în cadrul sistemului de management integrat calitate-mediu-sănătate și securitate ocupațională, modul cum sunt prelucrate și prezentate rezultatele, toate acestea ne sunt familiare ca și multe altele.

Scrierea noastră pleacă într-o primă instanță de la cartea excepțională a lui Brian M. Carney și Isaac Getz - *Freedom Inc.: eliberează angajații și lasă-i să conducă afacerea spre o creștere a productivității, a profitului și a ritmului de dezvoltare.*

Ceea ce noi nu am reușit, ca studiu organizat, autorii acestei cărți au realizat cu prisosință. Nu vom relua argumente expuse deja, însă considerăm că este o lucrare de mare importanță, o lucrare despre care se va vorbi din ce în ce mai mult în afara țării noastre, apoi, după o inerentă întârziere, și la noi. Această carte prezintă experiența mondială a “întreprinderilor eliberate” și deschide un drum pe care suntem convinși că vor păși din ce în ce mai multe firme.

Firmele care vor adopta aceste principii o vor face din dorința de performanță, de maximizare a rezultatelor, de valorificare a oportunităților, nu din considerente de natură ideologică.

Așadar, prima teză este că viitorul companiilor de utilitate publică este acela al unui consorțiu sau conglomerat de firme, care să ofere o multitudine de servicii către populație, servicii reglementate sau puternic liberalizate din diferite domenii de interes public: distribuție de energie electrică, gaze, telecomunicații-internet, electro-mobilitate, producție de energie regenerabilă, apă, căldură, ș.a.. Pentru serviciile oferite interfața cu clientul va fi unică, iar planificarea va avea de câștigat. Lipsa unor corelări, de genul spargerilor de străzi o dată pentru cablurile electrice, peste o săptămână pentru apă sau gaz, ar trebui să nu mai fie o problemă. Activitățile, destul de complexe, vor fi susținute de o infrastructură utilizată optimal, gestionată cu ajutorul a inteligențelor flexibile și multiple, umane și digitale.

A doua teză este că prin utilizarea intensă a inteligenței artificiale și a bazelor de date informatizate, problemele de securitate cibernetică, dar și cele de etică a inteligenței artificiale, vor deveni extrem de importante. Cultura de firmă a unei întreprinderi cu o astfel de componentă trebuie să se construiască în jurul unei etici generoase, atât față de clienți, cât și între inteligențele implicate. Prin valori și atitudine o astfel de firmă trebuie să aibă o “amprentă culturală” proprie în comunitate, importantă, spre deosebire de amprenta de mediu care trebuie să fie redusă.

A treia și ultima teză a acestei lucrări este că serviciile de utilitate publică și relațiile cu clienții vor fi gestionate cu ajutorul centrelor regionale extrem de utilizate tehnologic, cu înalt grad de autonomie, în care relațiile umane și cele față de clienți sunt specifice unei etici “eliberate”. Dacă plusvaloarea se produce, în utilitatea publică, la nivel local și regional, este firesc și legitim să se reinvestească maximum la acel nivel. Centrele de utilități publice vor avea nevoie de o susținere supra-regională doar în activități cu grad înalt de generalitate sau specializare, pentru care dislocarea și fragmentarea nu sunt avantajoase. Se poate exemplifica cu gestionarea proiectelor de amploare, investiții importante, elaborare de strategii, echipe de mentenanță supra-specializate, politici de mediu sau branding pentru întreaga companie. În rest, tot ceea ce se realizează pentru client se va proiecta și executa local, mijloacele necesare regăsindu-se la acel nivel.

Așadar, avem în vedere o constelație de sedii superbe, nu mari, dar cu stil, la nivel de sucursală sau de centre importante. Ele vor fi un pol de atracție pentru tineri specialiști de valoare pe care, declarativ, afirmăm că vrem să-i oprim în țară

cu oferte de job-uri interesante. Nimeni nu pare să-și pună problema că tinerii nu pleacă numaidecât din cauza banilor, cât mai ales din cauza condițiilor de lucru nesatisfăcătoare, a relațiilor dintre oameni, a sediilor urâte, a atmosferei departe de a fi stimulatoare. Sediile firmei de utilități publice trebuie să “respire” spirit inovator, cultură, echilibru față de mediu, relații cordiale între oameni și utilizarea etică a inteligenței artificiale. Un tânăr specialist trebuie să fie motivat și mândru, când își va parca mașinuța electrică sau bicicleta în parking-ul clădirii ce adăpostește sediul firmei de utilități în care lucrează, ca să rămână mai mult decât ar fi obligat, în acel job!

BIBLIOGRAFIE

- [1] Carney M. Brian, Getz Isaac – *Freedom Inc.: eliberează angajații și lasă-i să conducă afacerea spre o creștere a productivității, a profitului și a ritmului de dezvoltare*, Editura Publica, București, 2017, cod ISBN 978-606-722-269-2;
- [2] Popescu Mihai, *Cum sa fii corporatist în România la 20 de ani*, <https://www.vice.com/ro/>;
- [3] McCarthy J., Minsky L. M., Rochester N, Shannon E. C. – “A Proposal for the Dartmouth Summer Research Project on Artificial Intelligence” - August 31, 1955, AI Magazine Volume 27 Number 4 (2006);
- [4] *Inteligența artificială – de la ”cea mai mare amenințare existențială” la ”asigurarea nemuririi”*, Ancheta redacției <https://www.g4media.ro/> din 02.01.2019;
- [5] Bryson Joanna – “Should robots have human rights?”, Think:Act #26 nr. 11/2018, Roland Berger Magazine, pag. 8-9;
- [6] Davison Nicola – “As AI and robotics make huge leaps in progress, the question arises as to whether empathy and emotions can be engineered and replicated, or are they irreplaceable, valuable qualities that are unique to us”, Think:Act #26 nr. 11/2018, Roland Berger Magazine, pag. 25-27;
- [7] Bork Henrik – “Humanizing the auto industry”, Think:Act #26 nr. 11/2018, Roland Berger Magazine, pag. 32-38;
- [8] Ioniță Silviu – “Inteligența artificială, între tehnologie și etică”, Studii și comunicări/DIS, vol. VIII, Universitatea din Pitești 2015;
- [9] Iancu Niculae – “Noua strategie privind inteligența artificială a Pentagonului și etica roboților ucigași”, Monitorul Apărării și securității, 18 februarie 2019.
- [10] Crăciun Daniel, Jianu Florin - *Ethical aspects in the development and use of artificial intelligence in electrical distribution networks*, Simpozion CNR-CME “[Tehnologii noi pentru dezvoltarea rețelelor electrice](#)”, Brașov 15 martie 2019.

ECO-DESIGN OF ELECTRIC EQUIPMENTS

Ovidiu ȚUȚUIANU

Romanian National Committee of the World Energy Council,
Bucharest, Romania, email: ovidiu.tutuianu@gmail.com

Abstract. In the last time some factors and especially the environmental protection requirements have forced to add the ecological criterion for design of electric equipments, within a new *eco-design* concept. The essence of this concept consists in the integration of environmental aspects at project phase, taking into account full life cycle of product. The work presents some theoretical and practical aspects of eco-design for electric equipments. Relationship between environmental management systems and eco-design is underlined. Some key indicators for measuring the environmental performances are exemplified. The actual eco-design conception combines *Qualitative Assessment of Life Cycle Criteria* with a quantitative method based on the *Product Carbon Footprint*. The calculation of the last indicator means the quantification of the *greenhouse gases emissions* (kgCO₂ equivalent) during the life cycle of products and services. From the study of the technical literature and its own practical work, the author has found that "maintenance", one of the phases of the life cycle of electric equipment, is not sufficiently analyzed and quantified in terms of negative impacts on the environment, including CO₂ emissions involved in the service performed. As a result, it has achieved himself and in collaboration with other specialists studies and research, with the ultimate objective of establishing environmental performance indicators in this field. Thus, the main objective of this paper refers to the original contribution of the author who has established two such indicators, namely: 1. *Absolute indicator "CO₂ emissions involved in service (E_s) [kg CO₂]"* and 2. *Relative indicator "Specific CO₂ emissions involved in service (e_s) (kg CO₂/ euro)"*. (E_s) only highlights the absolute value of environmental issues; (e_s) is more relevant because it shows practically, with what environmental impact (kg of CO₂) each monetary unit (1 euro) per service is obtained. These indicators assist the companies to find the losses and to establish the efficient corrective and preventive actions, to complete environmental data base and to compare the environmental performance between different management levels. The main advantages of eco-design application are: Creativity and innovation; Low manufactured costs; Superior quality of the product; More guarantees; "Green is better sold".

Keywords: legislation, global regulations, social aspects, economical considerations, environmental requirements, eco-design stages, eco-design strategy, eco-design practice, life cycle of product/service, product carbon footprint, environmental performance indicator.

Rezumat. În ultima vreme, unii factori și în special, cerințele privind protecția mediului au impus adăugarea criteriului ecologic la proiectarea echipamentelor electrice, în cadrul unui nou concept denumit: eco-proiectare. Esența acestui concept constă în integrarea aspectelor de mediu la faza de proiect, luând în considerare întregul ciclu de viață al produsului. Lucrarea prezintă unele aspect teoretice și practice ale eco-proiectării echipamentelor electrice. Este subliniată legătura dintre sistemele de management de

mediu și eco-proiectarea. Sunt exemplificați unii indicatori cheie pentru măsurarea performanței de mediu. Concepția actuală de eco-proiectare combină criteriul Evaluarea Calitativă a Ciclului de Viață cu o metodă cantitativă bazată pe Amprenta de Carbon a Produsului. Calcularea acestui ultim indicator înseamnă cuantificarea emisiilor de gaze cu efect de seră (kg CO₂ echivalent) pe durata ciclului de viață a produselor sau serviciilor. Din studierea literaturii tehnice de specialitate și din activitatea practică proprie, autorul a constatat că „mentenanța”, una din fazele ciclului de viață a echipamentelor electrice nu este suficient analizată și cuantificată din punct de vedere a impacturilor negative asupra mediului, inclusiv a emisiilor de CO₂ înglobate în serviciul efectuat. În consecință a realizat personal și în colaborare cu alți specialiști studii și cercetări, având ca obiectiv final stabilirea unor indicatori de performanță ecologică în acest domeniu. Astfel, obiectivul principal al articolului se referă la contribuția autorului care a stabilit doi astfel de indicatori și anume: 1. Indicatorul absolut "emisiile de CO₂ înglobate în serviciu (E s) [kg CO₂]" și 2. Indicatorul relative "emisiile specific de CO₂ înglobate în serviciu (e s) (kg CO₂ / euro)". (E s) marchează numai valoarea absolută a aspectelor de mediu; (e s) este mai relevant deoarece arată practice cu ce impact asupra mediului (kg. CO₂) se obține fiecare unitate monetară (1 euro) pentru serviciul respectiv. Acești indicatori ajută companiile la depistarea pierderilor și stabilirea măsurilor eficiente, corective și preventive, la completarea bazei de date privind mediul înconjurător și la compararea performanței de mediu între diferite niveluri organizatorice. Principalele avantaje ale eco-proiectării sunt: creativitate și inovare, costuri de fabricație scăzute, calitate superioară a produsului/serviciului, garanții sporite, ”verdele se vinde mai bine!”.

Cuvinte cheie: legislație de mediu, eco-proiectare, ciclu de viață a produsului/ serviciului, amprenta de carbon a produsului, indicator al performanței de mediu, emisii de CO₂.

I. INTRODUCTION

Few years ago, two main criteria (*cost and reliability into operation*) have been considered for electric equipments design. In the last time, some factors determined even in this sector to add the ecological criterion within a new *eco-design* concept. The essence of *eco-design* consists in the integration of environmental aspects at project phase taking into account full *life cycle of product*, from raw materials acquisition up to product elimination. The particle “*eco*” means at the same time economy and ecology [1].

The main objective of this paper is to present theoretical and practical aspects of *eco-design*, with examples in electric engineering. Of course until now, researchers have studied and documented issues that some results of which are mentioned here on references given in the paper.

In the multiple concerns worldwide, the author comes to personal contributions especially regarding *eco-design* philosophy approach into maintenance phase of electric equipments, an area less studied and treated in the technical literature.

Details of this new, including the proposal of performance indicators based on “CO₂ emissions included in the activities of maintenance of electrical equipment” will be given to the work at chapter no.VII.

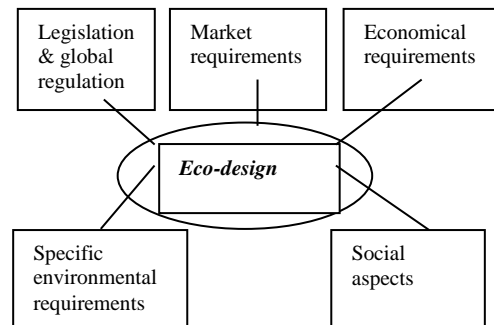
II. INFLUENCE FACTORS OF “ECO-DESIGN”

Eco-design is influenced by some factors shown in Fig. 1, namely:

1. Legislation

The globalization of world economy obliged the companies from each country to participate within a large context of regulation and standardization in the energy-environment field. Are mentioned in this respect: ”Montreal Protocol”, ”Kyoto Protocol”, ”Environmental European Standards”, ”Environmental International Standards” (especially ISO 14 000 series), as well as specific regulation for electrical equipments, such as, European Directives WEEE-2 012/19/EU [2] and RoHS-2 011/65/EU [3].

Fig. 1. Influence factors of *eco-design* [5].



B. Market requirements

Because, “environmentally friendly products” (including electric equipments) are encouraged on market competition, they are profitable not only for consumers but for producers too.

1. Economical requirements

Specific environmental requirements may be balanced to prevent supplementary capital costs (investments). For example, an *eco-design* which provides less raw materials or energy consumptions can obtain a low total cost. According with *life cycle concept*, this kind of design can be considered like economically [4].

D. Specific environmental requirements

Respecting these specific requirements can be reduced significantly environmental negative impacts associated with electric equipments on their full *life cycle* [5].

E. Social aspects

The electric products of *eco-design* can win an easy acceptance from the large public. In this field already are some successes in applying the new design concept. This matter can have a profitable influence about of society.

III. RELATIONSHIP BETWEEN ENVIRONMENTAL MANAGEMENT SYSTEMS AND *ECO-DESIGN*

In accordance with EMAS (communitarian environmental management and audit scheme) or with ISO 14001:2015, environmental management systems are based on "clean & safety" production techniques/technologies having in this respect some common points with *eco-design* [5], [6].

Therefore, one environmental management system, implemented and certified is a good starting point for products *eco-design* approaching.

Key indicators for measuring the environmental performances base on "production units". This kind of indicators can have in the view energy, water, chemical matters consumptions or the quantity of eliminated hazardous wastes [7].

Within a company can't be a single "eco-designer" because the *eco-design* requires one interdisciplinary work approach. For this reason there are much more "entering points" for *eco-design*:

1. *Supply Department* is responsible for dealers selection and for acquisition of components with low contents in hazardous matters;

2. *Marketing Department* will identify the market opportunities from category "green is sold better" and will promote "green efforts" of company;

3. *Research and Development Department* will take into account environmental aspects like a creative tool for innovation and for identification of efficient possibilities;

1. *Environmental Department and Health & Safety Labour Department* will have their specific contribution from environmental protection and respectively, labour security point of view ;

2. *Quality Department* has missions regarding better products achievement, which gives to him one special place within *eco-design*;

3. *Designer or Design Team* if already works within an interdisciplinary framework will have environmental performance only like a supplementary decisional criterion to aide at yours daily activity.

IV. "ECO-DESIGN" STAGES

"Eco-design" stages with adequate activities are guided by International Standard ISO/TR 14062/2002, and include [8]:

1.Planning (Design ideas):

1. To collect data/proofs; To select these in accordance with benefits and reliability; To line their at corporate strategy;

2. To take into account "environmental aspects"; To think "life cycle" [9]; To define "environmental requirements";

3. To analyse external factors; to choose adequate approach of environmental projects; to check selected approach;

4. To perform an "environmental analyse" of referential product.

2. Draft project (Project outlook):

1. To set common idea; To perform an “analyse orientated to *life cycle*”; To define “measurable tasks”;
2. To develop design concept; To fulfil “environmental requirements”;
3. To materialize within a “specification” and to apply the results from the “analyse of referential product”.

3. Detailed design (Project solutions):

1. To apply project approach;
2. To finalize “product specifications “, including “life cycle” considerations:
 - using *eco-design* instruments and data base;
 - searching alternatives for materials with problems;
 - elaborating scenarios regarding “life cycle” for a better understanding of product evolution;
 - analysing assemblies / disassemblies.

4. Checking/prototype (Prototype):

1. To check specifications by prototypes testing;
2. To analyse considerations regarding prototype “life cycle”:
 - doing comparison with previous generation of products;
 - analysing objectives achievement.

5. Production. Launching on the market (Product):

1. To publish communications regarding “environmental aspects”, the best utilization and elimination of product;
2. To take into consideration possible “environmental statement” and its requirements:
 - promoting to clients groups “environmental excellence” of product;
 - underlining supplementary characteristics: quality, costs during utilization;
 - making the users for “green products”.

6. Product analyse:

1. To take into consideration and to evaluate experiences, “environmental aspects and impacts”;
2. Evaluating product success (what arguments really trusted for clients?);
3. Identifying possibilities on later improvement for future generation of products; what innovations will appear (within company or on market)? What are doing the competitors?

V. AN “ECO-DESIGN”STRATEGY

Products optimisation and redesigning are based on 6 **RE** philosophy:

1. **RE**-thinking of product and his functions (for example, how can be efficiently used the product);

2. **RE**-duction of materials and energy consumption during its “life cycle”;
3. **RE**-placement of hazardous substances with “environmental friendly” alternatives;
4. **RE**-cycling. It chooses materials which can be recycled and the product is thought thus so that can be easy disassembly for recycling;
5. **RE**-using. The product is designed thus so that their component parts to be reused;
6. **RE**-covering (repairing). It thinks one easy repaired product, thus so that he doesn't be too quickly replaced.

Initially it was applied **3RE** philosophy (recycling, reusing and recovering). Further, *eco-design* strategy can to have in the view:

1. To check current stage of products: what market requires, what expectations have the client?
2. To identify environmental aspects: which are the relevant environmental aspects of products?
3. To establish objectives and involve departments and suppliers chain;
4. To choose the instruments, checking lists and appropriate guides; to determine the relationship between environmental arguments and costs;
5. To make an analyse of product and to identify potential for improvement;
6. To promote innovation aspects [1].

VI. ”ECO-DESIGN ” PRACTICE

Eco-design concept application means a processional chain according to flow chart shown in Fig. 2. [10].

A. Selection of materials

”Environmentally friendly design” for electric equipments is based on *eco-design* of the electrical insulation systems. In selecting insulation materials should be considered their costs and functional characteristics, as well as, environmental negative impacts, associated with these.

Selection of electro technical materials means to make the following steps:

1. Identification of working environment for the insulation components from equipment ensemble (external or intrinsic, such as working voltage) and of common design requirements, such as: temperature, humidity, composition of insulation material, etc;
2. Examination of properties and specifications for ”candidate” materials. Elimination of those which not meet respective requirements;
3. Analysis of compatibility for all the insulation components to avoid the risk like electro insulating fluid (gas or liquid) to produce one chemical reaction in contact with other components, such as: washers, insulating films, etc.;

4. Evaluation of manufacturing process, costs, product life and re-cycling, as well as environmental negative impacts. Choosing the best material on the base of an technical/economical comparative study;

5. Preparation of samples for tests (according with national / international standards) and submit measurements required by these procedures.

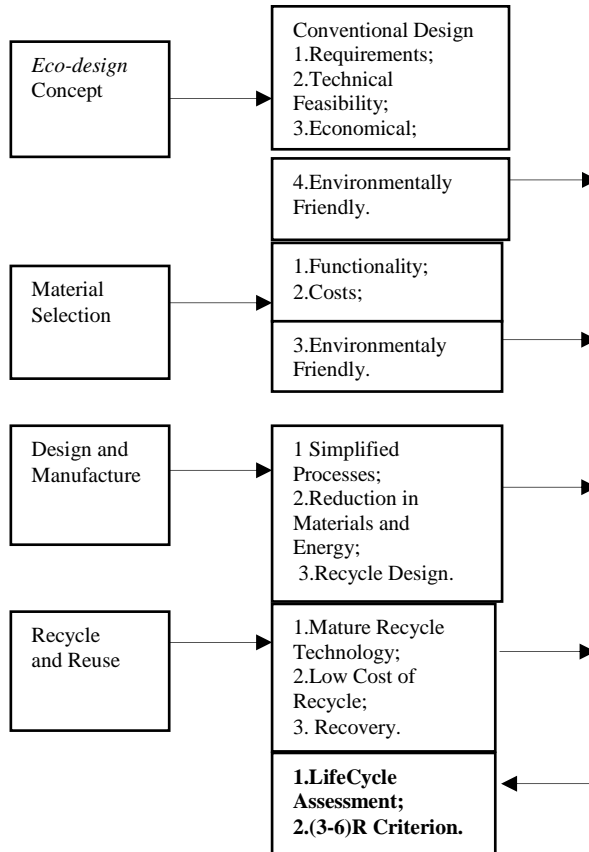


Fig.2. Environmentally friendly design process [1].

B. "Environmentally friendly" insulation materials

Evaluation of environmental negative impacts generated by electric equipments is possible by integration of environmental aspects into product design and development [11], [12], [13]. The environmental impacts should be quantified during all stages of material *life cycle* : manufacture, utilization, and disposal. Some organisms from environmental field (such as, EIME/Environmental Information and Management Explorer, from France) developed software which is used to assess environmental impacts generated by electric equipments [14].

One material can be considered like "environmentally friendly" if he meets firstly, the "3 R criterion", and namely:

1. Can be easily *recycled* using a technology commercially available with minimum costs;
2. So that after reprocessing their characteristics meet further regulated requirements;
3. Can be *recovered* (can reduce of other raw materials consumption by recovery, including repairs of some product/equipment components within is incorporated).

C. Design for "recycle" and "reuse"

A typical design principle for easy *recycle* and *reuse* consists of two elements: avoid the use of components made of mixed materials or use single type of materials.

The key to achieve such kind of design can be considered:

1. Avoiding the use of metal reinforced plastic components;
2. Avoiding the use of metal bolts and nuts and try to promote locking features of the plastic materials;
3. Avoiding the use of glue to prevent environmental pollution during recycling;
4. Using the same type and grade of materials. When this is not possible, should be clearly mark and classify the materials;
5. Avoiding the use of decorating materials, words, paints and protective coatings.

Many years recycling and reusing focused on plastic materials by three methods:

1) Mechanical method

This method is applied for large components, such as external shields and insulation meshes. It involves: classification, decommissioning, identification and pulverising etc.

2) Chemical method

For products of smaller volume, achieved from different materials, their separation isn't easily. In this case can be used a chemical approach, like high temperature decomposition or incineration.

3) Direct conversion

For materials that cannot be reprocessed by the above mentioned methods, direct burning can be used. Although, the application of this method needed a carefully checking of pollutant emission resulted by combustion, it is also a positive environmental impact consisting in fossil fuel saving (especially oil and natural gas).

D. Reduction in the use of materials

To reduce raw materials consumption for electrical products can be take into consideration many aspects. According to Fig. 3, one change in the packaging design of switchgear can significantly reduce the mass of packaging materials.

From Design A to Design B, a one third volume reduction is achieved. In *Table 1*, the changes regarding design concept of packaging are quantified.

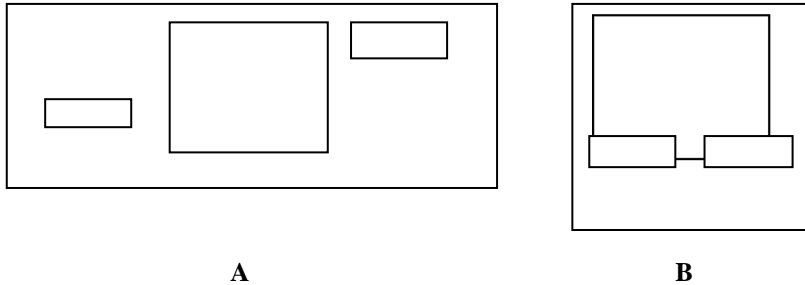


Fig. 3. Diverse manners for switchgear packaging [10].
A). Classical packaging; B). "Environmentally friendly" packaging.

The actual *eco-design* conception combines *Qualitative Assessment of Life Cycle Criteria* with a quantitative method based on the *Product Carbon Footprint*. The calculation of the last indicator means the quantification of the greenhouse gases emissions (kgCO₂ equivalent) during the life cycle of products and services [15].

The „state of the art” in the *eco-design* field is includes in the book from reference [16]. This book considers *eco-design*, a major tool for reducing the environmental impacts of products, services and systems in the context of sustainable development. It covers four key aspects of *eco-design*, applied to electric engineering.

Table 1

Comparison of Design A and B [5]

Materials	Unit	”Design A”	”Design B”
Timber	kg	15	10
Plastic	kg	6	4
Paper	kg	3	2

First, it describes current and future methodologies and standards, including regulations, which apply to electric engineering.

In turn, the second chapter is devoted to energy systems and planning, including constraints on the insertion of equipment into the grid. Components such as transformers and cables, their *eco-design* characteristics and impacts, and their potential to improve the environmental impacts of networks are described in the third chapter.

Lastly, the fourth chapter deals with materials in terms of their performance and ecological impact. In the case of electric equipments, the *eco-design* approach is also connected to the development of renewable energies and energy efficiency.

VII. ECO-DESIGN APPLICATION TO THE MAINTENANCE OF ELECTRIC EQUIPMENTS

Since 1990, the author was deeply involved within environmental protection activities of Romania's National Energy System, leading-between 1990-2004 - specialty departments at the Romanian Electricity Authority (RENEL), National Electricity Company (CONEL) and National Company (CN Transelectrica SA).

During this period he also contributed, personal or within teams, to the theoretical and practical activities focused on the following main environmental objectives:

1. Improving the manufacturing-environment relationship;
2. Implementation of the environmental management system according to the international standard ISO 14 001 in the structures of the Romanian energy companies;
3. Monitoring of environmental impacts and assessment of ecological performance of thermal power plants in Romania];
4. Assessing the impact of electricity networks on the environment;
5. Environmental Impact Assessment in Energy Equipment Maintenance;
6. Knowing and applying *Eco-design* principles;
7. Comparison of ecological performance in the repair of power transformers;
8. Performance indicators in the maintenance of electric equipment;
9. "Green" criteria for choosing materials used in the medium voltage power grid.

Any industrial equipment traverses a *life cycle* which evolves from *design* to *cassation*, passing through more phases which are shown in Fig. 4. The *maintenance* (based especially on repairs) has as a purpose to maintain equipments capacity to fulfil designed functions.

From the study of the technical literature and its own practical work, the author has found that "maintenance", one of the phases of the life cycle of electric equipment, is not sufficiently analyzed and quantified in terms of negative impacts on the environment, including CO₂ emissions involved in the service performed [17], [18], [19] [20].

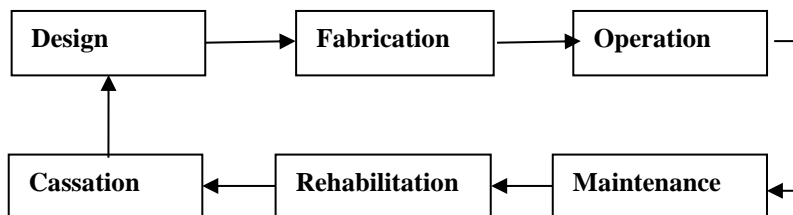


Fig.4. *Life Cycle* phases of industrial equipments [21].

At an organisation (company) which performs maintenance services, can be distinguished environmental aspects:

- associated to the "entrances": raw materials consumption; natural resources consumption; energy consumption;
- associated to the "exits": air emissions; exhausted fluids; wastes, etc.

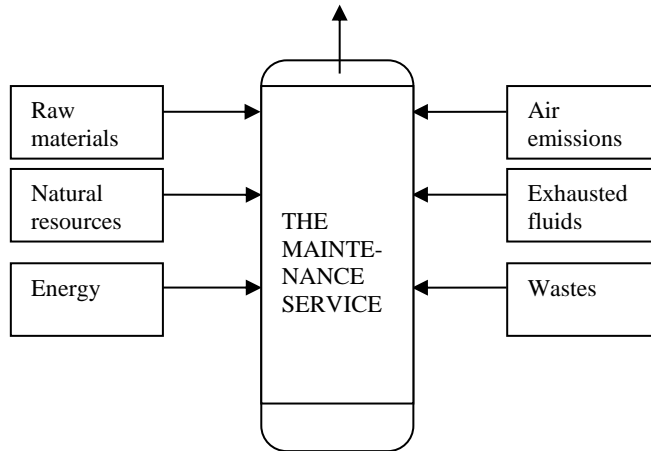


Fig. 5. "Environmental- material balance at an organization with maintenance activity [21].

"Environmental balance" for a maintenance service, includes the sum of *environmental impacts* adequate associated *environmental aspects*, caused by material and energy quantities which enter and exit from service contour (Fig.5).

At the present, the most discussed problem at global scale is focused on the „climate changes”, caused by „greenhouse gas (GHG) emissions”. The largest single human contribution to GHG emissions is carbon dioxide (CO₂). Starting from this reality, the work proposes two indicators for evaluation of environmental performance in maintenance activity of industrial equipments, namely:

1. *The absolute indicator - CO₂ emission involved in the service (E_s) [kg CO₂]*”;
2. *The relative indicator- CO₂ specific emission involved in the service(e_s) [kg CO₂/euro]*”.

The first indicator results from a “power approach” of the “environmental balance” (“Fig.5”) which allows the calculation of “energy involved in service” (**W_s**).

This energy is turn into “equivalent fuel” (**B_s**) and finally into “CO₂ emission involved in the service” (**E_s**).

The second ones (**e_s**) results by division of “(**E_s**) to the “total financial value of maintenance service” (**V_s**), expressed in euro.

A practical application for calculation of these indicators in the case of two power transformers repair, started from the ”material balances” shown in table 2 and 3.

According to the calculation methodology presented above, the comparison indicators W_s , E_s , V_s and e_s are shown in Table 4.

(E_s) puts in evidence only absolute value of environmental aspects. (e_s) is relevant because shows practically, *with what environmental impact (kg CO₂) is obtained each monetary unit ((1 euro) accordingly with performed service.*

From environmental point of view, the repair of second transformer is more efficient because for obtaining of each monetary unit (1 euro) is produced an environmental impact of 0.675 kg CO₂ as compared with 1 482 kg CO₂, corresponding to the first transformer repair.

Table 2

Elements of „material balance” at transformer 250 kVA, 20/0.4 kV repair [21]

Material consumption [kg]	Energy consumption [kWh]	Wastes [kg]
Oil: 330.6	694.5	Oil:320.2
Rubber: 5.0	-	Rubber: 4.0
Paper:3.0	-	Paper:3.0
Cardboard:6.0	-	Cardboard:6.0
Paint:1.0	-	-
Diluent:1.0	-	-
Cu: 101.5	-	Cu: 95.0

Table 3

Elements of ”material balance”at Transformer 16 MVA, 110/22 kV repair [21]

Material consumption [kg]	Energy consumption [kWh]	Wastes [kg]
Oil: 12 190	9 737	Oil: 9 634
Rubber: 130	-	Rubber: 120
Paper:1 000	-	Paper: 900
Cardboard: 2 300	-	Cardboard: 1 900
Paint: 24	-	-
Diluent: 20	-	-
SnZn: 6	-	Cu: 95

Table 4

Elements of ”environmental ”comparison” [21]

Indicators	Transformer 250 kVA, 20/0.4 kV repair	Transformer 16 MVA, 110/22 kV repair
W_s [GJ]	46.7	1 070.5
E_s [kg CO ₂]	4 954.7	113 468.3
V_s [euro]	3 343	168 182
e_s [kgCO ₂ /euro]	1.482	0.675

VIII. CONCLUSIONS

1. *Eco-design* is a current practice absolutely necessary.
2. To be truly effective, is needed as involved CO₂ emissions (carbon footprint) to be correctly assessed in all phases of the *life cycle of products or services*, including in the *maintenance phase*.
3. The advantages of *eco-design* application are: *Creativity and innovation; Low manufactured costs; Superior quality of the product; More guarantees; "Green is better sold"*.
4. The proposed indicators from this paper can be used on different organizational levels, having two main advantages:
 1. to assist the Management to find all category of losses (raw material, natural resources, energy) and to take efficient corrective and preventive actions;
 2. to complete environmental protection data base and to compare environmental performance on different level of maintenance services.

REFERENCES

- [1] Schischke, K., Hagelken, M., Steffenhagen, G. *Eco-Design Awareness Raising Campaign for Electrical & Electronics SMEs*. Fraunhofer IZM Berlin, Germany. Available at: ecodesignarc@izm.fraunhofer.de. (accessed 25.07.2014).
- [2] *** *Directive 2012/19/EU on the wastes from electric and electronic equipment*.
- [3] *** *Directive 2011/65/EU on the restriction of the use of certain hazardous substances in electrical and electronic equipment*.
- [4] *SR EN ISO 9001:2015. Quality management systems. Requirements*. ASRO, Bucharest (In Romanian).
- [5] *SR EN ISO 14001:2015. Environmental management systems. Requirements*. ASRO, Bucharest (In Romanian).
- [6] *ISO 45 001:2018. Occupational health and safety management systems. Requirements*. ASRO, Bucharest (In Romanian).
- [7] *** *Sustainable development*. Information and Documentation Office for the Environment Infoterra, 2002, Bucharest (In Romanian).
- [8] *** *Legislation and environmental regulations*. Information and Documentation Office for the Environment Infoterra, 2003, Bucharest (In Romanian)
- [9] *** *SR EN ISO 14040:2007 (Romanian version). Environmental management. Life cycle assessment. Principles and framework*. ASRO, Bucharest, Second Edition, June 2008.
- [10] Wenjie, Qi., Shengtao, Li., Falkingham, Leslie., Hassanzadeh Mehrdad., James, Ian. *Environmentally Friendly Design for Electrical Insulation System*. Available at: www.vil.org.uk. (accessed 21.07. 2014).
- [11] *** *Regulation (EC) No.1221/2009 of the European Parliament and of the Council of 25 November on the voluntary participation by organisations in a Community eco-management and audit scheme (EMAS)*.

- [12] Tsutsuianu, O. (2006); (2011) *Environmental Performance Evaluation and Reporting. Environmental Indicators*. AGIR Press, Bucharest (In Romanian).
- [13] *** SR ISO/TR 14062/2008 (Romanian version). *Environmental management. Integrating environmental aspects into product design and development*. ASRO, Bucharest, First Edition, September 2008.
- [14] *** *Environmental Information and Management Explorer (EIME)*. Available at: www.Codde.fr. (accessed 25.07. 2014).
- [15] Sanyé-Mengnal, E., Lozano, R.G., Farreny,R., Oliver-Solá,J., Gasol,C., Rieradevall,J. *Introduction to the Eco-Design Methodology and Role of Product Carbon Footprint*. Available at:[www.researchgate.net publication](http://www.researchgate.net/publication) (accessed 27.03.2019).
- [16] Bessède J. L. *Eco-Design in Electrical Engineering*. Springer International Publishing AG, Cham, Switzerland, 2018.
- [17] *** *Romanian Government Decision no. 1043/2007 on eco-design requirements for energy-using products*. The Official Gazette of Romania, 12.09.2007. (In Romanian).
- [18] Pralea ,J. *Ecological materials used in eco-design*. (In Romanian) Available at www.academia.edu (accessed 12.06. 2019).
- [19] Amza, G. *Eco-technology*. Printech, Bucharest, 2007.(In Romanian).
- [20] Vasilescu,E. *Eco-design of processes in materials engineering*. AGIR Bulletin, no.1, 2017, pp.166-170. (In Romanian).
- [21] Tsutsuianu,O. *Environmental Performance Indicators into Maintenance Activity of Industrial Equipments.* „Calitatea, acces la success”,[”The quality, access to success”-Romanian Magazine] 2015, vol.16, no.144, pp.91-93 (In English).

O SCURTĂ PRIVIRE ASUPRA PANORAMICULUI DE GAZE COMBUSTIBILE GEOGENE DIN ROMANIA¹

Ing. Constantin CAPRARU

Consilier CNR-CME

Abstract. The paper intends to bring to the attention of a basic subject in the whole structure related to the energy resources of Romania. This constitutes the preamble of an algorithm for targeting programmatic targets, for a national level background assessment of the oil potential, as a material balance of the discovered and undiscovered resources, with medium and long term forecasts. This material is a call for authorities responsible for sliding into programmatic areas, with profitable application targets for the country's energy balance, with the contribution of fossil natural gases. It is a call for the use of local intellectual and infrastructure capacities, for a wide and complex cooperation at national and community level.

Keywords: Geological resources, energy balance, infrastructure

Rezumat. Lucrarea și-a propus să aducă în atenție un subiect de bază în ansamblul structurii legate de resursele energetice ale României. Aceasta se constituie ca preambul al unui algoritm de direcționare spre ținte programatice, pentru o evaluare de fond, la nivel național, a potențialului petroligen, ca un bilanț material al resurselor descoperite și nedescoperite, cu previziuni de anticipație pe termen mediu și lung. Prezentul material este un apel pentru autoritățile responsabile de a glisa spre areale programatice, cu ținte aplicative profitabile pentru balanța energetică a țării, cu aportul gazelelor naturale fosile. Este o chemare la folosirea capacităților autohtone intelectuale și de infrastructură, la o largă și complexă cooperare la nivel național și comunitar.

Cuvinte cheie: Resurse geologice, balanța energetică, infrastructură

MOZAICUL GEOLOGIC AL SUBSOLULUI SEDIMENTAR

Caracterele definitorii, de ordin tectonostratigrafic, de geneză și de acumulare a hidrocarburilor, conferă arealului țării un conținut divers, cu aspect de mozaic. Piesele principale ale mozaicului se referă la: ● Sisteme de zone alpine; ● Sisteme de platformă; ● Zone offshore, platformice/slop; ● Hidrocarburi de biogeneză și termogeneză; ● Zăcămintele în rezervoare de tip granular sau/și de tip masiv; ● Structuri de tip boltit, faliat, nefaliat, diapire, stratigrafice, litologice, blocuri faliat.

¹ Expunere la Conferința „ **Gazul natural, resursa vitală pentru România**“ 23 Mai 2019
organizatori OMV Petrom < CNR-CME

PREZENȚA HIDROCARBURILOR ÎN ADÂNCURILE SUBSOLULUI ȘI LA SUPRAFAȚĂ

Natura, în evoluția sa cronostrigrafică, a metamorfozat pe parcursul ei elemente și factori primari, care au controlat formarea și localizarea hidrocarburilor în fazele de stare cunoscute (gaze și lichide) în asociere cu apele fosile.

Sunt localizate și cunoscute: ● Emanații libere continui, sub formă de vulcani noroioși și/sau focuri nestinse; ● Izvoare de țiței în deschideri naturale; ● Acumulări formate și conservate de la mici adâncimi, până la peste 5000 m adâncime.

*

Trei factori importanți controlează acumularea subterestră a petrolului, considerați ca esențiali și cu rol activ în sistemul petroligen: (1) volumetric (o generare adecvată se înregistrează în timpul formării capcanelor sau ulterior); (2) migrarea (o geometrie potrivită pe traseul către acumulări consistente); (3) capcane volumetrice adecvate, capabile să rețină petrolul generat din perioadele vechi spre noi [1].

*

Spre o comprehensivă înțelegere a relațiilor disciplinare și interdisciplinare ale factorilor naturali chimici și fizici ai hidrocarburilor, a condițiilor de zăcământ, a instrumentelor de monitorizare a exploatarii comerciale, ca terminologii și atribute, este necesar să consemnăm un sumar al acestor elemente.

VOLUMUL DE SEDIMENTAR: SUPRAFAȚĂ ȘI GROSIME

Consensual, originea organică a hidrocarburilor se referă exclusiv la depozitele sedimentare. Aici s-au *putut întâlni factorii care au intrat în reacția de transformare* și fenomenele de acumulare a resurselor de țiței și de gaze.

Teritoriul de sedimentare din România, per total, este evaluat la circa 163.000 km², din care 80% uscat și 20% marin. Pe unități tectonice majore suprafețele se repartizează astfel:

a/ uscat 130.000 km², din care: ● Platforma Moesică 42.000 km²; ● Platforma Moldovenească 11.600 km²; ● Depresiunea Bârlad 2.300 km²; ● Promontoriul Nord Dobrogean 2500 km²; ● Depresiunea Precarpatica 26.000 km²; ● Bazinul Transilvaniei 21.000 km²; ● Bazinul Panonic 22.000 km²; ● Depresiunea Maramureș 2.600 km².

b/ marin 33.000 km², din care: ● Platforma continentală (fundul marin < 100m) 23.000 km²; ● Slop continental (fundul marin > 100m) 10.000 km².

Evaluarea datele de mai sus aparțin autorului și sunt susceptibile de modificări. Autoritățile competente nu au comunicat oficial suprafețele legate de resursele de hidrocarburi, descoperite și de descoperit.

Grosimea, ca a treia dimensiune a sedimentarului, datele consemnate până în prezent, din foraje și din extrapolări, arată valori maxime de peste 7000 m foraj Băicoi și peste 10-12.000 m în zona Focșani, foraj și extrapolare.

ELEMENTE PRIMARE ÎN GENEZA HIDROCARBURILOR¹. CARACTERE FIZICO-CHIMICE

Sistemul petroligen este legat de paleofactori ambientali, pe un consistent parcurs de timp, și cu implicații în conținutul și în volumul materiei organice. Altfel spus, sistemul se înscrie într-un comportament multifazic în continuă mișcare și transformare: ● Materia primă, generatoare de hidrocarburi, își are originea în depozitele sedimentare din mediul terestru și din mediul marin; ● Conținutul organic provine, atât din regnul animal, cât și din regnul vegetal (plancton și fitoplancton); ● Sursa organică deține un conținut bogat de H și C, în asociație cu alte elemente secundare; ● Subsidența subterestră a materiei organice se înscrie într-un proces de diagenază de mediu anaerob, cu evoluții spre hidrocarburi; ● Litofaciesul cu conținut organic, prin compactare de subsidență, formează pe scara cronostratigrafică suite de roci sursă (*source rocks*); ● Rocile sursă, legate de arealul sedimentar din România, pe scară stratigrafică se grupează pe trei niveleuri:

1. Paleozoic (450 mil. ani),
2. Mesozoic (250 mil. ani) și
3. Cenozoic (65 mil. ani)

Hidrocarburile, aparțin de două categorii, diferențiate, după greutatea moleculară; (1) gaze libere și (2) țiței și condens.

Conform definițiilor din legea Petrolului nr.328/2004:

Petrolul reprezintă substanțele minerale combustibile constituite din amestecuri de hidrocarburi naturale, acumulate în scoarța terestră și care, în condiții de suprafață, se prezintă în stare gazoasă, sub forma de gaze naturale sau lichida sub forma de țiței și condensat.

Gazele naturale, gazele libere din zăcăminte de gaz metan, gazele dizolvate în țiței, precum și gazele rezultate din extracția sau separarea hidrocarburilor lichide.

Gazele, în suita compoziției moleculare a petrolului, debutează cu CH_4 metanul, până la propan, C_4H_{10} . În acest segment, metan-propan, proporția diferită a componentilor moleculari imprimă două categorii: **gaze sărace**, cu conținut ridicat de metan, până la 99% și **gaze umede** cu conținut maxim de metan de 85%. De fapt, limita superioară a gazelor umede constituie granița gaz/condens

În lucrarea de față ne-am propus să prezentăm o integrală a gazelor naturale, component al genericului petrol. Se păstrează instrumentele și procedurile de identificare, de ordin comun pentru petrol dar și cele specifice pentru gaze. În această integrală, pentru prima dată sunt prezentate derivatele gazelor, atât ca geneză, cât și condiții de acumulare, între convențional și neconvențional.

*

¹ **Hidrocarburi:** Orice component organic, gazos, lichid sau solid, cu un conținut exclusiv de carbon (C) și hidrogen (H) (conform Glossary of Geology//American Geological Institute .

Roci sursă de gaze. O rocă capabilă de generarea și expulzarea gazului de la timpuri vechi, spre timpuri actuale și viitoare. O apariție naturală de gaz poate proveni din două surse: (1) roci humice, (cârbune-predominant metan) fără formare de petrol și (2) roci clastice, carbonatate, depozitate în timpul formării petrolului sau mai târziu¹.

*

CINEMATICA DE TRANSFORMARE: MATERIE ORGANICA/HIDROCARBURI

Din rocile sursă, analizate în laborator (*Rock Evaluation*), pot fi consemnate fracții de hidrocarburi, prin solvenți organici, sau prin piroliză, pentru kerogen, nonreactiv la solvenți.

Tot analizele de laborator asupra kerogenului ne oferă date asupra mediului de formare: Tipul I-mediul lacustrin; Tipul II-mediul marin, planctonic; Tipul III-mediul cu acumulări de plante terestre. Într-un cadru consensual, geneza hidrocarburilor este subordonată unor factori comuni pentru țiței și pentru gaze. Pe traseul timpului geologic, de la nou spre vechi (catageneza), cele două fracții de stare: gaz și lichid, prezintă diferențieri calitative și cantitative. Factorii calitativi sunt asociați de tipul materiei organice primare, iar factorii cantitativi, presiuni și temperaturi, asociate de metabolismul de etapă.

Experiențele și studiile de caz au consemnat că o reacție de transformare termogenă a materiei organice în petrol, comportă valori minime de adâncime (800m-1200m), și temperaturi de 70⁰C-80⁰C.

Figurile 1 și 2², schitează generarea petrolului, cu cele două componente de fază, funcție de timp și de raporturile de conținut molecular, defazate de tipurile de kerogen (I, II, III).

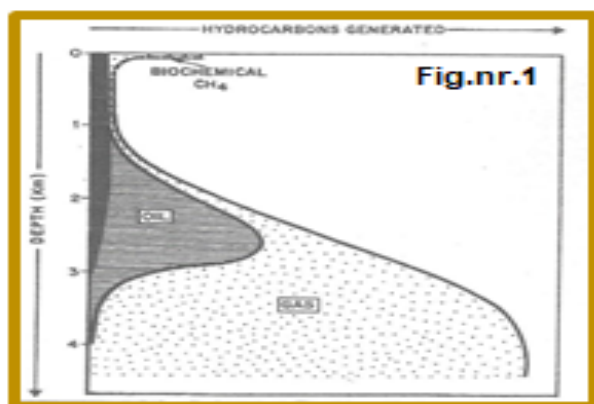


Fig. 1. Hidrocarburi generate vs adâncime.

¹ Geological Nomenclature, Royal Geological and Mining Society of the Netherland/1980

² AAPG nr.5/1984 BP Tissot

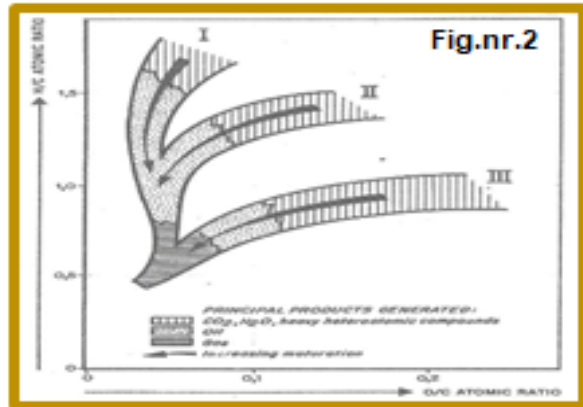


Fig. 2. Faze fluide generate, index H/C & O/C.

Datele de conținut în hidrocarburi, obținute prin RockEval, sunt suportul în calculele analitice privind potențialul genetic, local sau global. Într-un consens mai larg este factorul **SPI**, (Source Potential Index) prezentat în Figura 3.

Statistici, legate de acest domeniu, indică pentru SPI, exprimat în kilograme hidrocarburi ($S_1 + S_2$) per metru pătrat de suprafață de rocă sursă, valori ce pot varia între 1 și 65¹.

La atingerea punctelor critice de formare moleculară a gazelor, acestea, prin difuzie, se înscriu pe un parcurs de migrare, esențial controlat de factorul gravitațional, dar și de factori de absorbție și adsorbție.

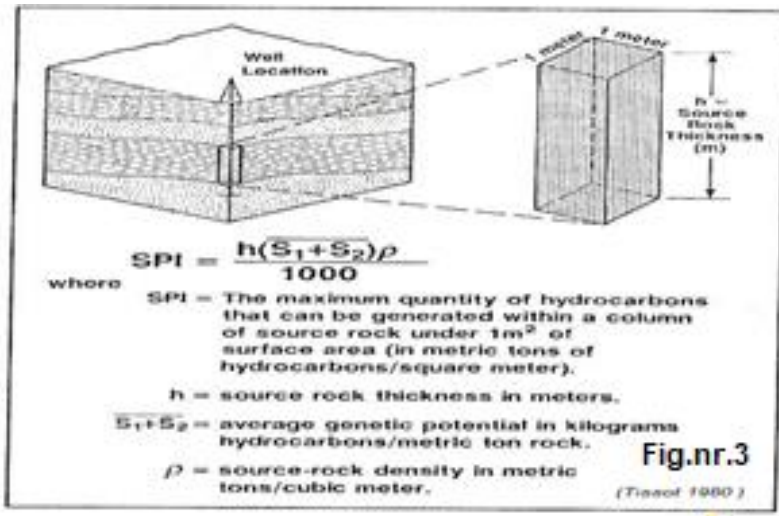


Fig. 3. Factorul SPI (Source Potential Index).

¹ AAPG nr.19-1991-Genetic Classification of Petroleum Systems/G.Demaison et al

Tot în procesul cinematic de migrare sunt prezenți factorii de presiune diferențială cu implicare directă în procesul de efuzie al gazelor, consemnat ca prezent în apele fosile de ambient.

În scenariul de formare și de localizare a resurselor de petrol, în Figura 4 se prezintă, în mod sintetic, o schiță de paleoreconstrucție a subsidenței sedimentelor, a intervalului de geneză din roca sursă, ca punct de plecare pentru justificarea, prin migrare, a poziției actuale a resurselor.

Graficul este util, atât pentru caracterizarea rezervele probate, dovedite, dar și pentru cele previzionate. De asemea, corelarea cu datele SPI poate oferi precizări cu privire la stadiul de catageneză a hidrocarburilor, de la incipient la matur. Asemenea corelări pot apropia prevederile asupra cuantumului de resurse din incert și posibil, spre virtual.

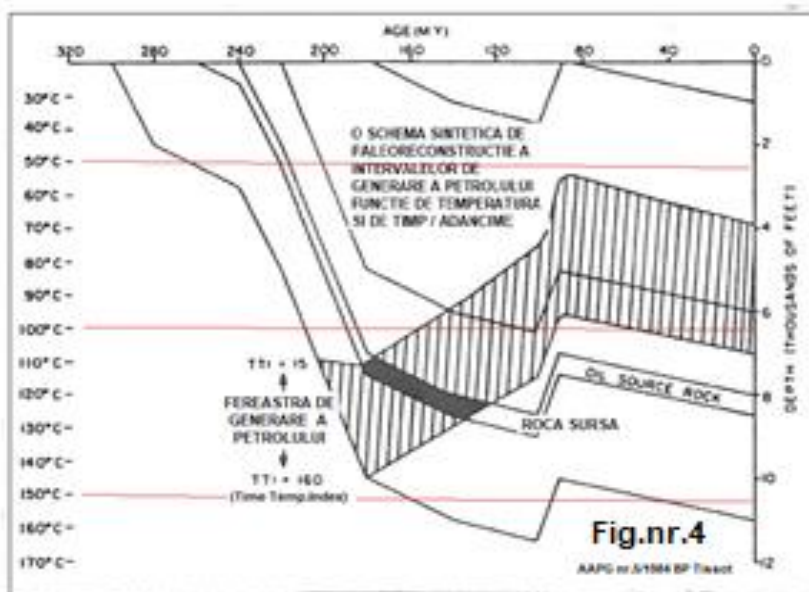


Fig. 4. Paleoreconstrucție generare petrol.

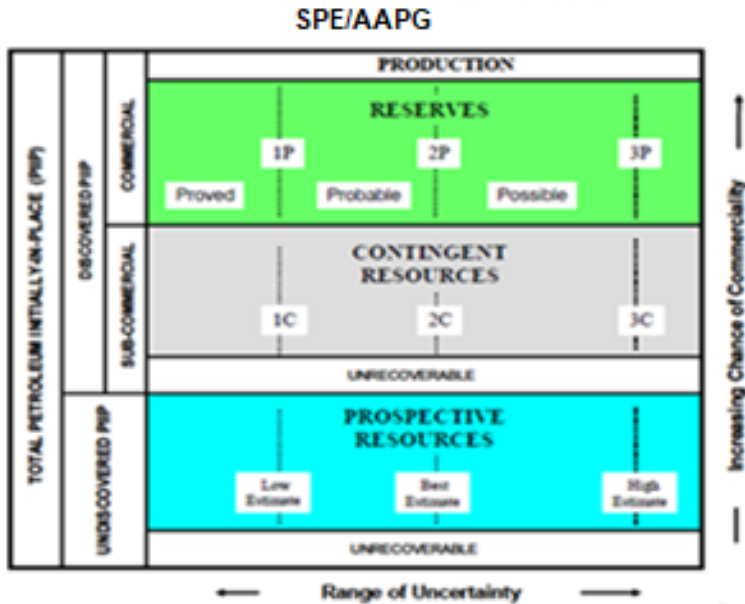
RESURSE, REZERVE – NORME DE CALCUL ȘI DE CLASIFICARE-

În procedurile manageriale de administrare și de operare a obiectivelor din domeniul explorare-producție, metodele de calcul și definirea categoriilor de resurse-rezerve ocupă un loc important. Gradul de cunoaștere al parametrilor de zăcământ condiționează volumul și grupa, categoria și sub categoria de resurse-rezerve.

Clasificarea resurse rezerve este indicată în tabelul 1.

Tabelul 1

Clasificare Resurse / Rezerve



*

Metodele de calcul se înscriu pe câteva culuoaare de referință cum sunt: (1) volumetric; (2) statistic; (3) declin de producție; (4) bilanț material; (5) (altele).

Astfel de elemente au un larg consens, adoptat de entități naționale sau corporative. Evaluarea și poziționarea clasificată a resurselor-rezervelor, constituie un instrument indispensabil de lucru în planurile de operare, atât pentru justificarea investițiilor (capex), cât și pentru cheltuielile în domeniile de operare (opex). În cazul actual al României, ar fi de reținut că un larg câmp de aplicare îl oferă programele de reconversie a rezervelor din neprofitabile în comerciale, acceptate de condițiile concurențiale de piață.

La definirea categoriilor de resurse–rezerve, este de menționat că entități responsabile, la nivel național și corporativ, nu au întrunit un consens de înscriere și raportare. Spre exemplu, Ministerul Energiei, în proiectul de Strategie Energetică, „ediția 2018”, la resurse primare, omite grupa „neconvențional”. ANRM nu a oficializat înscrierea categoriei „contingent” și a grupei „neconvențional”, în timp ce Romgaz acceptă doar în comunicări aleatoare termenul de „gaz neconvențional” (*tight gas*), dar nu are o înscriere de bilanț anual. OMV Petrom și-a declarat non interesul pentru „neconvențional” și nu este inclus în țințele de strategie ale Companiei.

Auditul rezervelor probate reprezintă instrumentul de reducere a subiectivismului și o apropiere de virtual. Auditul rezervelor provine din domeniul financiar, și ca trăsături comune el trebuie să dețină un grad de independență față de autorii de calcul. Auditul este acceptat și practicat la nivel operativ, corporativ, intern, și la nivel extern, contractual sau instituțional. În România, organul de audit instituțional este ANRM.

TERMENI ȘI TERMINOLOGII

Spre a progresa în spațiul gnoseologic al resurselor și al rezervelor de hidrocarburi este necesar să avem în atenție și alți factori importanți, definatorii, cum sunt: **Sistemul convențional și sistemul neconvențional de localizare al gazelor.**

În parcursul de migrare, având ca punct de plecare locul de transformare cinetică a materiei organice, gazele se pot localiza discontinuu, în capcane de tip convențional, și/sau continuu, în areale de tip neconvențional (Fig.5).

Ca atare este de reținut că gazele de tip convențional și gazele de tip neconvențional provin din aceeași sursă și nu prezintă diferențieri de ordin chimico-fizic. Diferențierea, în principal este de ordin petrofizic și chimicofizic.

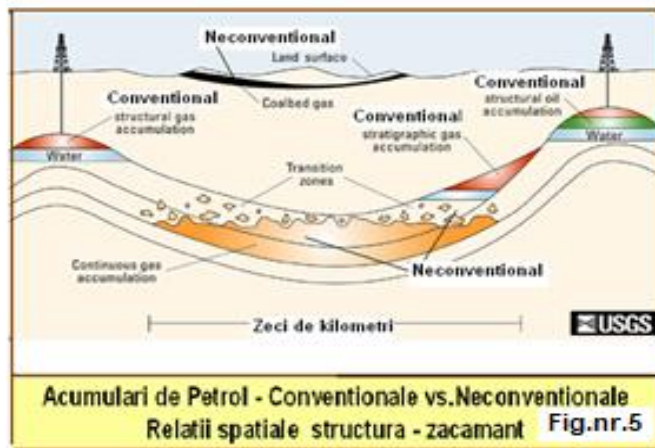


Fig. 5

SISTEMUL CONVENȚIONAL DISCONTINUU

- o Acumulări combustibile de origine organică, localizate în capcane de tip structural, stratigrafic sau litologic.

- o Separarea (Segregarea) fluidelor asociate (gaze, apă), provenite din procesul original de geneză, se realizează pe baze exclusiv gravitaționale (limite nete, izobatice, gaze/apă).

o Explorarea și dezvoltarea se realizează prin tehnici și tehnologii larg răspândite și consacrate în plan aplicativ.

SISTEMUL NECONVENȚIONAL, CONTINUU

3. Segregarea fluidelor originale: gaze, apă, se realizează, în principal, prin rolul factorilor hidrodinamici și, în secundar, factorilor gravitaționali. Capacitatea de curgere a fluidelor din rocile rezervor, condiționată de porozitate și de permeabilitate este inferioară sistemului convențional.

4. Sistemele de tip regional, global, sunt considerate cu un potențial major în resursele totale de gaze, conferit de suprafața majoră continuă.

5. Investigarea resurselor, dezvoltarea și extracția, necesită tehnologii și procese complementare și avansate, neconvenționale

ACUMULĂRI DE GAZE NECONVENȚIALE. DEFINIȚII – CARACTERE - CATEGORII

Aspectele principale privind acumulările de gaze neconvenționale sunt:

- A cumulari de mase organice combustibile rezultate din procese termogenice și biogenice, repartizate pe sisteme și tipuri.
- Sistemul neconventional CONTINUU. De regula, extracontural sistemului convențional discontinuu
- Gazele asociate bazinelor carbonifere (CBM), generate de biomasa paralică.
- Rezervoare slab permeabile (Tight Gas).
- Gaze cu putere calorică scăzută (Low Btu).
- Gaz hidratații.
- Alte gaze neconvenționale (gaze în soluția apelor geotermale, gaze cu asociați necombustibili/ Stranded Gas)

Din datele istorice de producție și a factorilor de recuperare realizați s-au evaluat resursele și rezervele convenționale de hidrocarburi (Tabelul 2).

Un asemenea calcul sintetic al resurselor convenționale nu poate conduce la valori așa cum sunt consemnate în tabelul 2. Pentru simplificare, calculul s-a bazat pe raporturile actuale și de perspectivă între extracția cumulativă și factorul de recuperare realizat sau final previzionat. Acești factori pentru țitei sunt de 30%-32% iar pentru gaze de 60%-70%.

În ce privește evaluarea rezervelor neconvenționale, consemnate în Tabelul nr.3, acestea se referă doar la gaze. Factorii de calcul sunt arbitrari, dar derivați din similitudini ce provin din spațiul cunoscut, convențional.

Tabelul 2

**Resurse convenționale descoperite
și de descoperit**

Resursa geologica totala	titei	mil.tone	2800
	gaze	milrd.mc	940
descoperita	titei	mil.tone	2600
	gaze	milrd.mc	640
de descoperit	titei	mil.tone	200
	gaze	milrd.mc	300

**GAZE COMBUSTIBILE GEOGENE DE TIP NECONVENȚIONAL.
FACTORI ARBITRARI PENTRU ECUAȚIILE DE EVALUARE
ÎNTRU RESURSE ȘI REZERVA**

În calculele de evaluare a resurselor rezerve, valorile factorilor analitici pentru cazul neconvențional pot fi diferiți de convențional. Pentru studiile de caz sunt previzibile adaptări și modificări.

Tabelul 3

Gaze geogene neconvenționale în România

Categoria	Evaluare prospectivaa milrd.mc	Rata succes explorare %	Evaluare post explorare milrd. mc	Factor de recuper. %	Rezerva recuper milrd.mc
a/ major					
Tight gas	256	80	205	50	102
Gaze sist	900	50	450	10-20	45-90
DCGS	< 237	80	<190	30-50	< 57-95
Gaz hidrati	800	50	400	20	80
Total a/	< 2193		< 1245	x	< 284-367
b/alte					
C B M	< 40			50	<20
Emanatii libere	30			50	15
Total b/	< 70				<35
TOTAL a+b	<2263				<319-402

UN MODUL DE CALCUL PENTRU RESURSE GEOLOGICE DE GAZE (ÎN SISTEM CONTINUU)

Într-o evaluare teoretică a volumului de gaze neconvenționale, s-a luat în considerație metoda volumetrică. Factorii de calcul ai sistemului poros-permeabil, ca porozități, saturație, sunt derivați din sistemul continuu.

Spre a oferi un modul variabil, în ecuațiile de calcul s-a operat cu factori constanți ca suprafață și factori variabili la grosime, porozitate, saturație.

Pe baza criteriilor și a instrumentelor de operare în poziționarea resurselor de gaze și în cuantumulire de nivel cantitativ, s-a procedat la un calcul probabilistic, la nivel național pentru categoria de gaze neconvenționale (Tabelul 4). Organele abilitate nu s-au pronunțat până în prezent spre o asemenea integrală.

Tabelul 4

Modul de caz (Calcul resurse geologice de gaze în sistem continuu)

roca bruta mc	grosime k m	mc ·10 ⁶	porozit%	vol poros mc ·10 ⁶	sat gaze %	vol gaze mc·10 ⁶	
10⁹	0.025	25.00		3.75	0.2	0.75	
			0.15		0.3	0.825	
					0.5	1.875	
				5		0.2	1.0
			0.20			0.3	1.5
						0.5	2.5
				6.25		0.2	1.25
			0.25			0.3	1.87
						0.5	3.12
		0.050	50,00		7.5	0.2	1.5
	0.15			0.3		2.25	
				0.5		3.75	
				10.0		0.2	2.0
	0.20					0.3	3.0
						0.5	5.0
				12.50		0.2	2.5
	0.25					0.3	3.75
						0.5	6.25
		0.100	100,00		15.0	0.2	3.0
	0.15			0.3		4.5	
				0.5		7.5	
				20.0		0.2	4.00
	0.20					0.3	6,00
						0.5	10
	25.0				0.2	5	
0.25					0.3	7.5	
					0.5	12.5	

Valorile, așa cum au fost prezentate de unii autori pentru cazuri locale, sau apreciate din extrapolări, situează, la capitolul de resurse geologice, un total de peste 2.200 miliarde m³. În top se situează gazele de șist la 40%, gaz-hidrații la 36% și gazele din sistem continuu, DCGS, la 10%. Resursele geologice amendate cu factorii de succes ai explorării și factorii de recuperare conduc la un volum posibil comercial cuprins între circa 300-400 miliarde m³. Tîght gas apare însă pe prima poziție, cu o pondere de 25%-32%, urmat de DCGS cu 18%-26%.

Factorii unitari de calcul proveniți din extrapolări dețin un înalt grad de probabilitate, ei fiind susceptibili de schimbări în măsura obținerii, prin studii de caz, de date fizice reale.

RĂSPÂNDIREA ZĂCĂMINTELOR DE GAZE COMERCIALE PE TERTORIUL ROMÂNIEI

Harta actuală a zăcămintelor de petrol din arealul uscat și marin al României (Fig.6) , consemnează, în prezent, pentru gaze, aproximativ un număr de 340 zăcăminte și aproape 10.000 de sonde de extracție. La nivelul anului 2018, cei doi mari producători au raportat o producție de 10.113 miliarde m³ (Romgaz 53%; Petrom 47%). Precizăm că în distribuția zăcămintelor ,acestea pot fi exclusiv de gaze libere (Bazinul Transilvaniei) și, în succesiune, libere sau asociate cu petrolul.

Petrom, în statisticile sale, nu diferențiază numărul de sonde și de zăcăminte pe gaze și pe țiței.



Fig. 6. România – Harta zăcămintelor de petrol.

CONCLUZII

- ❖ In ecuațiile de evaluare au fost folosite ca instrumente de lucru, metodologii de consens, analogice, volumetrice, de bilanț, la care s-au adăugat simulări de caz.
- ❖ Datele de referință introduse în ecuații, în simulări, în modelări, în sinteze, au provenit din înregistrări reale și din extrapolări.
- ❖ Datele de evaluare a resurselor au avut în vedere atingerea unui nivel stohastic, specific pentru cazul României 2018.
- ❖ Valorile finale s-au bazat pe medii ponderate cu un grad virtual pronunțat.
- ❖ La convergența instrumentelor de lucru, consensuale, sau ai operatorilor de sistem, spre ținte virtuale de bilanț, s-a adăugat și experiența de execuție și de management a autorului.
- ❖ Bilanțul total, 2018, al resurselor de gaze naturale geogene actual este înscris și limitat doar la resurse descoperite, de tip conventional.
- ❖ Prin expunerea de față bilanțul a fost completat pentru prima dată cu resursele neconventionale.
- ❖ Bilanțul total, conventional + neconventional, se localizează într-o poziție preliminară, de pioner.
- ❖ Datele de bilanț total, oferă o bază de discuții, de completări, de optimizări.
- ❖ Principali beneficiari ai bilanțului total al resurselor de gaze, sunt autoritățile centrale cu sarcini și responsabilități specifice, în gestionarea și administrarea resurselor de hidrocarburi.
- ❖ Prezentarea nu și-a propus, și nu a expus spre informare și dezbateri aspecte de ordin juridic, legislativ, financiar, protecția mediului, geopolitic.

STOCAREA ENERGIEI ELECTRICE – O PRIORITATE PENTRU ECONOMIA ROMANIEI

Ioan JELEV¹, Viorica JELEV²

¹ Academia de Științe Agricole și Silvicultură

² Facultatea de Științe Economice, Universitatea Spiru Haret
ijelev@yahoo.com; jelevviorica@yahoo.com

Abstract. The pumped-storage plants (PSPs) are a highly efficient solution in terms of balancing load within the overall power system during a day, with quick intervention capacity in the national electric power system, depending on the supply and demand of energy. Unlike conventional hydroelectric plants, a pumped storage system requires two water reservoirs located at different elevations, an upper and a lower reservoir. When the electricity demand in the system is low (usually at night) water is pumped up to the upper reservoir and during higher demand periods, water is released back into the lower reservoir through turbines, to produce electric power. Although the energy losses during the pumping process diminishes the efficiency, the system increases revenue by the low-cost surplus off-peak electric power. Several possible sites were considered and thus, the Tarnița - Lăpușești site on the Someșul Cald River was chosen and, as an alternative, the Topolog Argeș – Stâna Mare site. A complex hydraulic transients analysis in the water pipes and diversion tunnels of the two plants was performed both in the absence of protection devices and in the presence of a surge tank on the low-pressure diversion tunnels and of a pressurized surge tank on the high-pressure pipe. Two basic components of the hydropower construction scheme, a penstock and a pressure shaft were analysed. In case of pressure shaft, an open level surge tank must be provided instead of a pressurized surge tank. The paper summarizes the obtained results and the envisaged pumping storage solution.

Keywords: energy storage, pumped-storage plants, hydraulic transients, protection devices.

Rezumat. Centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompare (CHEAP) oferă o soluție de acumulare și redistribuire a energiei electrice disponibile la un moment dat, cu posibilități de intervenție rapidă în sistemul energetic național, în funcție de cererea și oferta de energie. Spre deosebire de centralele hidroelectrice clasice, este necesară realizarea a două acumulări de apă, la altitudini diferite. Între cele două rezervoare, apa este pompată în momentele când cererea de energie electrică în sistem este scăzută (de regulă noaptea) și turbinată, pentru a produce energie electrică în momentele în care cererea este foarte mare. Randamentul diminuat ca urmare a unor transformări succesive de energie este compensat de prețul diferențiat dintre energia de zi și cea de noapte. Au fost studiate mai multe variante de amplasament. S-a reținut ca cel mai probabil amplasamentul Tarnița – Lăpușești, pe râul Someșul Cald, iar ca alternativă amplasamentul Argeș – Topolog - Stâna Mare. În cadrul studiilor hidraulice efectuate s-au analizat regimurile tranzitorii complexe ale apei în conductele și galeriile celor două uzine, atât în ipoteza absenței mijloacelor de protecție, cât și în ipoteza protecției galeriei de joasă presiune cu un castel de echilibru și a galeriei de înaltă presiune cu un hidrofor.

S-au studiat două scheme de amenajare, cu galerie de aducțiune, respectiv cu puț forțat. În varianta cu puț forțat, conducta de înaltă presiune este prevăzută cu un castel de echilibru, în locul rezervorului cu pernă de aer. Se prezintă sintetic rezultatele obținute și soluția de acumulare prin pompaj preconizată.

Cuvinte cheie: stocarea energiei, acumulare prin pompare-acumulare, regimuri tranzitorii, mijloace de protecție

INTRODUCERE

Pentru folosirea complexă a potențialului hidroenergetic al țării și asigurarea bunei funcționări a sistemului energetic național se preconizează realizarea în următorii ani a unor centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompare (*CHEAP*). Aceste centrale permit acumularea indirectă a energiei electrice în orele golului de sarcină și redarea ei în orele de vârf ale graficului energetic de consum¹. Acumularea de energie este necesară ca urmare a imposibilității opririi sau pornirii rapide a unor uzine termoelectrice sau nucleare, fapt ce impune funcționarea permanentă a acestora, indiferent de consumul real din sistemul energetic național.

CHEAP reprezintă o soluție de acumulare și redistribuire a energiei electrice disponibile la un moment dat, în funcție de situația concretă a cererii și disponibilității de energie. Soluția presupune realizarea a două acumulări de apă, una inferioară, la o altitudine mai joasă și una superioară, la altitudine mai mare. Între cele două rezervoare, apa este pompată în momentele când cererea de energie electrică în sistem este scăzută și turbinată pentru a produce energie electrică în momentele în care cererea este foarte mare. Dintre numeroasele variante studiate, în etapa actuală s-a reținut ca cea mai probabilă pentru a fi executată după anul 1990, amplasamentul Tarnița – Lăpușești, pe râul Someșul Cald. Ca alternativă s-a studiat și soluția realizării unei astfel de uzine pe amplasamentul Argeș -Topolog - Stâna Mare.

În cadrul studiilor hidraulice efectuate s-au analizat regimurile tranzitorii ale apei în conductele și galeriile *CHEAP* Tarnița și Argeș (*proiectant ISPH București*), atât în ipoteza absenței mijloacelor de protecție, cât și în ipoteza protecției galeriei de joasă presiune cu un castel de echilibru și a galeriei de înaltă presiune, cu un castel de echilibru și/sau hidrofor. În prealabil au fost analizate un număr mare de astfel de centrale, regimurile de funcționare și soluțiile de protecție preconizate pe plan internațional².

S-au studiat două scheme de amenajare, cu galerie de înaltă presiune înclinată, respectiv cu puț forțat. În varianta cu puț forțat, conducta de înaltă presiune este prevăzută și cu un castel de echilibru. În lucrare se prezintă câteva aspecte legate de soluțiile preconizate pentru protecția la șoc hidraulic.

¹ Pavel & Zarea, 1968

² Beducci & Vesligaj, 1988; Fahlbusch, 1987; Goodall et al., 1988; Janda, 1986; NHC, 1987; Nose & Kondo, 1988; Odvárko, 1988; Peiovici & Krasmanovici, 1988; Warnock & Bennett, 1984).

DATE UTILIZATE

CHEAP Tarnița, cu o putere instalată de 1000 MW, este amplasată pe Someșul Cald. Viitoarea centrală cu acumulare prin pompare va avea ca rezervor inferior actualul lac de acumulare Tarnița ($V_{\text{util}} = 15 \text{ mil. m}^3$), iar rezervorul superior ($V_{\text{util}} = 17,5 \text{ mil m}^3$) va fi amenajat prin îndiguirea unei incinte în zona Lăpuștești (Fig. 1).

Centrala urmează să fie echipată cu patru grupuri de turbine-pompă de tip Francis, fiecare cu o putere de 250 MW. Debitul total la turbinare este de circa $200 \text{ m}^3/\text{s}$, iar la pompare de circa $160 \text{ m}^3/\text{s}$. În cazul alegerii a două conducte forțate cu câte două agregate reversibile, debitul pe o conductă este de circa $100 \text{ m}^3/\text{s}$ la turbinare și de $80 \text{ m}^3/\text{s}$ la pompare. Viteza de rotație la pompare și turbinare este de circa 52 rad/s (500 rot/min)¹.

Cele două variante de amenajare analizate sunt prezentate în Figura 2.

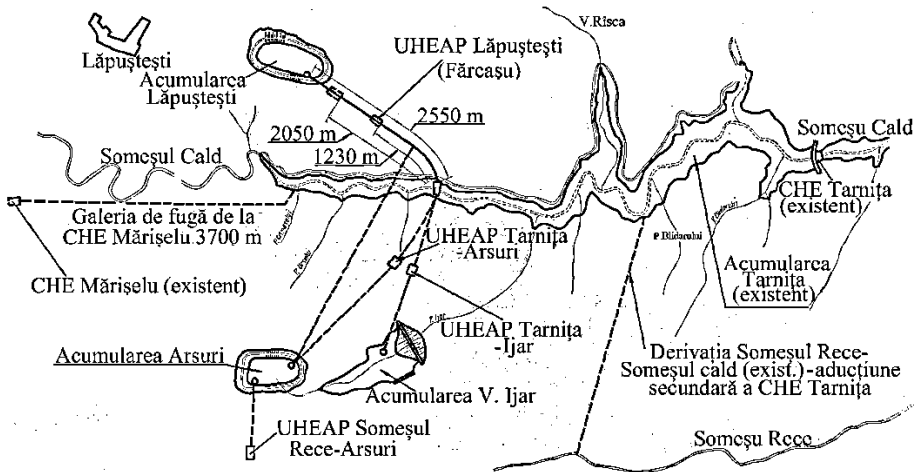


Fig. 1. Planul de situație al CHEAP Tarnița.

Schema de bază cu galerie înclinată constă într-o priză în lacul superior, o conductă de racord de 25 m, o galerie orizontală de 150 m, o galerie înclinată de 1000 m, hidrofor, clădirea centralei, castel de echilibru, urmat de o galerie de fugă de 1230 m și diametru de 5,8 m (Fig. 2).

Schema de bază cu puț forțat constă într-o priză în lacul superior, o conductă de racord de 25 m, urmată de o galerie orizontală de 150 m, un castel de echilibru, puțul forțat de 550 m și 4,4 m diametru, opțional hidrofor la baza puțului forțat și o galerie, aproximativ orizontală, de 360 m lungime, până în clădirea centralei (Fig. 2 și 3a). Galeria de fugă are lungimea de 2050 m și diametrul de 5,8 m și este prevăzută cu un castel de echilibru imediat după centrala electrică.

¹ ICH, 1988

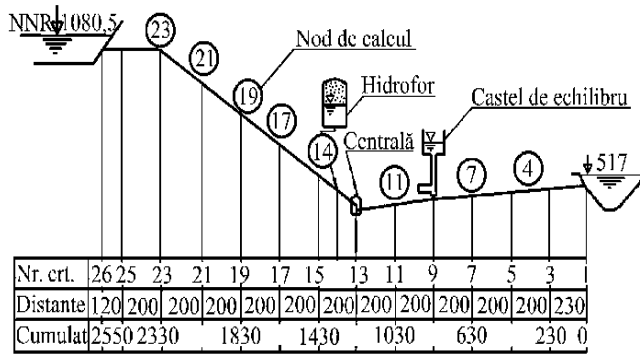


Fig. 2. Profil longitudinal pentru schema de calcul cu galerie înclinată, respectiv cu puț forțat – Târnița.

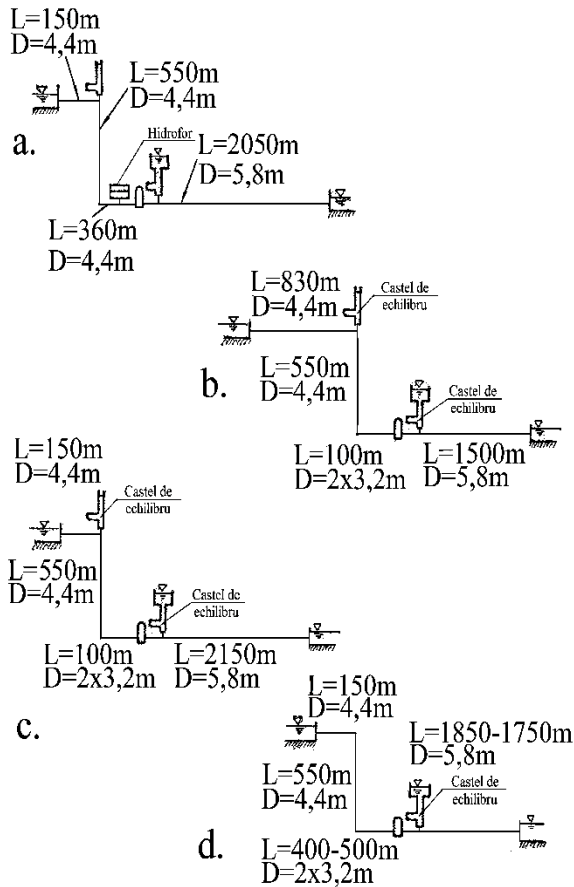


Fig. 3. Diferite scheme analizate.

În urma calculelor efectuate, schema cea mai potrivită s-a dovedit a fi cea cu puț forțat. Pentru varianta cu puț forțat, pe lângă schema de bază, au mai fost analizate trei variante alternative.

Varianta I constă dintr-o galerie de racord de 25 m lungime, o galerie orizontală de 830 m, castel de echilibru, puț forțat de 550 m și 4,4 m (5,0 m) diametru, urmat de două conducte orizontale cu diametrul de 3,2 m, (o conductă de 5,0 m) și lungimea de 100 m. Galeria de fugă are lungimea de 1500 m și diametrul de 5,8 m, cu un castel de echilibru în amonte (Fig. 3b).

Varianta II constă dintr-o conductă de racord de 25 m, o galerie orizontală de 150 m, castel de echilibru, puț forțat de 550 m și din nou galeria orizontală de 100 m, cu diametrul de 4,4 m, (eventual două galerii de 100 m cu diametrul de 3,2 m). Galeria de fugă are lungimea de 2150 m și diametrul de 5,8 m, fiind prevăzută cu un castel de echilibru în amonte (Fig. 3c).

Varianta III constă dintr-o conductă de racord de 25 m, o galerie orizontală de 150 m, puț forțat de 550 m și 4,4 m diametru, două galerii de 400 ÷ 500 m cu diametrul de 3,2 m, clădirea centralei și galeria de fugă de 1850 ÷ 1750 m și diametrul de 5,8 m, fiind prevăzută cu un castel de echilibru în amonte (Fig. 3d).

Dintre cele trei variante la schema de bază, din punct de vedere al mișcării nepermanente, cea mai recomandabilă este varianta I (Fig. 3b). În cazul adoptării ei este necesară o analiză mai amănunțită, în care să se țină seama și de caracteristicile definitive ale agregatelor reversibile. În ordine, urmează varianta de bază (Fig. 3a). Variantele II și mai ales III sunt cel mai puțin recomandabile.

Alegerea diametrului optim al conductelor forțate este rezultatul unui calcul de optimizare tehnico-economică în care variația diametrului, reflectată în costul investiției, este contrabalansată de consumul energetic, astfel încât, în final, se obține un diametru pentru care ansamblul cheltuielilor de investiție și energetice este minim.

În Figura 4 se prezintă caracteristicile mașinii hidraulice în patru cadrane (variația debitului și cuplului unitar în funcție de viteza de rotație unitară) folosite pentru modelul matematic, având în vedere funcționarea complexă a agregatului, atât ca turbină, cât și

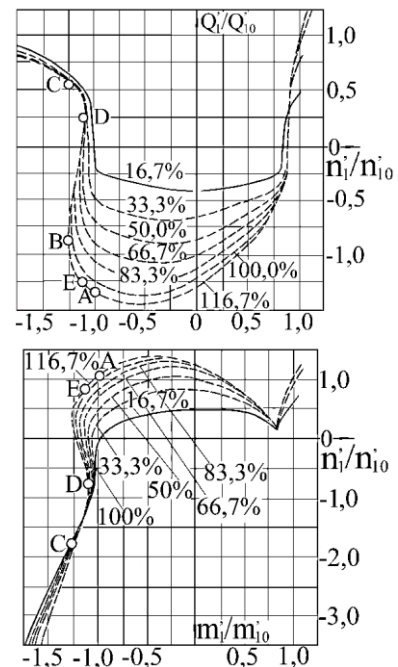


Fig. 4. Curbele caracteristice ale agregatelor reversibile.

ca pompă.

În ceea ce privește varianta *CHEAP* Argeș¹, aceasta este preconizată a se amplasa în bazinul râului Argeș, la nord-vest de lacul de acumulare Vidraru. Rezervorul inferior se va realiza prin bararea râului Topolog, în timp ce rezervorul superior va fi obținut prin îndiguirea unei incinte amplasate în zona Stâna Mare (Fig. 5). Legătura apei între rezervorul superior și clădirea centralei aflată în apropierea acumulării de pe râul Topolog se realizează printr-o galerie înclinată de 1430 m lungime și 5,5 m diametru (Fig. 6). Galeria de fugă are lungimea de 700 m și diametrul de 6,8 m. Schema a fost gândită ca având în prima etapă o putere instalată de 500 MW, iar în etapa finală, 1000 MW. În prima etapă, galeria de înaltă presiune se ramifică la cele două agregate reversibile, având fiecare o putere instalată de 250 MW.

În etapa următoare, pentru atingerea puterii finale de 1000 MW se vor mai monta încă două agregate reversibile de câte 250 MW, alimentate printr-o a doua galerie de înaltă presiune. De asemenea, se va mai construi o a doua galerie de fugă identică cu prima.

Pentru protecția galeriei de joasă presiune la suprapresiunile și depresiunile ce apar ca urmare a fenomenului de șoc hidraulic s-a prevăzut realizarea unui castel de echilibru ale cărui dimensiuni principale se prezintă în Figura 6. Debitul instalat la turbinare pentru două grupuri este de 95 m³/s și de 190 m³/s pentru 4 grupuri. La pompare, debitul este de 68 m³/s pentru două grupuri și de 136 m³/s pentru 4 grupuri.

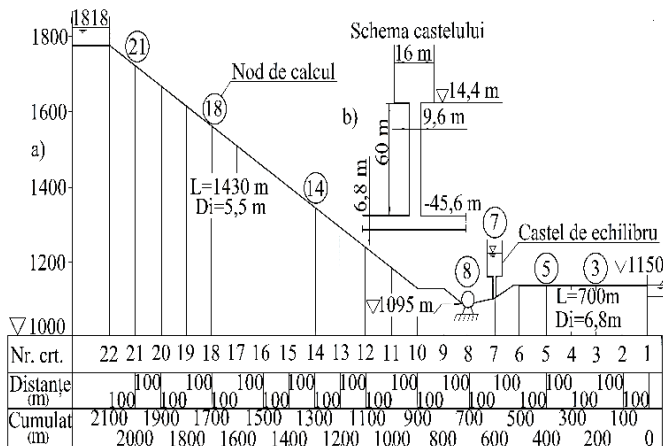


Fig. 5. Planul de situație al UHEAP Argeș.

Căderea brută medie în cazul compensării săptămânale cu o zi este de 653 m, respectiv 643 m în cazul compensării săptămânale cu 2 zile ($P = 500$ MW). Pentru

¹ ICH, 1989

puterea instalată de 1000 MW, căderea brută medie în cazul compensării săptămânale cu o zi este de 641 m, iar în cazul compensării săptămânale cu 2 zile, de 628 m. Pentru calculul regimului tranzitoriu s-a luat în considerație căderea de 668 m (*corespunzătoare diferenței maxime între nivelul apei din rezervorul amonte și cel din rezervorul aval*). Pentru a evidenția efectul momentului de inerție asupra fenomenelor tranzitorii s-au efectuat calcule pentru $GD^2 = 1500$, respectiv 2000 tfm^2 .

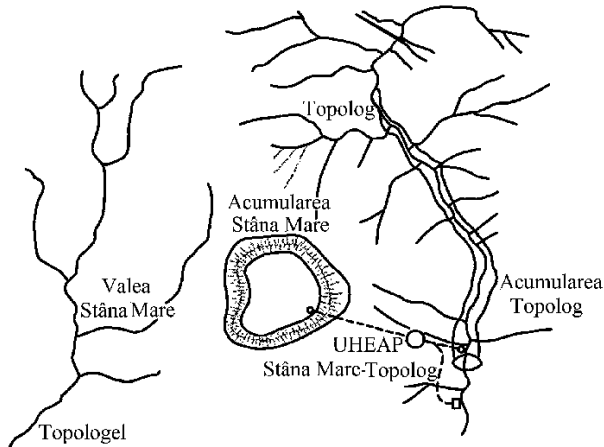


Fig. 6. Profil longitudinal – schema de calcul Argeș.

METODE FOLOSITE

Studiul mișcării nepermanente a apei în conductele și galeriile CHEAP Tarnița și Argeș s-a realizat prin modelare matematică, cu ajutorul a trei programe de calcul elaborate în cadrul ICH București. Programul "REȚEA"¹ este destinat calculului regimului permanent și nepermanent al apei în rețele de conducte ramificate, inelare și mixte prin rezolvarea cu ajutorul metodei caracteristicilor a sistemului de ecuații ce descrie mișcarea nepermanentă a apei cu nivel liber și sub presiune. Este un program complex, care permite studiul hidraulic al ansamblului sistemului hidraulic, incluzând toate tipurile de dispozitive și instalații de protecție cum ar fi: rezervor de aer; castel de echilibru; supape de suprapresiune, dispozitive de aerisire-deaerisire, sisteme de reglare automată etc. Pentru verificare și comparație au mai fost utilizate două programe de calcul: "CASTEL" și "HIDROFOR"², programe dedicate și specializate numai pentru calculul și dimensionarea sistemului de protecție cu ajutorul unui castel de echilibru sau al unui rezervor de aer.

¹ Jelev, 1987

² ICH, 1988

Programul ”REȚEA” utilizează un algoritm de integrare numerică a sistemului de ecuații cu derivate parțiale de tip hiperbolic care descrie mișcarea nepermanentă a apei sub presiune și cu nivel liber:

$$\begin{aligned} \frac{\partial v}{\partial t} + v \frac{\partial v}{\partial x} + g \frac{\partial h}{\partial x} + g(I - i_0) &= 0; \\ \frac{\partial h}{\partial t} + v \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{u^2}{g} \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{u^2}{g} v \left(\frac{\partial A}{\partial x} \right)_{h=ct} &= 0; \\ u &= \frac{\sqrt{\varepsilon/\rho}}{\sqrt{1 + [\varepsilon/\gamma\alpha] \frac{dA}{dh}}}, \end{aligned} \quad (1)$$

unde x este spațiul măsurat în lungul conductei; t - timpul; g - accelerația gravitației; v - viteza de curgere a apei; h - sarcina în nodurile de calcul; u - viteza de propagare a unei perturbații în apă; A - secțiunea conductei; I - panta hidrolică; i_0 - panta conductei; ε - coeficientul de elasticitate cubică a apei; E - modulul de elasticitate al pereților conductei; γ - greutatea specifică a apei; ρ - densitatea apei.

În cazul mișcării sub presiune într-o conductă circulară, $dA/dh = (\gamma\pi D^3)/(4eE)$, astfel încât viteza de undă se identifică cu celeritatea. Condițiile inițiale sunt reprezentate de valorile presiunilor și debitelor la timpul $t = 0$.

Programul își calculează singur regimul permanent, pornind de la un set de valori stabilite arbitrar. Condițiile la limită sunt concretizate fizic de prezența în rețea sau la capetele acesteia a unor instalații, dispozitive și armături, iar matematic prin curbele și ecuațiile caracteristice acestor instalații și dispozitive. Prin completarea ecuațiilor (1) cu aceste ecuații caracteristice pot fi determinate, cu ajutorul programului ”REȚEA”, mărimile necunoscute pentru un număr mare de tipuri de noduri întâlnite în rețelele de conducte sub presiune, în funcție de dispozitivele sau instalațiile branșate în acele noduri (*mașini hidraulice, rezervoare de aer, castele de echilibru, vane, supape de suprapresiune etc.*).

Programul ”CASTEL” este destinat calculului regimului nepermanent al apei în conducte unifilare prevăzute cu castel de echilibru. În astfel de situații, fenomenul hidrolic dominant este oscilația în masă a apei, compresibilitatea acesteia fiind practic neglijabilă. Mișcarea lent variabilă a apei în sistemele sub presiune echipate cu castel de echilibru este descrisă de următoarele ecuații:

$$\begin{aligned} \frac{L}{gf} \frac{dQ}{dt} - Z + PQ|Q| + MQ_c|Q_c| &= 0; \\ Q_p &= F \frac{dZ}{dt} + Q; \\ Q_p &= Q_p(t), \end{aligned} \quad (2)$$

unde Z este cota nivelului apei din castel față de nivelul din rezervorul de refulare, socotită pozitivă în sus, Q - debitul în conductă, Q_c - debitul de intrare-ieșire din castel, Q_p - debitul pompat, L - lungimea conductei, f - aria secțiunii conductei, F - aria secțiunii orizontale a castelului la oglinda apei, P - coeficient de pierdere de

sarcină longitudinală pe conductă, M - coeficient de pierdere de sarcină locală în diafragma castelului, t - timpul, g - accelerația gravitației.

În cazul unui sistem hidraulic prevăzut cu hidrofor, ecuația (2) devine:

$$\frac{L}{g} \frac{dQ}{dt} - (H + Z) + PQ|Q| + MQ_R|Q_R| = 0 ;$$

$$Q_p = F \frac{dZ}{dt} + Q ; \quad (3)$$

$$(H + h_a)V = (H_0 + h_a)V_0 = K ;$$

$$Q_p = Q_p(t),$$

unde, în plus, s-au făcut notațiile: Z - cota nivelului apei din hidrofor față de nivelul din rezervorul de refulare, socotită pozitivă în sus, Q_R - debitul de intrare-ieșire din hidrofor, F - aria secțiunii orizontale a hidroforului la oglinda apei, H - presiunea relativă a pernei de aer, V - volumul pernei de aer, h_a - presiunea atmosferică în m.c.a.

Cu ajutorul programelor de calcul menționate a fost studiat prin simulare numerică un mare număr de cazuri de funcționare a CHEAP Târnița și Argeș în regim permanent și nepermanent, ceea ce a permis stabilirea soluției de protecție, dimensionarea corespunzătoare a sistemelor de protecție la șoc hidraulic și determinarea suprapresiunilor și depresiunilor maxime, în vederea dimensionării corespunzătoare a conductelor și galeriilor celor două uzine hidroelectrice. Au fost determinate și diametrele cele mai potrivite pentru puțul forțat sau galeria de aducțiune a apei din punct de vedere al consumului de oțel utilizat pentru blindaj, dar și a obținerii unor viteze de curgere a apei în întregul sistem, care să se înscrie în limitele optime din punct de vedere hidraulic.

REZULTATELE LUCRĂRII

În ipoteza realizării unei scheme cu două galerii înclinate sau puțuri forțate independente, studiul s-a realizat pentru un fir la care se brânșează două dintre cele patru turbine-pompă. Complexitatea funcționării uzinelor cu acumulare prin pompă derivă din multitudinea regimurilor și combinațiilor posibile de funcționare cum ar fi:

6. Ambele agregate funcționează ca turbine pe o singură conductă forțată.

7. Ambele agregate funcționează ca pompe pe o singură conductă, de data aceasta de refulare.

8. Un agregat funcționează ca pompă, celălalt ca turbină și invers.

9. Agregatele funcționează în regim de compensator sincron, cu generatorul pe post de motor sincron și rotirea turbinei hidraulice în aer, fără apă.

Studierea regimurilor tranzitorii a avut în vedere toate aceste situații, pentru combinații posibile de pornire și oprire bruscă a agregatelor, inclusiv ca urmare a căderii de sarcină, trecere bruscă din regim de turbinare în regim de pompă și invers etc. În toate aceste situații rezultă variații foarte mari de presiuni și depresiuni, inclusiv fenomene de cavitație care trebuie atenuate și aduse la valori acceptabile din punct de

vedere al rezistenței instalațiilor din circuitul hidraulic, prin dimensionarea corespunzătoare a mijloacelor de protecție și a timpilor de manevră a aparatului director.

C.H.E.A.P. Tarnița

S-au analizat un număr mare de variante de protecție pentru ambele scheme de amenajare (cu puț forțat și cu galerie înclinată de înaltă presiune). Pentru fiecare variantă s-au analizat diferite legi liniare și neliniare de închidere a aparatului director, pentru a determina varianta care conduce la suprapresiunile și depresiunile cele mai reduse. S-au calculat regimurile tranzitorii atât în ipoteza funcționării uzinei în regim de turbinare, cât și a funcționării în regim de pompare, pentru timp de închidere a aparatului director cuprinși între 2 și 20 s. S-au studiat, de asemenea, și ipoteze de pornire în timp de 10 s a pompelor sau turbinelor de la zero la întreaga capacitate.

În Figura 7 se prezintă dimensiunile orientative ale castelelor de echilibru și ale hidroforului studiat. Rezistența de racord hidrofor galerie a fost $R = 0,0016$ atât la intrarea apei în hidrofor, cât și la ieșirea ei. Au fost analizate efectele produse asupra suprapresiunilor și depresiunilor maxime, pentru diferite volume ale pernei de aer cuprinse între 1000 și 4000 m³. Schema de protecție recomandabilă din punct de vedere al comportării în regim tranzitoriu este cea cu puț forțat (Fig. 3b), urmată îndeaproape de cea din Figura 3a.

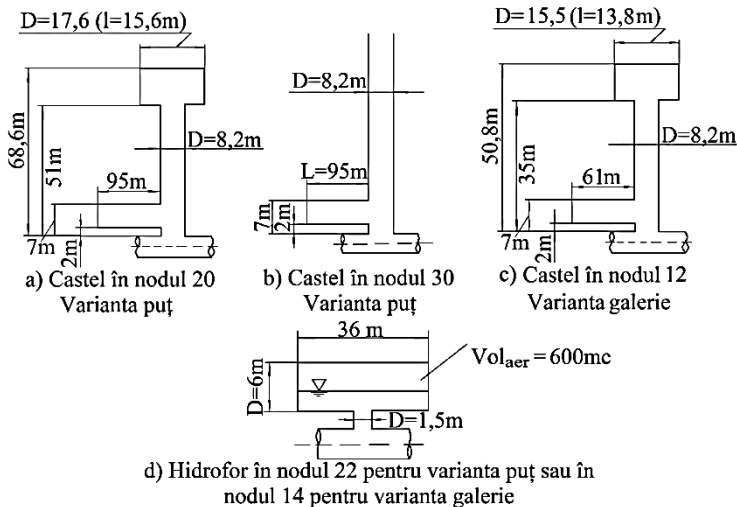


Fig. 7. Sisteme de protecție în varianta puț și galerie.

În Figura 8 se prezintă înfășurătoarea presiunilor maxime și minime pentru diferite volume ale pernei de aer, la oprirea bruscă a turbinelor sau pompelor, precum și impactul asupra presiunilor maxime și minime ale diferitelor valori ale rezistenței hidraulice de racord ale puțului forțat la rezervorul de aer ($R_1=0,0245$; $R_2=00613$;

$R_3=0,00194$; $R_4=0,00160$). Creșterea valorii rezistenței hidraulice a racordului contribuie la diminuarea suprapresiunilor maxime, precum și la accentuarea depresiunilor.

Un alt element, prin a cărui variație se influențează semnificativ valoarea presiunilor minime și maxime, îl constituie timpul de închidere a aparatului director și legea de variație a secțiunii de curgere a aparatului director.

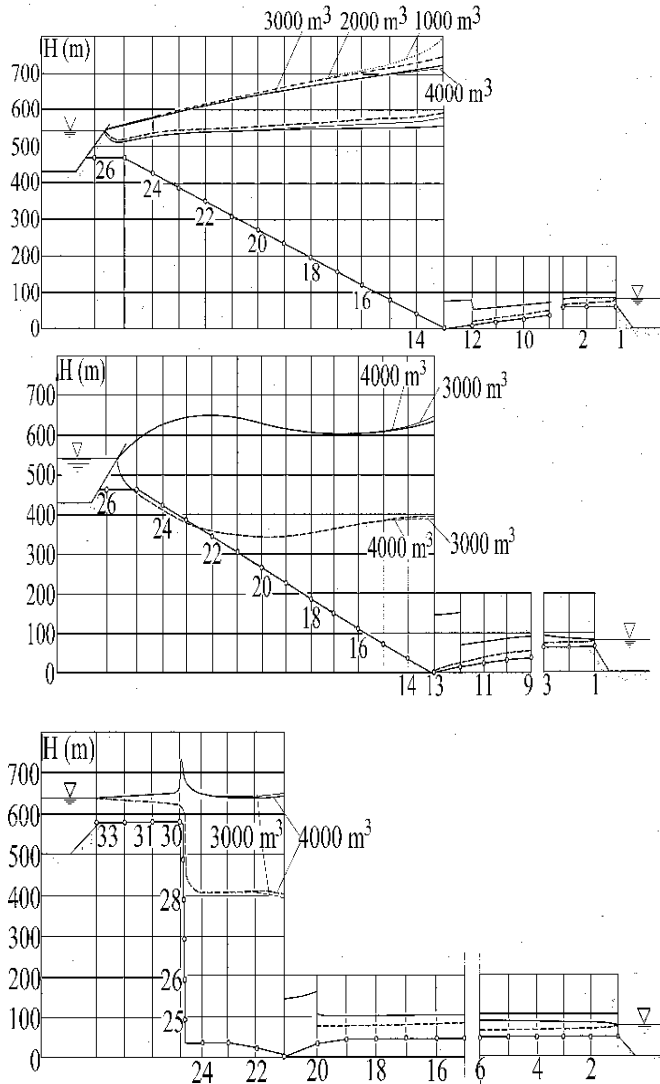


Fig. 8. Variantele cu galerie și puț forțat. Înfașurătoarea presiunilor maxime și minime pentru diferite volume ale pernei de aer, la oprirea bruscă a turbinelor sau pompelor.

A fost studiat efectul asupra regimului tranzitoriu a unor legi de închidere liniară în timp de 5, 10, 15 s.

În Tabelul 1 se prezintă valorile presiunilor maxime obținute în metri coloană de apă pentru cei trei timpi de închidere.

Tabelul 1

Valorile presiunilor maxime în metri coloană de apă în cazul unei legi de variație liniară a secțiunii aparatului director și pentru diferiți timpi de închidere

Regimul de funcționare	Schema cu puț forțat H (at)			Schema cu galerie de înaltă presiune H (at)		
	Timpi de închidere (s)			Timpi de închidere (s)		
	$T_i < 5$ s	$T_i < 10$ s	$T_i < 15$ s	$T_i < 5$ s	$T_i < 10$ s	$T_i < 15$ s
Turbinare fără protecție	131	110	90	137	110	90
Turbinare cu hidrofor	88	85	80	89	86	81
Pompare fără protecție	97	94	97	110	108	107
Pompare cu hidrofor	73	77	83	74	77	82

Pentru timpul de închidere de 10 s au fost studiate și patru legi de variație a secțiunii de scurgere a aparatului director, în două trepte de viteză. Astfel, în prima treaptă de închidere, secțiunea de scurgere relativă s-a redus foarte repede de la deschis complet la 0,15 din secțiunea de scurgere în timp de 4s, 3s, 2s, 1s, pentru legile 1, 2, 3 respectiv 4.

A doua treaptă de închidere a condus la reducerea secțiunii de scurgere relative, de la 0,15 la 0 în timp de 6s, 7s, 8s, 9s, pentru aceleași legi de închidere. Se pune astfel în evidență faptul că determinant pentru suprapresiunile apărute este închiderea mai îndelungată a aparatului director pe ultima porțiune.

În Tabelul 2 se prezintă valorile presiunilor maxime și minime în carcasa spirală și aspirator, în cazul unor legi de închidere a aparatului director, în două trepte de viteză, în timp de 10 s, atât în regim de turbinare, cât și de pompare. De asemenea, se prezintă vitezele de rotație de ambalare ale turbinei la căderea de sarcină, pentru legile respective de închidere ale aparatului director, precum și turația inversă maximă atinsă la pompare, ca urmare a căderii bruște a alimentării cu energie electrică.

Se observă că aceste valori sunt practic egale și anume de 670 turații/minut în regim de turbină, respectiv o turație inversă de 480 turații/min în regim de pompare (*comparativ cu turația nominală de 500 turații/min atât pentru turbină cât și pentru pompare*).

Având în vedere depresiunile accentuate care pot apărea în aspirator, precum și faptul că zona cuprinsă între aspirator și castelul de echilibru aval este mai puțin protejată, se recomandă realizarea unei protecții cu un bypass de ocolire între zona carcasei spirale și aspirator, prevăzut cu un ventil sincron, în cazul adoptării uneia din legile de închidere 1 ÷ 4, sau a unei legi intermediare, din domeniul delimitat de legile 1 și 4.

Tabelul 2

Valorile presiunilor maxime și minime în carcasa spirală și aspirator, în cazul unor legi de închidere în două trepte de viteză a aparatului director, în timp de 10 s

Legea de închidere	VARIANTA CU PUȚ FORȚAT								Turația de ambalare la turbinare (rot/min)	Turația inversă la pompare (rot/min)
	CARCASA SPIRALĂ				ASPIRATOR					
	$H_{max}(at)$		$H_{min}(at)$		$H_{max}(at)$		$H_{min}(at)$			
	Turb.	Pomp.	Turb.	Pomp.	Turb.	Pomp.	Turb.	Pomp.		
Legea1	87	77	50	10	10	14	-1	-1	-670	-480
Legea2	85	77	50	10	10	14	-1	-1	-670	-480
Legea3	80	77	50	10	10	14	-1	-1	-670	-480
Legea4	77	77	50	10	10	14	-1	-1	-670	-480

CHEAP Argeș

În regim de turbinare, situația cea mai dezavantajoasă se obține la oprirea bruscă a agregatelor reversibile, ca urmare a căderii sarcinii electrice. Fenomenul este urmat de ambalarea rapidă a turbinei. Pentru limitarea ambalării agregatului este necesară închiderea cât mai rapidă a aparatului director. Închiderea trebuie făcută astfel încât suprapresiunea maximă și ambalarea agregatului să fie menținute simultan în limitele admisibile. Ca și în cazul CHEAP Tarnița, s-au analizat patru legi practice de închidere, numerotate de la 1 la 4, precum și o lege teoretică apropiată de legea 4¹. Legea 1 se caracterizează printr-o închidere mai lentă a aparatului director în primele secunde după căderea sarcinii (Tabelul 3), unde cu T s-a notat timpul total de închidere al aparatului director, iar cu S_c secțiunea curentă de curgere a apei prin aparatul director, în timp ce legea 4 presupune o închidere rapidă în prima perioadă și o închidere mai lentă în a doua perioadă.

Tabelul 3

Variația secțiunii relative de curgere la diferite procente din timpul total de închidere T

TIMPUL	0	T/10	2T/10	3T/10	4T/10	5T/10	6T/10	7T/10	8T/10	9T/10
Legea 1	1,0 S _c	0,77	0,55	0,33	0,10	0,085	0,065	0,045	0,030	0,017
Legea 4	1,0 S _c	0,13	0,12	0,105	0,10	0,085	0,065	0,045	0,030	0,017

Deși legea de închidere 1 este mai convenabilă din punct de vedere mecanic, ea conduce la suprapresiuni mari, așa încât se recomandă adoptarea legii practice 4 (Tabelul 3). Din acest motiv, pentru CHEAP Argeș s-a analizat în detaliu legea de închidere 4, legea de închidere 1 fiind verificată numai ca element de comparație.

¹ ICH, 1989

Pentru a evidenția efectul timpului total de închidere asupra suprapresiunilor maxime (*pentru legea optimă de închidere 4*) s-au studiat manevre de închidere ale aparatului director în 10 s, 15 s și 20 s. Comparând valorile maxime ale presiunilor obținute pentru închiderea aparatului director în 10 s, 15 s și 20 s se observă un efect relativ redus asupra diminuării suprapresiunilor la oprirea bruscă a turbinelor. Astfel, presiunea maximă se reduce de la 916 mca la 894 mca, deci numai cu 2,2 at. Valorile maxime și minime ale presiunilor în carcasa spirală și în aspiratorul turbinei se prezintă în Tabelul 4.

În cazul funcționării uzinei în regim de pompare s-a analizat situația opririi bruște a pompelor, din cauza căderii alimentării cu energie electrică. Această ipoteză conduce la regimurile tranzitorii cele mai nefavorabile din punct de vedere a presiunii maxime și minime. S-au studiat trei timpi de închidere ai aparatului director (10 s, 15 s și 20 s), în cazul legii de închidere 4 și a unui moment de inerție total al rotorului pompei-turbine și generatorului reversibil de 1500 tfm². Momentul de inerție are o influență neglijabilă asupra valorilor suprapresiunilor, dar are un efect favorabil asupra limitării depresiunilor.

Tabelul 4

Valorile presiunilor maxime și minime în carcasa spirală și aspirator, în cazul unor legi de închidere în două trepte de viteză a aparatului director, în timp de 20 s

Legea de închidere	Carcasa spirală				Aspirator			
	H_{max} (at)		H_{min} (at)		H_{max} (at)		H_{min} (at)	
	Turb.	Pomp.	Turb.	Pomp.	Turb.	Pomp.	Turb.	Pomp.
$T_i=10s$	91,6	87	67	42	6,0	8,8	2,0	3,0
$T_i=15s$	90	81,5	67	42	6,0	8,8	2,0	3,0
$T_i=20s$	89,4	79,7	67	42	6,0	8,8	2,0	3,0

Ca și în cazul turbinării, rezultatele obținute s-au reprezentat sintetic în sub forma înfășurătorilor presiunilor maxime și minime în lungul galeriei de înaltă și joasă presiune. Variația nivelului apei în castelul de echilibru aval este prezentată în Figura 10.

Se constată că în cazul pompării, timpul total de închidere al aparatului director influențează valoarea presiunilor maxime. Astfel, pentru închiderea în 10 s a aparatului director, presiunea maximă este de 870 mca, în timp ce la închiderea în 20 s, presiunea este de numai 797 mca (Tabelul 4). Se obține deci o diminuare a presiunii maxime cu 7,3 at. În schimb, alura legilor de închidere are un efect important asupra presiunilor maxime obținute la oprirea bruscă a turbinelor.

Comparativ cu UHEAP Tarnița, unde legea de închidere 4 a condus la valori acceptabile ale presiunilor maxime pentru timpul total de închidere de 10 s, la CHEAP Argeș se recomandă adoptarea timpului total de închidere de 20 s atât la turbinare, cât și la pompare.

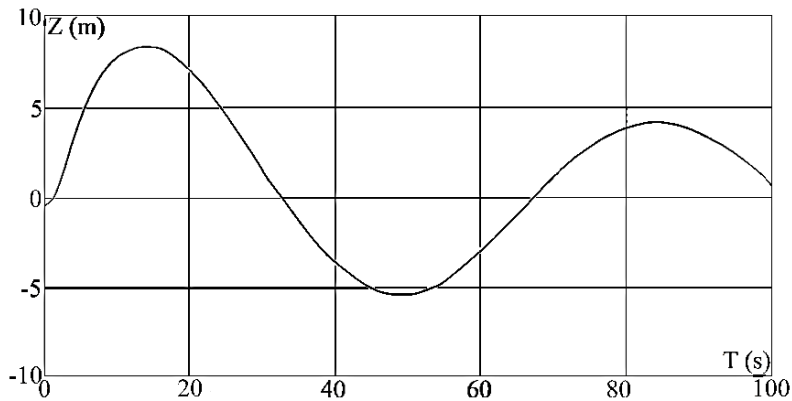


Fig. 10. Variația în timp a nivelului apei în castelul aval.

Valorile mai ridicate ale presiunilor maxime sunt datorate presiunilor de regim mai ridicate cât și lungimii mai mari a galeriei de înaltă presiune. Presiunile de regim mai mari și traseul optimizat în plan vertical au în schimb un efect favorabil asupra distribuției presiunilor minime în galeriile centralei Argeș, comparativ cu *CHEAP Tarnița (la Tarnița s-au evidențiat prin calcul zone de vacuum în lungul galeriei de mare presiune la oprirea bruscă a pompelor)*.

În cazul în care va fi necesară diminuarea suprapresiunii maxime de 89,4 at, se impune analizarea mai detaliată a unor soluții de protecție cu rezervor de aer pe galeria de înaltă presiune (*un rezervor de aer de cca. 5000 m³ reduce valoarea presiunii maxime de la 89,4 at la cca. 85 at, la un timp total de închidere al aparatului director de 10 s*).

CONCLUZII

Au fost studiate variantele de protecție în regim tranzitoriu ale *CHEAP Tarnița* și Argeș (*variantă alternativă*). Pentru *CHEAP Tarnița* s-au studiat două scheme: cu puț forțat, respectiv galerie înclinată sub presiune. Soluția optimă constă în protecția aducțiunii sub presiune cu un rezervor cu pernă de aer și/sau castel de echilibru și a galeriei de fugă cu un castel de echilibru. În urma calculelor efectuate s-au desprins următoarele concluzii pentru *CHEAP Tarnița*:

La galeriile de joasă presiune: Castelul de echilibru, racordat la o distanță de cel mult 25 m de uzina hidroelectrică, asigură protecția galeriei de joasă presiune pentru ambele scheme de amenajare în condițiile blindării galeriei pe această zonă.

În cazul amplasării castelului de echilibru la o distanță mai mare față de centrala hidroelectrică, pentru ambele scheme de amenajare, crește considerabil lungimea și grosimea blindajului. Întrucât în această situație există pericolul apariției pe lângă presiuni relativ mari (*7 până la 16 at.*) și a unor depresiuni accentuate (*vacuum*),

este necesară analizarea și dimensionarea unui sistem de alimentare cu apă din castel pentru prevenirea apariției unor depresiuni accentuate.

La galeriile de înaltă presiune: S-au reținut mai multe variante de protecție la șoc hidraulic a puțului forțat, respectiv a galeriei înclinată de înaltă presiune și anume: castel de echilibru în nodul 30, cu hidrofor în nodul 22 sau fără hidrofor (*pentru schema cu puț forțat*), respectiv hidrofor în nodul 14 (*pentru schema cu galerie înclinată de înaltă presiune*).

Pentru varianta de protecție cu hidrofor s-au analizat volume ale pernei de aer cuprinse între 1000 m³ și 4000 m³, precum și valori ale rezistenței de racord hidrofor - galerie cuprinse între 0,0245 și 0,0016. Distanța de amplasare a hidroforului este de 25 ÷ 30 m amonte de centrala hidroelectrică. Se recomandă adoptarea valorii minime pentru rezistența de racord hidrofor-galerie.

În varianta fără hidrofor s-au analizat legi de închidere liniară și neliniară a aparatului director. Acestea din urmă sunt recomandate pentru a fi adoptate, ele conducând la suprapresiuni mai mici în comparație cu legile liniare.

În cazul adoptării soluției de protecție cu hidrofor sunt necesare măsuri de prevenire a pătrunderii aerului din hidrofor în galerie și de consolidare corespunzătoare a conductei de legătură și a zonelor de racord ale acesteia la hidrofor, respectiv la galerie.

Atât în cazul adoptării variantei de protecție cu hidrofor, cât și în varianta fără hidrofor, sunt necesare măsuri de prevenire a formării vacuumului în porțiunea superioară a galeriei de înaltă presiune (*între nodurile 21 ÷ 26*) și a puțului forțat (*între nodurile 29 ÷ 33*). În prima variantă, aerarea se poate face cu dispozitive de aerisire - dezaerisire, în cea de-a doua variantă, prevenirea vacuumului se face ca urmare a prezenței castelului de echilibru din nodul 30.

Dintre variantele preconizate pentru schema de bază cu puț forțat, schema cu un castel de echilibru amonte și aval este cea mai indicată (*Fig. 3b*).

Valorile presiunilor maxime și minime, atât pentru variantele fără hidrofor, cât și pentru cele cu hidrofor, sunt cuprinse în Tabelul 2 pentru CHEAP Târnița (Tabelul 4, pentru CHEAP Argeș). Aceste valori vor fi considerate definitive după o analiză mai amănunțită, în care să se țină seama și de caracteristicile finale ale agregatelor reversibile.

Mulțumiri

Aducem mulțumiri deosebite colegilor de la I.C.H. București, ing. Iuliana GALEA, dr. ing. Gheorghe CONSTANTINESCU, pentru aportul adus la realizarea studiilor întreprinse pentru centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompă Târnița - Lăpușești, precum și colectivului de excelenți tehnicieni, Gheorghe RĂDUCAN, Agneta MORMAN, cartograf Laurențiu ILIESCU și kolegei de la ASAS, insp. spec. Cipriana - Rodica BUDEANU.

BIBLIOGRAFIE

- [1] Beducci G., Vesligaj F. (1988): *Performance of the Caplijina pump-turbine*. Water Power & Dam Construction (Nov.).
- [2] Fahlbusch F. (1987): *Determining diameters of power tunnels and pressure shafts*. Water Power & Dam Construction. (Feb.).
- [3] Goodall D. C., Kjørholt H., Tekle T., Broch E. (1988): *Air cushion surge chambers for underground power plants*. Water- Power & Dam Construction (Nov.).
- [4] ICH. (1988): *Studiul hidraulic al regimurilor tranzitorii ale apei în galeriile și conductele uzinei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj Tarnița*. Studii, Institutul de Cercetări Hidrotehnice București.
- [5] ICH. (1989): *Studiul hidraulic al regimurilor tranzitorii ale apei în galeriile și conductele uzinei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj Argeș*. Studii, Institutul de Cercetări Hidrotehnice București.
- [6] Janda M. (1986): *Construction of Czechoslovakia's Dlouhé Stráne project*. Water Power & Dam Construction, February.
- [7] Jeleu I. (1987): *Calculul regimului tranzitoriu al apei în conducte și rețele de conducte sub presiune, I și II*. Studii și cercetări de mecanică aplicată, tom 46, nr.1, 2.
- [8] NHC. (1987): *Norwegian hydro conference focuses on underground plants*. Part two, Water Power & Dam Construction, November, 1987.
- [9] Nose M., Kondo N. (1988): *The Ohkawachi pumped-storage scheme in Japan*. Water Power & Dam Construction (Nov.).
- [10] Odvárko V. (1988): *Electromechanical equipment for Czechoslovakian pumped-storage plants*. Water Power & Dam Construction (Nov.).
- [11] Pavel D., Zarea Șt. (1968): *Turbine hidraulice și echipamente hidroenergetice*. Vol. II, Ed. Did. și Ped., Buc.
- [12] Peioviu S., Krasmanovici L. (1988): *Instabilitatea în funcționare a grupurilor reversibile de mare cădere la UHEAP Bajina Basta*. Water Power & Dam Construction (Nov.).
- [13] Warnock J. G., Bennett L. Smith (1984): *Trends in pumped-storage development*. Water Power & Dam Construction, August.

EVOLUȚIA PIETEI DE GAZE NATURALE DIN REPUBLICA MOLDOVA ÎN CONTEXT REGIONAL ȘI EUROPEAN

Natalia ILIE TIMOFTE¹

¹ Master of Science in energy studies, UK; doctorand INCE, RM

Abstract. Natural gas is a vital source of energy for decades to come, considering it is the energy source that will make the energy transition to future clean sources. The detailed knowledge of the gas market in Europe is of particular importance for the Republic of Moldova, which is preparing to develop a strategy to ensure the energy needs for the national economy. The trading of natural gas on the energy markets, the new tendencies regarding the mode of transport and the structure of the supply system require a deep knowledge of the evolution of the natural gas markets and of the corresponding prices.

Keywords: Natural gas market, prices, evolution, Republic of Moldova,

Rezumat. Gazele naturale reprezintă o sursă vitală de energie pentru deceniile viitoare, considerând că este sursa de energie care va realiza tranziția energetică spre viitoarele surse nepoluante. Cunoașterea în detaliu a pieței de gaze din Europa prezintă o importanță deosebită pentru Republica Moldova care umează a elabora o strategie de asigurare a necesarului de energie pentru economia națională. Tranzacționarea gazului natural pe piețele de energie, noile tendințe privind modul de transport și structura sistemului de aprovizionare impun o profundă cunoaștere a evoluției piețelor de gaze naturale și a prețurilor corespunzătoare.

Cuvinte cheie: Piața de gaze naturale, prețuri, evoluție, Republica Moldova

Gazele naturale au o importanță vitală pentru economia Republicii Moldova (în continuare: Moldova). În 2017, în Moldova (fără Transnistria), această sursă de energie avea pondere de 28,4% în consumul intern brut și 15,7% în consumul final de energie, 18,6% - în sectorul rezidențial, 26,7% - în industrie, 34,8% - în comerț și servicii publice, 65,4% - în centrale electrice de termoficare și centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu și 99,7% - în centrale electrice de termoficare și termice - producători de energie pentru scopuri publice (a se vedea tabelul 1). În consumul intern brut de gaze naturale, ponderea sectorului energetic (producere energie electrică și termică) era de 43,1%, sectorului rezidențial - 29,9%, comerț și servicii publice - 11,1%, industrie - 6,9% ș.a.

Consumul de gaze naturale este asigurat aproape în totalitate din import - din Federația Rusă (în continuare: Rusia). În 2018, volumul total de gaze naturale procurate de la S.A.P. „Gazprom” (în continuare: Gazprom) a fost de 1,13 mlrd m³

(fără Transnistria), iar volumul total de gaze naturale livrate a fost de 1,07 mlrd m³. Evoluția volumelor de gaze naturale procurate și livrate în 2018 continuă dinamica preponderent în creștere de după anul 2015 – anul în care consumul de gaze naturale a coborât la nivelul minim, dar totodată, nivelul volumului de gaze naturale livrate în 2018 este sub nivelul anilor 2001-2008 și 2010 (a se vedea fig. 1).

În perioada 2005-2015, dinamica consumului de gaze naturale a fost preponderent negativă, fapt rezultat în primul rând din creșterea fără precedent a prețurilor la gaze naturale procurate din import și a tarifelor de livrare a gazelor naturale la consumatori finali (a se vedea fig. 1).

Creșterea prețurilor de procurare din import a gazelor naturale a rezultat din modificarea, în 2005, de către Gazprom a formulei de stabilire a prețurilor de vânzare a gazelor naturale pentru Moldova și din evoluția în perioada 2005-2011 a prețurilor la petrol și produse petroliere (a se vedea fig. 2). Formula nouă de stabilire a prețurilor de vânzare de către Gazprom a gazelor naturale pentru Moldova a introdus stabilirea prețurilor respective în baza valorii medii aritmetice a prețurilor de export a gazelor naturale de către Gazprom în Țările în afara CSI (Comunitatea Statelor Independente) și pe baza evoluției prețurilor la produse petroliere (gasoil și mazut/fuel oil). Creșterea tarifelor de livrare a gazelor naturale la consumatorii finali a rezultat din creșterea prețurilor de procurare din import a gazelor naturale și din creșterea cheltuielilor locale și a ponderii acestora în tariful final. În perioada 2005-2018, ponderea cheltuielilor locale (diferența dintre prețul mediu de furnizare a gazelor naturale (cu TVA¹²) și prețul mediu de procurare), a variat între 5,1% (7,2 \$SUA/1000m³) în 2006 și 49,8% (160,9 \$SUA/1000m³) în 2017 (a se vedea fig. 1), nivelul cel mai înalt a ponderii cheltuielilor locale fiind în perioada 2016-2018, sau 36,6%, 49,8% și respectiv 27,4%. La volumul de gaze naturale livrate total în anii respectivi, cheltuielile locale în prețul mediu de furnizare a gazelor naturale la consumatori finali în 2006 erau de circa 9,5 mln \$SUA - nivelul cel mai jos în perioada 2005-2018, iar în 2017 - circa 155 mln \$SUA. La volumul consumului anual de gaze naturale în Moldova, modificarea prețului de furnizare cu 1 \$SUA echivalează cu circa 1 mln \$SUA/an.

Evoluția ulterioară a prețurilor la gaze naturale în Moldova va fi influențată și de eventuala sistare după anul 2019 a tranzitului de gaze naturale de către Rusia prin Ucraina - țară care până-n prezent joacă rolul cheie în tranzitul de gaze naturale din Rusia spre Europa (a se vedea fig. 7, 8). În acest context, dar și în contextul interdependenței evoluției piețelor de gaze naturale naționale, regionale, europene și mondial, este esențial de evaluat efectele economice pentru Moldova rezultate din modificarea rutei(lor) și a sursei de aprovizionare cu gaze naturale. În acest sens, este esențial de a analiza procesele regionale relevante. Deși, acest subiect necesită un studiu aparte, amplu și aprofundat, în cele ce urmează, voi face unele evaluări și constatări care permit evidențierea proceselor și tendințelor cheie.

² 8% - la gazele naturale, atât la cele importate, cât și la cele livrate pe teritoriul Republicii Moldova, precum și la serviciile de transport și de distribuție a gazelor naturale (cotă redusă de TVA)

Tabelul 1

Extras din Balanța energetică a Republicii Moldova (fără Transnistria), 2017

ofertă și consum	mii tone echivalent petrol							pondere în total produse, %						pondere în consum intern brut de gaze total, %
	total produse	cărbune	gaz natural	produse petroliere	biocombustibili și deșeuri	energie electrică	energie termică	cărbune	gaz natural	produse petroliere	biocombustibili și deșeuri	energie electrică	energie termică	
Producție primară	770	-	-	5	760	5	-	-	-	0.6	98.7	0.6	-	-
Intrări din alte surse (MGRES)	195	-	-	-	-	195	-	-	-	-	-	100.0	-	-
Import	2012	120	835	958	2	97	-	6.0	41.5	47.6	0.1	4.8	-	-
Export	34	-	-	34	-	-	-	-	-	100.0	-	-	-	-
Buncăraj	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variația stocurilor	4	15	-1	-8	-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CONSUM INTERN BRUT	2939	105	836	937	764	297	-	3.6	28.4	31.9	26.0	10.1	-	-
TRANSFORMARE, INTRĂRI	411	2	360	24	20	5	-	0.5	87.6	5.8	4.9	1.2	-	43.1
Centrale electrice	7	-	-	-	2	5	-	-	-	-	28.6	71.4	-	-
Centrale electrice de termoficare - producători de energie pentru scopuri	260	-	260	-	-	-	-	-	100.0	-	-	-	-	31.1
Centrale termice - producători de energie pentru scopuri publice	50	-	49	-	1	-	-	-	98.0	-	2.0	-	-	5.9
<i>CET și CT - producători de energie pentru scopuri publice - total</i>	310	-	309	-	1	-	-	-	99.7	-	0.3	-	-	37.0
Centrale electrice de termoficare - producători de energie pentru consumul	29	-	15	9	5	-	-	-	51.7	31.0	17.2	-	-	1.8
Centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu	49	2	36	1	10	-	-	4.1	73.5	2.0	20.4	-	-	4.3
<i>CET și CT - producători de energie pentru consumul propriu - total</i>	78	2	51	10	15	-	-	2.6	65.4	12.8	19.2	-	-	6.1
CONSUM FINAL	2719	103	427	925	744	317	203	3.8	15.7	34.0	27.4	11.7	7.5	51.1
Industrie	217	30	58	18	-	65	46	13.8	26.7	8.3	-	30.0	21.2	6.9
Transport	734	-	24	703	-	7	-	-	3.3	95.8	-	1.0	-	2.9
Sector rezidențial (populație)	1346	54	250	66	720	141	115	4.0	18.6	4.9	53.5	10.5	8.5	29.9
Comerț și servicii publice	267	17	93	3	12	100	42	6.4	34.8	1.1	4.5	37.5	15.7	11.1

Sursa: compilat de către autor în baza datelor din Balanța energetică a Republicii Moldova, Culegere statistică 2017, Chișinău, 2018, tab. 1.22, pag. 59-60.

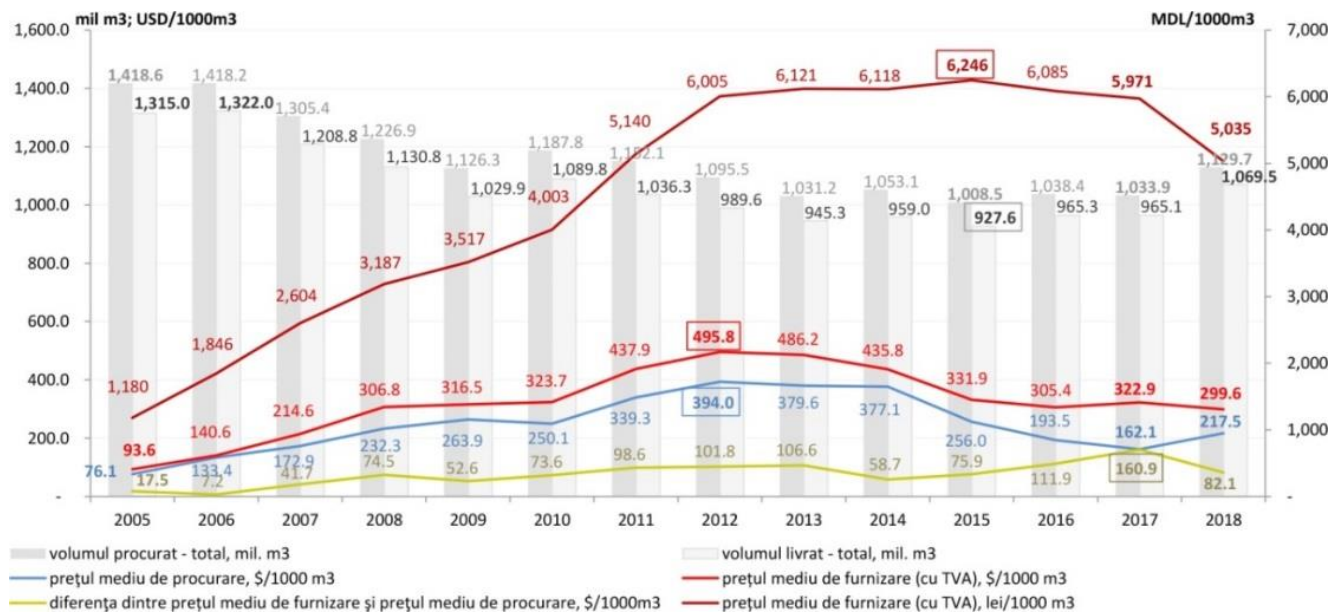


Fig. 1. Evoluția consumului și prețurilor la gaze naturale în Moldova, 2005-2018.

Surse: compilat de către autor în baza datelor din Raportul privind activitatea ANRE în anul 2018, tabelul 12, pag. 25, și ratele medii oficiale de schimb valutar ale Băncii Naționale.

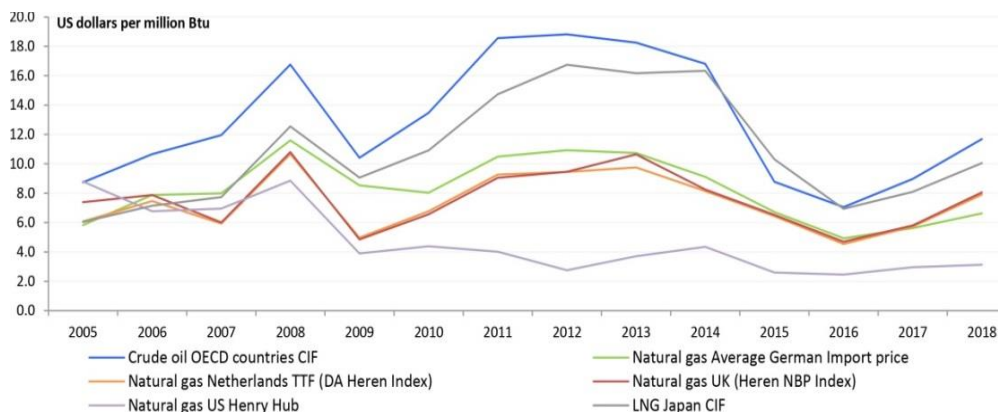


Fig. 2. Evoluția mondială a prețurilor la petrol și gaze naturale, 2005-2018
Sursa: compilat de către autor în baza datelor din BP Statistical Review of World Energy, iunie 2019

Context regional. Moldova are hotare comune cu două țări, și anume: Ucraina, care ca și Moldova, este parte contractantă a Comunității Energetice (CEn) și a semnat Acordul de Asociere cu Uniunea Europeană (UE), și România, care este țară membră a UE (a se vedea fig. 3).¹³ Procesele/transformatările care au loc în UE în domeniul pieței de gaze naturale sunt deja în mare parte obligatorii și pentru Țările CEn. România, ca țară membră UE, este într-o etapă mult mai avansată față de Ucraina și Moldova în implementarea acestor transformări. Totodată, evoluția piețelor de gaze naturale în Europa Centrală și de Sud-Est este la o treaptă mai joasă față de Țările din Europa de Vest, în special Marea Britanie și Țările de Jos.

Moldova, din 01.05.2010, a devenit parte contractantă a CEn, care în prezent include 9 părți contractante, 3 țări cu statut de observator (Norvegia, Turcia și Armenia), țările-membre UE având statut de participanți. Majoritatea părților contractante a CEn au acest statut din anii 2006-2007 (2006: Serbia, Bosnia și Herțegovina, Macedonia de Nord, Albania și Kosovo, 2007: Muntenegru), Ucraina – din 01.02.2011 și Georgia – 01.07.2017. Până la aderarea la UE, România, Bulgaria și Croația erau părți contractante a CEn. În prezent, 6 din 9 părți contractante a CEn sunt candidate și potențial candidate la aderare la UE: candidate sunt Serbia, Macedonia de Nord, Muntenegru și Albania, iar potențial candidate sunt Bosnia & Herțegovina și Kosovo. O altă țară candidată la aderare la UE este Turcia.

Moldova și Ucraina nu au hotare comune și puncte de interconectare a sistemelor de transport de gaze naturale (STGN), cu celelalte părți contractante ale CEn, iar Georgia – cu niciuna dintre părțile contractante a CEn. STGN din Moldova este interconectat cu STGN a Ucrainei și a României, iar STGN a Ucrainei, pe partea UE, este interconectat

³ The date of accession of the Republic of Moldova to the Energy Community is 01.05.2010 and of Ukraine – 01.02.2011. Association Agreement between the European Union and the Republic of Moldova fully entered into force on 01/07/2016 and the Ukraine – 01/09/2017.

cu STGN a Slovaciei, Ungariei, Poloniei și României. În viitor se prevede interconectarea STGN a Serbiei cu STGN a României (2020) și a Bulgariei.⁴

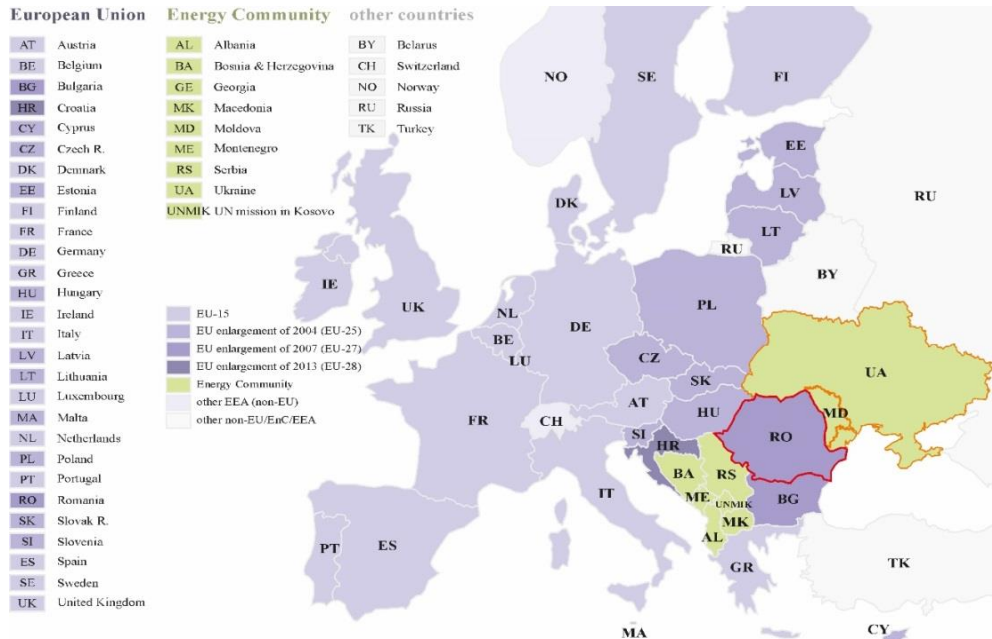


Fig. 3. Evoluția Uniunii Europene, Comunitatea Energetică
Surse: compilat de către autor în baza informațiilor publice de pe paginile web oficiale ale Uniunii Europene (www.europa.eu) și Comunității Energetice (www.energy-community.org), conform situației din 07/2019.

Implementarea Directivelor și Regulamentelor UE în domeniul pieței de gaze naturale implică în mod direct și Rusia care are puncte de interconectare a STGN cu patru țări-membre UE: Germania, Finlanda, Letonia și Estonia, iar Gazprom - participant-cheie pe piața gazelor UE - a acumulat deja o experiență însemnată în adaptarea activității sale la cerințele UE.

Consum, producere și rezerve de gaze naturale. În Țările UE nivelul cel mai mare al consumului de gaze naturale este în Germania, Marea Britanie, Italia, Franța, Țările de Jos, Spania ș.a., iar în CEn, respectiv, în Ucraina, Moldova (inclusiv Transnistria), Serbia ș.a., consumul de gaze naturale în Ucraina fiind în 2018 de 30,7 mlrd m³, sau de cca 10 ori mai mare decât în Moldova (2,94 mlrd m³, inclusiv Transnistria), aproape triplu față de România, cu cca 1 mlrd m³ mai mic decât în Spania, cu circa 5 mlrd m³ mai mic decât în Țările de Jos și aproape de trei

⁴ În cazul României - proiectul BRUA, faza 1.

ori mai mic decât în Germania (88,3 mlrd m³). Nivelul de consum a gazelor naturale în Turcia (47,3 mlrd m³) este pe locul patru în Europa. Evoluția piețelor de gaze naturale în Țările cu nivelul cel mai mare de consum, influențează în mod direct evoluția piețelor regionale.

La nivel mondial, consumul de gaze naturale este cel mai mare în SUA, Rusia, China, Iran, Canada, Japonia, Arabia Saudită, Mexic, Germania ș.a., iar nivelul cel mai mare de producere de gaze naturale este în SUA, Rusia, Iran, Canada, Qatar, China, Australia, Norvegia ș.a. (a se vedea figurile 4 și 5).

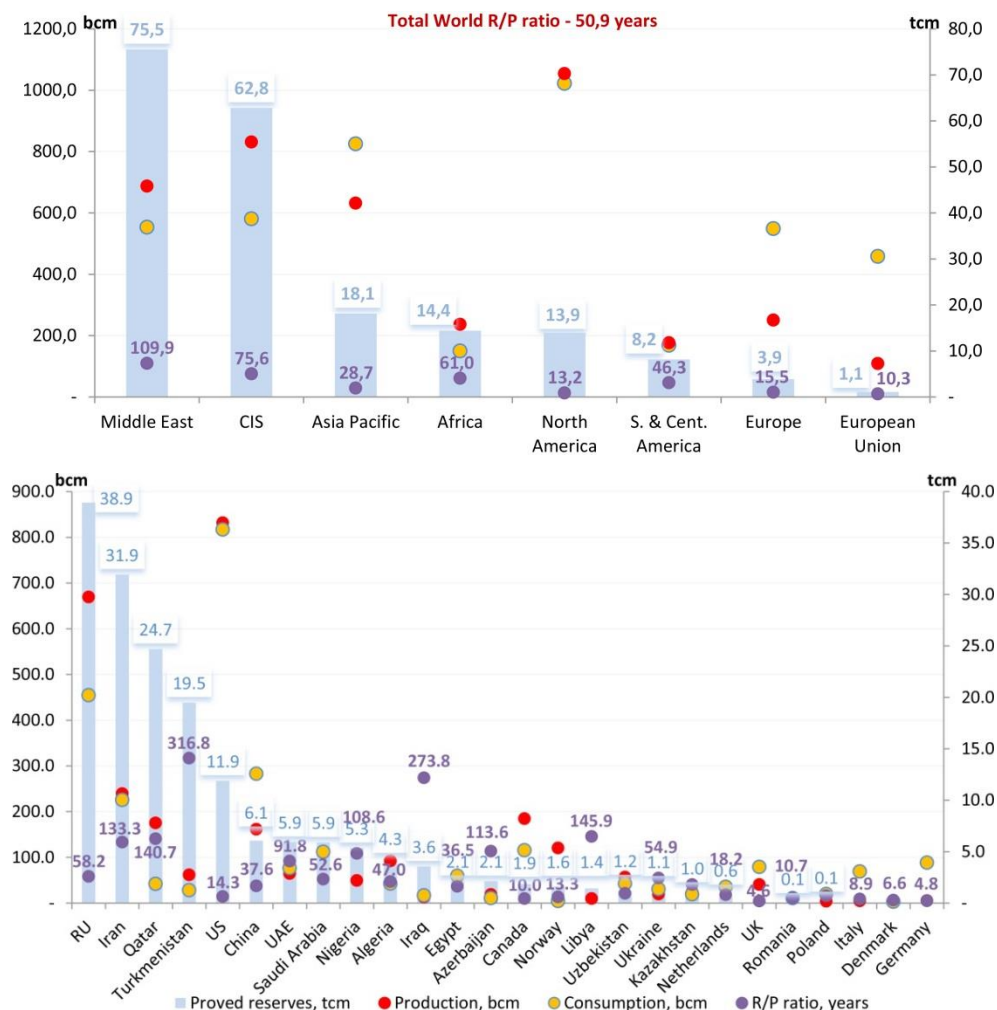


Fig. 4, 5. Consumul, producere și rezerve confirmate de gaze naturale: regional și pe țări, 2018.

Sursa: compilat de către autor în baza datelor din BP Statistical Review of World Energy, iunie 2019.

După nivelul rezervelor confirmate de gaze naturale, liderii mondiali sunt Orientul Mijlociu și CSI, iar pe țări, rezervele confirmate de gaze naturale cele mai mari în lume sunt în Rusia, Iran, Qatar, Turkmenistan și SUA. În țările CSI, ponderea cumulată a Rusiei și Turkmenistanului în rezervele confirmate de gaze naturale este de cca 90%, urmate de Azerbaidjan, Uzbekistan, Ucraina și Kazahstan, iar în Europa, ponderea cumulată de circa 70% în rezervele confirmate de gaze naturale au Norvegia și Ucraina, urmate de Țările de Jos, Marea Britanie, România, Polonia ș.a. Rezervele confirmate de gaze naturale în Ucraina sunt de circa 10 ori mai mari decât ale României și de 1,5 ori mai mici decât ale Norvegiei. La nivelul de extracție din 2018, rezervele confirmate de gaze naturale din România se vor epuiza (R/P ratio) în circa 10 ani, în Ucraina și Rusia – 55 și respectiv 58 ani, Marea Britanie și Germania – 4-5 ani, Norvegia – 13 ani, Țările de Jos – 18 ani, Italia – 9 ani, Polonia – 16 ani, Azerbaidjan – 114 ani, Turkmenistan – 317 ani ș.a.

Pe plan mondial, Europa și Uniunea Europeană au nivelul cel mai jos de rezerve confirmate de gaze naturale și dependența cea mai mare de import de gaze naturale. Majoritatea țărilor europene își acoperă necesarul/consumul de gaze naturale, integral sau în mare parte, din import. În cele 37 de țări consumatoare de gaze naturale din Europa (26 - UE, 7 - CEn, Turcia, Belarusia, Elveția și Norvegia), ponderea producerii locale de gaze naturale în consum este după cum urmează (în ordinea descrescătoare a consumului): $\geq 100\%$ - 4 țări: Norvegia, Olanda, Danemarca, Albania;⁵ $> 50\%$ - 5 țări: Marea Britanie, Ucraina, România, Irlanda, Croația; $> 10 - < 25\%$ - 4 țări: Polonia, Ungaria, Austria, Serbia; $> 1 - < 10\%$ - 5 țări: Germania, Italia, Cehia, Bulgaria, Slovacia; $< 1\%$ - 7 țări: Turcia, Belarusia, Spania, Franța, Grecia, Georgia, Slovenia; $0 - < 0,01\%$ - 12 țări: Belgia, Portugalia, Elveția, Moldova, Finlanda, Lituania, Letonia, Suedia, Luxemburg, Estonia, Bosnia & Herzegovina și Macedonia de Nord. Prin urmare, 28 de țări europene au dependență majoră sau totală de import de gaze naturale în acoperirea consumului local, inclusiv: 20 - UE, 5 - CEn, Turcia, Belarusia și Elveția.

Din cele expuse mai sus se vede că rolul Ucrainei în cadrul Europei este unul deosebit de important nu doar din punct de vedere al tranzitului de gaze naturale din Rusia spre Europa. Ucraina are și capacitatea cumulată cea mai mare în Europa a depozitelor subterane de stocare a gazelor naturale – 30,95 mlrd m³, ceea ce reprezintă un factor esențial în livrare de gaze naturale și dezvoltarea pieței de gaze în contextul în care cererea la gaze are caracter sezonier pronunțat. România – un alt mare operator pe piața de gaze naturale în Europa și UE – are capacitatea cumulată a depozitelor subterane de stocare a gazelor naturale de 3,1 mlrd m³. Nivelul de producere a gazelor naturale în România este de circa două ori mai mic decât în Ucraina, iar consumul de gaze naturale, de aproape trei ori mai mic. În același timp, ponderea importului în volumul de gaze naturale intrat în consum în România este de cca 10%, iar în Ucraina – circa 38% în 2018 (51% în 2017).

Este de menționat faptul că în perioada de după 1990, pe plan mondial, cea mai mare reducere a consumului de gaze naturale a fost în Ucraina și România (cu circa

⁵ Țările de Jos produc gaze LCV și importă HCV, situația similară și în Polonia

90 mlrd m³ și, respectiv, 22 mlrd m³). În România această reducere a avut lor preponderent în perioada 1990-2000, în timp ce în Ucraina în perioada 1990-2000 consumul de gaze naturale s-a redus cu circa 47 mlrd m³, iar în perioada 2005-2018 – cu circa 42 mlrd m³. Este evident faptul că o asemenea reducere a consumului de gaze naturale - resursă vitală de energie în aceste două țări - a avut consecințe profunde asupra economiei acestor țări. În cazul Ucrainei, prima reducere a rezultat din colapsul post-sovietic a sectorului industrial, iar a doua a fost drept consecință a aplicării de către Gazprom a noii formule, similare cu cea aplicată și pentru Moldova, de stabilire a prețurilor la gaze naturale. Evoluția prețurilor la gaze naturale livrate de Gazprom în Ucraina în perioada de după 2005 a rezultat în pierderea de către Gazprom a acestei piețe de gaze naturale (a se vedea fig. 6), valoarea vânzărilor Gazprom pe această piață depășind, în acea perioadă de timp, 10 mlrd USD/an. Din 26.11.2015, Ucraina importă gaze naturale exclusiv din Țările UE.

Sursele și căile de aprovizionare cu gaze naturale. Tranzitul prin Ucraina: situația actuală. UE are ponderea de 12% în consumul mondial de gaze naturale și 2,8% în volumul mondial de producere a gazelor naturale. În anul 2018, UE a importat 320,6 mlrd m³, din care 77,7% prin conducte și 22,3% - GNL (gazul natural lichefiat- LNG). În importul UE de gaze naturale prin conducte, 77,8% au fost furnizate din Rusia, 15,5% - din Africa și 6,7% din alte surse. În viitor se prevede creșterea în UE și Europa a volumului de import de gaze naturale și a ponderii GNL, creșterea importului de gaze din SUA (GNL) și creșterea competiției la nivel mondial și regional între piețe de consum.

Din volumul total de gaze naturale furnizate în 2018 de Gazprom în Europa (pe piețe din afara fostei-URSS – 200,8 mlrd m³), 86,8 mlrd m³ au fost tranzitate prin STGN a Ucrainei, din care 56,6% spre Slovacia, 13,6% - spre Ungaria, 4,7% - spre Polonia, 21,8% - spre România (20,8% - Orlovka-Isaccea prin Moldova, coridorul TransBalcenic și 0,9% - Tekovo-Medieșu Aurit) (a se vedea fig. 8) și 3,4% - pentru Moldova, aprovizionarea Moldovei, în prezent, fiind integral asigurată prin STGN a Ucrainei.

În contextul eventualei sistări, după 2019, a tranzitului de gaze naturale din Rusia prin Ucraina spre Europa este de menționat că, în prima jumătate a acestui an, volumul total de gaze naturale tranzitat prin Ucraina este mai mare decât tranzitul în perioada respectivă a anilor 2015, 2016 și 2018 și mai mic decât în 2017 – anul în care a fost tranzitat volumul cel mai mare (93,5 mlrd m³) în perioada din 2015 (a se vedea fig. 7, 8). În același timp, pe direcții de tranzit, se observă creșterea volumului total al transportului de gaze naturale prin puncte de interconectare a STGN între Ucraina-Slovacia și Ucraina-Ungaria, dar reducerea cu peste 4 mlrd m³, sau 43,8% (în 6 luni) a tranzitului prin puncte de interconectare a STGN între Ucraina-România (Orlovka-Isaccea), transportul spre Moldova menținându-se la nivelul mediu a ultimilor 5 ani. În Planul de dezvoltare al STGN-ului operatorului sistemului de transport de gaze (OST) Ukrtransgaz (UTG) în perioada 2019-2028 sunt considerate două scenarii de tranzit în perioada 2020-2028: în primul scenariu, volumul de tranzit este egal cu zero, iar în al doilea scenariu – 28-29 mlrd m³/an, sau circa 30% din nivelul actual de tranzit.

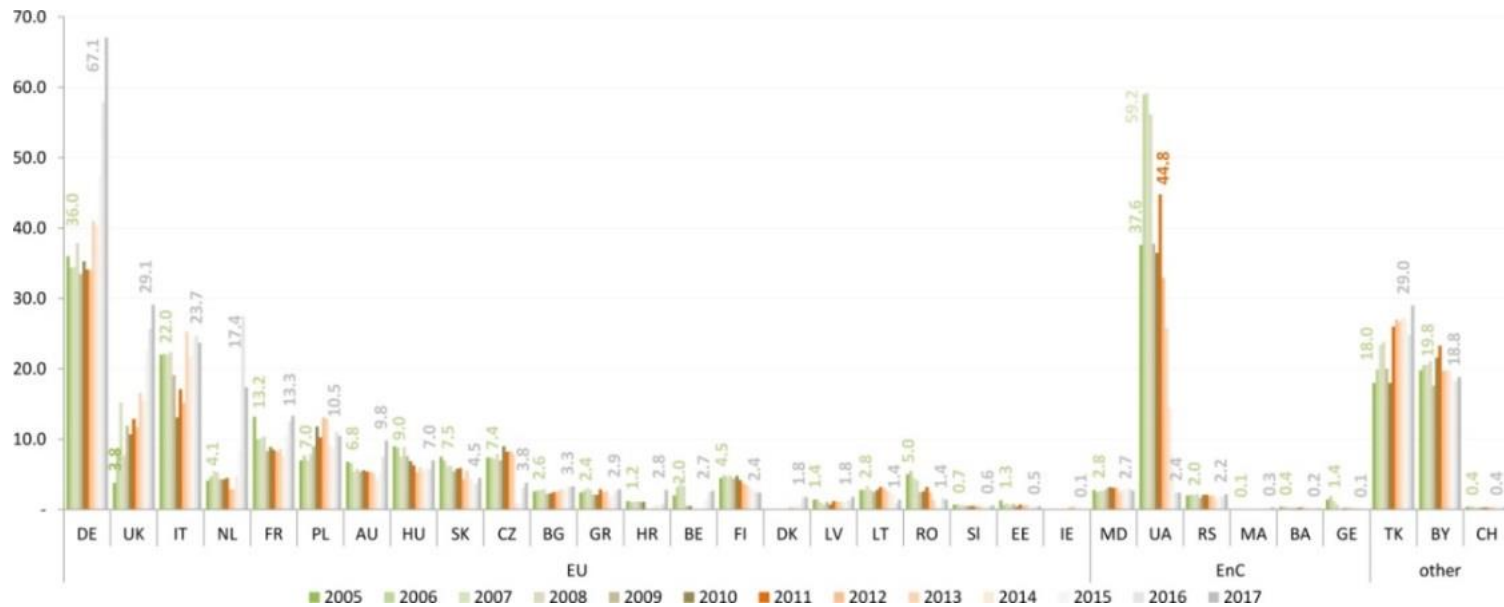


Fig. 6. Evoluția exportului de gaze naturale de Gazprom în Europa, mld m³, 2005-2017.
Sursa: compilat de către autor în baza informațiilor publice Gazprom, www.gazprom.ru

Moldova este una din numeroasele țări europene, dependente în mare măsură sau integral de importul de gaze naturale și cu un nivel redus sau lipsă de flexibilitate la gaze (producere locală și/sau depozitare subterană), dar în același timp, Moldova este una din cele cinci țări europene, din care 2 sunt membre UE (Bulgaria și Finlanda) și 3 din CEn (Moldova, Bosnia & Herzegovina și Macedonia de Nord), dependente în cea mai mare măsură de o singură sursă (Rusia) și rută de aprovizionare cu gaze naturale. Dintre aceste țări, Finlanda, care nu are tangențe cu livrare de gaze naturale prin STGN-ul Ucrainei, își diversifică sursele și căile de aprovizionare prin GNL, Bosnia & Herzegovina și Macedonia de Nord au volumul de consum, respectiv, import de gaze naturale de peste 10 ori mai mic decât în Moldova (a se vedea fig. 6), iar în cazul eventualei sistări a tranzitului de gaze naturale din Rusia prin Ucraina, până la finalizarea lucrărilor de construcție și punerea în operare a conductei TurkStream-2, dar și asigurarea fluxului invers pe coridorul TransBalcenic de transport de gaze naturale, Țările cel mai mult afectate vor fi Moldova (CEn, în special Transnistria și, eventual, Găgăuzia) și Bulgaria (UE).

Conform situației din luna iunie 2019, lucrările de construcție în cadrul proiectului TurkStream încă nu erau finalizate, iar pe conducta Nord Stream-2 lucrările privind partea lineară din Marea Baltică erau realizate în proporție de peste 59% din lungimea conductei respective. În aceste condiții, se vede a fi puțin probabilă sistarea totală a tranzitului de gaze naturale din Rusia prin Ucraina în anul 2020 – anul în care se estimează finalizarea, pe partea Moldovei, a proiectului Iași (RO) - Ungheni-Chișinău (MD), care, într-o măsură, ar putea servi pentru Moldova drept o alternativă a sursei și rutei tradiționale din Rusia prin Ucraina.

Cadrul legislativ și de reglementare în domeniul pieței de gaze naturale.

Prin aderare la CEn, Moldova a devenit parte componentă a procesului de creare a pieței europene de gaze naturale asumându-și angajamentul de a pune în aplicare, până la 31.12.2009, Directiva 2003/55/CE privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și, până la 31.12.2010, Regulamentul (CE) nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale și Directiva 2004/67/CE privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale.

În anul 2011, la Chișinău, Consiliul Ministerial al CEn a adoptat decizia privind implementarea Directivelor și Regulamentelor care fac parte din al treilea pachet legislativ UE, adoptat în anul 2009, care, în domeniul gazelor naturale și aplicabil CEn, include Directiva 2009/73/CE (abrogare Directiva 2003/55/CE) și Regulamentul (CE) Nr. 715/2009 (abrogarea Regulamentului (CE) nr. 1775/2005), cu modificările conform Deciziei Comisiei nr. 2010/685/UE din 10.11.2010.

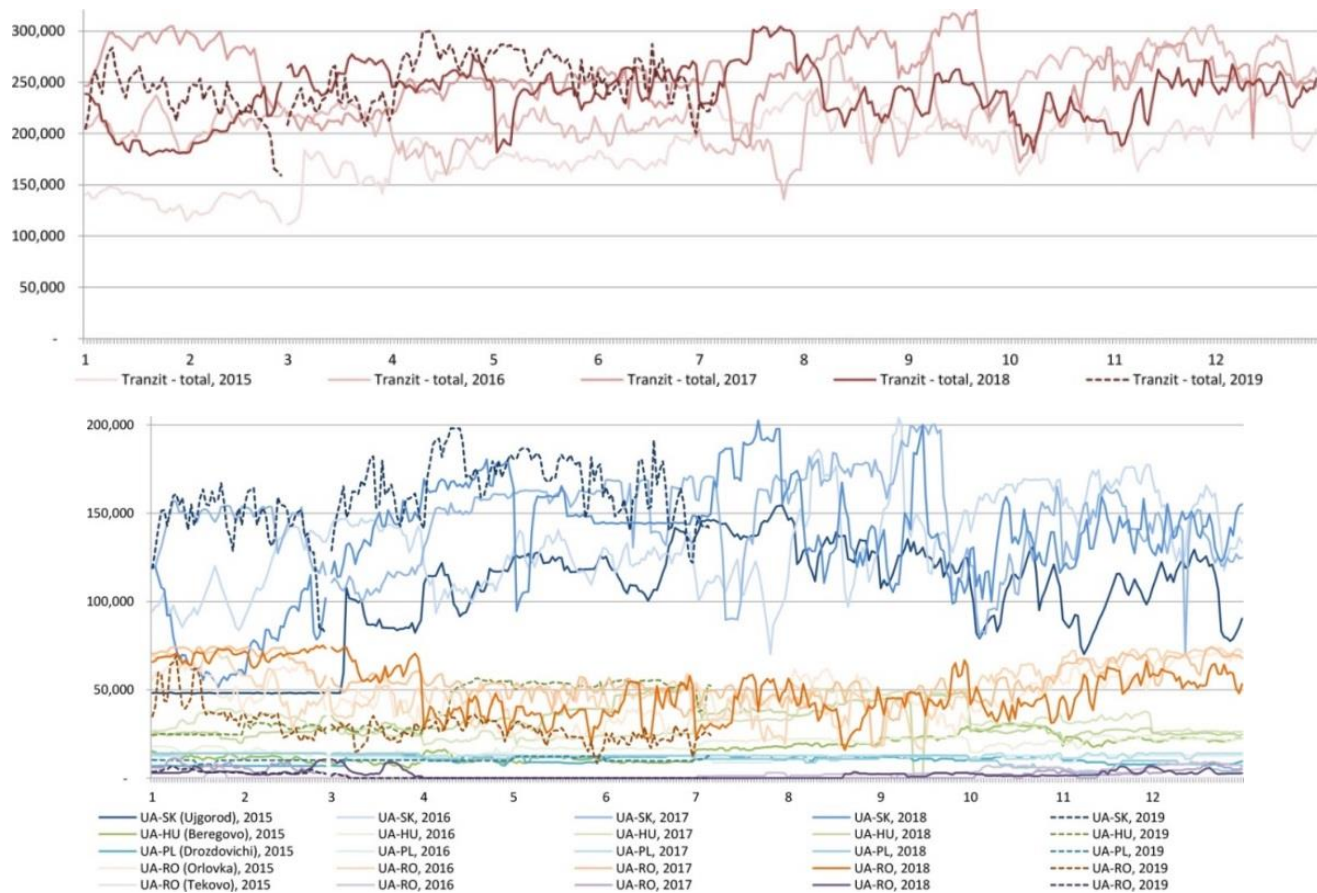


Fig. 7, 8. Tranzit de gaze naturale din Rusia prin Ucraina, 01.01.2015-06.07.2019.
 Sursa: compilat de către autor în baza informațiilor publice Ukrtransgaz, www.utg.ua

În anul 2018, în CEn au fost adoptate deciziile privind transpunerea în legislația națională și punerea în aplicare, cu caracter obligatoriu, a următoarelor regulamente UE (cu relevanță pentru Spațiul Economic European):

- Codul rețelei pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date și amendamentele UE introduse în 2012 și 2015 în Liniile directoare privind procedurile de gestionare a congestiei în caz de congestie contractuală și Liniile directoare privind definirea informațiilor tehnice necesare utilizatorilor rețelei pentru a dobândi accesul efectiv la sistem, definirea tuturor punctelor relevante pentru cerințele privind transparența și informațiile care trebuie publicate la toate punctele relevante și calendarul publicării acestora – termenul de transpunere până la 01.10.2018;

- Codul rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport a gazelor și Codul rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor - termenul de transpunere până la 27.08.2019;

- Regulamentul privind integritatea și transparența pieței angro de energie - termenul de transpunere până la 28.11.2019.

În anul 2019, se prevede adoptarea în CEn a deciziei privind transpunerea și punerea în aplicare a Codului rețelei privind echilibrarea rețelelor de transport de gaze, cu termen estimativ de transpunere în 2020.

Pe 01.01.2020, expiră derogarea acordată Moldovei privind implementarea art. 9(1) din Directiva 2009/73/CE - separarea sistemelor de transport și a operatorilor de transport și de sistem, și expiră prevederile contractuale cu Gazprom privind tranzitul și furnizarea de gaze naturale.

În timp ce Directiva 2009/73/CE stabilește norme comune privind transportul, distribuția, furnizarea și înmagazinarea gazelor naturale și definește modalitățile de organizare și funcționare a sectorului gazelor naturale, de acces pe piață, precum și criteriile și procedurile aplicabile pentru acordarea de autorizații de transport, distribuție, furnizare și înmagazinare a gazelor naturale și exploatarea sistemelor, Directiva 2004/67/CE stabilește măsurile pentru garantarea unui nivel suficient de securitate a aprovizionării cu gaze și care contribuie la funcționarea corespunzătoare a pieței interne de gaze naturale, dar și stabilește un cadru comun în care statele membre determină politicile generale, transparente și nediscriminatorii privind securitatea aprovizionării, compatibile cu cerințele unei piețe interne competitive de gaze, clarifică rolurile și responsabilitățile generale ale diferiților operatori de pe piață și pun în aplicare proceduri nediscriminatorii specifice pentru garantarea securității aprovizionării cu gaze.

Pentru Țările UE, în urma conflictului ruso-ucrainean din ianuarie 2009 privind livrările de gaze naturale spre Europa, Directiva 2004/67/CE a fost revăzută și înlocuită prin Regulamentul (UE) nr. 994/2010 din 20.10.2010 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale. În urma stării excepționale din februarie 2012 privind aprovizionarea cu gaze naturale în Țările CEn, a fost perfectat un studiu detaliat privind implementarea în Țările CEn, inclusiv Moldova, a Directivei 2004/67/CE și a Regulamentului (UE) nr. 994/2010, care la acel

moment era considerat de a fi inclus în *acquis communautaire* al CEn. Pentru țările UE, în 2017, Regulamentul (UE) nr. 994/2010 a fost înlocuit cu Regulamentul (UE) 2017/1938, iar pentru Țările CEn până-n prezent a rămas în vigoare Directiva 2004/67/CE.

Măsurile menite să asigure securitatea aprovizionării cu gaze includ: flexibilitatea importului; diversificarea surselor și a rutelor de aprovizionare cu gaze; piețe lichide de gaz negociabil; capacități transfrontiere; fluxuri inversate; investiții în infrastructură, inclusiv pentru capacitate bidirecțională; flexibilitatea sistemului; utilizarea contractelor pe termen lung și pe termen scurt; facilitarea integrării gazelor provenite din surse regenerabile de energie în infrastructura rețelei de gaze; utilizarea sporită a surselor regenerabile de energie ș.a.

Conform angajamentelor din cadrul CEn, începând cu 01.01.2009 (termenul aplicabil pentru Țările UE - 01.07.2006), fiecare operator de sistem de transport (OST) trebuie să ia măsuri rezonabile pentru a permite comercializarea liberă a drepturilor la capacitate și a facilita această comercializare; OST trebuie să ofere capacitate maximă în toate punctele relevante și să ofere, în mod nediscriminatoriu, servicii ferme și întreruptibile, pe termen lung (≥ 1 an) și scurt (< 1 an și de cel puțin o zi), de acces la rețea pentru toți utilizatorii rețelei; OST trebuie să elaboreze coduri de rețea și contracte armonizate după consultarea corespunzătoare a utilizatorilor rețelei. Aceste prevederi din Regulamentul (CE) nr. 1775/2005 sunt obligatorii pentru Moldova din 01.01.2011, iar pentru Ucraina – din 01.01.2012. Conform deciziei CEn adoptate în 2011, prevederile Regulamentului (CE) nr. 715/2009 trebuie să se regăsească în cadrul legislativ și de reglementare în vigoare al părților contractante ale CEn nu mai târziu de 01.01.2015 (pentru Georgia – 31.12.2020). Tot în acel document se stipulează că OST trebuie să asigure până la 01.01.2010 platforma on-line pentru rezervarea capacității și proceduri de nominalizare și re-nominalizare.

Conform Deciziilor CEn adoptate în 2018, termenul de punere în aplicare a Codului rețelei pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date este 01.10.2018; a Codurilor rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport a gazelor și structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor - până-n 27.02.2020, cu excepția prevederilor legate de metodologiile de calculare a prețului de referință, prețurile de rezervare a capacității și reconcilierea veniturilor, care se aplică începând cu 31.05.2021. Codul rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor, adaptat pentru CEn, nu aduce atingere nivelurilor tarifelor de transport rezultate din contractele sau din rezervările de capacitate încheiate înainte de 01.10.2019, dacă aceste contracte sau rezervări de capacitate nu prevăd nicio modificare a nivelurilor tarifelor de transport bazate pe capacitate și/sau volumetrică, cu excepția indexărilor, dacă este cazul.

Tot pe baza angajamentelor CEn din 2018, părțile contractante, inclusiv Moldova, au obligația de a pune în aplicare, începând cu 01.10.2018, trei din cele patru proceduri de gestionare a congestiilor contractuale: creșterea capacității prin schema de suprasubscriere și răscumpărare, returnarea capacității contractate și mecanismul

utilizează-sau-pierde pentru capacitatea contractată, dar subutilizată în mod sistematic (long-term use-it-or-lose-it), și, începând cu 01.07.2020 - mecanismul utilizează-sau-pierde pentru capacitatea fermă pentru ziua următoare (firm day-ahead use-it-or-lose-it). OST trebuie să introducă (în Codul rețelei) definiții comune (UE/CEn) de zi gazieră, punct de interconectare (PI), punct virtual de interconectare (PVI), alocare, ciclul de renominalizare și altele. OST au obligația să publice, orar sau zilnic, pe un site web liber accesibil publicului, iar începând cu 01.10.2018 – și pe platforma centralizată stabilită de ENTSOG, informații pentru toate punctele relevante, conform cerințelor minime, aplicabile părților contractante ale CEn de la 01.01.2015 și modificate în 2018, care includ: capacitatea tehnică pentru fluxurile în ambele direcții; capacitatea fermă și întreruptibilă contractată totală în ambele direcții; nominalizările și renominalizările în ambele direcții; capacitatea fermă și întreruptibilă disponibilă în ambele direcții; fluxurile fizice reale; solicitările nereușite, dar legal valabile, de produse de capacitate cu o durată egală sau mai mare de o lună, inclusiv numărul și volumul solicitărilor nereușite; în cazul licitațiilor, unde și când produsele de capacitate fermă cu o durată egală sau mai mare de o lună au fost tranzacționate la preț mai mare decât prețul de pornire a licitației; unde și când produsele de capacitate fermă cu o durată egală sau mai mare de o lună n-au fost oferite în procesul organizat de alocare; capacitatea totală rezultată din aplicarea procedurilor de gestionare a congestiilor și altele.

Conform angajamentelor adoptate în CEn în 2018, toate OST-urile trebuie, până la 27.02.2020, să încheie înțelegerile contractuale privind utilizarea platformei unice pentru ofertarea capacității pe ambele părți ale punctelor de interconectare, inclusiv cele virtuale; începând cu anul 2020, licitațiile anuale ale capacității anuale trebuie să înceapă în prima zi de luni a lunii iulie din fiecare an, în cazul că nu este prevăzut altfel în calendarul de licitație; începând cu 28.05.2020, OST trebuie să ofere serviciu gratuit de conversie a capacității negrupate (neagregate); nu mai târziu de 01.11.2021, OST adiacente trebuie să stabilească punctele virtuale de interconectare funcționale; începând cu 2021 și ulterior cel puțin în fiecare an impar, OST-urile trebuie să efectueze evaluarea necesității de capacitate incrementală în punctele de interconectare comune; către 01.10.2025, la produse de capacitate cu durata de sub 1 an, nivelul maxim al multiplicatorilor trebuie să nu fie mai mare de 1,5, dacă ECRB va formula până la 01.10.2023 o recomandare în acest sens ș.a.

Până la 28.05.2020, părțile contractante ale CEn, inclusiv Moldova, urmează să pună în aplicare Regulamentul privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT), iar autoritățile naționale de reglementare trebuie să creeze un registru național al participanților pe piață și să-l mențină actualizat.

Prin urmare, începând cu anul 2020, cadrul legislativ și de reglementare din Moldova în domeniul pieței și transportului de gaze naturale urmează să fie în mare măsură aliniat cadrului respectiv din UE. Analiza aprofundată a acestui cadru și a procesului de implementare în Țările membre UE, cât și a evoluției consumului, prețurilor, producerii, surselor și rutelor de aprovizionare a gazelor naturale, permit

de a estima și a formula scenariile evoluției viitoare posibile în Moldova și în context regional relevant pentru Moldova.

Reconfigurarea sectorului de gaze naturale a Moldovei. În urma aderării la CEn și implementării angajamentelor din cadrul acesteia, funcționarea sectorului de gaze naturale în Moldova, ca și în Țările UE și părți contractante ale CEn, se schimbă în mod esențial. Această schimbare include: separarea activităților de furnizare, transport, distribuție; introducerea sistemului de „intrare-ieșire”; implementarea regulilor noi privind interoperabilitatea sistemelor de transport, alocarea capacității de transport, stabilirea tarifelor la capacitatea de transport, gestionarea congestiilor contractuale, echilibrarea sistemului de transport; modificarea surselor și rutelor de aprovizionare cu gaze naturale; dezvoltarea piețelor centralizate de tranzacționare a gazelor naturale ș.a. Aceste schimbări au drept scop dezvoltarea piețelor naționale și regionale de gaze naturale și integrarea acestora într-o piață unică europeană. Moldova este parte componentă a acestui proces.

Separarea sistemelor de transport și a operatorilor sistemelor de transport (OST) și certificarea OST. Pe baza Deciziei CEn privind aderarea Moldovei în calitate de parte contractantă și a angajamentului CEn din 2011, care stabilesc obligația de a transpune în legislația națională și a pune în aplicare, Directiva 2003/55/CE, Regulamentul (CE) nr. 1775/2005 și, respectiv, Directiva 2009/73/CE și Regulamentul (CE) 715/2009, pentru Moldova au devenit obligatorii separarea (începând cu 01.01.2020, amendament aprobat pentru Moldova în 2012) sistemelor de transport și a operatorilor sistemelor de transport de la activitățile de producere, furnizare și distribuție și certificarea OST, conform prevederilor Directivei 2009/73/CE și a Regulamentului (CE) 715/2009. Modele de separare propuse sunt: separarea proprietății (ownership unbundling), operator de sistem independent (ISO) și operator de transport independent (ITO). Pentru celelalte părți contractante ale CEn, inclusiv Ucraina, dar cu excepția Georgiei, acest lucru este obligatoriu din 01.06.2016.

La 14.05.2019, în Moldova erau 15 agenți economici cu licențe de furnizare a gazelor naturale eliberate de ANRE, inclusiv Moldovagaz, Energocom, Darnic-Gaz și alții. În 2018, gazele naturale furnizate pe piața din Moldova au fost procurate de la Gazprom și importate de Moldovagaz. În unele localități din raionul Cantemir sunt utilizate și gazele naturale autohtone, volumele extrase și furnizate în 2017 fiind de circa 0,1 mln m³/an. Conform Moldovagaz, în perioada 01.01.2013-01.01.2016, urmare a divizării activităților licențiate, Moldovagaz a preluat legal și funcțional activitatea de furnizare a gazelor naturale, de la titularii de licență/întreprinderile sale afiliate și obiectul principal de activitate al Moldovagaz este furnizarea gazelor naturale.

În Moldova activează trei OST: Moldovatransgaz SRL (MTG), Tiraspoltransgaz SRL (TTG) și Vestmoldtransgaz SRL (VMTG), din care MTG și VMTG activează în baza licenței de transport a gazelor naturale emise de ANRE (a se vedea fig. 9, 10).

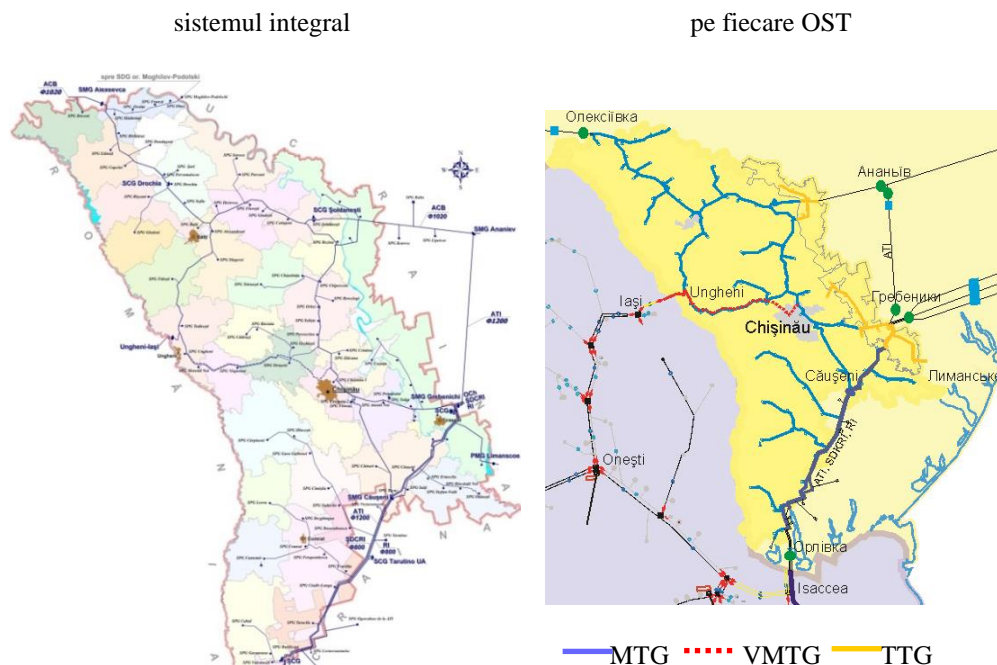


Fig. 9, 10: Sistemul de transport a gazelor naturale din Moldova: integral și pe OST
Sursa: Moldovatrangaz, www.moldovatrangaz.md și compilat de autor

MTG și TTG fac parte din structura Moldovagaz, în care 50% acțiuni aparțin companiei Gazprom, iar VMTG, fondat în 2014 ca întreprindere de stat, a trecut în 2018 în proprietatea Eurotransgaz SRL, companie-fiică a OTS Transgaz (RO)⁶. Conform informațiilor publice, în 2005 Transnistria a ieșit din componența Moldovagaz (MG) și a fost creată compania Tiraspoltransgaz-Pridnestrovie (TTG-PMR), printre activitățile căreia figurând transportul și furnizarea gazelor naturale. În prezenta lucrare, în continuare, ne vom referi la TTG, deoarece relația MG - TTG - TTG-PMR, cât și datoriile față de Gazprom, nu fac parte din scopul lucrării în cauză și nu influențează scenariile și concluziile făcute în această lucrare.

Aprobarea de către ANRE a planului de implementare a modelului de separare a operatorului sistemului de transport al gazelor naturale este stabilită pentru trimestrele II-III, 2019.

⁶ SA Gazprom - 50% acțiuni, 35,33% - Agenția proprietății publice de pe lângă Ministerul Economiei al RM, 13,44% - Comitetul de administrare a proprietății Transnistriei și 1,35% - alți acționari.

Sistemul de „intrare-ieșire”. Introducerea sistemului de „intrare-ieșire” se bazează pe prevederile Regulamentului (CE) 715/2009 și a schimbat esențial modul de funcționare a sistemului de transport a gazelor naturale în întreaga Europa, având ca scop dezvoltarea piețelor naționale și integrarea pieței europene de gaze naturale. Tot în acest scop, în UE au fost elaborate și sunt puse în aplicare, inclusiv și în CEn, Regulamentul privind integritatea și transparența pieței angro de energie (2012), Codurile rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport a gazelor (2013, 2017), privind echilibrarea rețelelor de transport de gaze (2014), pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date (2015), privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor (2017), Liniile directe privind procedurile de gestionare a congestiei în caz de congestie contractuală (2012) și privind definirea informațiilor tehnice necesare utilizatorilor rețelei pentru a dobândi accesul efectiv la sistem, definirea tuturor punctelor relevante pentru cerințele privind transparența și informațiile care trebuie publicate la toate punctele relevante și calendarul publicării acestora ș.a.

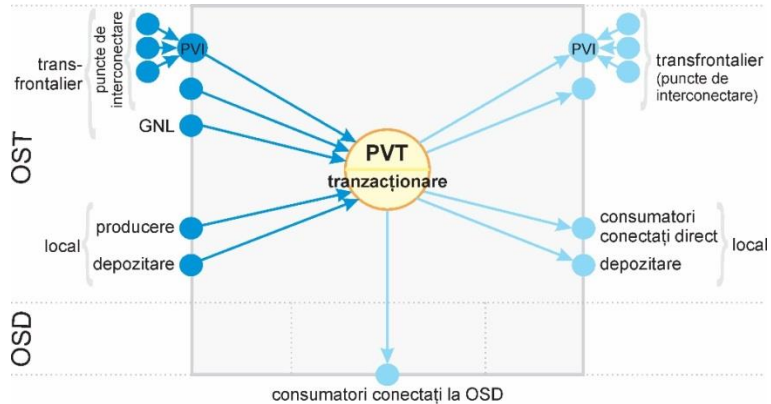
Conform studiului realizat la solicitarea Comisiei Europene (CE), sistemul de „intrare-ieșire” este definit ca un sistem pentru accesul terților la rețelele de transport de gaze, în care utilizatorii rețelei rezervă capacitatea la punctele de intrare și la punctele de ieșire în mod independent, iar gazele pot fi introduse la punctele de intrare și puse la dispoziție pentru a fi preluate la punctele de ieșire pe o bază complet independentă și nu urmează o rută contractuală predefinită, caracteristica distinctivă a sistemului de „intrare-ieșire” fiind existența unui punct virtual de tranzacționare (PVT) în care gazele pot schimba proprietarul în cadrul sistemului.

Un sistem complet de „intrare-ieșire” este caracterizat prin următoarele patru caracteristici cheie: capacități de intrare și de ieșire, alocarea liberă (nerestricționată) a capacității, PVT și nivelul de distribuție inclus (a se vedea fig. 11). În procesul implementării sistemelor de „intrare-ieșire” în Țările UE au fost puse în aplicare componente sau soluții suplimentare, care deviază de la sistemul complet (a se vedea fig. 12), iar în majoritatea cazurilor, particularitățile individuale constatate au rezultat din situații locale, infrastructuri fizice și practici contractuale dezvoltate istoric, cum ar fi, spre exemplu, contractele pe termen lung, fluxuri majore directe de la hotar-la-hotar (tranzit), necesitatea integrării unei zone de piață mai mari ș.a.

Schema sistemului complet de „intrare-ieșire” reflectă interfețele contractuale în sistemul de „intrare-ieșire” din punctul de vedere al furnizorului angro. Tranzacționarea între două părți este un transfer de titlu din contul vânzătorului în contul cumpărătorului. Acest transfer are loc într-un punct național (spre deosebire de hub fizic) în „centrul” sistemului - un PVT, și este înregistrat de către OST în contul fiecărui utilizator al rețelei, gazele fiind livrate/preluate noțional către/din acest punct de intrare/ieșire. Accesul la PVT trebuie să fie disponibil pentru toți utilizatorii rețelei și din toate punctele de intrare și de ieșire, pentru a permite utilizatorilor rețelei să-și optimizeze și echilibreze portofoliile și pentru a facilita tranzacționarea pe piața angro. În sistemul complet de „intrare-ieșire” nivelul de distribuție este complet integrat, sau cu alte cuvinte, operatorii rețelelor de transport (OST) și de distribuție (OSD)

soluționează între ei problemele legate de conectare și capacitate la punctele de interconectare între OST și OSD (așa-numitele „porți ale orașului” - city gates), în timp ce furnizorul/utilizatorul rețelei rezervă capacitatea de ieșire doar la nivelul rețelei unde are loc ieșirea finală. Dezechilibrele dintre volumele de gaze introduse și preluate, luând în considerare tranzacțiile respective din PVT, urmează să fie agregate pentru toate capacitățile de intrare și de ieșire în porfoliul furnizorului, indiferent de nivelul rețelei.

sistemul complet de „intrare-ieșire” (full entry-exit system)



particularități de implementare a sistemului de „intrare-ieșire”

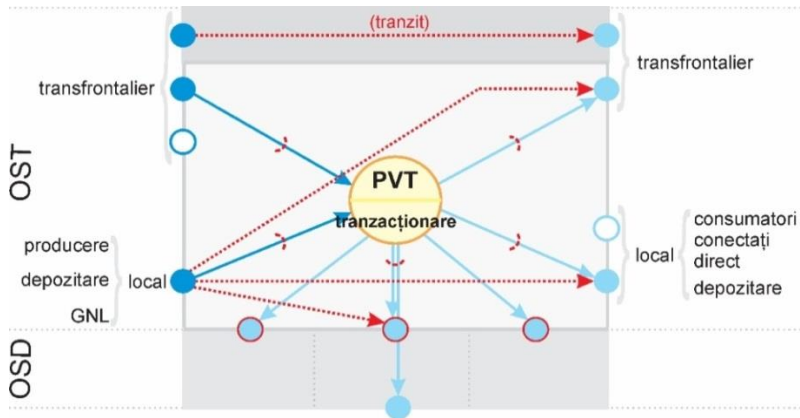


Fig. 11, 12. Prezentarea schematică a sistemului complet de „intrare-ieșire” și a posibilelor particularități de implementare a acestuia.

Sursa: compilat și adaptat/ajustat de către autor în baza Study on Entry-Exit Regimes in Gas, Part A: Implementation of Entry-Exit Systems, DNV KEMA, 2013.

Definirea punctelor relevante pentru cerințele privind transparența, în care capacitatea maximă trebuie să fie pusă la dispoziție participanților pieței și pentru care trebuie să fie publicată informația privind capacitatea tehnică, contractată, disponibilă ș.a., a fost făcută în Regulamentul (CE) nr. 1775/2005, iar conform prevederilor UE/CEN în vigoare, aceste puncte relevante trebuie să includă cel puțin

următoarele: toate punctele de intrare și ieșire dintr-o rețea de transport exploatată de un OST, cu excepția punctelor de ieșire conectate la un client final unic, precum și cu excepția punctelor de intrare conectate direct la o instalație de producție a unui producător unic stabilit în UE/CEn; toate punctele de intrare și ieșire care fac legătura între zonele de echilibrare ale OST-urilor; toate punctele care fac legătura între rețeaua unui OST și un terminal GNL, platformele gazeifere fizice și instalații de depozitare și de producție, cu excepția cazului în care aceste instalații de producție beneficiază de o scutire conform primului (sub)punct; toate punctele care fac legătura între rețeaua unui OST și infrastructura necesară pentru prestarea serviciilor auxiliare.

Pe 26.10.2017, ANRE-Moldova a aprobat lista punctelor relevante a rețelei de transport a gazelor naturale ale OST MTG, care include 6 puncte de intrare și 5 puncte de ieșire la puncte de interconectare (PI) cu STGN a Ucrainei (OST Ukrtransgaz - UTG) și a României (OTS Transgaz -TG), 6 puncte de ieșire spre consumatori finali conectați direct la rețeaua de transport și 92 puncte de ieșire spre sisteme de distribuție. Din lista aprobată a punctelor relevante ale MTG, punctele de intrare la PI includ: Ananiev (ACB), Alexeevca (ACB), Grebeniki (ATI), Grebeniki (RI, ȘDKRI), Limanscoe (TO 3) - toate amplasate în Ucraina, și Ungheni (IUC) - amplasat în Moldova, iar punctele de ieșire includ: Alexeevca (ACB), Limanscoe (TO 3) - amplasate în Ucraina, și Căușeni (ATI), Căușeni (RI, ȘDKRI), Ungheni (IUC) - amplasate în Moldova (a se vedea fig. 13).



Fig. 13. Punctele de intrare-ieșire cu STGN adiacente în Moldova.

Sursa: compilat de către autor în baza informațiilor publice Moldovatrangaz,

www.moldovatrangaz.md

Deoarece punctele de intrare/ieșire vor sta la baza stabilirii costurilor și veniturilor reglementate a fiecărui OST, reglementat de ANRE, și a tarifelor de intrare și/sau de ieșire în cadrul sistemului de „intrare-ieșire”, în viitorul apropiat, lista punctelor relevante a MTG va fi, probabil, revăzută în sensul definirii punctelor de intrare și/sau de ieșire între MTG și TTG (Transnistria), MTG și VMTG, MTG/TTG și UTG (Ucraina) (inclusiv Grebeniki, MGRES-Limanscoe ș.a., TTG-UTG), MTG/VMTG și TG (România), iar PI Căușeni (ATI) și Căușeni (RI, ȘDKRI), definite în prezent ca puncte de ieșire, vor fi probabil definite ca puncte de „intrare-ieșire”. Toate PI între MTG și TTG pot eventual fi grupate într-un singur PVI. Este de menționat faptul că, în prezent Ucraina nu are tarif de intrare și/sau ieșire stabilit pentru PI cu Moldova - Căușeni. Din lista punctelor relevante, aprobată de ANRE în 2017, reiese că PI Grebeniki (ȘDKRI) și Grebeniki (RI), cât și Căușeni (ȘDKRI) și Căușeni (RI) au fost grupate în puncte (virtuale) de interconectare Grebeniki (RI, ȘDKRI) și Căușeni (RI, ȘDKRI), deși nu este clar dacă există vreo decizie ANRE în acest sens.

Sistemul de tarifare de tip „intrare-ieșire”, introdus în România în 2014 și în Ucraina în 2015, urmează să fie introdus în Moldova, în baza Regulamentului 715/2009 și a Codului rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport a gazelor, înainte de începere a licitațiilor la produse de capacitate. Conform Planului de activitate ANRE, termenul limită de elaborare a proiectului Metodologiei noi de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al gazelor naturale este stabilit pentru trimestrul II, 2019, iar termenul de examinare în ședința Consiliului de Administrație - trimestrul III, 2019.

Conceptul metodologiei de tarifare de tip „intrare-ieșire”, elaborat de CEn și ANRE, a formulat și analizat trei modele posibile, toate fiind concepute pentru MTG și VMTG: primul model prevede o zonă de „intrare-ieșire” unică pentru ambii OST cu un mecanism de compensare între acești doi operatori (mecanism prevăzut în Codul rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor); al doilea model prevede două zone de „intrare-ieșire” (zona MTG și zona VMTG) și aplicarea unei taxe (levy) pentru acoperirea costurilor aprobate ale OST; al treilea model prevede o zonă de „intrare-ieșire” unică pentru ambii OST cu aplicarea unei taxe pentru acoperirea costurilor aprobate ale OST. Toate trei modele au fost evaluate pe baza următoarelor condiții: să nu ducă la suprapunerea (pancaking) tarifelor; să nu fie discriminatorii și să nu necesite modificarea legislației primare. Ca rezultat al evaluării, a fost preferat primul model.

În condițiile în care cadrul legislativ și de reglementare obligatoriu pentru MTG și VMTG (încă nu este aplicabil pentru TTG), sistemul de „intrare-ieșire” elaborat nu prevede includerea TTG. Acest lucru înseamnă că, pentru o perioadă de timp, la hotarul dintre Moldova și Ucraina va exista o „insulă” - Transnistria - în care nu vor funcționa regulile stabilite în UE și CEn, inclusiv regulile de stabilire a tarifelor de transport (care asigură acoperirea costurilor și generarea veniturilor), de alocare a

capacității, de echilibrare ș.a. În cazul în care tranzitul actual de gaze naturale din Rusia prin Ucraina și, respectiv, Moldova va înceta, este probabil că situația economică și, eventual, politică în această „insulă” se vor schimba, chiar și în cazul în care furnizorul și sursa de gaze vor rămâne aceleași. În condițiile noi, rezultate din implementarea regulilor europene și din redirecționarea exporturilor de gaze naturale din Rusia spre Europa, prin proiectele Nord Stream-2 (Germania) și TurkStream-2 (Turcia-Bulgaria), este probabil că pentru TTG va deveni economic mai avantajos să se încadreze în cadrul legal și de reglementare aplicabil MTG și VMTG. În noile condiții, TTG va necesita, probabil, și servicii de echilibrare a rețelei sale de transport, care pot fi oferite fie de MTG, fie de UTG. În aceste condiții noi, TTG are ca opțiuni fie integrarea în sistemul unic de „intrare-ieșire” și zonă de echilibrare comună cu MTG și, eventual, VMTG, fie să existe ca regiune parțial comparabilă după model cu Kaliningrad, această opțiune fiind mai puțin probabilă în context regional în care funcționează TTG. Integrarea TTG în sistemul de „intrare-ieșire” a Ucrainei nu se vede a fi o opțiune.

Tot în contextul încetării actualului tranzit de gaze din Rusia prin Ucraina, importanța pentru OST din Moldova a PI cu Ucraina Ananiev și Grebeniki se va reduce considerabil, iar PI cheie vor deveni, probabil, Alexeevca (MTG), Iași-Ungheni (VMTG) și, în cazul furnizării de gaze prin flux invers pe coridorul TransBalcanic, Căușeni (MTG) (a se vedea fig. 13), importanța și ponderea fiecărui din aceste PI va depinde de evoluția pieței de gaze din România și Ucraina și în spațiu regional mai larg, dar și de nivelul tarifelor de intrare și/sau de ieșire aplicat la aceste PI. Spre exemplu, tarifele stabilite în Ucraina, la punctele de ieșire spre Moldova, diferă de la un PI la altul, cele mai mari fiind la PI Alexeevca, iar cele mai mici - la PI Ananiev, Grebeniki (ATI) și Limanscoe⁷, ceea ce poate rezulta în dezavantaj competitiv pentru PI Alexeevca față de celelalte PI, în cazul în care nivelul tarifelor de intrare în Moldova nu o să reducă/excludă un astfel, eventual, dezavantaj.

Pe 14.06.2019, UTG a anunțat public despre faptul că partea ucraineană a transmis Moldovei propunerea de soluționare a eventualelor dificultăți în aprovizionarea Moldovei cu gaze naturale, după expirarea actualelor contracte cu Gazprom privind aprovizionarea și tranzitul de gaze naturale și în condițiile în care conducta Iași-Ungheni-Chișinău încă nu va fi operațională. Propunerea se bazează pe posibilitatea importului de gaze naturale din Țările UE, ca și în cazul Ucrainei deja de trei ani, și utilizarea capacităților disponibile în Ucraina de depozitare subterană a gazelor naturale. În timp ce capacitățile de depozitare subterană a gazelor naturale a Ucrainei, în Bohorodceană, sunt utilizate de-a lungul deceniilor pentru aprovizionarea cu gaze naturale a Moldovei, importul de gaze naturale din UE prin conducta bidirecțională ACB (Ananiev-Cernăuți-Bohorodceană) încă n-a avut loc. Recentă propunere a UTG confirmă estimarea autorului prezentei lucrări, exprimată în mod

⁷ Tariful de ieșire, fără TVA, în PI Alexeevca este de 17,29 \$/1000m³/zi, iar în PI Ananiev, Grebeniki (ATI) și Limanscoe – 11,32 \$/1000m³/zi, sau cu cca 35% mai mic față de tariful în PI Alexeevca.

repetat, privind viitoarea importanță pentru Moldova a PI Alexeevca (MTG), deși această rută de aprovizionare cu gaze naturale nu va permite, din considerente tehnice, aprovizionarea cu gaze naturale a Transnistriei și, eventual, a Găgăuziei.⁸

La începutul anului 2019, Acordurile de Interoperabilitate dintre Moldova și Ucraina pe PI Alexeevca, Ananiev, Grebeniki, Limanscoe, Căușeni, dar și între Moldova și România - PI Ungheni, sau cu alte cuvinte - la toate PI din Moldova, încă nu erau semnate. În noiembrie 2018 a fost prezentat un concept de interoperabilitate pentru Moldova și Ucraina pe coridorul TransBalcanic, concept agreat de UTG, MTG și TTG, termenul-țintă stabilit pentru încheierea Acordurilor de Interoperabilitate fiind 01.07.2019. Obligația de a semna Acordurile de Interoperabilitate este stabilită în Codul rețelei pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date. Acordurile de Interoperabilitate între Ucraina și România la PI Isaccea II, III și Isaccea import, de asemenea, încă nu erau semnate.

Din figurile 10 și 13, se vede că, din cei trei OST existenți în Moldova, rolul de bază aparține MTG - lucru care nu se va schimba în timp previzibil. Prin urmare, MTG poate beneficia în cea mai mare măsură de noile reguli de operare a sistemului, dar și asigura echilibrul necesar și buna funcționare în cadrul STGN din Moldova și în relațiile cu Țările vecine. Prin urmare, în Moldova, MTG va fi nucleul viitorului sistem de „intrare-ieșire”, cu sau fără VMTG și TTG. VMTG, după finalizarea proiectului Iași-Ungheni-Chișinău, are trei opțiuni: fiind afiliat la TG - să se integreze în sistemul de „intrare-ieșire” al României; sau, să funcționeze ca sistem de „intrare-ieșire” aparte; sau, să se integreze în sistemul de „intrare-ieșire” unic cu MTG.

TTG are două opțiuni: să funcționeze ca o zonă separată; sau, să se integreze în sistemul de „intrare-ieșire” unic cu MTG și, eventual, VMTG. Deși, teoretic, MTG ar putea să se integreze în sistemul de „intrare-ieșire” al Ucrainei - unica țară cu care MTG are și va avea conectare directă, inclusiv în cazul fluxului invers pe segmentul Isaccea (RO) - Orlovca (UA) - Căușeni (MD), această opțiune teoretică este puțin probabilă în practică. În cazul integrării cu sistemele de „intrare-ieșire” adiacente din cele două state vecine, OST care se va integra, va fi supus regulilor și reglementărilor aplicabile aceluși sistem. Exemplu recent de integrare Belgia - Luxembourg și exemplu țărilor Baltice, care evoluează spre un sistem integrat de „intrare-ieșire”, arată că la nivel de reglementare și funcționare acest lucru este realizabil, dar în contextul regional România - Moldova - Ucraina, se vede a fi încă prematur de considerat o astfel de integrare, deși integrarea VMTG (TG) în sistemul de „intrare-ieșire” al României (TG) ar fi, propabil, mai simplu de realizat față de integrarea sistemelor de „intrare-ieșire” MTG-(TTG)-UTG. Prin urmare, soluția care se vede a fi optimă în prezent pentru Moldova și fiecare din cei trei OST, este un sistem unic de „intrare-ieșire” care să includă MTG-VMTG-TTG, cu o soluție intermediară - MTG-VMTG, până la luarea deciziei în acest sens de către TTG.

⁸ Capacitatea de proiect a conductei ACB este de 9.1 mlrd.m³/an, dar capacitatea de proiect a conductei Râbnița-Chișinău este de 1,5 mlrd.m³/an

Conform definiției sistemului de „intrare-ieșire”, partea componentă-cheie a acestui sistem este punctul virtual de tranzacționare (PVT), care este deja implementat în România și în Ucraina, operatori a PVT fiind, respectiv, TG și UTG. În cazul Moldovei și în condițiile în care sistemul de „intrare-ieșire” include mai mult decât un OST, operator al PVT va fi fie MTG, fie o entitate/structură operată în comun de MTG și VMTG, și, eventual, TTG.

Este recunoscut faptul că, deși lipsa unui sistem de „intrare-ieșire” poate fi considerată a fi o barieră majoră în calea dezvoltării pieței, a lichidității tranzacțiilor și, prin urmare, a concurenței, totuși, apariția unei piețe funcționale necesită îndeplinirea și altor condiții, iar implementarea unui sistem de „intrare-ieșire” nu va crea neapărat o piață competitivă prin simpla existență a unui astfel de sistem.

Alocarea capacităților de transport și gestionarea congestiilor contractuale.

O altă schimbare majoră în funcționarea sistemului de transport a gazelor naturale, în contextul evoluției proceselor europene și participării Moldovei la CEn, este introducerea mecanismului standardizat de alocare a capacității de transport la PI între STGN a sistemelor de „intrare-ieșire” adiacente. După cum am menționat mai sus, conform angajamentului recent în CEn, toate OST-urile trebuie, până la 27.02.2020, să încheie înțelegerile contractuale privind utilizarea unei platforme unice pentru ofertarea capacității pe ambele părți ale PI, inclusiv PI virtuale. Din cele trei platforme de rezervare a capacității de transport la PI, existente în Europa: PRISMA, RBP și GSA (a se vedea fig. 14), PRISMA și GSA nu sunt aplicabile regional pentru PI din Moldova. Deoarece rezervarea capacității de transport la PI între România și alte state membre UE (Ungaria – Csanádpalota) și Bulgaria (Ruse-Giurgiu; Negru Voda 1-Kardam – coridorul TransBalcenic), dar și la PI între Ucraina și Ungaria, se efectuează prin intermediul licitațiilor organizate în cadrul RBP, se poate estima că în Moldova, în cazul deciziei în acest sens a OST/ANRE, rezervarea capacității de transport la PI cu România: Iași-Ungheni (VMTG), și cu Ucraina: Alexeevca și Căușeni (MTG), se va realiza tot prin intermediul platformei RBP, create și operate de OST FGSZ din Ungaria.

Datorită incertitudinii legate de fluxurile de tranzit prin Ucraina și Moldova după 2019, decizia privind platforma comună de rezervare a capacității la PI Ananiev (ACB, MTG-UTG) probabil va fi amânată sau, eventual, exclusă, iar decizia privind platforma comună de rezervare a capacității la PI Grebeniki și Limanscoe (TTG-UTG) va depinde de decizia în acest sens a TTG și a autorității de reglementare relevante.

Prin urmare, în Moldova, PI la care, începând cu anul 2020, urmează să fie implementate Codurile rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport a gazelor și privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor, sunt Alexeevca (MTG), Ungheni (VMTG) și Căușeni (MTG). Produsele standardizate de capacitate oferite/rezervate la aceste PI, inițial vor fi produse anuale, trimestriale și lunare, iar în procesul implementării Codului rețelei privind echilibrarea rețelelor de transport de gaze și a evoluției pieței (produse tranzacționate pe piața centralizată de gaze naturale), vor fi oferite/rezervate și produse zilnice și intrazilnice.

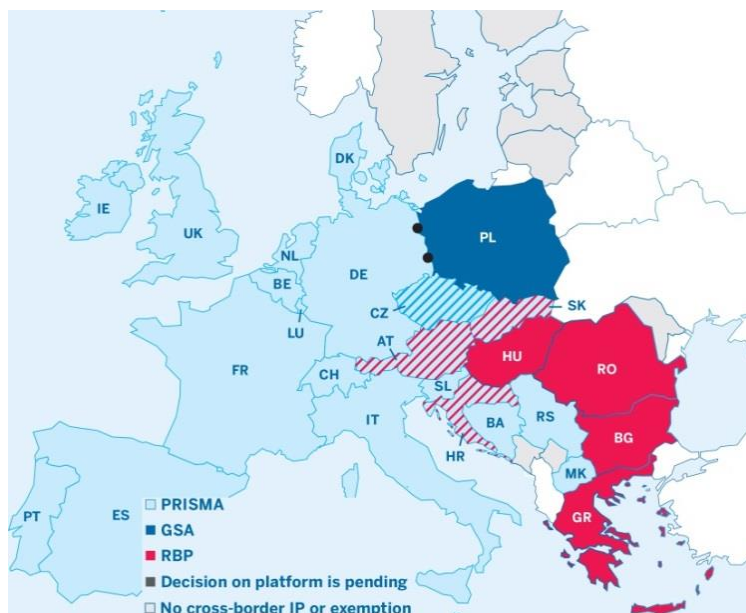


Fig. 14. Utilizarea platformelor de rezervare a capacității în UE în 2018.

Sursa: Capacity Allocation Mechanism Network Code Implementation and Effect Monitoring Report 2018, ENTSOG, 12.06.2019, fig. A 1, pag. 19.

Având în vedere cele expuse mai sus, că procedurile de gestionare a congestiilor contractuale, definite în Liniile directe privind procedurile de gestionare a congestiei în caz de congestie contractuală, vor fi aplicate, în primul rând, la PI Alexeevca (MTG), Iași-Ungheni (VMTG) și Căușeni (MTG). În afară de creșterea capacității prin schema de suprasubscriere și răscumpărare, returnarea capacității contractate și mecanismul utilizează-sau-pierde pentru capacitatea contractată, dar subutilizată în mod sistematic, din 01.07.2020 procedurile de gestionare a congestiilor contractuale trebuie să includă și mecanismul utilizează-sau-pierde pentru capacitatea fermă pentru ziua următoare. Începând cu 01.06.2020 și în fiecare an, rezultatele implementării procedurilor de gestionare a congestiilor contractuale urmează să fie reflectate în raportul Consiliului de Reglementare a CEn (ECRB).

Echilibrarea STGN. Schimbările actuale în UE/CEn includ și schimbarea esențială a principiului și a mecanismelor de echilibrare a STGN, pe baza Directivei 2003/55/CE, Regulamentului 1775/2005, Directivei 2009/73/CE și Regulamentului 715/2009. După cum este stabilit în Directiva 2009/73/CE, autoritățile de reglementare răspund de stabilirea sau aprobarea, cu suficient timp înainte de intrarea acesteia în vigoare, a metodologiei folosite pentru calcularea sau stabilirea termenilor și condițiilor privind furnizarea de servicii de echilibrare, care sunt

realizate în modul cel mai economic posibil și oferă stimulente corespunzătoare utilizatorilor de rețele pentru ca aceștia să-și echilibreze intrările și ieșirile. Serviciile de echilibrare sunt furnizate într-un mod corect și nediscriminatoriu și sunt întemeiate pe criterii obiective.

După adoptarea, prevăzută pentru 2019 în CEn, a Codului rețelei privind echilibrarea rețelelor de transport de gaze, implementarea acestuia în Moldova va urma prevederile comune stabilite pentru UE și CEn. Exemplul de implementare a Codului rețelei privind echilibrarea rețelelor de transport de gaze în Țările UE și, în special, în România, a demonstrat că acest proces este unul de durată și depinde în mare măsură de gradul de dezvoltare a pieței de gaze naturale (existența piețelor centralizate, produse tranzacționate pe piață ș.a.), disponibilitatea și accesul la flexibilitate (linepack, depozite subterane, producere locală, contracte întreruptibile, import) ș.a. Deși Codul rețelei privind echilibrarea rețelelor de transport de gaze încă nu este adoptat în CEn, implementarea acestuia este deja la o treaptă avansată în Ucraina, unde în 2017 a fost introdusă, ca și în România, echilibrarea zilnică.

În condițiile în care în Moldova producerea locală de gaze naturale nu poate servi la echilibrarea STGN, nu există capacități de depozitare subterană a gazelor naturale și nu există piață centralizată de tranzacționare a gazelor naturale, Moldova poate contracta servicii de echilibrare din Ucraina (MTG) și, după finalizarea proiectului Iași-Ungheni-Chișinău, din România (VMTG). Serviciile de echilibrare sunt considerate în Codul rețelei privind echilibrarea rețelelor de transport de gaze ca măsură temporară, a cărei aplicare nu împiedică implementarea treptată a altor prevederi ale acestui Cod.

Exemplul de implementare a regulilor UE în România oferă posibilitatea de a urmări evoluția acestui proces. Conform Codului rețelei STGN a României, echilibrarea comercială, operațională și fizică a sistemului național de transport (SNT) definește o serie de activități și proceduri necesare pentru alocarea cantităților de gaze naturale la nivel de utilizatori a rețelei și pentru asigurarea transportului gazelor naturale în condiții de siguranță prin SNT.

În perioada 2007-2018, definiția de echilibrare fizică⁹ a rămas practic neschimbată, în timp ce definiția echilibrării comerciale s-a modificat în mod esențial: conform primului Cod al rețelei (2007), echilibrarea comercială se realizează de către OST, cu ajutorul ecuațiilor și procedurilor specificate în Codul rețelei, iar conform celui de-al doilea Cod al rețelei (2013), echilibrarea comercială reprezintă un set de acțiuni prin care utilizatorii rețelei își echilibrează cantitățile de gaze pe care le introduc și le preiau din SNT, precum și toate activitățile necesare pentru contabilizarea și alocarea corectă a gazelor naturale transportate. În septembrie 2018, din Codul rețelei au fost excluse Facilitatea de transfer de gaze

⁹ Echilibrarea fizică definește gestionarea și echilibrarea cantităților de gaze naturale transportate prin SNT prin monitorizarea și controlul parametrilor de debit, presiune și putere calorifică superioară a gazelor naturale în punctele de intrare, respectiv ieșire, precum și în nodurile tehnologice ale SNT.

naturale (FTG) și toleranțe, și au fost introduse o nouă definiție de echilibrare - echilibrarea operațională¹⁰, piața de echilibrare ș.a.

În contextul echilibrării a STGN, Moldova, în cadrul Europei, are o poziție regională deosebit de avantajoasă, având ca țări vecine și STGN interconectat cu Ucraina și România - cei doi mari producători de gaze naturale în Europa, și țara cu cea mai mare capacitate de depozite subterane de gaze în Europa - Ucraina. Valorificarea acestor avantaje va depinde de strategia aplicată de OST din Moldova, în primul rând MTG, dar și VMTG, și de reglementările adoptate de ANRE.

Piața de gaze naturale. O altă schimbare majoră în contextul evoluției proceselor europene și participării Moldovei la CEn este crearea pieței locale funcționale de gaze naturale și integrarea acesteia în piața de gaze europeană (UE/CEn) - Uniunea energetică europeană. În Regulamentul (UE) nr. 1227/2011, care urmează să fie transpus în legislația Moldovei, în varianta adaptată pentru CEn, până la 28.11.2019, se regăsesc următoarele definiții: piață angro de energie (energie electrică și gaze naturale) înseamnă orice piață din Uniune (respectiv, CEn) pe care se tranzacționează produse energetice angro; participant la piață înseamnă orice persoană, inclusiv operatori de sisteme de transport, care se angajează în tranzacții, inclusiv prin plasarea de ordine de tranzacționare pe una sau mai multe piețe angro de energie.

În UE, inclusiv România, produsele energetice angro, aplicabil pentru gaze, includ următoarele contracte și instrumente derivate, indiferent de locul sau modul lor de tranzacționare: contractele de furnizare de gaze naturale în cazul în care livrarea este în Uniune; instrumentele derivate pe gaze naturale produse, tranzacționate sau furnizate în Uniune; contractele referitoare la transportul gazelor naturale în Uniune; instrumentele derivate pe transportul gazelor naturale în Uniune. În varianta adaptată pentru CEn, la produsele energetice angro sunt excluse instrumentele derivate și cuvântul „Uniune” este înlocuit cu „Părți Contractante”, iar în definiția de „participant la piață” sunt incluși și OSD.

La nivel mondial și de-a lungul anilor, hub-urile¹¹ de gaze cele mai dezvoltate erau în SUA (Henri Hub) și în Marea Britanie (NBP). Către anul 2010, TTF din Țările de Jos a devenit competitiv cu NBP, iar din anul 2016 a ajuns pe primul loc

¹⁰ Echilibrarea operațională reprezintă acțiunile pe care OST este obligat să le întreprindă astfel încât: cantitatea de gaze naturale prognozată a fi existentă în SNT la finalul zilei gazieră D să se încadreze în limitele optime de funcționare ale SNT, așa cum sunt stabilite prin procedurile operaționale ale OST și publicate pe pagina sa de internet; să compenseze până la sfârșitul zilei gazieră D dezechilibrele dintre intrările și ieșirile din ziua gazieră respectivă în scopul exploataării viabile din punct de vedere economic și eficiență a sistemului național de transport.

¹¹ Un hub este un punct de referință fizic sau noțional în cadrul unei rețele la care se poate dezvolta tranzacționarea produsului, deoarece hub-ul este bine conectat la multiplele surse de cerere și ofertă de gaz.

în Europa după volumul de gaze tranzacționate. În UE, la începutul anului 2018, existau următoarele hub-uri de gaze:

- hub-uri dezvoltate: Olanda și Marea Britanie: nivel înalt de lichiditate; piețe la termen/forward considerabile; preț de referință pentru alte hub-uri în UE și pentru indexarea contractelor pe termen lung;

- hub-uri avansate: Germania, Belgia, Italia, Franța, Austria și Cehia: lichiditate avansată; bazate comparativ mai mult pe produsele spot¹²; nivelul relativ scăzut de lichiditate a produselor pe termen mai lung;

- hub-uri emergente: Danemarca, Polonia, Slovacia și Spania: lichiditate în creștere, dar pornind de la un nivel mai scăzut, beneficiind de interconectivitate sporită și intervenții regulatorii; dependență majoră de contracte pe termen lung și tranzacții bilaterale;

- hub-uri ilichide-incipiente: Ungaria, România, Bulgaria, Grecia, Croația, Slovenia, Țările Baltice și Scandinave, Irlanda și Portugalia: nivel redus de lichiditate și orientate mai mult pe spot; dependență preponderent de contracte pe termen lung și tranzacții bilaterale; unele din aceste piețe sunt organizate la etapa inițială, iar altele trebuie să dezvolte sisteme de „intrare-ieșire”.

Prin urmare, se vede că tranzacționarea gazelor naturale pe piețe centralizate organizate se dezvoltă în toate Țările consumatoare de gaze naturale în UE, din care cele mai avansate sunt Țările de Jos și Marea Britanie, urmate, la o treaptă mai joasă, de Germania, Belgia, Italia, Franța, Austria, Cehia și altele (a se vedea fig. 15). Gazprom participă activ la tranzacționarea gazelor naturale în hub-uri europene, dar și la tranzacționarea gazelor naturale pe piața centralizată din Rusia, unde în 2017 au fost tranzacționate peste 20 mlrd m³, iar în perioada 01.01-08.07.2019 – 7,8 mlrd m³ (a se vedea fig. 16).

În cadrul regional România - Moldova - Ucraina, tranzacționarea gazelor naturale pe o piață centralizată există în România și Ucraina. Este de menționat faptul că, în Moldova, în 2018, erau 719.492 (708.199 în 2017) de consumatori (gaze furnizate de Moldovagaz), inclusiv consumatori casnici – 705.910 (98,1%, sau 32,4% din consumul total) și consumatori noncasnici – 13.582 (1,9%, sau 67,6% din care Termoelectrica - 33,6% din consumul total), în timp ce în România numărul total de consumatori de gaze naturale, în 2017 (ultimele date anuale disponibile) era de 3,71 mln, din care 3,52 mln – casnici și 194,4 mii – non-casnici, ponderea consumatorilor casnici în consumul total fiind de 28,5%, iar în Ucraina, în 2018, numărul total de consumatori de gaze naturale era de 12,4 mln, din care 12,3 mln – casnici și 114 mii – non-casnici, ponderea consumatorilor casnici în consumul total fiind de 38,7% (40,9% în 2017). La volumul total mai mic al consumului de gaze naturale, numărul consumatorilor non-casnici - participanți la piața gazelor naturale - în România este cu mult mai mare față de Ucraina.

¹² Produse spot - produse de gaze cu livrare „imediată”: în aceeași zi calendaristică și toate zilele calendaristice care urmează până la următoarea zi de tranzacționare.

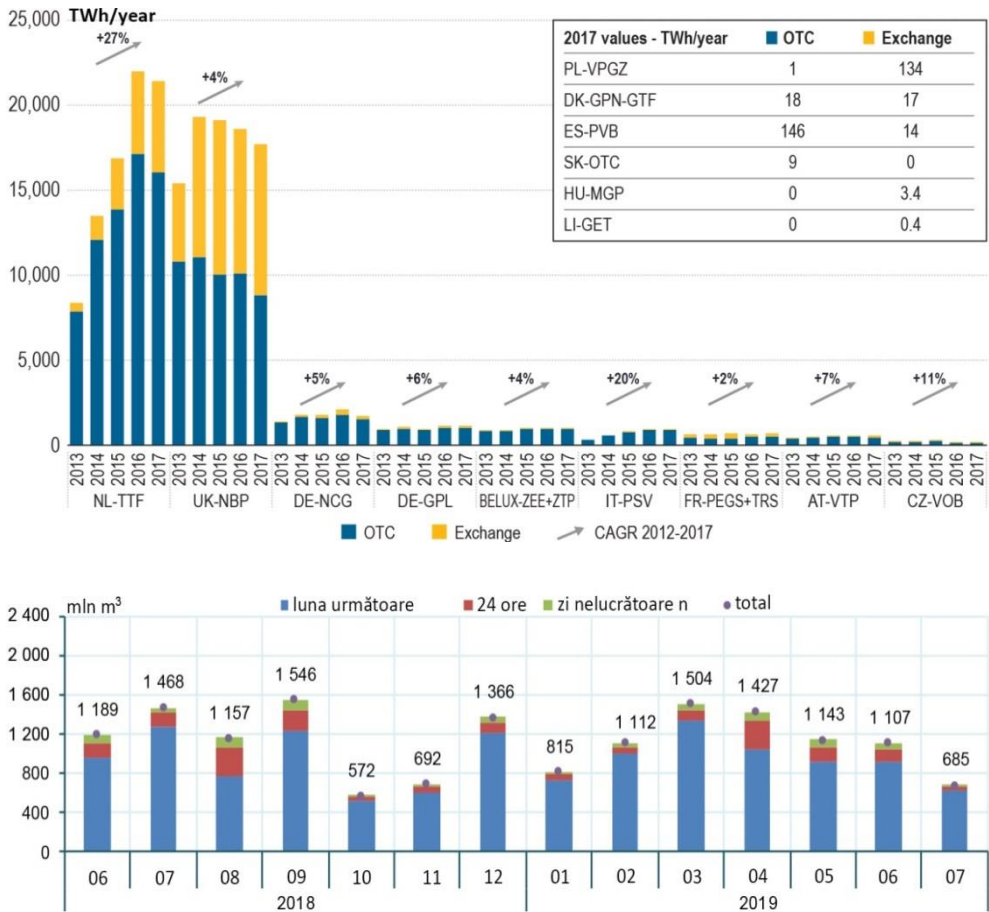


Fig. 15, 16. Volumele de gaze naturale tranzacționate în hub-uri UE prin platformele piețelor centralizate, 2012-2017, și volumele de gaze naturale tranzacționate pe bursa internațională de mărfuri din Sankt Petersburg, Rusia, iunie 2018 – 08 iulie 2019.
Surse: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume, September 2018, fig. 14, pag. 28 și Биржевой рынок газа природного СПбМТСБ, iunie 2019, pag. 10.

Deși conform ultimei evaluări a clasamentului hub-urilor europene (a se vedea fig. 17), făcute de EFET (The European Federation of Energy Traders) pe baza criteriilor de evaluare stabilite de această organizație, în 2018 România s-a plasat pe ultima treaptă a clasamentului (după Ucraina, Bulgaria, Turcia și alte țări), analiza aprofundată a evoluției pieței/piețelor centralizate de gaze naturale din România arată rezultate pozitive majore în dezvoltarea tranzacționării gazelor naturale pe piața centralizată.

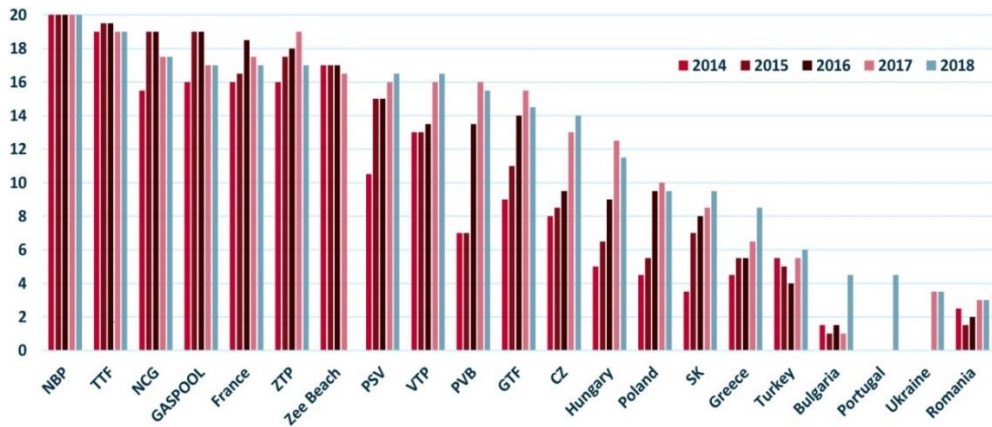


Fig. 17. Clasamentul hub-urilor europene în 2018.

Sursa: Gas hub scorecard 2018 update, Doug Wood, member of the EFET Board, European Autumn Gas Conference, 7-9 November 2018, Berlin, pag. 7.

Evoluția României în direcția pieței de gaze naturale europene integrate (Internal Energy Market – European Energy Union) se bazează pe și rezultă din angajamente/ obligații stabilite la nivel de UE, dar și din particularitățile caracteristice sectorului de gaze și economico-sociale ale României.

România are cea mai mare piață de gaze naturale din Europa Centrală și a fost prima țară care a utilizat gazele naturale în scopuri industriale. Piața gazelor naturale a atins dimensiuni record la începutul anilor 1980. În 2017, consumul de gaze a fost de 12,26 mlrd m³ (consum total - 130 TWh, din care livrat de furnizori către clienții finali - 120,3 TWh), în creștere față de 2016, 2015 și 2014, dar mai mic decât în 2013, circa 90% fiind asigurate din producere locală și, respectiv, 10% - din import.

Reformarea structurală, instituțională și funcțională a pieței de gaze naturale în România a început după 1989 și în special în anii 2000. În anul 2000, activitățile monopolului integrat vertical SNGN Romgaz - S.A. au fost separate în sectoare autonome de producere, depozitare subterană, transport și distribuție. Ca rezultat al acestei separări a fost înființată și societatea comercială Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz S.A. Tot în 2000, a fost creată autoritatea națională de reglementare în domeniu gazelor - ANRGN, comasată ulterior (în 2007) cu ANRE, și a fost stabilit cadrul legal necesar pentru desfășurarea activităților specifice sectorului gazelor naturale, în condiții de competitivitate și transparență și pe baza principiilor de promovare și asigurare a competiției pe piața de gaze naturale, asigurarea condițiilor de liberalizare graduală a pieței gazelor naturale și a accesului la sistemele de transport și de distribuție a gazelor naturale, transparența prețurilor și a tarifelor la gazele naturale, interconectarea sistemului național de transport de gaze naturale la sistemele europene, atragerea de surse noi de gaze naturale atât de pe piața internă, cât și de pe piața internațională și altele. În

anul 2001 a fost înființat Operatorul de Piață, organizat în cadrul Dispeceratului Național de Gaze Naturale, din structura SNTGN Transgaz SA Mediaș.

În perioada 2001-2007, piața de gaze naturale a fost treptat liberalizată, pornind de la 10% în 2001 și ajungând la 100% - în 2007 (01.01.2007 – pentru consumatorii non-casnici și 01.07.2007 - toți consumatorii). În anul 2003 a fost adoptată Foaia de parcurs în domeniul gazelor naturale: structura de piața și reglementările pentru perioada 2003-2015. În anul 2007 a fost aprobat primul Cod al rețelei pentru SNTGN, iar în anul 2013 au fost aprobate primele Reguli generale privind piața centralizată de gaze naturale, Regulamentele privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Societatea Bursa Română de Mărfuri (BRM) – S.A. și Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM – S.A., și au fost realizate primele tranzacții în cadrul acestor piețe. În 2014 a fost introdus sistemul de tarifare de tipul intrare-ieșire.

Eliminarea treptată a prețurilor reglementate, conform calendarului stabilit de Guvern, a început din 01.12.2012 pentru clienții noncasnici și din 01.07.2013 pentru clienții casnici. În ianuarie 2015 a fost finalizat calendarul de eliminare a prețurilor reglementate de gaze naturale la clienții non-casnici, iar pentru clienții casnici, termenul de furnizare a gazelor naturale la preț reglementat și pe baza contractelor-cadru, stabilit pentru 2018 și, ulterior 2021, a fost recent extins până la 30.06.2022.

Din iulie 2013 au început primele importuri de gaze naturale din UE - inițial prin conducta Szeged-Arad (Ungaria-România), iar din ianuarie 2017 - și prin conducta Ruse-Giurgiu (Bulgaria-România).

Printre alte măsuri realizate în perioada din 2000 până-n prezent sunt: ajustarea cadrului legislativ și de reglementare la cel al UE, diminuarea concentrării producției de gaze naturale și a importului prin acordarea de licențe și autorizații unui număr mai mare de companii, reglementarea accesului nediscriminatoriu al terților la sistemul de transport gaze naturale, introducerea mecanismelor și procedurilor noi de alocare a capacității, echilibrare și gestionare a congestiilor și altele.

Conform legii, în România, participanții la piața de gaze naturale și structurile operaționale asociate sunt: producătorii, furnizorii, traderii de gaze naturale¹³, clienții finali, operatorul/operatorii de transport și de sistem, operatorii conductelor de alimentare din amonte aferente producției gazelor naturale, operatorii piețelor centralizate de gaze naturale, operatorii de distribuție, operatorii de înmagazinare/stocare și operatorul terminalului GNL. În 2017, pe piața gazelor naturale din România erau următorii participanți: un operator al SNT; 8 producători; 6 furnizori externi care aduc gaze naturale din surse externe în România; 2 operatori de înmagazinare; 37 de operatori de distribuție; 93 de furnizori activi prezenți pe piața de gaze naturale, din care 38 - pe piața reglementată de gaze naturale. Numărul de

¹³ Trader de gaze naturale - persoană fizică sau juridică licențiată care cumpără și vinde gaze naturale exclusiv pe piața angro de gaze naturale.

participanți activi și cota acestora pe piață variază pe parcursul anului, numărul mai mare fiind în sezonul rece.

Piața de gaze naturale din România este compusă din piața reglementată și piața concurențială, iar tranzacțiile cu gaze naturale se fac angro sau cu amănuntul. Piața reglementată de gaze naturale funcționează în principal pentru asigurarea alimentării cu gaze naturale a clienților finali casnici și furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale. Conform legii, ANRE monitorizează continuu efectul pieței reglementate asupra pieței concurențiale de gaze naturale și ia măsurile necesare pentru evitarea eventualelor distorsiuni ale concurenței și pentru creșterea gradului de transparență a tranzacțiilor comerciale iar, în cadrul acțiunii de monitorizare, ANRE organizează un proces de evaluare, pe baza criteriilor stabilite în lege, a funcționării pieței de gaze naturale în condițiile renunțării la aplicarea prețurilor reglementate pentru clienții finali. Regulile de funcționare a pieței de gaze naturale sunt aprobate de ANRE. Clienții finali de gaze naturale au dreptul să își aleagă furnizorul și să negocieze direct contracte de vânzare-cumpărare cu acesta. Dacă și-au exercitat dreptul de eligibilitate, clienții finali nu mai au dreptul să revină la furnizarea reglementată, cu excepția clienților casnici care și-au exercitat dreptul de eligibilitate și care din 29.12.2018 au dreptul să revină la furnizarea reglementată.

Pe piața reglementată care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural¹⁴, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și pe baza contractelor-cadru, sistemele de prețuri și tarife se stabilesc de ANRE. Pe piața concurențială, tranzacțiile comerciale cu gaze naturale se fac angro sau cu amănuntul, cu respectarea reglementărilor ANRE, iar prețurile se formează pe baza cererii și a ofertei, ca rezultat al mecanismelor concurențiale.

Piața concurențială angro funcționează pe bază de: contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale; tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibrare, după caz, alte tipuri de tranzacții sau contracte, iar pe piața concurențială cu amănuntul, furnizorii vând gaze naturale clienților finali prin contracte la prețuri negociate sau oferte-tip. Pe piața angro de gaze naturale, toate prețurile și cantitățile stabilite în urma tranzacțiilor efectuate pe fiecare dintre piețele centralizate de gaze naturale, prețurile și cantitățile de gaze naturale utilizate pentru echilibrarea SNT, precum și toate prețurile și cantitățile din contractele de export, contractele de import, contractele intragrup și cantitățile aferente se fac publice, pe tipuri de tranzacții, în forme agregate care să nu afecteze interesele comerciale ale operatorilor, conform reglementărilor ANRE.

În aprilie 2019, gradul cumulat de deschidere a pieței cu amănuntul de gaze naturale a fost de 66,19% (74,3% în decembrie 2018), numărul total de clienți finali – 3,91 mln, din care 3,7 mln (94,6%) - clienți casnici și 209,2 mii (5,4%, sau 67,6%

¹⁴ Monopol natural în domeniul gazelor naturale - situație în care serviciile de transport, de înmagazinare/stocare sau de distribuție a gazelor naturale se asigură de către un singur operator pentru o zonă determinată.

din consum) - clienți noncasnici, iar din numărul total de clienți casnici, 245,5 mii, sau 6,6%, erau clienți eligibili¹⁵ (219,9 mii, 6% - în decembrie 2018) și 3,45 mln, sau 93,4% (3,44 mln, respectiv 94%) - reglementați.

Consumul pe piața concurențială depășește cu mult consumul pe piața reglementată și în 2017 consumul total al clienților alimentați în regim concurențial a fost de 86,8 TWh. Cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate au însumat în 2017 un volum total de 63,6 TWh, incluzând 62,3 TWh pe piața angro și 1,3 TWh pe piața en-detail, iar în 2016 – 15,5 TWh (14,1 TWh - angro și 1,4 TWh – en-detail) și în 2015 – 1,7 TWh. Dimensiunea pieței angro este determinată de totalitatea tranzacțiilor desfășurate pe aceasta de către participanți, care include revânzările realizate în scopul obținerii de beneficii financiare, precum și în vederea echilibrării portofoliului propriu al fiecărui furnizor de gaze naturale.

În ultimii ani, în special în 2018, în România au fost introduse numeroase modificări esențiale în Regulile generale privind piețele centralizate de gaze naturale, Codul rețelei SNT, Legea energiei electrice și a gazelor naturale, metodologii de stabilire a tarifelor ș.a., care, în mare parte, contribuie la dezvoltarea pieței de gaze naturale în România. Aceste modificări includ: stabilirea cantităților minime obligatorii de gaze naturale contractate pe piețele centralizate, transparent, public și nediscriminatoriu, în conformitate cu reglementările emise de ANRE, exprimate în cote procentuale din cantitatea anuală de gaze naturale contractată în calitate de vânzător/cumpărător; stabilirea listei centralizate a produselor standardizate tranzacționabile în cadrul pieței de gaze naturale a produselor standardizate pe termen scurt și în cadrul pieței produselor standardizate pe termen mediu și lung; aprobarea noilor Regulamente BRM și OPCOM privind cadrul organizat de tranzacționare a produselor standardizate pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de acești operatori; modificarea definiției operatorului pieței de gaze naturale (persoană juridică ce asigură organizarea și administrarea piețelor centralizate, cu excepția pieței de echilibrare, în vederea tranzacționării de gaze naturale pe termen scurt, mediu și lung, pe piața angro sau pe piața cu amănuntul, în condițiile reglementărilor emise de ANRE); introducerea pieței de echilibrare, organizate și administrate de OTS, precum și modificarea modului de stabilire a tarifelor de dezechilibru zilnic; stabilirea obligației de alocare a capacităților de transport transfrontier prin intermediul platformei RBP; înlocuirea FTC (facilității de transfer de capacitate) cu piață principală și piață secundară de capacitate, ambele piețe reprezentând cadrul organizat, pus la dispoziție și operat de OTS; introducerea produsului de capacitate intrazilnică, care urmează să fie oferit începând cu data de 01.10.2019; introducerea prevederilor legate de nivelul zilnic constant la produse de capacitate lunară, trimestrială și anuală, puse la dispoziția utilizatorilor de rețea începând cu 01.07.2019, și nivelul orar constant, în fiecare oră a zilei, la produse de

¹⁵ Client eligibil - clientul care este liber să cumpere gaze naturale de la un furnizor ales de acesta.

capacitate zilnică puse la dispoziția utilizatorilor de rețea după 01.04.2019; stabilirea listei minime de informații pe care titularii licențelor de administrare a piețelor centralizate au obligația să publice la fiecare două ore și/sau zilnic, în funcție de produsele tranzacționate, privind volumele și prețurile tranzacționate și numărul participanților înregistrați la piață care au depus minim o ofertă în piață, indiferent de sensul acesteia - vânzare sau cumpărare ș.a.

Conform ultimelor modificări, piața produselor standardizate reprezintă cadrul organizat de tranzacționare a gazelor naturale, având ca obiect transferul dreptului de proprietate în Punctul Virtual de Tranzacționare¹⁶ (PVT), pe baza raportului de tranzacționare, asupra unor cantități de gaze naturale ce urmează a fi livrate în PVT, în profil orar/zilnic constant. Operatorii piețelor centralizate pot dezvolta, în afara piețelor centralizate, platforme pentru produse nestandardizate pe baza unor regulamente și proceduri elaborate de către aceștia și publicate pe paginile proprii de internet pentru a asigura condiții de concurență și de acces transparent și nediscriminatoriu al participanților la piață la cantitățile de gaze naturale oferite pe piața concurențială.

Deși tranzacțiile pe piețe centralizate de gaze naturale în România prin BRM și OPCOM, se desfășoară din 2013, analiza evoluției acestor tranzacții arată că până în anul 2017, cantitățile de gaze naturale contractate pe aceste piețe au fost mici față de consum, iar până în 2019, tranzacțiile erau realizate preponderent pe platforme de tranzacționare ale BRM (a se vedea fig. 18). Modalități de tranzacționare oferite de operatorii piețelor centralizate sunt: la **BRM** - platformele DISPONIBIL și STEG, și din octombrie-noiembrie 2018 – platformele DAY AHEAD GAS MARKET și WITHIN DAY, respectiv; la **OPCOM** - PZU-GN, PCGN-LN, PCGN-LP și PCGN-OTC¹⁷. În afara piețelor centralizate existente, pe piața angro se derulează și tranzacții pe bază de contracte negociate bilateral, contracte de import și contracte de export.

În perioada 2010-2017, prețul mediu anual la gaze naturale din import a fost cel mai mare în 2012, ca și în Moldova (a se vedea fig. 1), și cel mai mic - în 2016, respectiv: 142,9 Lei/MWh și 69,5 Lei/MWh. Prețul mediu lunar cel mai scăzut la gaze naturale din import în România a fost de 61,8 Lei/MWh și, în perioada aprilie-noiembrie 2016, prețurile la gaze naturale din import erau mai reduse decât prețurile la gaze naturale tranzacționate pe piață (a se vedea fig. 18).

¹⁶ Punct virtual de tranzacționare (PVT) - punct abstract, unic la nivelul Sistemului național de transport, între punctele de intrare în Sistemul național de transport și cele de ieșire din Sistemul național de transport, în care este permis transferul dreptului de proprietate asupra gazelor naturale de la un participant către alt participant de pe piața gazelor naturale; PVT este utilizat de către participanții la piața gazelor naturale atât în scop comercial, cât și pentru echilibrările individuale ale portofoliilor proprii, conform reglementărilor ANRE.

¹⁷ PZU - piața zilei următoare, PCGN - piața centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale, LN - tranzacționarea prin licitație publică cu negociere continuă, LP - tranzacționarea prin licitație publică, OTC - tranzacționarea prin licitație publică.

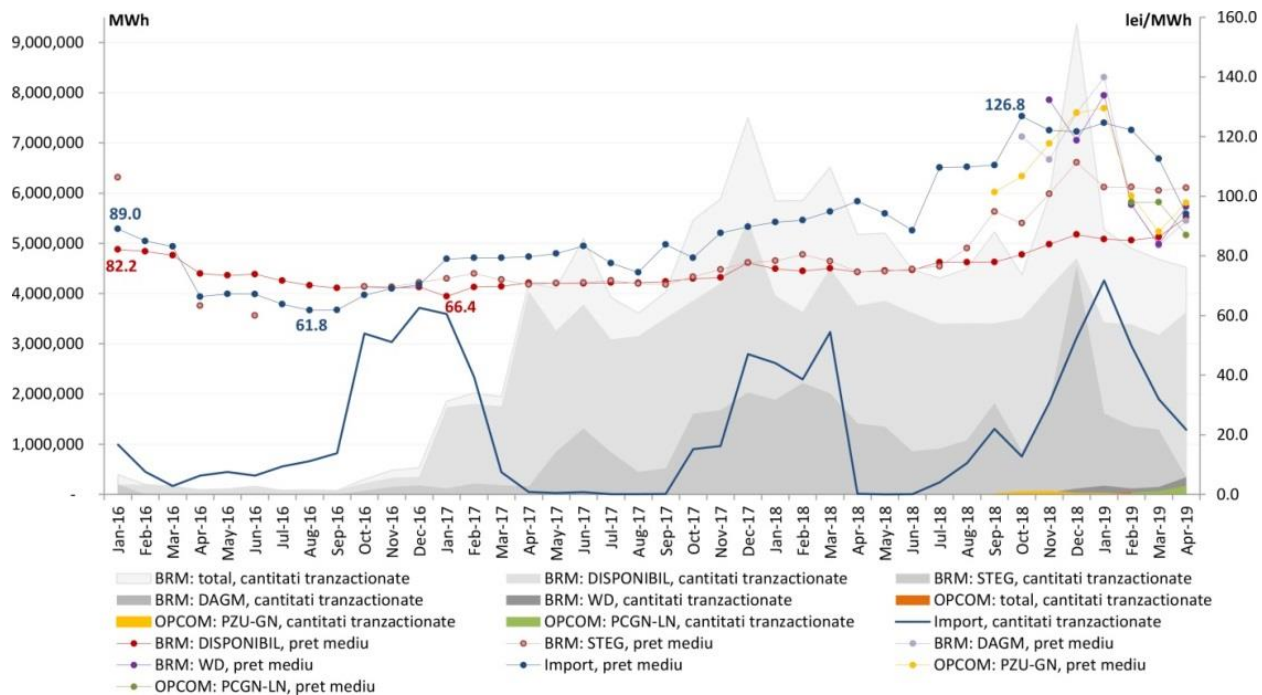


Fig. 18. Evoluția tranzacțiilor pe piața angro de gaze naturale din România: BRM, OPCOM și contracte de import, 2016-2019.
Sursa: compilat de către autor în baza rapoartelor lunare de monitorizare ANRE, 2016-2019.

Evoluția prețurilor angro la gaze naturale și a mecanismelor de stabilire a acestora. În perioada 2005-2013, prețurile la gaze naturale au avut o evoluție de creștere fără precedent (a se vedea fig. 19), fapt rezultat din stabilirea prețurilor la gazele naturale pe baza prețurilor la produsele petroliere, care la rândul său au atins nivelul istoric maxim în 2011-2012. Pe plan mondial, unica regiune în care prețurile angro la gaze naturale n-au crescut ci, din contră, s-au micșorat în perioada 2005-2012, aproape de trei ori este America de Nord (SUA și Canada), unde prețurile la gaze naturale se stabilesc exclusiv în baza cererii și ofertei la gaze naturale.

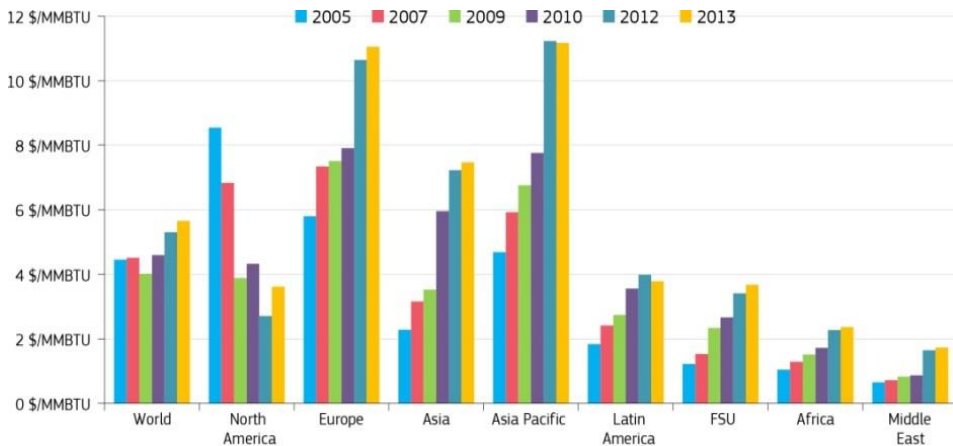


Fig. 19. Nivelul prețurilor angro la gaze naturale pe regiuni, 2005-2013.

Sursa: Quarterly Report on European Gas Markets, Market Observatory for Energy, DG Energy, volume 6 și 7, fig. 16, pag. 21.

Faptul că în anul 2005, prețurile angro la gaze naturale în America de Nord, în special în SUA, erau cele mai mari în lume, arată că prețurile la gaze naturale stabilite pe baza cererii și ofertei la gaze naturale nu înseamnă prețuri mici, evoluția descendentă a prețurilor la gaze naturale în această regiune rezultând, în primul rând, din creșterea considerabilă a ofertei – urmare a exploatării gazelor de șist. Până-n prezent, prețurile angro la gaze naturale în America de Nord sunt cu mult mai joase față de prețurile respective în Europa (a se vedea fig. 19).

Din evoluția prețurilor de furnizare a gazelor naturale de către Gazprom în Europa, Țările fostei URSS și Rusia, în perioada 2005-2017, se vede că, mecanismele care stau la baza stabilirii acestor prețuri nu sunt la fel. În perioada 2005-2012, creșterea cea mai mare - de circa 6 ori (în doar 7 ani), a prețurilor de furnizare a gazelor naturale de către Gazprom a fost în țările fostei URSS și anume în Ucraina și Moldova, în timp ce, în mediu pe Europa, prețurile respective au crescut aproape de trei ori, iar în Rusia - de circa 2,5 ori (a se vedea fig. 20). Din rapoartele Gazprom se vede că, în timp ce volumul total al vânzărilor de gaze naturale de către această companie în 2011 era mai mic decât în 2005, venitul din vânzări de gaze

naturale era de 2,6 ori mai mare: 95,8 mlrd \$\$UA în 2011, față de 36 mlrd \$\$UA în 2005, fapt rezultat din stabilirea prețurilor la gaze naturale pe baza prețurilor la produsele petroliere și din evoluția prețurilor la petrol și produse petroliere (a se vedea fig. 20, 21). În timp ce volumul vânzărilor de gaze naturale în Țările fostei URSS (Ucraina, Moldova ș.a.), în 2011, era de circa 3 ori mai mic, față de volumul vânzărilor de gaze naturale ale Gazprom în Rusia, venitul din vânzările Gazpromului de gaze naturale în Țările fostei URSS era de 21,7 mlrd \$\$UA, față de 25,1 mlrd \$\$UA în Rusia.

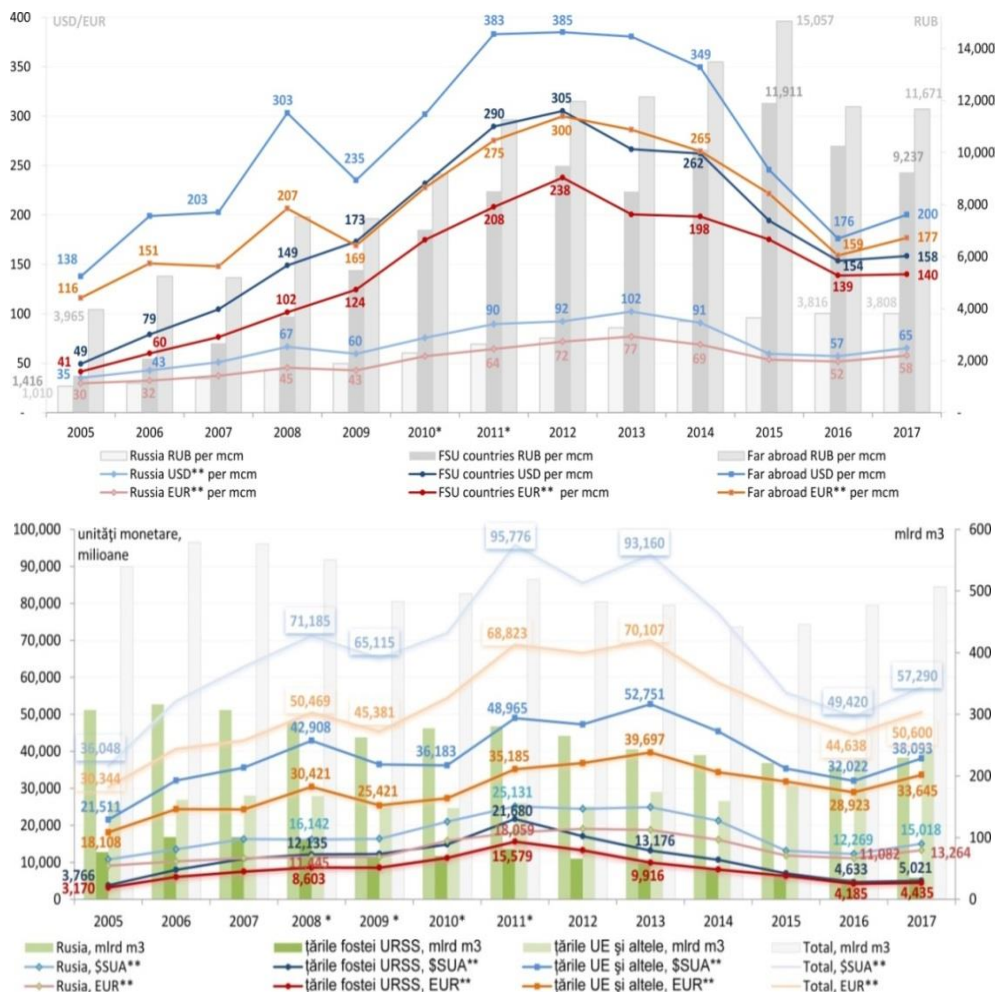


Fig. 20, 21: Evoluția prețurilor angro de vânzare și a veniturilor din vânzările de gaze naturale ale Gazpromului, 2005-2017.

Surse: compilat de către autor în baza informațiilor publice Gazpom,

www.gazprom.ru

Creșterea, în perioada 2005-2012, a prețurilor la gazele naturale furnizate de Gazprom și a veniturilor din aceste vânzări a oferit Gazprom-ului și Rusiei avantaje economice considerabile, rezultând în același timp efecte adverse și profund negative în Țările dependente de această sursă de energie și această sursă de gaze, din care în primul rând Ucraina și Moldova, dar și numeroasele țări UE, fapt care a stat la baza începerii, în 2012, de către Comisia Europeană a anchetei împotriva Gazprom-ului.

Au fost supuse investigației trei întrebări printre care și impunerea prețurilor injuste asupra consumatorilor prin legarea prețurilor la gaze de prețuri la petrol.¹⁸ Ca rezultat al investigației CE, Gazprom a revăzut formulele de stabilire a prețurilor la gaze naturale și prevederile contractuale care aveau ca efect limitarea dezvoltării pieței de gaze naturale în Țările UE incluse în investigație: Cehia, Slovacia, Ungaria, Polonia, Bulgaria, Lituania, Letonia și Estonia.

Din evoluția prețurilor angro la gaze naturale în UE în perioada 2013-2018 (a se vedea fig. 22, 23) se observă că, prețurile de import din Rusia în 11 țări, care în 2013 erau printre cele mai mari, s-au micșorat considerabil ajungând în unele cazuri chiar și sub nivelul celor mai joase prețuri din hub-uri. Acest lucru a rezultat din evoluția descendentă a prețurilor la petrol și produse petroliere, dar și din investigația CE și dezvoltarea piețelor centralizate de tranzacționare a gazelor naturale în majoritatea țărilor UE, după cum a fost arătat mai sus, și diversificarea surselor și rutelor de aprovizionare cu gaze naturale. În același timp, conform ultimului studiu realizat de ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, UE), prețul mediu anual de import a gazelor naturale, declarat la graniță, în 2017, în Moldova, a fost cel mai mare în Europa, depășind cu mult prețurile de import din România și din Ucraina, în timp ce prețurile cele mai mici au fost în Slovacia, Germania și Macedonia de Nord (a se vedea fig. 24).

Conform figurii 24, în anul 2017, diferența între prețul mediu anual de import în Moldova, față de prețul de hub din Olanda a fost de 4,7 €/MWh, ceea ce la volumul anual de import de gaze în Moldova, fără Transnistria, înseamnă o pierdere brută estimativă de bunăstare de 45,6 mln euro/an. În același timp, în 11 țări UE și Macedonia de Nord, diferența între prețul mediu anual de import, față de prețul de hub din Olanda a fost ≤ 1 €/MWh, în 9 țări UE și în Ucraina: 1 - 3 €/MWh, și în 2 țări UE (Finlanda și Croația): ≥ 4 €/MWh.

Uniunea Internațională a Gazului (IGU), printre membrii căreia este și Gazprom, a identificat următoarele tipuri de mecanisme de stabilire a prețurilor angro la gaze: pe baza evoluției prețului la petrol (oil price escalation, OPE); în funcție de cerere și ofertă la gaze (gas-on-gas competition, GOG); monopol bilateral (bilateral monopoly, BIM); netback din produsul final (netback from final product, NET); reglementare: costul serviciului (RCS); reglementare: socială și politică (RSP); reglementare: sub cost (regulation: below cost, RBC); și lipsă de preț (no price, NP).

¹⁸ Problemele cercetate au fost că Gazprom ar putea avea: divizarea piețelor de gaze prin împiedicarea fluxului liber de gaz în statele membre; a împiedicat diversificarea aprovizionării cu gaz; a impus prețuri neloiale clienților săi prin legarea prețului gazelor cu prețurile petrolului.

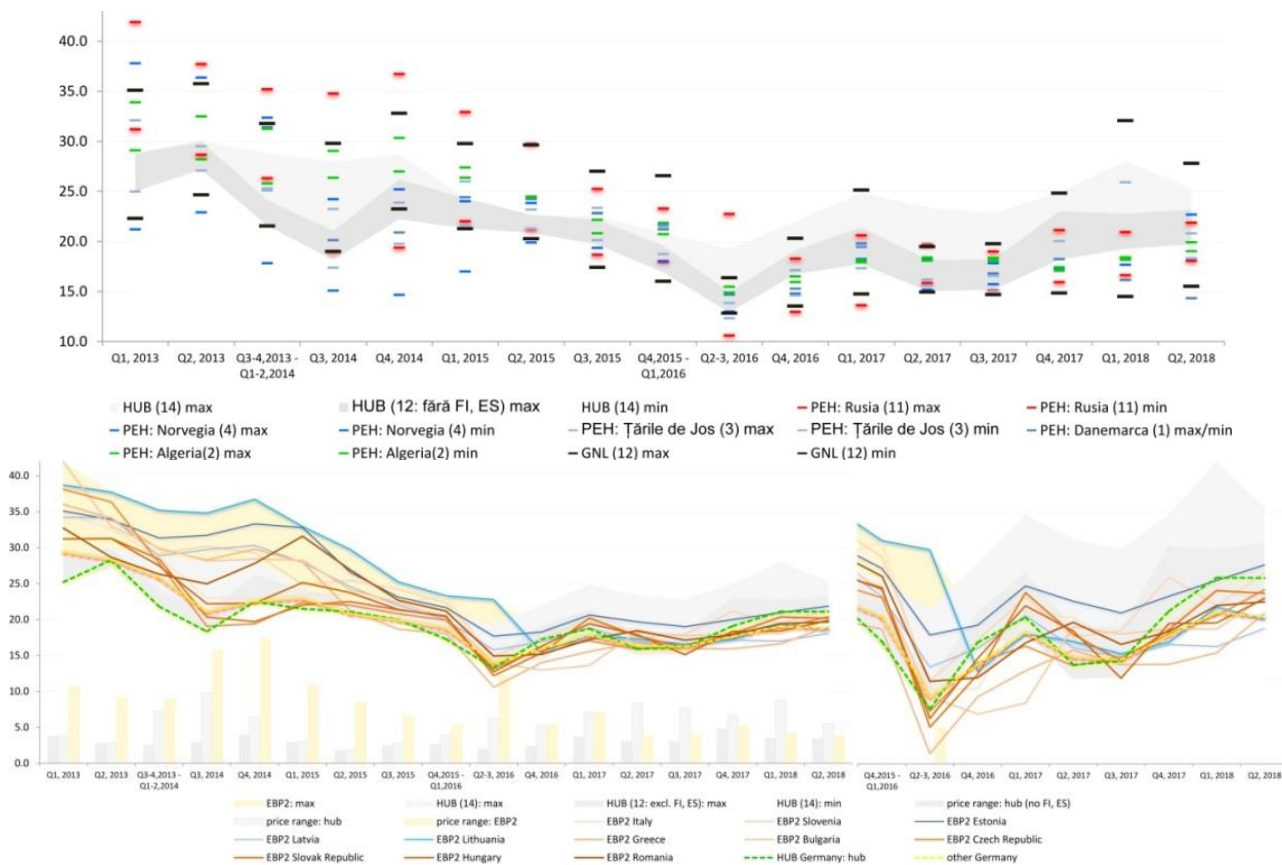


Fig. 22, 23: Comparația prețurilor angro la gaze naturale în UE, €/MWh, 2013-2018

Surse: compilat de către autor în baza Quarterly Report on European Gas Markets, Market Observatory for Energy, DG Energy, 2013-2018.

Notă: EBP2 – prețuri estimative la hotar (PEH) la gaze din Rusia.

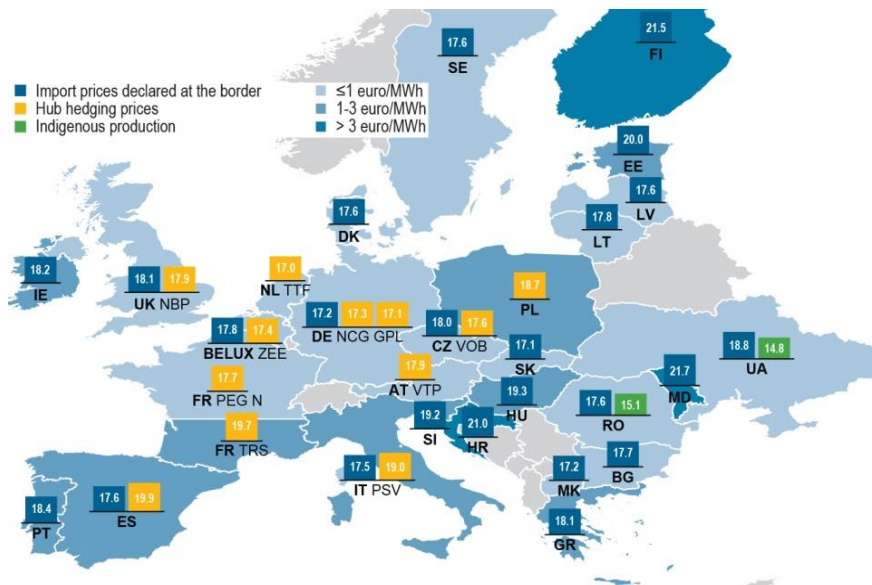


Fig. 24. Prețuri medii estimate ale furnizorilor de gaze naturale în UE și CEn, și comparația acestora cu prețul la TTF, €/MWh, 2017.

Sursa: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume, September 2018, fig. 8, pag. 16.

Mecanismele de stabilire a prețurilor la gaze diferă în funcție de regiune/țară, dar și de sursă și de modul de aprovizionare: producere locală, import prin conducte și import GNL. GOG se compune în general din tranzacționare pe piață (în hub); tranzacții bilaterale, în afara pieței organizate, dar în condițiile prezenței a mai multor cumpărători și vânzatori - element distinctiv față de BIM; și GNL la vedere/spot: chiar și în lipsa pieței organizate de tranzacționare, prețurile spot la GNL reflectă situația curentă privind cererea și oferta la gaze.

În timp ce în America de Nord (SUA și Canada) prețurile angro la gaze se formează pe baza cererii și ofertei la gaze (GOG), în restul lumii GOG are o pondere mai mică. În 2017, în Europa și în țările fostei URSS, ponderea gazelor furnizate pe baza prețurilor GOG, a fost după cum urmează: în total: 70% - în Europa, 29% - în Țările fostei URSS; la consum: 69,5% și, respectiv, 29%; la producere: 85% și 30%; la import: 66,2% și 21,7%, din care prin conducte: 72% și 21%; GNL: 34% (în Europa).

În perioada 2005-2017, ponderea GOG în Europa a crescut de la 15% în 2005 la 70% în 2017 (în Europa de Nord-Vest de la 28% la 92%), iar în Țările fostei URSS (multe dintre acestea fiind țări producătoare de gaze naturale), respectiv, de la 0% la 29%. Printre caracteristicile distinctive ale mecanismelor de stabilire a prețurilor angro la gaze naturale în Europa și în Țările fostei URSS este de menționat faptul

că în Europa nu se aplică RBC și deja este exclus și BIM, RSP se aplică încă în Europa Centrală și de Sud-Est, deși la o pondere joasă - sub 5% în fiecare din aceste regiuni, sau 0,3% în total pe Europa, iar RCS se aplică doar în Europa de Sud-Est, având pondere de cca 55% în total pe regiune, sau 2,2% în total pe Europa.

Prin urmare, mecanismele de stabilire a prețurilor angro la gaze naturale evoluează împreună cu evoluția pieței de gaze naturale, fapt care se vede și în alte regiuni ale lumii, inclusiv cele legate de Europa și de Țările fostei URSS. Mecanismele de stabilire a prețurilor angro la gaze naturale în Europa de Est și de Sud-Est vor avea o pondere în creștere a GOG, în urma modificării după 2019 a surselor și rutelor de furnizare a gazelor naturale în aceste regiuni (a se vedea harta 1) și pe măsura dezvoltării piețelor centralizate de gaze naturale în acest spațiu.



Harta 1: Surse și rute noi de aprovizionare cu gaze naturale în Europa de Sud-Est și de Sud:

— TANAP — TurkStream

Surse: compilat de către autor în baza informațiilor publice ENTSO, TANAP, TurkStream, OTS Transgaz

Proiectele TANAP și TurkStream vor aduce gaze în UE și CEN, prin Turcia, din două surse: Azerbaidjan și Rusia, iar competiția între aceste surse pe piața europeană, în special în Europa de Sud-Est, va contribui la dezvoltarea pieței de gaze naturale în această regiune și a hub-ului de gaze balcanic în Bulgaria. Dezvoltarea pieței(lor) de gaze naturale de-a lungul coridorului TransBalcanic: Bulgaria, România și Ucraina, va include și Moldova și, probabil inclusi Transnistria. În context regional nou, MG, pentru a-și menține poziția pe piață, va contracta, probabil, gaze naturale din mai mult decât o singură sursă, care vor fi livrate prin Ucraina și/sau România (flux invers Isaccea-Orlovca-Căușeni). Pe piață se vor dezvolta și alți furnizori care au ca opțiuni livrare de gaze din UE prin Ucraina, din România (Iași-Ungheni-Chișinău) și alte piețe.

Concluzii. Deși gazele naturale au o importanță vitală pentru economia Moldovei, evoluția prețurilor de procurare din import și a prețurilor de furnizare a gazelor naturale în sectoarele de consum, în perioada după 2005, după cum a fost arătat mai sus, a rezultat diminuarea cu circa 20% a consumului de gaze naturale în 2018 față de 2005, descreșterea consumului fiind, atât la nivel național, cât și în profil teritorial și pe sectoarele de consum, din care reducerea cea mai mare a fost în sectoarele de transformare (producere de energie electrică și energie termică) și rezidențial.

Este de menționat faptul că, în cadrul Europei (UE, CEn și alte țări), Moldova are nivelul cel mai scăzut al consumului de energie per capita, iar evoluția în 2005-2018 a prețurilor la gazele naturale în Moldova a rezultat în descreșterea pronunțată (> 30%) și a consumului de energie termică – energie vitală în perioada rece a anului.

Stabilirea prețurilor la gaze naturale pe baza prețurilor la produse petroliere nu reflectă realitățile zilei de azi, iar prețurile angro la gaze naturale stabilite pe baza prețurilor la produse petroliere sunt cele (și cu mult) mai mari față de prețurile stabilite pe baza altor mecanisme existente, menționate mai sus. La nivel mondial și în majoritatea regiunilor lumii, mecanismele de stabilire a prețurilor la gaze naturale evoluează în direcția creșterii ponderii prețurilor stabilite pe baza tranzacțiilor de gaze naturale pe piețe centralizate/hub-uri (gas-on-gas competition).

Tranzacționarea gazelor pe piețe centralizate există deja și se dezvoltă în continuare în majoritatea țărilor UE, inclusiv în România, Bulgaria, Slovacia ș.a., dar și în Ucraina, Turcia și Rusia. Prețurile la gaze naturale în hub-urile cele mai dezvoltate în Europa: TTF (Țările de Jos) și NBP (Marea Britanie), servesc ca preț de referință pentru alte hub-uri în UE și pentru indexarea contractelor pe termen lung. Deși în Moldova încă nu există piață centralizată de gaze naturale, abia acum, în formula de stabilire a prețurilor de import la gaze naturale în contracte de lungă durată, poate fi inclusă indexarea la prețurile TTF, NBP, NCG și Gaspool (Germania), România, Ucraina, Rusia (Bursa din Sankt Petersburg) și, eventual, Bulgaria, Turcia, Slovacia, Ungaria, Cehia, Austria și redusă ponderea indexării la prețurile produselor petroliere. În noua formulă, raportul optim, în prezent, între ponderea prețurilor din hub-uri de gaze naturale și ponderea prețurilor la produse petroliere ar fi de cel puțin 50/50, care se va ajusta pe măsura dezvoltării pieței de gaze naturale.

Având în vedere numărul comparativ mic de participanți activi posibili pe piață și faptul că tranzacționarea produselor financiare derivate încă nu este aplicabilă părților contractante ale CEn, rezultă că tranzacționarea gazelor naturale pe piață în Moldova se va dezvolta mai lent, dar evoluția piețelor de gaze din Țările vecine și regional va influența în mod direct evoluția pieței din Moldova: oferta, cererea, prețul.

Evoluția în timp a pieței de gaze naturale din Moldova va arăta dacă va fi sau nu necesară cuplarea pieței de gaze naturale din Moldova cu una din piețele de gaze

naturale din Țările vecine: România sau Ucraina, sau, eventual, o altă soluție de integrare a pieței din Moldova în piață regională și europeană de gaze naturale. Dezvoltarea piețelor de gaze naturale naționale și regionale va permite evitarea repetării evoluției prețurilor la gaze naturale care a avut loc în Moldova în perioada 2005-2012 (a se vedea fig. 1) și care a avut efecte profund negative asupra economiei Moldovei.

Implementarea prevederilor obligatorii comune stabilite în Directivele și Regulamentele UE, adoptate în CEn, privind transparența, nediscriminarea, publicarea informațiilor, reguli standardizate de alocare a capacității de transport, gestionarea congestiilor contractuale, echilibrare, stabilire a tarifelor ș.a. vor crea baza pentru viitoarea evoluție a pieței de gaze naturale din Moldova și vor facilita integrarea acesteia în piața europeană, fapt care va permite consumatorilor din Moldova să beneficieze de avantajele oferite de și rezultate din acest proces.

BIBLIOGRAFIE GENERALĂ

- [1] Legea nr. 108 din 27.05.2016 cu privire la gazele naturale.
- [2] Balanța energetică a Republicii Moldova, Culegere statistică 2017, Chișinău, 2018.
- [3] Rapoarte privind activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anii 2013, 2017, 2018.
- [4] Planul de activitate al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică pentru anul 2019 aprobat prin Hotărârea Consiliului de Administrație al ANRE nr. 31/2019 din 06/03.2019 .
- [5] Programul de reglementări al ANRE pentru perioada 2016-2018, Anexă la Hotărârea Consiliului de Administrație al ANRE nr. 197/2016 din 07.07.2016, în redacția Hotărârii nr. 240/2017 din 29.06.2017 .
- [6] ANRE MD: www.anre.md/registrul-de-licentiere-3-261.
- [7] Concept Paper on Moldovan Entry-Exit Tariff Introduction, CEn - ANRE, 23.11.2017 .
- [8] Hotărârea Consiliului de Administrație nr. 414/2017 din 26.10.2017 cu privire la aprobarea Listei punctelor relevante ale rețelei de transport al gazelor naturale a SRL „Moldovatrangaz”, p. 1 și anexa, https://www.moldovatrangaz.md/storage/app/media/anexa_lista_punctelor_relevante_414.pdf.
- [9] Moldovagaz: <https://www.moldovagaz.md/rom/despre-companie/structura>, Raport anual 2018, 30.04.2019.
- [10] Moldovatrangaz: www.moldovatrangaz.md, www.moldovatrangaz.md/ro/activities/transmission/map.
- [11] [transmission/map](http://www.moldovatrangaz.md/ro/activities/transmission/map).
- [12] Vestmoldtransgaz: <https://www.vmtg.md>, Hotărârea Guvernului nr. 501 din 01.07.2014 .
- [13] Тираспольтрансгаз-Приднестровье: www.tgpmr.com/istoriya-predpriyatiya-0.
- [14] Codul Fiscal al Republicii Moldova nr. 1163 din 24.04.1997.
- [15] <https://www.rise.md/contract-confidential-imperiul-gazprom-in-moldova/>.
- [16] Banca Națională a Republicii Moldova: www.bnm.md.
- [17] European Union: https://europa.eu/european-union/about-eu/countries_en#tab-0-1.

- [18] European Union External Action: <https://eeas.europa.eu>.
- [19] Energy Community: <https://www.energy-community.org/aboutus/whoweare.html>.
- [20] The Energy Community Legal Framework, 4th edition, January 2018.
- [21] Annual Implementation Report, Energy Community Secretariat, 01.09.2018.
- [22] Implementation of chapters II to V of Regulation (EU) 703/2015 establishing a network code on interoperability and data exchange rules in the Energy Community, Energy Community Secretariat, March 2019.
- [23] Protocol concerning the accession of the Republic of Moldova to the Treaty establishing the Energy Community, Decision of the Ministerial Council of the Energy Community D/2009/03/MC-EnC.
- [24] Protocol concerning the accession of Ukraine to the Treaty establishing the Energy Community, Decision of the Ministerial Council of the Energy Community D/2009/04/MC-EnC.
- [25] Decision of the Ministerial Council of the Energy Community D/2011/02/MC-EnC of 06.10.2011 on the implementation of Directive 2009/72/EC, Directive 2009/73/EC, Regulation (EC) No 714/2009 and Regulation (EC) No 715/2009 and amending Articles 11 and 59 of the Energy Community Treaty.
- [26] Decision of the Ministerial Council of the Energy Community D/2012/05/MC-EnC concerning the implementation of Article 9 of Directive 2009/73/EC by the Republic of Moldova.
- [27] Decision 2018/01/PHLG-EnC of the Permanent High Level Group of the Energy Community of 12.01.2018 on amending Annex I to Regulation (EC) nr. 715/2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks, as amended at EU level by Commission Decision (EU) 2012/490 of 24.08.2012 and Commission Decision (EU) 2015/715 of 30.04.2015.
- [28] Decision 2018/02/PHLG-EnC of the Permanent High Level Group of the Energy Community of 12.01.2018 on adopting Commission Regulation (EU) nr. 2015/703 of 30.04.2015 establishing a network code on Interoperability and Data Exchange Rules.
- [29] Decision 2018/06/PHLG-EnC of the Permanent High Level Group of the Energy Community of 28.11.2018 on the implementation of Commission Regulation (EU) 2017/459 of establishing a network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems and repealing Regulation (EU) 984/2013.
- [30] Decision 2018/07/PHLG-EnC of the Permanent High Level Group of the Energy Community of 28.11.2018 on the implementation of Commission Regulation (EU) 2017/460 establishing a network code on harmonised transmission tariff structures for gas.
- [31] Decision of the Ministerial Council of the Energy Community D/2018/10/MC-EnC of 29.11.2018 implementing Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council on wholesale energy market integrity and transparency.
- [32] BP Statistical Review of World Energy, iunie 2019, www.bp.com.
- [33] International Energy Agency: Indicators 2010-2014, www.iea.org.
- [34] Study on Entry-Exit Regimes in Gas, Part A: Implementation of Entry-Exit Systems, DNV KEMA by order of the European Commission - DG ENERGY, July 2013 (updated December 2013).

- [35] ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume, September 2018, Agency for the Cooperation of Energy Regulators / Council of European Energy Regulators.
- [36] Quarterly Reports on European Gas Markets, Market Observatory for Energy, DG Energy, 2013-2018.
- [37] Wholesale Gas Price Survey 2018 edition: A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005 to 2017, International Gas Union, June 2018.
- [38] The European Federation of Energy Traders: <https://efet.org/home/>.
- [39] RBP: <https://ipnew.rbp.eu/RBP.eu/#capacityauctions>; <https://fgsz.hu>.
- [40] Feasibility study for the Balkan Gas Hub, part of PCI 6.25.4, Interim report, Markus Schneider, Brussels, 12.06.2018.
- [41] European Gas Target Model - review and update, Annex 3, Calculation Specification for Wholesale Market Metrics, ACER, January 2015.
- [42] Study on the Implementation of the Regulation (EU) 994/2010 concerning measures to safeguard security of gas supply in the Energy Community, Energy Institute Hrvoje Požar, ILF, September 2013.
- [43] The European Natural Gas Network 2017: Capacities at Cross-Border Points on the Primary Market, ENTSOG, 2018.
- [44] Balancing Network Code - An Overview, ENTSOG, 05.09.2018.
- [45] ENTSOG / GIE - System Development Map 2017-2018: www.entsog.eu.
- [46] Research into gas flexibility services, Frontier Economics Ltd, London, May 2008 .
- [47] Roadmap for a Competitive Single Gas Market in Europe – Discussion Paper for Public Consultation, European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG), 21.11.2005 .
- [48] What is a gas trading hub, and how are they established?, Henning Gloystein, www.reuters.com .
- [49] European gas market: regional developments and perspectives, Natalia Timofte, FOREN 2018, Romania, și Dundee Energy Forum, UK .
- [50] The Republic of Moldova: way towards european gas market, Natalia Timofte, CNEE 2017, Romania .
- [51] Interconectarea sistemelor de transport a gazelor naturale din R. Moldova și România: provocări și perspective, Natalia Timofte, Gas Forum, București, România, 2016, https://ince.md/uploads/files/1476103533_interconectarea-stgn-moldova-romania_ntimofte..
- [52] Pdf. .
- [53] Gazoductul Iași-Ungheni și importanța acestuia pentru Republica Moldova, Natalia Timofte, Akademos, <http://akademos.asm.md/files/Gazoductul%20Iasi%20Ungheni%20si%20importanta%20acestui%20pentru%20RM.pdf>.
- [54] Necesitatea revizuirii practicii de stabilire a prețului la gaze naturale în Moldova în contextul proceselor europene, Natalia TIMOFTE, Economie și Sociologie, INCE, 2012, pag. 98-109, <https://economy-sociology.ince.md/?edmc=177> .
- [55] Evoluția modului de stabilire a prețului la gazele naturale în spațiul european, în contextul semnării noului contract de aprovizionare cu gaze a Republicii Moldova,

- Natalia TIMOFTE, *Economica*, Nr. 1 (79)/2012, ASEM, pag. 29-40, <http://ase.md/publicatii/revista-economica.html> 2012 .
- [56] Legea nr. 123 din 10 iulie 2012 energiei electrice și a gazelor naturale.
- [57] Ordonanță de Urgență a Guvernului nr. 114 din 28 decembrie 2018 privind instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene
- [58] Legea nr. 167 din 10 iulie 2018 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.
- [59] Rapoarte lunare privind rezultatele monitorizării pieței de gaze naturale, 2017-apr. 2019.
- [60] Rapoarte Naționale 2013, 2015, 2016, 2017, ANRE.
- [61] Raport anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei 2017, ANRE, 2018.
- [62] Tarife de intrare-ieșire (metodologie): Ordin ANRE 32/21.05.2014.
- [63] Regulile generale privind piețele centralizate de gaze naturale și lista centralizată a produselor standardizate: Ordinele ANRE 105/06.06.2018, 50/12.07.2013, Decizia 1397/13.08.2018.
- [64] OPCOM: Ordinele ANRE 222/19.12.2018, 54/22.06.2017, 86/10.06.2015, 68/22.07.2014, 52/19.07.2013 .
- [65] BRM: Ordinele ANRE 223/19.12.2018, 101/20.10.2017, 176/03.10.2018, 51/19.07.2013 .
- [66] HUMINTRADE: Decizie ANRE 981/13.06.2018.
- [67] Codul rețelei: Ordinele ANRE 167/05.09.2018, 105/06.06.2018, 36/17.05.2017, 88/22.11.2016, 34/19.07.2016, 15/20.04.2016, 159/26.11.2015, 29/09.07.2012, 54/13.12.2007.
- [68] Hotărârea Guvernului nr. 638 din 20 iunie 2007 privind deschiderea integrală a pieței de energie electrică și de gaze naturale.
- [69] Planul de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale 2018-2027, SNTGN Transgaz SA Mediaș, 14.03.2018, aprobat prin Decizia ANRE 1954/14.12.2018.
- [70] Ordonanță de Urgență a Guvernului nr. 33 din 4 mai 2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.
- [71] Foaie de parcurs din domeniul energetic din România, Hotărârea Guvernului nr. 890 din 29 iulie 2003 .
- [72] Ordonanța de Guvern nr. 60 din 30 ianuarie 2000 privind reglementarea activităților din sectorul gazelor naturale.
- [73] Ordonanța Guvernului nr. 41 din 30 ianuarie 2000 privind înființarea, organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale.
- [74] Hotărârea Guvernului nr. 334 din 28 aprilie 2000 privind reorganizarea Societății Naționale de Gaze Naturale "Romgaz" - S.A. în societăți distincte de: transport gaze naturale (SNTGN TRANSGAZ SA); explorare și producție gaze naturale; două distribuții de gaze naturale; depozitare subterană a gazelor naturale .
- [75] Hotărârea Guvernului nr. 491/1998 privind înființarea Societății Naționale de Gaze Naturale „Romgaz” - S.A. .
- [76] Ukrtransgaz: <http://utg.ua/>.
- [77] Planul de dezvoltare a sistemului de transport OST Ukrtransgaz S.A. pentru anii 2019-2028, Ukrtransgaz, 2018.

- [78] Кодекс газотранспортної системи: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15/paran18#n18>.
- [79] <http://utg.ua/utg/business-info/tariffs.html> .
- [80] <http://utg.ua/utg/media/news/2019/06/ukraina-gotova-dopomogty-moldovi-importuvaty-gaz-z-es-bez-uchasti-gazpromu.html>.
- [81] Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2018 році, Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг 29 березня 2019 року № 440.
- [82] Постанова № 2001 про встановлення тимчасових тарифів для АТ «УКРТРАНСГАЗ» на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на перший рік другого регуляторного періоду та визнання такими, що втратили чинність, деяких постанов НКРЕКП, 21.12.2018 і додаток 1.
- [83] Постанова № 1437 про затвердження змін до деяких постанов НКРЕКП щодо впровадження добового балансування на ринку природного газу [...], 27.12.2017 .
- [84] Постанова 30.09.2015 № 2517 про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання, НКРЕКП.
- [85] Gazprom: www.gazprom.ru .
- [86] Gazpromexport: www.gazpromexport.ru.
- [87] Gazprom in Figures Factbooks: 2011-2015, 2013-2017, 2014-2018 .
- [88] Приказ ФСТ РФ от 14.07.2011 N 165-э/2 (ред. от 10.11.2011) „Об утверждении Положения об определении формулы цены газа“; Приказ ФСТ России от 21.08.2012 N 203-э/4 „О внесении изменений в Положение об определении формулы цены газа, утвержденное приказом ФСТ России от 14 июля 2011 г. N 165-э/2“; Приказ ФСТ России от 09.07.2014 N 1142-э (ред. от 24.03.2015) „Об утверждении Положения об определении формулы цены газа" .
- [89] Финансовый отчет и Дополнительная информация к годовому отчету ПАО «Газпром» за 2017 год.
- [90] Биржевой рынок газа природного СП6МТСБ, iunie 2019.
- [91] TurkStream: www.gazpromexport.ru/en/presscenter/news/2347/, www.gazprom.ru/projects/turk-stream/.

THE ENERGY POTENTIAL OF NATURAL GAS FIELDS FROM TRANSYLVANIAN BASIN

Current and Future Trends

Prof. Dr. Eng. Lazăr AVRAM¹
Phd. Student Eng. Diana-Andreea LUPU²

¹ Director of the Oil and Gas Engineering Department,
Petroleum Gas University of Ploiesti, Romania

² Petroleum-Gas University of Ploiesti and SNGN ROMGAZ SA, Romania

Abstract: Transylvanian Basin is one of the most important natural gas basins in Continental Europe that marked the beginning of the development of the natural gas industry in Romania by the discovery of the first natural gas field in 1909 in Sarmasel (Mures County). The Basin of Transylvania is the geological unit with the largest and most natural gas reservoirs in Romania. It is the single sedimentation basin in Romania and among the few in the world where only gas accumulations, mainly methane, have been discovered, to which are added very small proportions (below 2%) of higher fractions (in the south-east area of the basin).

Keywords: Natural gas basin, methane, Transylvanian Basin

Rezumat: Bazinul Transilvaniei este unul dintre cele mai importante bazine de gaze naturale din Europa continentală care a marcat începutul dezvoltării industriei gazelor naturale în România prin descoperirea primului câmp de gaze naturale în 1909 în Sarmasel (județul Mureș). Bazinul Transilvaniei este unitatea geologică cu cele mai mari și mai multe rezervoare de gaze naturale din România. Este bazinul de sedimentare unic din România și dintre puținele din lume în care au fost descoperite doar acumulări de gaze, în principal metan, cărora li se adaugă proporții foarte mici (sub 2%) de fracții mai mari (în zona de sud-est a bazinului).

Cuvinte cheie: Bazine de gaze naturale, metan, Bazinul Transilvaniei

INTRODUCTION

Transylvanian Basin is one of the most important natural gas basins in Continental Europe that marked the beginning of the development of the natural gas industry in Romania by the discovery of the first natural gas field in 1909 in Sarmasel (Mures County).

The Basin of Transylvania is the geological unit with the largest and most natural gas reservoirs in Romania. It is the single sedimentation basin in Romania and among the few in the world where only gas accumulations, mainly methane, have been discovered, to which are added very small proportions (below 2%) of higher fractions (in the south-east area of the basin).

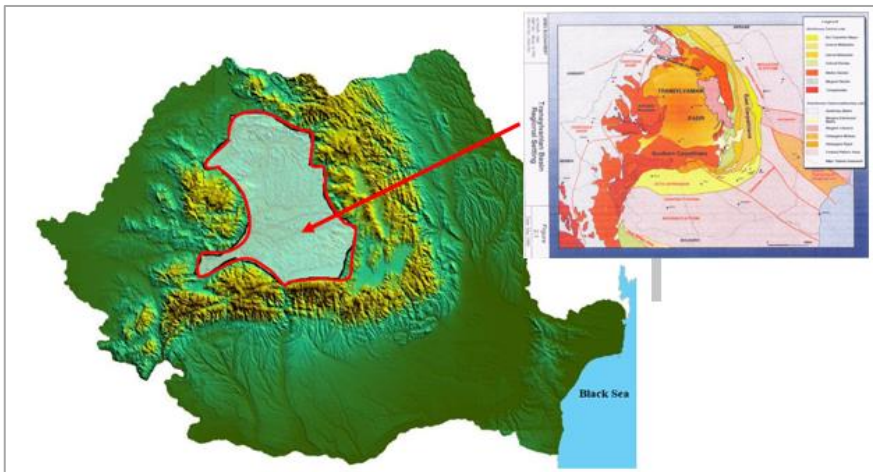


Fig. 1. The geological unit -Transylvanian Basin, Romania.

The largest and the important gas reservoirs were discovered and put into operation until 1980s, reaching a peak point production in 1976. Since 1976, the dynamics of annual gas production in the Transylvanian Basin had a downward trend, more pronounced since 1988.

In Transylvanian Basin were discovered important reservoirs of natural gas above the Badenian salt horizon, which extends almost like a continuous plate all over the basin.

The fields discovered so far belong to the three stratigraphic sequences above the horizon of the salt (*Badenian*, *Buglovian* and *Sarmatian*) whose thickness varies between 300-1500m and extend along the whole surface of the basin.

THE NATURAL GAS RESERVOIRS FROM TRANSYLVANIAN BASIN

In the Transylvanian Depression, were identified more than 100 gas structures (the post-saline sedimentary sequence) and the exploration activity of the three blocks (RG01 - Transylvania North, RG02 - Transylvania Sud and RG03 - Transylvania South) continued with the development and the exploitation of commercial natural gas reservoirs.

Currently, the commercial gas reservoirs are divided in three groups being delimited by Tarnava Mica and Mures rivers (see Fig.2).

North Group contains 31 natural gas fields located above the Mures river. These are found under the form of dome traps. For example, Sarmasel is the first gas reservoir discovered in Romania by drilling the well #2 and put into production in 1909. Representative gas reservoirs for north group are also Grebenis field, Zau field, Taga field but not limited.

Central Group is delimited between the Mures and Tarnava Mica rivers and contains 19 gas fields. Within this “*corridor*” are located important gas fields such as Mures, Corunca Sud si Nord, Acatari, Ernei etc.

South Group is located on the south part of Tarnava Mica river, it contains 53 gas fields, among which are the major structures such as Delenii (1916), Filitelnic- called also the “*Queen of the Basin*”, but also structures such as Nades –Prod, Laslau Mare, Sadinca, Tauni and others whose natural gas production is significant.

THE CURRENT ENERGY STATE OF THE NATURAL GAS FIELDS IN THE TRANSYLVANIAN BASIN

Research works on the discovery of natural gas reservoirs over time through drilling and seismic prospecting at high deep depths has led to many useful data on estimating the energy potential of the Transylvanian Basin. The Transylvanian Basin is ranked on the 56th place in the world in size and own 0.2% of the world's gas resources (according to a report published by USGS World Energy).

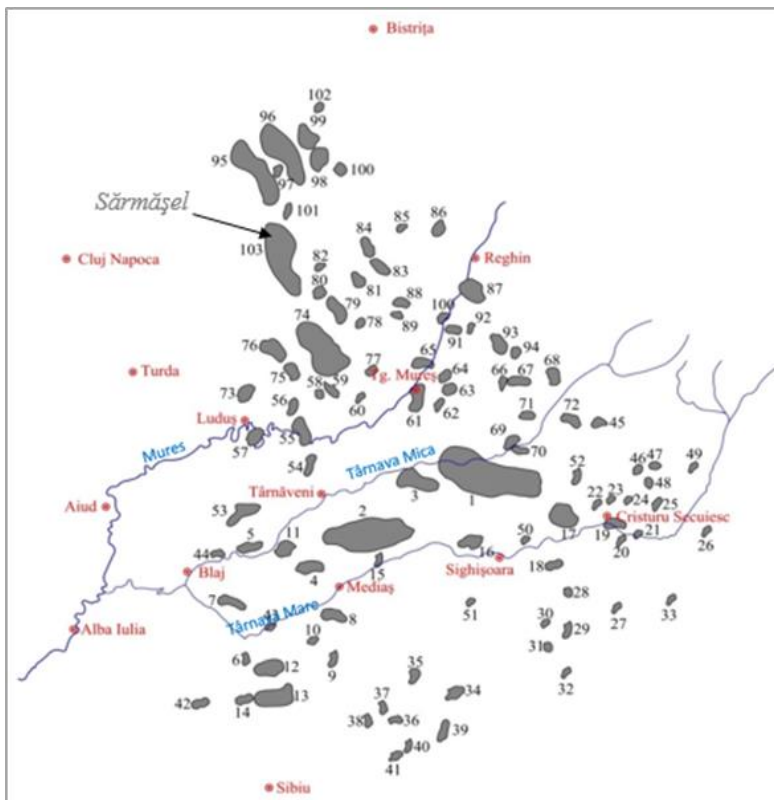


Fig. 2. Approximate location of the gas reservoirs located in Transylvanian Basin.

More than 4,000 wells were drilled over the time in Transylvania depression (of which approximately 2200 exploration wells)³ whose average depth is approx. 2500-3000m, the vast majority of them having as target the productive geological formations located above the salt horizon.

Although it is a technical and financial challenge, a significant number of 94 wells have crossed the salt and such examples are well 6042 Delenii (5062 m), well 4502 Filitelnic (4533 m), well 4501 Band (4505 m), well 4 Mica (4015 m) and well 4843 Mociu (4001 m).

The reservoirs from Transylvanian Basin were discovered and put into operation until the '80s and due to the economic and social development considerations of Romania they were often exploited in an intensive regime reaching today an advanced stage of depletion falling into the category of mature fields or brown fields.

The recovery factor is the key performance indicator to evaluate the current state of energy of the gas reservoirs. The recovery factor can be considered to be a current recovery factor (f_r^c), respectively a final recovery factor (f_r^f) and having the expressions:

$$f_r^c = \frac{\Delta G_i}{G_0} \quad \text{and} \quad f_r^f = \frac{G}{G_0}$$

ΔG_i - gas cumulative production at time "i"

G_0 - gas resource

Numerous research papers published and presented at the national and international scientific events in recent years have highlighted the current state of the natural gas fields in the Transylvanian Basin as follows:

- A detailed analysis related to the energetic potential of the most important natural gas fields from Transylvanian basin has highlighted that *the actual recovery factors vary between 48-86% in the context of 50-90% final recovery factors*. The low difference between the current and the final recovery factors reveals that the analyzed gas fields are in an advanced stage of resources depletion being mature reservoirs.

- *Of the over 100 natural gas fields from Transylvanian basin, 20 of them provide about 75% of the total production of the basin*. These gas fields are located in the central and south part of the basin with large productive surface and the number of wells in production is sized according to the potential of the reservoir.

- *The largest volumes of geological resources are in the fields whose recovery factors vary between 60-80%* - although the degree of depletion of these fields is high these gas fields can be candidates for viable programs to capitalize the productive potential.

³ Marine and Petroleum Geology 23 (2006) 405–442: www.elsevier.com/locate/marpetgeo

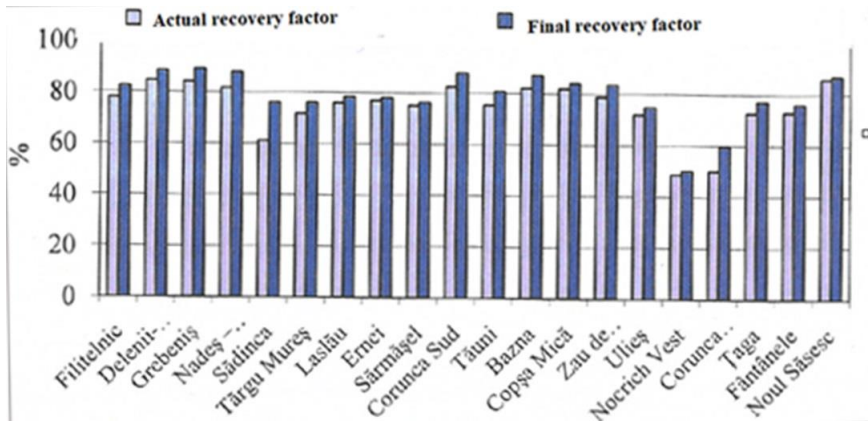


Fig. 3. The recovery factors of the most important gas fields from Transylvanian basin⁴.

Gas accumulations from the most important formations - Sarmatian, Buglovian and Badenian – have similar degrees of depletion, with the exception of the Badenian formation which has the physical parameters of the reservoir unfavorable to efficient exploitation process.

The gas reservoirs from Badenian formation are characterized by high reservoir pressure (250-300 barg), porosity is varying between 3-12% and the permeability is very low specific to tight formation and is varying between 0.001-2 mD. These aspects represents reals constrains for the exploitation of Badenian formation from both point of view, technical and economic aspects.

Buglovian and Sarmatian formations are characterized by an advance stage of depletion, the energy level described by the actual reservoir pressure is approximatively 30-35% of the initial reservoir pressure.

Taking into account the current energy level of the most important gas fields from Transylvanian basin, a new approach and perspective is required in order to exploit the reservoir to reach the maximum value of the recovery factor.

NEW PERSPECTIVES FOR FURTHER EXPLOITATION OF THE GAS FIELDS FROM TRANSYLVANIAN BASIN – AN IMPORTANT SOURCE OF ENERGY FOR ROMANIA

Given that the most gas fields located the Transylvanian basin are mature and often can not be exploited with attractive recovery factors due to geological,

⁴ Tătaru, A., Simescu, B., Șutoiu, F.: Mărirea factorului de recuperare din zăcămintele de vârstă badeniană localizate în Bazinul Transilvaniei, The 10th Regional Energy Forum – FOREN 2010, World Energy Council, ISBN 978-973-720-327-4.

technological or economic constraints, there are still some viable solutions for the continuation of the exploitation to be taken into account such as:

- In geological research, through seismic investigations acquired in the 3D system, new gas accumulations can be revealed, which until now have not been discovered; the geological model of the reservoir can be improved after a computer-based interpretation is performed. 3D seismic data provide detailed information about fault distribution and subsurface structures.

- Complex geophysical investigations may reveal by-passed hydrocarbon formations; Cased hole saturation logs with high resolution and high radius of investigation may highlight thin layers saturated with gas which until now couldn't be detected through conventional or classical logs.

- Directional drilling can be successfully applied to access undrained zones due to operational difficulties; The Sidetrack operation showed that is a good application to access the gas layers/formations with low recovery factors due to some technical issues during drilling or workover such as junks (downhole tools, bit nozzles, pieces of bits, tubular etc) , mechanical or integrity casing issues, well trajectory etc.

- Use of non-invasive production technologies and fluids to exploit depleted gas formations; Depleted formation are highly sensitive to fluid blockages during workover operations therefore, in order to avoid formation damage and generate additional pressure drops near by formation, non-invasive fluids needs to be used correlated with the rock properties.

Snubbing technology is a flexible and cost-effective alternative to conventional drilling and workover rigs that showed its benefits during a testing campaign which has been run in 2016 in Transylvanian basin for the following objectives: re-perforation in underbalance condition, restore the well integrity by isolating a casing leak or preventing by running a packer, run completion string, pulling tubing, run frack string and clean out fill;

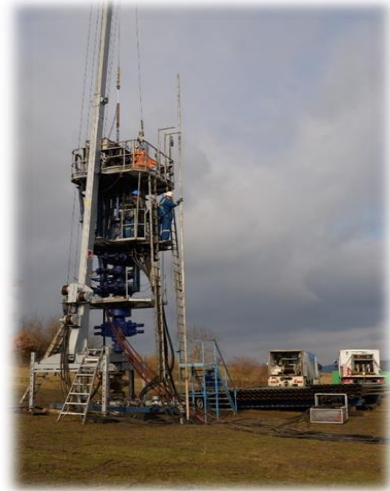
This technology proved that is appropriate to be applied in highly depleted fields and additional has reduced the costs with 6% per operation and the productive time per job was 95% (the NPT of 5% was due to lifting operations).

- Using the gas compression process at the local level; lowering the surface pressure of a well by using compression will result in more production. This is true for flowing wells and with nearly all lifted wells. Depending on the individual well, a well production can be increased over a range from only few percent to several times the current production of the well. For flowing gas wells, lowering the surface pressure can significantly increase the production, prolong the life of the well and increase reserves.

- Troubleshoot the wellhead integrity and infrastructure; the facilities are operated since field development phase which means that it may be possible that the current state of production facilities to not ensure a safety process. A detailed

inventory, respectively modifications and improvements to the production system are mandatory for the mature gas field which ultimately can minimize pressure drops.

Fig. 4. Workover operation using the Snubbing technology in a gas well from Transylvanian basin.



- Using techniques to stimulate tight gas formations; high pressure stimulation is a method to increase the productivity of the low permeability formations, and finally to increase the recovery factors. A high-pressure stimulation campaign was performed in 1995 on the gas wells from Transylvanian basin, then in 2014 another job was executed in a mature gas field using CO₂ based fluid; all these operations constitute a valuable database that can be the basis for the continuation of the investments in this direction that will lead us to the desired results.

- Continuing the geological researches in the mesozoic, paleogeneic and miocene deposits, in which, until now, no gas accumulation have been discovered; crossing salt is a technical challenge and especially economic (deep depths) but taking into account advanced drilling technologies and fluids that are in continuous improvement, continuing research works through deep drilling in these formations from Transylvanian basin can provide the premises for new potential energy sources in the future.

CONCLUSION

1. Transylvanian Basin is the geological unit that holds the most natural gas reservoirs and has a major impact in ensuring Romania's energy balance.

2. The natural gas fields from Transylvanian basin are mature reservoirs, characterized by an advanced stage of energy depletion.

3. The gas production of the main natural gas fields from the basin is a clear indicator of the energy potential still owned by them; its capitalization can only be achieved through an appropriate exploitation strategy.

4. Increasing the recovery factor from the natural gas fields and especially the efficiency of the exploitation of the reservoirs in the Transylvanian Basin is a matter of strict actuality. Numerous rehabilitation projects are in progress and their results are appreciative and encouraging in terms of the energy potential still held by this huge energy accumulator - the Basin of Transylvania.