Evoluția pieței de gaze naturale din Republica Moldova în context regional și European

autor: Natalia Timofte,
Master of Science in energy studies, UK; doctorand INCE, RM

Gazele naturale au o importanță vitală pentru economia Republicii Moldova (Moldova). În 2017, în Moldova (fără Transnistria), în total produse, această sursă de energie avea pondere de 28.4 % în consumul intern brut, iar pe sectoarele de consum, respectiv: 99.7 % - în centrale electrice de termoficare și termice - producători de energie pentru scopuri publice, 65.4 % - în centrale electrice de termoficare și centrale termice - producători de energie pentru consumul propriu, 34.8 % - în comerț și servicii publice, 26.7 % - în industrie și 18.6 % - în sectorul rezidențial. În consumul intern brut de gaze naturale total, 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. (a se vedea tab. 1).

Tab. 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	biocom-bustibili și deșeuri	energie electrică	energie termică	cărbune	**gaz natural**	produse petroliere	biocom-bustibili 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**
CET și CT - producători de energie pentru scopuri publice - total	*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**
CET și CT - producători de energie pentru consumul propriu - total	*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**

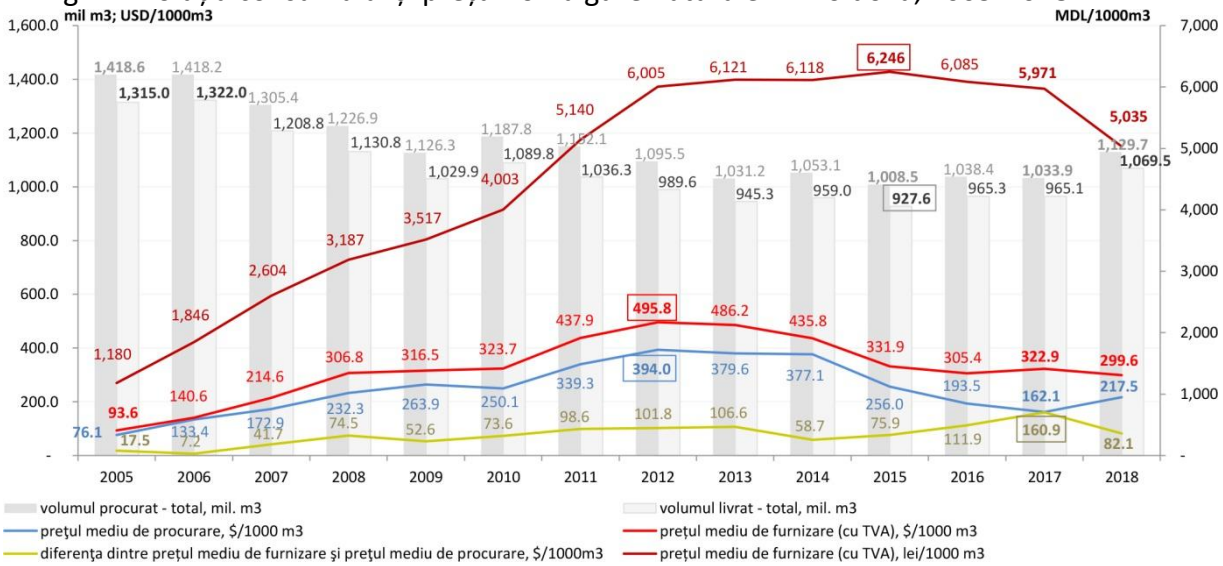
Sursa: compilat de către autor în baza datelor din Balanţa energetică a Republicii Moldova, Culegere statistică 2017, Chişinău, 2018, tab. 1.22, pag. 59-60

Consumul de gaze naturale este asigurat pe cca 100 % din import - din Federația Rusă (în continuare: Rusia). În 2018, volumul total de gaze naturale procurate de la S.A.P. Gazprom a fost de 1.13 mlrd m3 (fără Transnistria), iar volumul total de gaze naturale livrate a fost de 1.07 mlrd m3.

Dinamica consumului de gaze naturale în perioada 2005-2015 a fost preponderent negativă, iar, începând cu 2015 - anul în care consumul de gaze naturale a coborât la nivelul minim - preponderent în creştere (a se vedea fig. 1). Dinamica negativă a consumului a 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. 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 și în baza evoluției prețurilor la produse petroliere (gasoil și mazut/fuel oil). Creșterea tarifelor

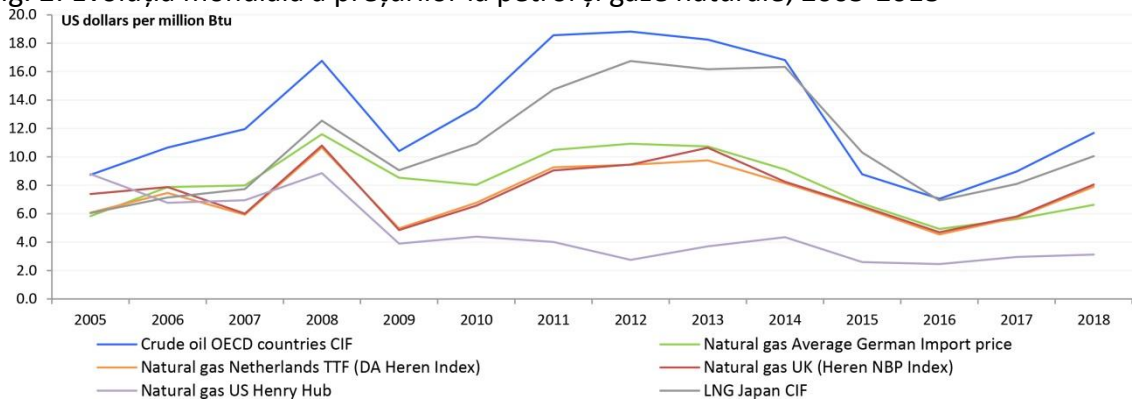
de livrare a gazelor naturale la consumatori finali a rezultat din creșterea prețurilor de procurare din import a gazelor naturale și din creșterea cheltuielilor locale și a ponderii acestora în tariful final. În perioada 2005-2018, ponderea cheltuielilor locale (diferența dintre prețul mediu de furnizare a gazelor naturale (cu TVA[i]) 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 27.4 % respectiv. 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 cca 9.5 mln $SUA - nivelul cel mai jos în perioada 2005-2018, iar în 2017 - cca 155 mln $SUA.

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, tab. 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



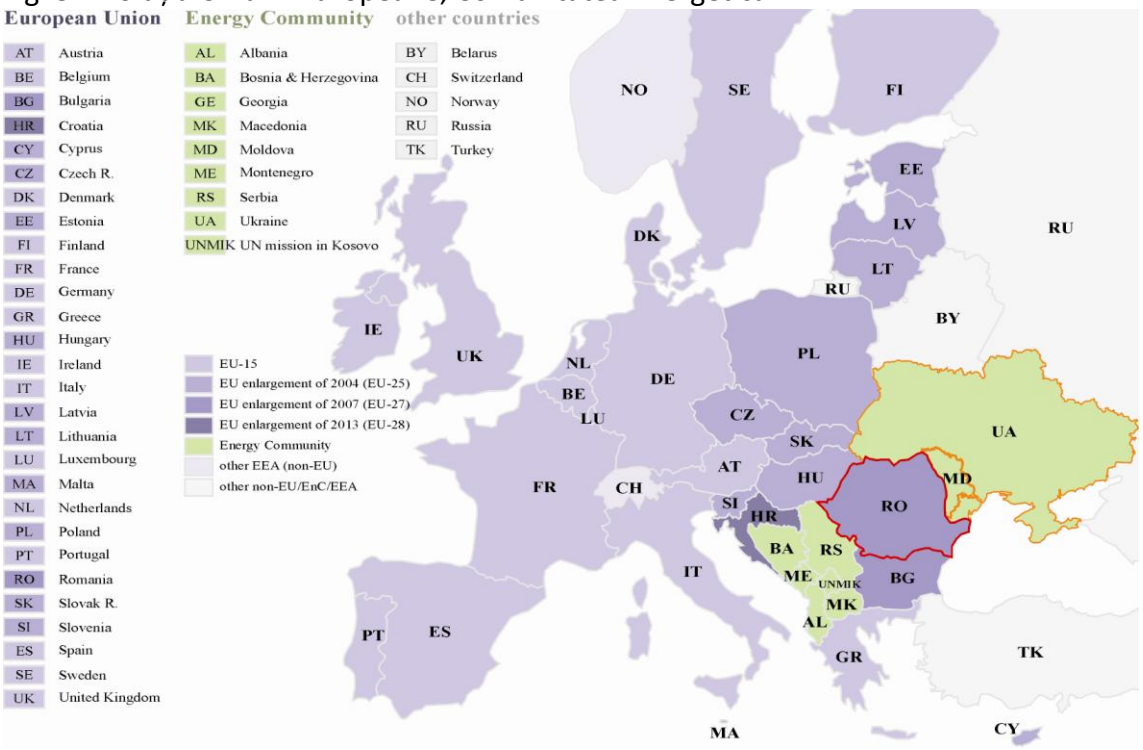
Sursa: compilat de către autor în baza datelor din BP Statistical Review of World Energy, iunie 2019

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 pieței de gaze naturale naționale, regionale, europene și mondial, este esențial de estimat/evaluat efectele economice pentru Moldova rezultate din modificare a 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 prezenta

lucrare, în cele ce urmează, se fac unele evaluări și constatări care permit evidențierea proceselor și tendințelor cheie.

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 UE (a se vedea fig. 3).[ii] Procesele/transformările 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 la o treaptă 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.

Fig. 3: Evoluția Uniunii Europeane, Comunitatea Energetică



Surse: compilat de către autor în baza informaţiilor publice de pe paginile web oficiale ale Uniunii Europene (www.europa.eu) şi Comunităţii Energetice (www.energy-community.org), conform situaţiei din 07/2019

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

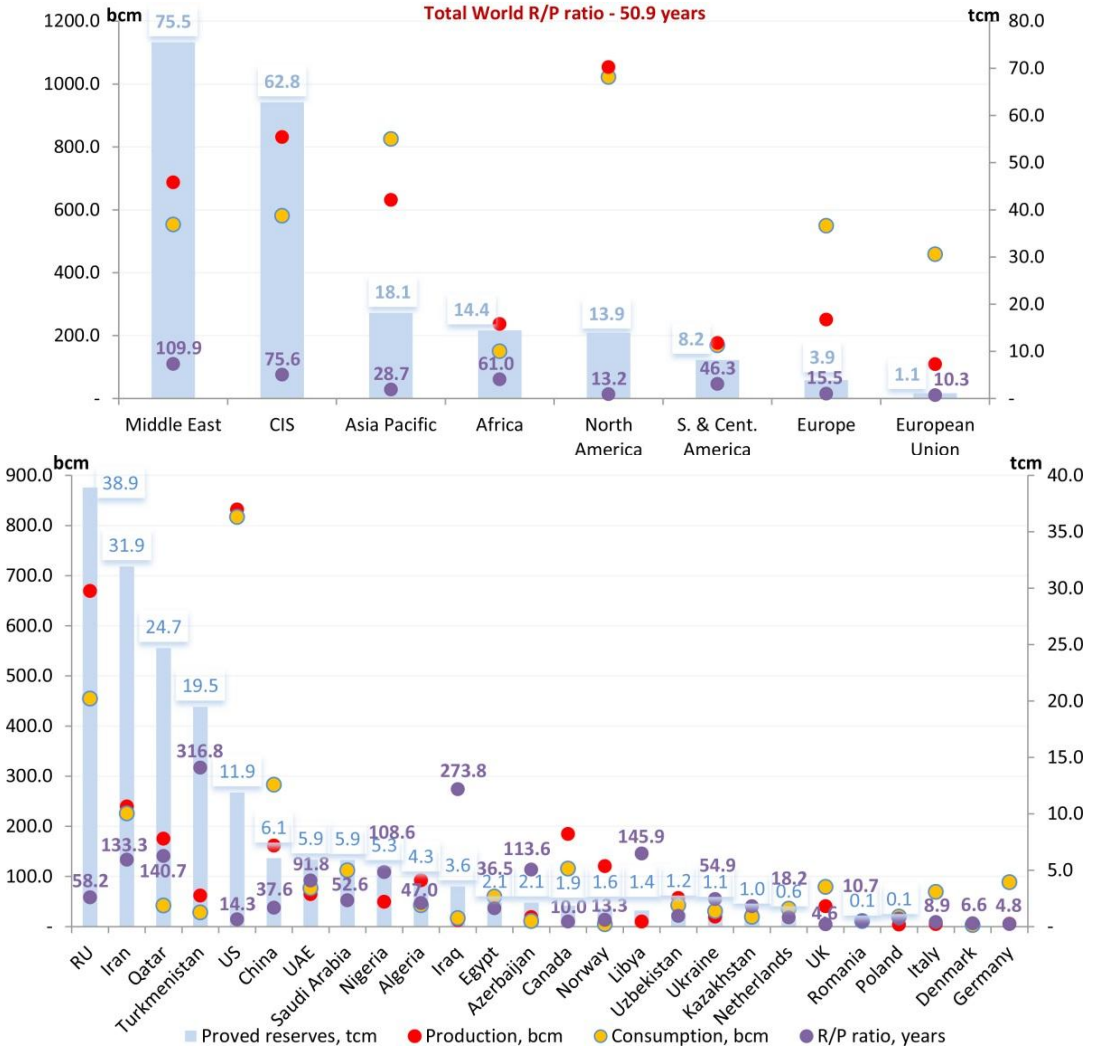
Moldova şi Ucraina nu au hotare comune și puncte de interconectare a sistemelor de transport de gaze naturale (STGN), cu celelalte părţi contractante ale CEn, iar Georgia – cu niciuna din părţi contractante a CEn. STGN din Moldova este interconectat cu STGN a Ucrainei şi a României, iar STGN a Ucrainei, pe partea UE, este interconectat cu STGN a Slovaciei, Ungariei, Poloniei şi României. În viitor se prevede interconectarea STGN a Serbiei cu STGN a României (2020) şi a Bulgariei.[iii]

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, Latvia și Estonia, iar Gazpromul - participant-cheie pe piața gazelor UE - a acumulat deja o experiență vastă în ajustarea activității sale la cerințele UE.

Consum, producere și rezerve de gaze naturale. În țările UE nivelul cel mai mare a consumului de gaze naturale este în Germania, Marea Britanie, Italia, Franța, Țările de Jos, Spania, ș.a., iar în CEn, respectiv, în Ucraina, Moldova (incl. 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, incl. Transnistria), aproape triplu mai mare față de România, cu cca 1 mlrd m3 mai mic decât în Spania, cu cca 5 mlrd m3 mai mic decât în Țările de Jos și aproape triplu 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 prețelor de gaze naturale în țările cu nivelul cel mai mare de consum, influențează în mod direct evoluția prețelor 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 fig. 4, 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 cumulativă 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 cumulativă de cca 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 cca 10 ori mai mari decât în România și de 1.5 ori mai mici decât în Norvegia. La nivelul de producere din 2018, rezervele confirmate de gaze naturale în România se vor epuiza (R/P ratio) în cca 10 ani, în Ucraina și Rusia – respectiv 55 și 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.

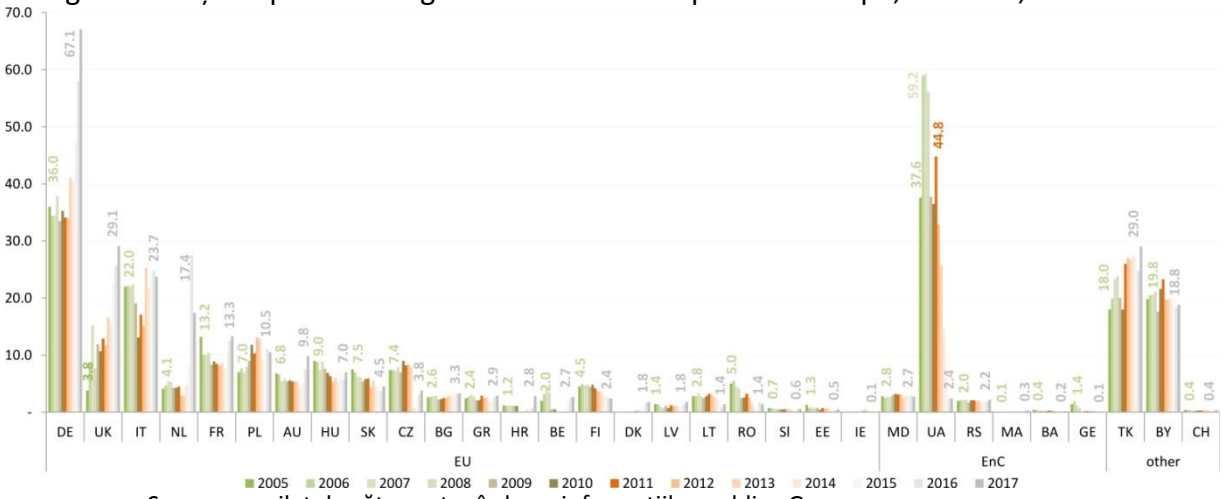
Pe plan mondial, Europa și Uniunea Europeană au nivelul cel mai jos de rezerve confirmate de gaze naturale și dependența cea mai mare de import de gaze naturale. Majoritatea ţărilor europene îşi acoperă consumul de gaze naturale, integral sau în mare parte, din import. În cele 37 de ţări consumătoare de gaze naturale în Europa (26 - UE, 7 - CEn, Turcia, Belorusia, Elveţia şi Norvegia), ponderea producerii locale de gaze naturale în consum este după cum urmează (în ordinea descrescătoare a consumului): ≥ 100 % - 4 ţări: Norvegia, Ţările de Jos, Danemarca, Albania;[iv] > 50 % - 5 ţări: Marea Britanie, Ucraina, România, Irlanda, Croaţia; > 10 - < 25 % - 4 ţări: Polonia, Ungaria, Austria, Serbia; > 1 - < 10 % - 5 ţări: Germania, Italia, Cehia, Bulgaria, Slovacia; < 1 % - 7 ţări: Turcia, Belorusia, Spania, Franţa, Grecia, Georgia, Slovenia; 0 - < 0.01 % - 12 ţări: Belgia, Portugalia, Elveţia, Moldova, Finlanda, Lituania, Latvia, Suedia, Luxemburg, Estonia, Bosnia & Herzegovina şi Macedonia. Prin urmare, 28 de țări europene au dependenţă majoră sau totală de import de gaze naturale în acoperirea consumului local, inclusiv: 20 - UE, 5 - CEn, Turcia, Belorusia şi Elveţia.

Din cele expuse mai sus se vede că rolul Ucrainei în cadrul Europei este unul deosebit de important nu doar din punct de vedere a tranzitului de gaze naturale din Rusia spre Europa. Ucraina are si capacitatea cumulativă cea mai mare în Europa a dipozitelor 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 context în care cererea la gaze are caracter sezonier pronunțat. România – un alt mare jucător pe piața de gaze naturale în Europa și UE – are capacitatea cumulativă a dipozitelor subterane de stocare a gazelor naturale de 3.1 mlrd m3. Nivelul de producere a gazelor naturale în România este de cca două ori mai mic decât în Ucraina, iar consumul de gaze naturale, respectiv, de apoape 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 – cca 38 % (2018, 51 % în 2017).

Este de menționat faptul că în perioada din 1990, pe plan mondial, cea mai mare reducere a consumului de gaze naturale a fost în Ucraina și România, sau cu cca 90 mlrd m3 și 22 mlrd m3, respectiv. 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 cca 47 mlrd m3, iar în 2005-2018 – cu cca 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 după 2005 a rezultat în pierderea de către Gazprom a acestei piețe de

gaze naturale (a se vedea fig. 6), valoarea vânzărilor Gazpromului 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.

Fig. 6: Evoluția exportului de gaze naturale de Gazprom în Europa, mlrd m3, 2005-2017



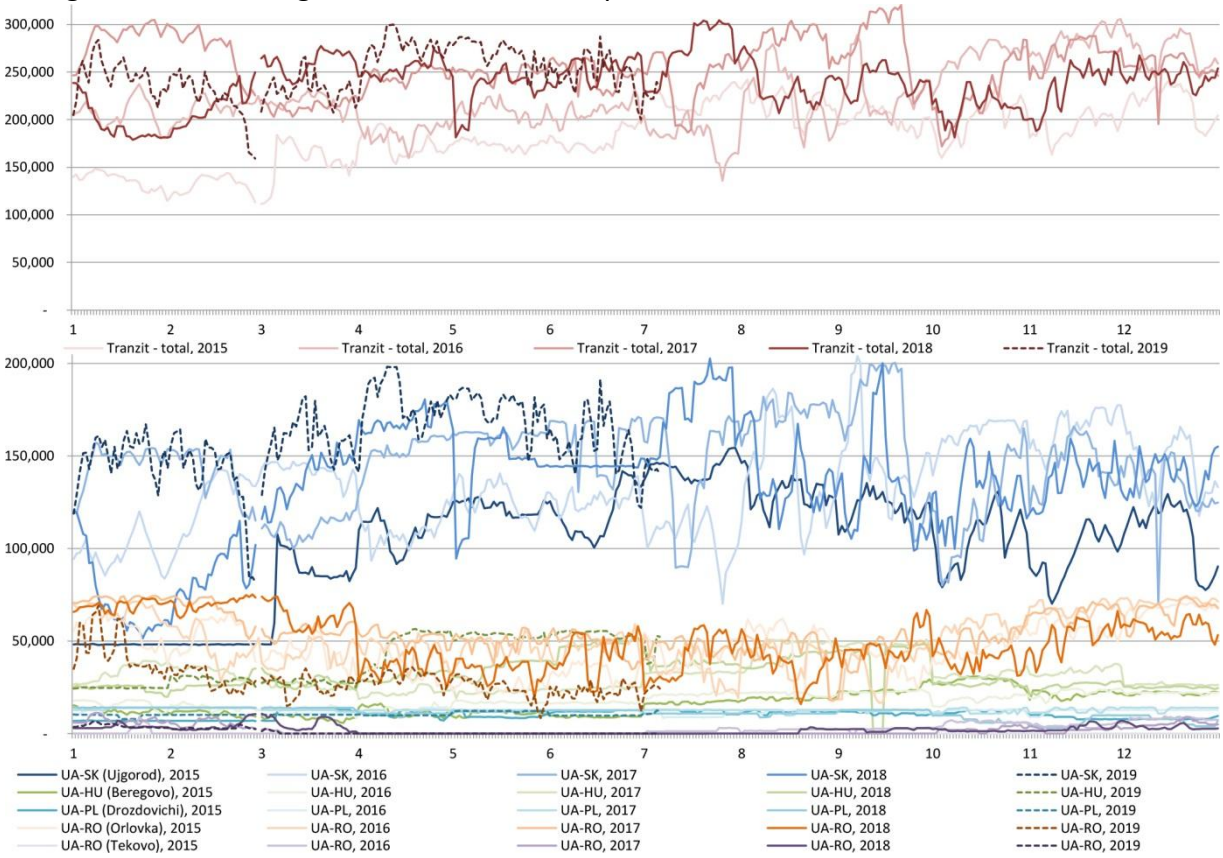
Sursa: compilat de către autor în baza informaţiilor publice Gazpom, www.gazprom.ru

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 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 creşterea în UE şi Europa a volumului de import de gaze naturale şi a ponderii GNL, creşterea exportului de gaze din SUA (GNL) și creşterea competiţiei la nivel mondial şi regional între pieţe 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 TransBalcanic) și 0.9 % - Tekovo-Mediești 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 anului curent 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 majorarea volumului total a 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 a STGN al 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 cca 30 % din nivelul actual de tranzit.

Fig. 7, 8: Tranzit de gaze naturale din Rusia prin Ucraina, 01.01.2015-06.07.2019



Sursa: compilat de către autor în baza informaţiilor publice Ukrtransgaz, www.utg.ua

Moldova este una din numeroasele ţări europene, dependente în mare măsură sau integral de importul de gaze naturale şi cu un nivel redus sau lipsă de flexibilitate la gaze (producere locală şi/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), dependente în cea mai mare măsură de o singură sursă (Rusia) și rută de aprovizionare cu gaze naturale. Din aceste țări, Finlanda, care nu are tangențe cu livrare de gaze naturale prin STGN a Ucrainei, își diversifică sursele și căile de aprovizionare prin GNL, Bosnia & Herzegovina și Macedonia 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 TransBalcanic de transport de gaze naturale, țările cel mai mult afectate vor fi Moldova (CEn, în special Transnistria) 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 cel puțin 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 şi de reglementare în domeniul pieţei de gaze naturale. Prin aderare la CEn, Moldova a devenit parte componentă a procesului de creare a pieţei 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 piaţa 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 şi Directiva 2004/67/CE privind măsurile de garantare a securităţii aprovizionării cu gaze naturale.

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

În 2018, în CEn au fost adoptate deciziile privind transpunerea în legislația națională şi 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 2019, se prevede adoptarea în CEn a deciziei privind transpunerea şi punerea în aplicare a Codului rețelei privind echilibrarea rețelelor de transport de gaze, cu termenul estimativ de transpunere în 2020.

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

În timp ce Directiva 2009/73/CE stabileşte norme comune privind transportul, distribuţia, furnizarea şi înmagazinarea gazelor naturale şi defineşte modalităţile de organizare şi funcţionare a sectorului gazelor naturale, de acces pe piaţă, precum şi criteriile şi procedurile aplicabile pentru acordarea de autorizaţii de transport, distribuţie, furnizare şi înmagazinare a gazelor naturale şi exploatarea sistemelor, Directiva 2004/67/CE stabileşte măsurile pentru garantarea unui nivel suficient de securitate a aprovizionării cu gaze şi care contribuie la funcţionarea corespunzătoare a pieţei interne de gaze naturale, dar şi stabileşte un cadru comun în care statele membre determină politicile generale, transparente şi nediscriminatorii privind securitatea aprovizionării, compatibile cu cerinţele unei pieţe interne competitive de gaze, clarifică rolurile şi responsabilităţile generale ale diferitor operatori de pe piaţă şi pun în aplicare proceduri nediscriminatorii specifice pentru garantarea securităţii aprovizionării cu gaze.

Pentru ţările UE, în urma conflictului rus-ucrainean din ianuarie 2009 privind livrările de gaze naturale spre Europa, Directiva 2004/67/CE a fost revăzută şi înlocuită prin Regulamentul (UE) nr. 994/2010 din 20.10.2010 privind măsurile de garantare a securităţii aprovizionării cu gaze naturale. În urma stării excepţionale din februarie 2012 privind

aprovizionarea cu gaze naturale în ţările CEn, a fost perfectat un studiu detaliat privind implementarea în ţările CEn, inclusiv Moldova, a Directivei 2004/67/CE şi a Regulamentului (UE) nr. 994/2010, care la acel moment era considerat de a fi inclus în acquis communautaire al CEn. Pentru ţările UE, în 2017, Regulamentul (UE) nr. 994/2010 a fost înlocuit prin Regulamentul (UE) 2017/1938, iar pentru ţările 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 şi a rutelor de aprovizionare cu gaze; pieţe lichide de gaz negociabil; capacităţi transfrontaliere; fluxuri inversate; investiţii în infrastructură, inclusiv pentru capacitate bidirecţională; flexibilitatea sistemului; utilizarea contractelor pe termen lung şi pe termen scurt; facilitarea integrării gazelor provenite din surse regenerabile de energie în infrastructura reţelei de gaze; utilizarea sporită a surselor de energie regenerabile ş.a.

Conform angajamentelor din cadrul CEn, începând cu 01.01.2009 (termenul aplicabil pentru ţările 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 şi să ofere, în mod nediscriminatoriu, servicii ferme şi întreruptibile, pe termen lung (≥ 1 an) şi scurt (< 1 an şi de cel puţin o zi), de acces la reţea pentru toţi utilizatorii reţelei; 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 şi de reglementare în vigoare ale părţilor 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 capacităţii şi proceduri de nominalizare şi 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 excepţia prevederilor legate de metodologiile de calculare a preţului de referinţă, preţurile de rezervare a capacităţii şi 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 volumetrice, cu excepția indexărilor, dacă este cazul.

Tot în baza angajamentelor CEn din 2018, părţile contractante, inclusiv Moldova, au obligație de a pune în aplicare, începând cu 01.10.2018, trei din cele patru proceduri de gestionare a congestiilor contractuale: majorarea 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 reţelei) definiţii comune (UE/CEn) de zi gazieră, punct de interconectare (PI), punct virtual de interconectare (PVI), alocare, ciclu de renominalizare şi altele. OST au obligaţia să publice,

orar sau zilnic, pe un site web liber accesibil publicului, iar începând cu 01.10.2018 – şi pe platforma centralizată stabilită de ENTSOG, informaţii pentru toate punctele relevante, conform cerinţelor minime, aplicabile părţilor contractante ale CEn de la 01.01.2015 şi modificate în 2018, care includ: capacitatea tehnică pentru fluxurile în ambele direcţii; capacitatea fermă şi întreruptibilă contractată totală în ambele direcţii; nominalizările şi renominalizările în ambele direcţii; capacitatea fermă şi întreruptibilă disponibilă în ambele direcţii; fluxurile fizice reale; solicitările nereuşite, dar legal valabile, de produse de capacitate cu o durată egală sau mai mare de o lună, inclusiv numărul şi volumul solicitărilor nereuşite; în cazul licitaţiilor, unde şi când produsele de capacitate fermă cu o durată egală sau mai mare de o lună au fost tranzacţionate la preţ mai mare decât preţul de pornire a licitaţiei; unde şi 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, şi altele.

Conform angajamentelor adoptate în CEn în 2018, toate OST-urile trebuie, până la 27.02.2020, să încheie înţelegerile contractuale privind utilizarea platformei unice pentru ofertarea capacităţii pe ambele părţi ale punctelor de interconectare, incl. virtuale, respective; începând cu anul 2020, licitaţiile anuale a capacităţii anuale trebuie să înceapă în prima zi de luni a lunii iulie din fiecare an, în caz dacă nu-i prevăzut altfel în calendarul de licitaţie; începând cu 28.05.2020, OST trebuie să ofere serviciu gratuit de conversie a capacităţii negrupate (neagregate); nu mai târziu de 01.11.2021, OST adiacente trebuie să stabilească punctele virtuale de interconectare funcţionale; începând cu 2021 şi ulterior cel puţin în fiecare an impar, OST-urile trebuie să efectueze evaluarea necesităţii de capacitate incrementală în punctele de interconectare comune; către 01.10.2025, la produse de capacitate cu durata de < 1 an, nivelul maxim a multiplicatorilor trebuie să nu fie mai mare de 1.5, dacă ECRB va formula până-n 01.10.2023 o recomandare în acest sens; ș.a.

Până la 28.05.2020, părţile contractante ale CEn, inclusiv Moldova, urmează să pună în aplicare Regulamentul privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT), iar autorităţile naţionale de reglementare trebuie să creeze un registru naţional a participanţilor pe piaţă şi să-l menţină actualizat.

Prin urmare, începând cu anul 2020, cadrul legislativ şi de reglementare din Moldova în domeniul pieței şi transportului de gaze naturale urmează să fie în mare măsură aliniat cadrului respectiv din UE. Analiza aprofundată a acestui cadru şi a procesului de implementare în ţările membre UE, cât şi a evoluţiei consumului, preţurilor, producerii, surselor şi rutelor de aprovizionare a gazelor naturale, permit de a estima şi a formula scenariile evoluţiei viitoare posibile în Moldova şi în context regional relevant pentru Moldova.

Reconfigurarea sectorului de gaze naturale a Moldovei. În urma aderării la CEn și implementării angajamentelor din cadrul acesteea, funcționarea sectorului de gaze naturale in Moldova, ca și în țările UE și părți contractante ale CEn, se schimbă în modul 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.

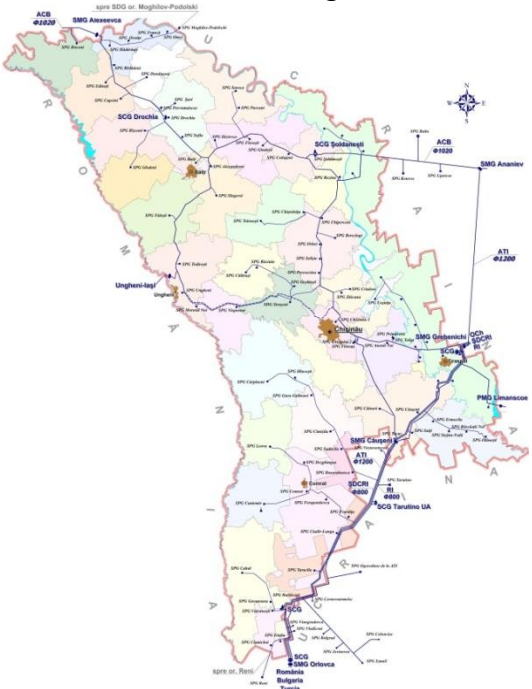
Separarea sistemelor de transport și a operatorilor sistemelor de transport (OST) şi certificarea OST. În baza Deciziei CEn privind aderarea Moldovei în calitate de parte contractantă și a angajamentului CEn din 2011, care stabilesc obligația de a transpune în legislația națională și a pune în aplicare,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

La 14.05.2019, în Moldova erau 15 agenţi economici cu licenţe de furnizare a gazelor naturale eliberate de ANRE, inclusiv Moldovagaz, Energocom, Darnic-Gaz şi alţii. 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 şi obiectul principal de activitate a Moldovagaz este furnizarea gazelor naturale.

În Moldova activează trei OST: Moldovatransgaz SRL (MTG), Tiraspoltransgaz SRL (TTG) şi Vestmoldtransgaz SRL (VMTG), din care MTG şi VMTG activează în baza licenţei 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

sistemul integral



pe fiecare OST



Sursa: Moldovatransgaz, www.moldovatransgaz.md și compilat de autor

MTG şi TTG fac parte din structura Moldovagaz, în care 50 % acţiuni aparţin 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)[v]. Conform informaţiilor publice, în 2005 Transnistria a ieşit din componenţa Moldovagaz (MG) şi a fost creată compania Tiraspoltransgaz-Pridnestrovie (TTG-PMR), printre activităţi ale căreia sunt transportul şi furnizarea gazelor naturale. În prezenta lucrare, în continuare, se va face referinţa la TTG, deoarece relaţia MG - TTG - TTG-PMR, cât şi datoriile faţă de Gazprom, nu fac parte din scopul lucrării în cauză şi nu influentează scenariile şi 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.

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 directoare 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.

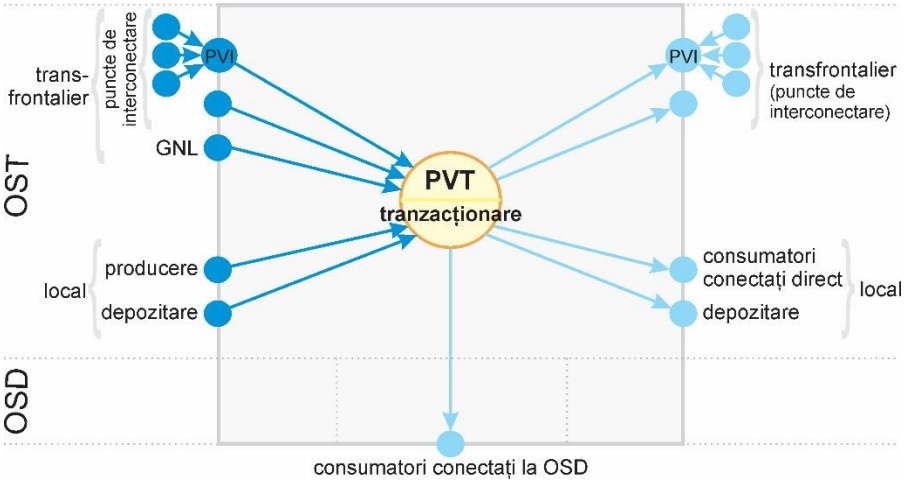
Conform studiului realizat la solicitarea Comisiei Europene (CE), sistemul de intrare-ieşire este definit ca un sistem pentru accesul terților la rețelele de transport de gaze, în care utilizatorii reţelei rezervă capacitatea la punctele de intrare și la punctele de ieșire în mod independent, iar gazele pot fi introduse la punctele de intrare și puse la dispoziție pentru a fi preluate la punctele de ieșire pe o bază complet independentă şi nu urmează o rută contractuală predefinită, caracteristica distinctivă a sistemul de intrare-ieșire fiind existenţa a unui punct virtual de tranzacționare (PVT) în care gazele pot schimba proprietarul în cadrul sistemului. Un sistem complet de intrare-ieşire este caracterizat prin următoarele patru caracteristici cheie: capacități de intrare și de ieșire, alocarea liberă (nerestricţionată) a capacităţii, PVT şi 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 a unei zone de piaţă mai mari, ș.a.

Schema sistemului complet de intrare-ieşire reflectă interfețele contractuale în sistemul de intrare-ieșire din punctul de vedere a furnizorului angro. Tranzacţionarea între două părți este un transfer de titlu din contul vânzătorului în contul cumpărătorului. Acest transfer are loc într-un punct noţional (spre deosebire de hub fizic) în 'centrul' sistemului - un PVT, şi este înregistrat de către OST în contul fiecărui utilizator al reţelei, gazele fiind livrate/preluate noţional către/din acest punct de intrare/ieşire. 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-şi optimizeze și echilibreze portofoliile și pentru a facilita

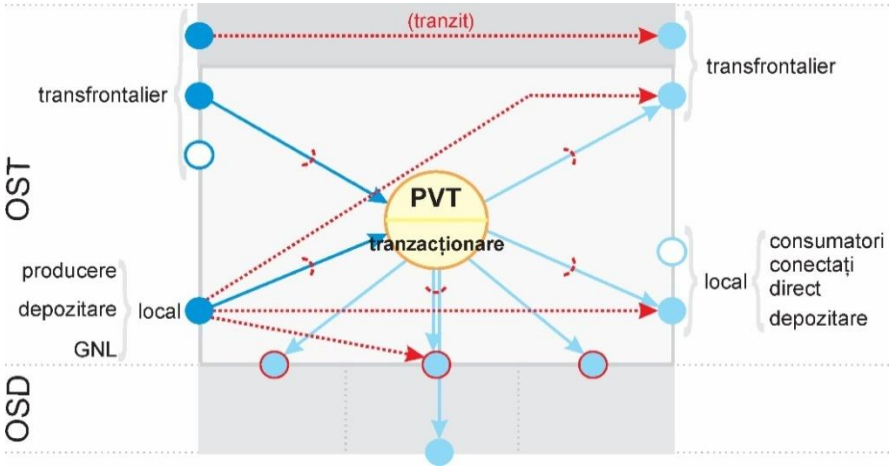
tranzacționarea pe piața angro. În sistemul complet de intrare-ieşire nivelul de distribuţie este complet integrat, sau cu alte cuvinte, operatorii rețelelor de transport (OST) și de distribuție (OSD) soluţionează între ei întrebările legate de conectare şi capacitate la punctele de interconectare între OST şi OSD (aşa-numitele 'porţile oraşului' (city gates)), în timp ce furnizorul/utilizatorul reţelei rezervă capacitatea de ieşire doar la nivelul reţelei unde are loc ieşirea finală. Dezechilibrele dintre volumele de gaze introduse şi preluate, luând în considerare tranzacțiile respective din PVT, urmează să fie agregate pentru toate capacităţile de intrare şi de ieşire în porfoliul furnizorului, indiferent de nivelul rețelei.

Fig. 11, 12: Prezentarea schematică a sistemului complet de intrare-ieşire şi a posibililor particularităţi de implementare a acestuia

sistemul complet de intrare-ieşire (full entry-exit system)



particularităţi de implementare a sistemului de intrare-ieşire



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

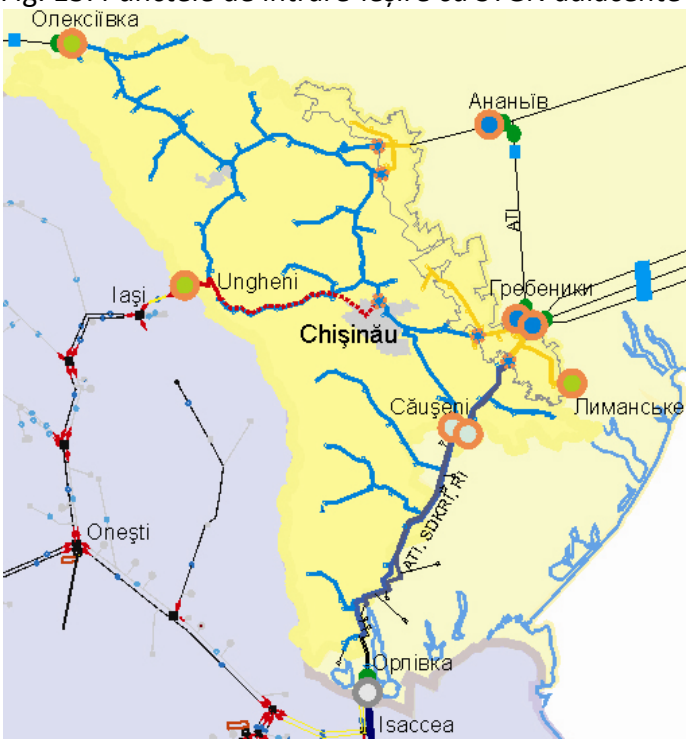
Definirea punctelor relevante pentru cerințele privind transparența, în care capacitatea maximă trebuie să fie pusă la dispoziţie participanţilor pieţei şi pentru care trebuie să fie publicată informaţia privind capacitatea tehnică, contractată, disponibilă, ş.a., a fost făcută în Regulamentul (CE) nr. 1775/2005, iar conform prevederilor UE/CEn în vigoare, aceste puncte relevante trebuie să includă cel puţin 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 racordate 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 gazifere 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 a aprobat lista punctelor relevante a reţelei de transport a gazelor naturale ale OST MTG, care include 6 puncte de intrare şi 5 puncte de ieşire la puncte de interconectare (PI) cu STGN a Ucrainei (OST Ukrtransgaz (UTG)) şi a României (OTS Transgaz (TG)), 6 puncte de ieşire spre consumatori finali racordaţi direct la reţeaua de transport şi 92 puncte de ieşire spre sisteme de distribuţie. 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, şi Ungheni (IUC) - amplasat în Moldova, iar punctele de ieşire, respectiv, includ: Alexeevca (ACB), Limanscoe (TO 3) - amplasate în Ucraina, şi Căuşeni (ATI), Căuşeni (RI, ȘDKRI), Ungheni (IUC) - amplasate în Moldova (a se vedea fig. 13).

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

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



Legenda:

PI aprobate de ANRE (pentru OST MTG):

- punct de intrare
- punct de intrare-ieşire
- punct de ieşire

altele:

- punct de ieşire Ucraiana-România
- punct de intrare și/sau ieşire între OST (MTG, TTG, VMTG)

Sursa: compilat de către autor în baza informațiilor publice Moldovatransgaz, www.moldovatransgaz.md

Sistemul de tarifare de tip 'intrare-ieșire', introdus în România în 2014 şi în Ucraina în 2015, urmează să fie introdus în Moldova, în baza Regulamentului 715/2009 şi a Codului

rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport a gazelor, înainte de începere a licitaţiilor la produse de capacitate. Conform Planului de activitate ANRE, termenul limită de elaborare a proiectului Metodologiei noi de calculare, aprobare şi 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 şi ANRE, a formulat şi analizat trei modele posibile, toate fiind concepute pentru MTG şi VMTG: primul model prevede o zonă de intrare-ieşire unică pentru ambii OST cu un mecanism de compensare între aceşti doi operatori (mecanism prevăzut în Codul rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor); al doilea model prevede două zone de intrare-ieşire (zona MTG şi zona VMTG) şi aplicarea unei taxe (levy) pentru acoperirea costurilor aprobate ale OST; al treilea model prevede o zonă de intrare-ieşire unică pentru ambii OST cu aplicarea unei taxe pentru acoperirea costurilor aprobate ale OST. Toate trei modele au fost evaluate în baza următoarelor condiţii: să nu aducă la suprapunerea (pancaking) tarifelor; să nu fie discriminatorii şi să nu necesite modificare a legislaţiei primare. În rezultatul evaluării, preferinţa a fost dată primului model.

În condiţiile în care cadrul legislativ şi de reglementare obligatoriu pentru MTG şi VMTG încă nu este aplicabil pentru TTG, sistemul de intrare-ieşire elaborat nu prevede includerea TTG. Acest lucru înseamnă că, pentru o perioadă de timp, la hotar între Moldova și Ucraina va exista o insulă - Transnistria - în care nu vor funcţiona regulile stabilite în UE şi CEn, inclusiv regulile de stabilire a tarifelor de transport (care asigură acoperirea costurilor şi 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 situaţia economică şi, eventual, politică în această 'insulă' se vor schimba, chiar și în cazul în care furnizorul şi sursa de gaze vor rămâne aceleaşi. În condiţiile noi, rezultate din implementarea regulilor europene şi din redirecţionarea exporturilor de gaze naturale din Rusia spre Europa, prin proiectele Nord Stream-2 (Germania) şi Turk Stream-2 (Turcia-Bulgaria), este probabil că pentru TTG va deveni economic mai avantajos să se încadreze în cadrul legal şi de reglementare aplicabil MTG şi VMTG. În noile condiţii, TTG va necesita, probabil, şi servicii de echilibrare a reţelei sale de transport, care, pot fi oferite fie de MTG, fie de UTG. În aceste condiţii noi, TTG are ca opţiuni fie integrarea în sistemul unic de intrare-ieşire şi zonă de echilibrare comună cu MTG şi, eventual, VMTG, fie să existe ca regiune parţial comparabilă după model cu Kalinigrad, această opţiune fiind mai puţin probabilă în context regional în care funcționează TTG. Integrarea TTG în sistemul de intrare-ieşire a Ucrainei nu se vede a fi o opţiune.

Tot în contextul încetării actualului tranzit de gaze din Rusia prin Ucraina, importanța pentru OST din Moldova a PI cu Ucraina Ananiev şi Grebeniki se va reduce considerabil, iar PI cheie vor deveni, probabil, Alexeevca (MTG), Iaşi-Ungheni (VMTG) şi, în cazul furnizării de gaze prin flux invers pe coridorul TransBalcanic, Căuşeni (MTG) (a se vedea fig. 13), importanţa și ponderea fiecărui din aceste PI va depinde de evoluţia pieţei de gaze în România şi Ucraina şi în spaţiu regional mai larg, dar şi de nivelul tarifelor de intrare și/sau de ieşire aplicat la aceste PI. Spre exemplu, tarifele stabilite în Ucraina, la punctele de ieşire 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) şi Limanscoe[vi], ceea ce poate rezulta în dezavantaj competitiv a PI Alexeevca faţă 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 aprovizionare a Moldovei cu gaze naturale, după expirarea actualelor contracte cu Gazprom privind aprovizionarea și tranzit 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 acum 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 Bohorodceanî, 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-Bohorodceanî) încă n-a avut loc. Recenta propunere a UTG confirmă estimarea autorului prezentei lucrări, exprimată în mod 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.[vii]

La începutul anului 2019, Acordurile de Interoperabilitate între Moldova și Ucraina pe PI Alexeevca, Ananiev, Grebeniki, Limanscoe, Căuşeni, 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 şi Ucraina pe coridorul TransBalcanic, concept agreat de UTG, MTG şi TTG, termenul-ţintă 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 şi România la PI Isaccea II, III şi Isaccea import tot încă nu erau semnate.

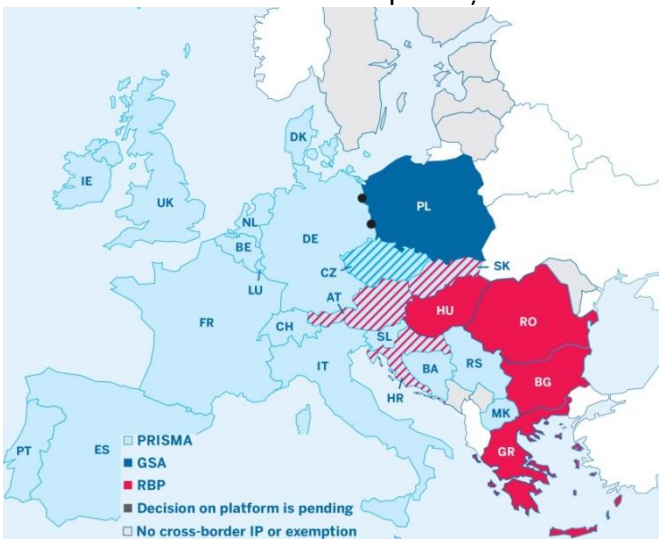
Din fig. 10 și 13, se vede că, din cei trei OST existenți în Moldova, rolul de bază aparţine MTG - lucru care nu se va schimba în timpul previzibil. Prin urmare, MTG poate beneficia în cea mai mare măsură de noile reguli de operare a sistemului, dar şi asigura echilibrul necesar şi buna funcţionare în cadrul STGN din Moldova şi în relaţiile cu ţările vecine. Prin urmare, în Moldova, MTG va fi nucleul viitorului sistem de intrare-ieşire, cu sau fără VMTG şi TTG. VMTG, după finalizarea proiectului Iaşi-Ungheni-Chişinău, are trei opţiuni: fiind afiliat la TG - să se integreze în sistemul de intrare-ieşire a României; sau, să funcţioneze ca sistem de intrare-ieşire aparte; sau, să se integreze în sistemul de intrare-ieşire unic cu MTG. TTG are două opţiuni: să funcţioneze ca o zonă separată; sau, să se integreze în sistemul de intrare-ieşire unic cu MTG și, eventual, VMTG. Deşi, teoretic, MTG ar putea să se integreze în sistemul de intrare-ieşire a Ucrainei - unica ţară cu care MTG are şi va avea conectare directă, inclusiv în cazul fluxului invers pe segmentul Isaccea (RO) - Orlovca (UA) - Căuşeni (MD), această opţiune teoretică este puţin probabilă în practică. În cazul integrării cu sistemele de intrare-ieşire adiacente din cele două state vecine, OST care se va integra, va fi supus regulilor şi reglementărilor aplicabile acelui sistem. Exemplu recent de integrare Belgia - Luxembourg şi exemplu ţărilor Baltice, care evoluează spre un sistem integrat de intrare-ieşire, 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 vreo astfel de integrare, deşi integrarea VMTG (TG) în sistemul de intrare-ieşire al României (TG) ar fi, propabil, mai simplu de realizat față de integrarea sistemelor de intrare-ieşire MTG-(TTG)-UTG. Prin urmare, soluţia care se vede a fi optimă la moment pentru Moldova şi fiecare din cei trei OST, este un sistem unic de intrare-ieşire care să includă MTG-VMTG-TTG, cu o soluţie intermediară - MTG-VMTG, până la luarea deciziei în acest sens de către TTG.

Conform definiţiei sistemului de intrare-ieşire, parte componentă-cheie a acestui sistem este punctul virtual de tranzacţionare (PVT), care deja este implementat în România şi în Ucraina, operatori a PVT fiind, respectiv, TG şi UTG. În cazul Moldovei şi în condiţiile în care sistemul de intrare-ieşire include mai mult decât un OST, operator al PVT va fi fie MTG, fie o entitate/structură operată în comun de MTG şi VMTG, şi, 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 tranzacţiilor și, prin urmare, a concurenței, totuși, apariția unei piețe funcționale necesită îndeplinirea şi altor condiții, iar implementarea unui sistem de intrare-ieșire nu neapărat va crea 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 capacităţii de transport la PI între STGN a sistemelor de intrare-ieșire adiacente. După cum menţionat mai sus, conform angajamentului recent în CEn, toate OST-urile trebuie, până la 27.02.2020, să încheie înţelegerile contractuale privind utilizarea unei platforme unice pentru ofertarea capacităţii pe ambele părţi ale PI, incl. PI virtuale. Din cele trei platforme de rezervare a capacităţii de transport la PI, existente în Europa: PRISMA, RBP şi GSA (a se vedea fig. 14), PRISMA şi GSA nu sunt aplicabile regional pentru PI din Moldova. Reieșind din faptul că, rezervarea capacităţii de transport la PI între România şi alte state membre UE (Ungaria (Csanádpalota) și Bulgaria (Ruse-Giurgiu; Negru Voda 1-Kardam – coridorul TransBalcanic)), dar şi la PI între Ucraina şi Ungaria, se efectuează prin intermediul licitaţiilor organizate în cadrul RBP, se poate de estimat că în Moldova, în cazul deciziei în acest sens a OST/ANRE, rezervarea capacităţii de transport la PI cu România: Iaşi-Ungheni (VMTG), şi cu Ucraina: Alexeevca şi Căuşeni (MTG), se va realiza tot prin intremediul platformei RBP, create și operate de OST FGSZ din Ungaria.

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

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

Prin urmare, în Moldova, PI la care, începând cu 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) şi Căuşeni (MTG). Produse standardizate de capacitate oferite/rezervate la aceste PI, iniţial vor fi produse anuale, trimestriale şi lunare, iar, în procesul implementării Codului rețelei privind echilibrarea rețelelor de transport de gaze şi a evoluţiei pieţei (produse tranzacţionate pe piaţa centralizată de gaze naturale), vor fi oferite/rezervate şi produse zilnice şi intrazilnice.

Reieşind din cele expuse mai sus, procedurile de gestionare a congestiilor contractuale, definite în Liniile directoare privind procedurile de gestionare a congestiei în caz de congestie contractuală, vor fi aplicate, în primul rând, la PI Alexeevca (MTG), Iaşi-Ungheni (VMTG) şi Căuşeni (MTG). În afară de majorarea 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 şi mecanismul utilizează-sau-pierde pentru capacitatea fermă pentru ziua următoare. Începând cu 01.06.2020 şi în fircare 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 şi a mecanismelor de echilibrare a STGN, în baza Directivei 2003/55/CE, Regulamentului 1775/2005, Directivei 2009/73/CE şi Regulamentului 715/2009. După cum stabilit în Directiva 2009/73/CE, autorităţile 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 condiţiilor privind furnizarea de servicii de echilibrare, care sunt realizate în modul cel mai economic posibil și oferă stimulente corespunzătoare utilizatorilor de reţele 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 şi CEn. Exemplul de implementare a Codului rețelei privind echilibrarea rețelelor de transport de gaze în ţările UE şi, în special, în România, a demonstrat că acest proces este unul de durată şi depinde în mare măsură de gradul de dezvoltare a pieţei de gaze naturale (existenţa pieţelor centralizate, produse tranzacţionate pe piaţă, ș.a.), disponibilitatea şi accesul la flexibilitate (linepack, depozite subterane, producere locală, contracte întreruptibile, import), ș.a. Deşi 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 condiţiile în care în Moldova producerea locală de gaze naturale nu poate servi la echilibrarea STGN, nu există capacități de depozitare subterană a gazelor naturale şi nu există piaţă centralizată de tranzacţionare a gazelor naturale, Moldova poate contracta servicii de echilibrare din Ucraina (MTG) și, după finalizarea proiectului Iaşi-Ungheni-Chişinău, din România (VMTG). Serviciile de echilibrare sunt considerate în Codul rețelei privind echilibrarea rețelelor de transport de gaze ca măsură temporară, aplicarea căreia nu impiedică implementarea treptată a altor prevederi a 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,

operaţională şi fizică a sistemului naţional de transport (SNT) defineşte o serie de activităţi şi proceduri necesare pentru alocarea cantităţilor de gaze naturale la nivel de utilizatori a reţelei şi pentru asigurarea transportului gazelor naturale în condiţii de siguranţă prin SNT. În perioada 2007-2018, definiţia de echilibrare fizică[viii] a rămas practic neschimbată, în timp ce definiţia echilibrării comerciale s-a modificat în mod esenţial: conform primului Cod al reţelei (2007), echilibrarea comercială se realizează de către OST, cu ajutorul ecuaţiilor şi procedurilor specificate în Codul reţelei, iar conform celui de-al doilea Cod al reţelei (2013), echilibrarea comercială reprezintă un set de acţiuni prin care utilizatorii reţelei îşi echilibrează cantităţile de gaze pe care le introduc şi le preiau din SNT, precum şi toate activităţile necesare pentru contabilizarea şi alocarea corectă a gazelor naturale transportate. În septembrie 2018, din Codul reţelei au fost excluse Facilitatea de transfer de gaze naturale (FTG) şi toleranţe, și au fost introduse o nouă definiţie de echilibrare - echilibrarea operaţională[ix], piaţa de echilibrare, ș.a.

În contextul echilibrării a STGN, Moldova, în cadrul Europei, are o poziţie regională deosebit de avantajoasă, având ca ţări vecine şi STGN interconectat cu Ucraina şi România - cei doi mari producători de gaze naturale în Europa, şi ţară 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, in primul rând MTG, dar şi VMTG, şi 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 funcţionale de gaze naturale şi integrarea acesteia în piaţa de gaze europeană (UE/CEn) - Uniunea energetică europeană. În Regulamentul (UE) nr. 1227/2011, care urmează să fie transpus în legislaţia Moldovei, în varianta adaptată pentru CEn, până la 28.11.2019, se regăsesc următoarele definiţii: piață angro de energie (energie electrică şi 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, produse energetice angro, aplicabil pentru gaze, includ următoarele contracte și instrumentele 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 produse energetice angro sunt excluse instrumentele derivate și 'Uniune' este înlocuită cu 'Părți Contractante', iar în definiția de 'participant la piață' sunt incluși și OSD.

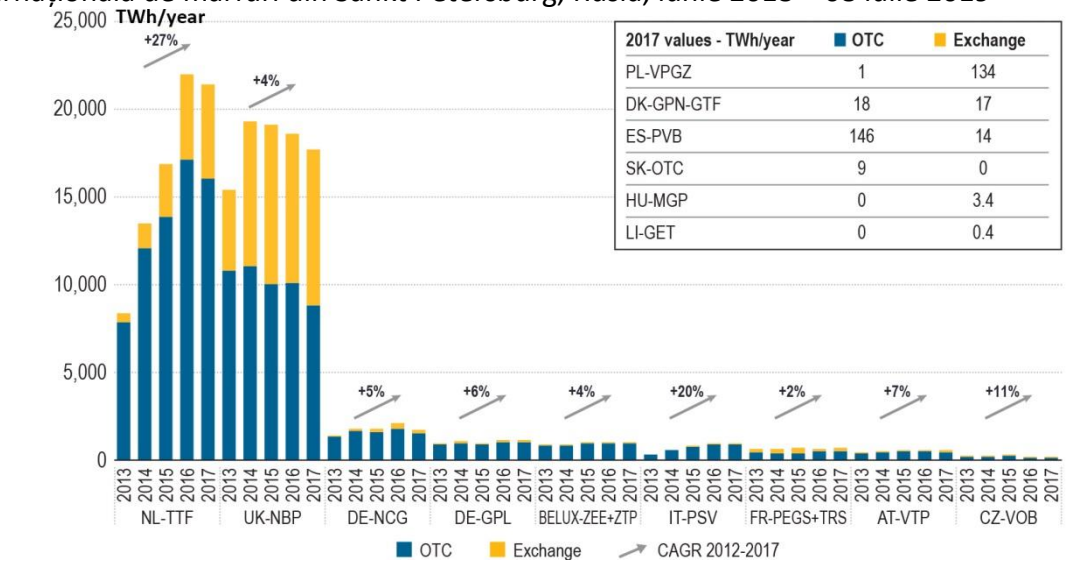
La nivel mondial şi de-a lungul anilor, hub-urile[x] de gaze cele mai dezvoltate erau în SUA (Henri Hub) şi în Marea Britanie (NBP). Către anul 2010, TTF din Ţările de Jos a devenit competitiv cu NBP, iar din anul 2016 a ajuns pe primul loc în Europa după volumul de gaze tranzacţionate. În UE, la începutul anului 2018, existau următoarele hub-uri de gaze:

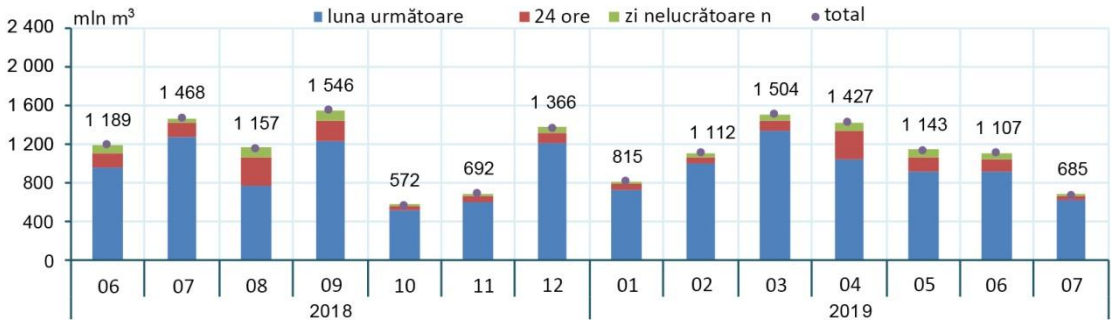
- hub-uri dezvoltate: Ţările de Jos şi Marea Britanie: nivel înalt de lichiditate; pieţi la termen/forward considerabile; preţ de referinţă pentru alte hub-uri în UE şi pentru indexare a contractelor pe termen lung;
- hub-uri avansate: Germania, Belgia, Italia, Franţa, Austria şi Cehia: lichiditate avansată; bazate comparativ mai mult pe produsele spot[xi]; nivelul relativ scăzut de lichiditate a produselor pe termen mai lung;

- hub-uri emergente: Danemarca, Polonia, Slovacia şi Spania: lichiditate în creştere, dar pornind de la un nivel mai jos, beneficiind de interconectivitate sporită şi intervenţii regulatorii; dependenţă majoră de contracte pe termen lung şi tranzacţii bilaterale;
- hub-uri ilichide-incipiente: Ungaria, România, Bulgaira, Grecia, Croaţia, Slovenia, ţările Baltice şi Scandinave, Irlanda şi Portugalia: nivel redus de lichiditate şi orientate mai mult pe spot; dependenţă preponderent de contracte pe termen lung şi tranzacţii bilaterale; unele din aceste pieţe sunt organizate la etapa iniţială, iar altele trebuie să dezvolte sisteme de intrare-ieşire.

Prin urmare, se vede că tranzacţionarea gazelor naturale pe pieţe centralizate organizate se dezvoltă în toate ţările consumătoare de gaze naturale în UE, din care cele mai avansate sunt Ţările de Jos şi Marea Britanie, urmate, la o treaptă încă cu mult mai joasă, de Germania, Belgia, Italia, Franţa, Austria, Cehia şi altele (a se vedea fig. 15). Gazprom participă activ la tranzactionarea 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).

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





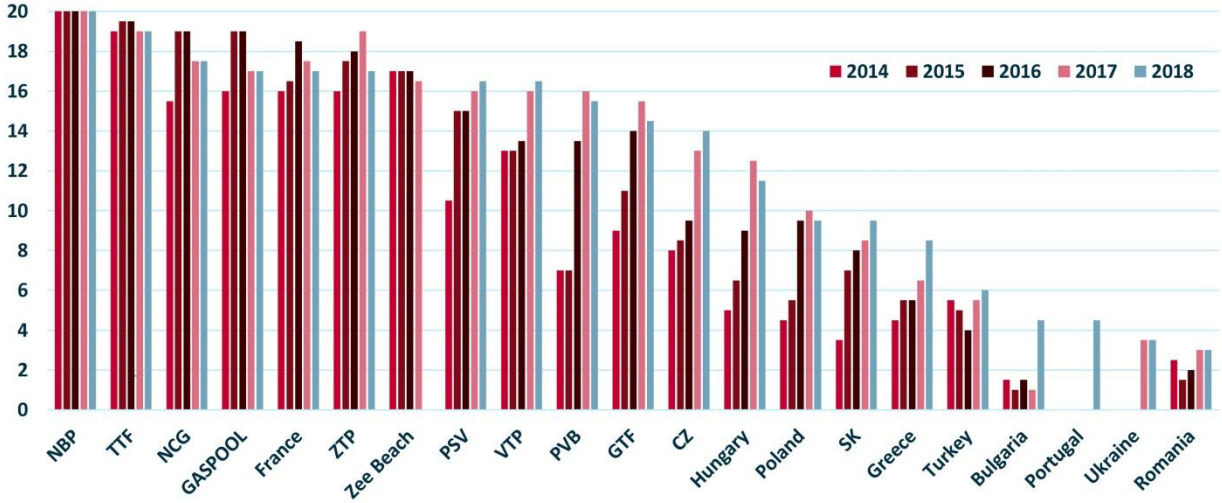
Surse: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume, September 2018, fig. 14, pag. 28 și Биржевой рынок газа природного СПбМТСБ, iunie 2019, pag. 10

În cadrul regional România - Moldova - Ucraina, tranzacționarea gazelor naturale pe piață cetralizată 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) şi consumatori

noncasnici - 13,582 (1.9 **%**, sau 67.6 % (33.6 % - Termoelectrica) 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 a consumului de gaze naturale, numărul consumatorilor non-casnici - participanți la piața gazelor naturale - în România este cu mult mai mare față de Ucraina.

Deși conform ultimei evaluări a clasamentului hub-urilor europene (a se vedea fig. 17), făcute de EFET (The European Federation of Energy Traders) în 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(lor) 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

Evoluţia României în direcţia pieţei de gaze naturale europene integrate (Internal Energy Market – European Energy Union) se bazează pe şi rezultă din angajamente/obligaţii stabilite la nivel de UE, dar şi din particularităţile caracteristice sectorului de gaze şi 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 creştere faţă de 2016, 2015 şi 2014, dar mai mic decât în 2013, cca 90 % fiind asigurate din producere locală şi, respectiv, 10 % - din import.

Reformarea structurală, instituțională şi funcţională a pieței de gaze naturale în România a început după 1989 și în special în anii 2000. În anul 2000, activităţile monopolului integrat vertical SNGN "Romgaz" - S.A. au fost separate în sectoare autonome de producere, depozitare subterană, transport și distribuție. În rezultatul acestei separări a fost înființată şi societatea comercială Societatea Naţională 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, şi a fost stabilit cadrul legal necesar pentru

desfăşurarea activităţilor specifice sectorului gazelor naturale, în condiţii de competitivitate şi transparenta şi în baza principiilor de promovare şi asigurare a competiţiei pe piaţa de gaze naturale, asigurarea condiţiilor de liberalizare graduală a pieţei gazelor naturale şi a accesului la sistemele de transport şi de distribuţie a gazelor naturale, transparenţa preţurilor şi a tarifelor la gazele naturale, interconectarea sistemului naţional de transport de gaze naturale la sistemele europene, atragerea de surse noi de gaze naturale atât de pe piaţa internă, cat şi de pe piaţa internaţională, şi altele. În 2001, a fost înfiinţat Operatorul de Piaţă, organizat in cadrul Dispeceratului Naţional de Gaze Naturale, din structura SNTGN Transgaz SA Mediaş.

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

Eliminarea treptată a preţurilor 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 preturilor reglementate de gaze naturale la clienţii non-casnici, iar pentru clienții casnici, termenul de furnizare a gazelor naturale la preț reglementat și în 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 - iniţial prin conducta Szeged-Arad (Ungaria-Romania), iar din ianuarie 2017 - şi prin conducta Ruse-Giurgiu (Bulgaria-Romania).

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

Conform legii, în România, participanții la piața de gaze naturale și structurile operaționale asociate sunt: producătorii, furnizorii, traderii de gaze naturale[xii], 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 piaţa gazelor naturale din România erau următorii participanţi: un operator al SNT; 8 producători; 6 furnizori externi care aduc gaze naturale din surse externe în Romania; 2 operatori de înmagazinare; 37 de operatori de distribuţie; 93 de furnizori activi prezenţi pe piaţa de gaze naturale, din care 38 - pe piaţa reglementată de gaze naturale. Numărul de participanţi activi şi cota acestora pe piaţă 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 şi 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, în baza criterilor 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 excepţia clienților casnici care și-au exercitat dreptul de eligibilitate şi care din 29.12.2018 au dreptul să revină la furnizarea reglementată.

Pe piața reglementată care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural[xiii], activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și în 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; şi 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 pieţei cu amănuntul de gaze naturale a fost de 66.19 % (74.3 % în decembrie 2018), numărul total de clienţi finali - 3.91 mln, din care 3.7 mln (94.6 %) - clienţi casnici şi 209.2 mii (5.4 %, sau 67.6 % din consum) - clienţi noncasnici, iar din numărul total de clienţi casnici, 245.5 mii, sau 6.6 %, erau clienţi eligibili[xiv] (219.9 mii, 6 % - în decembrie 2018) şi 3.45 mln, sau 93.4 % (3.44 mln, 94 %, respectiv) - reglementaţi. Consumul pe piaţa concurenţială depăşeşte cu mult consumul pe piaţa reglementată şi în 2017 consumul total al clienţilor alimentaţi 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, incl. 62.3 TWh pe piața angro și 1.3 TWh pe piața en-detail, iar în 2016 – 15.5 TWh (14.1 TWh - angro şi 1.4 TWh – en-detail) şi în 2015 – 1.7 TWh. Dimensiunea pieţei angro este determinată de totalitatea tranzacţiilor desfăşurate pe aceasta de către participanţi, care include revânzările realizate în scopul obţinerii de beneficii financiare, precum şi în vederea echilibrării portofoliului propriu al fiecărui furnizor de gaze naturale.

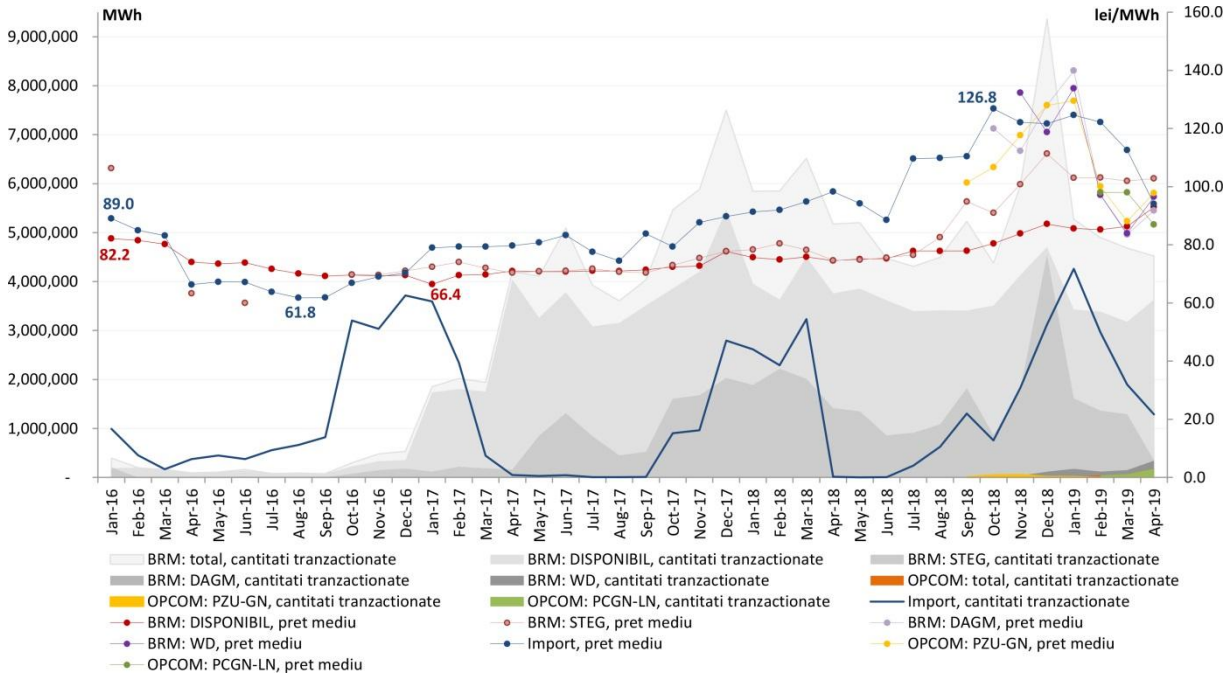
În ultimii ani, în special în 2018, în România au fost introduse numeroase modificări esențiale în Regulile generale privind pieţele centralizate de gaze naturale, Codul rețelei SNT, Legea energiei electrice și a gazelor naturale, metodologii de stabilire a tarifelor, ș.a., care, în mare parte, contribuie 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 tranzacţionabile în cadrul pieţei de gaze naturale a produselor standardizate pe termen scurt şi în cadrul pieţei produselor standardizate pe termen mediu şi lung; aprobarea noilor Regulamente BRM și OPCOM privind cadrul organizat de tranzacţionare a produselor standardizate pe pieţele centralizate de gaze naturale administrate de aceşti operatori; modificarea definiţiei operatorului al 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, și modificarea modului de stabilire a tarifelor de dezechilibru zilnic; stabilirea obligației de alocare a capacităților de transport transfrontalier prin intermediul platformei RBP; înlocuirea FTC (facilităţii de transfer de capacitate) cu piaţă principală şi piaţă secundară de capacitate, ambele pieţe reprezentând cadrul organizat, pus la dispoziţie şi 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 dispoziţia utilizatorilor de reţea începând cu 01.07.2019, și nivelul orar constant, în fiecare oră a zilei, la produse de capacitate zilnică puse la dispoziţia utilizatorilor de reţea după 01.04.2019; stabilirea listei minime de informaţii pe care titularii licenţelor de administrare a pieţelor centralizate au obligaţia să publice la fiecare două ore şi/sau zilnic, în funcţie de produsele tranzacţionate, privind volumele şi preţurile tranzacţionate şi numărul participanţilor înregistraţi la piaţă care au depus minim o ofertă în piaţă, indiferent de sensul acesteia - vânzare sau cumpărare, ș.a.

Conform ultimilor modificări, piaţa produselor standardizate reprezintă cadul organizat de tranzacţionare a gazelor naturale, având ca obiect transferul dreptului de proprietate în Punctul Virtual de Tranzacţionare[xv] (PVT), pe baza raportului de tranzacţionare, asupra unor cantităţi de gaze naturale ce urmează a fi livrate în PVT, în profil orar/zilnic constant. Operatorii pieţelor centralizate pot dezvolta, în afara pieţelor centralizate, platforme pentru produse nestandardizate pe baza unor regulamente şi proceduri elaborate de către aceştia şi publicate pe paginile proprii de internet pentru a asigura condiţii de concurenţă şi de acces transparent şi nediscriminatoriu al participanţilor la piaţă la cantităţile de gaze naturale ofertate pe piaţa concurenţială.

Deşi tranzacţiile pe pieţe centralizate de gaze naturale în România: BRM şi OPCOM, se desfăşoară din 2013, analiza evoluţiei acestor tranzacţii arată că până-n 2017, cantităţile de gaze naturale contractate pe aceste pieţe au fost mici faţă de consum, iar, până-n 2019, tranzacţiile erau realizate preponderent pe platforme de tranzacţionare ale BRM (a se vedea fig. 18). Modalităţi de tranzacţionare oferite de operatorii pieţelor centralizate sunt: la **BRM** - platformele DISPONIBIL şi STEG, şi din octombrie-noiembrie 2018 – platformele DAY AHEAD GAS MARKET şi WITHIN DAY, respectiv; la **OPCOM** - PZU-GN, PCGN-LN, PCGN-LP şi PCGN-OTC[xvi]. În afara pieţelor centralizate existente, pe piaţa angro se derulează şi tranzacţii pe bază de contracte negociate bilateral, contracte de import şi contracte de export.

Fig. 18: Evoluția tranzacţiilor pe piaţa angro de gaze naturale din România: BRM, OPCOM și contracte de import, 2016-2019

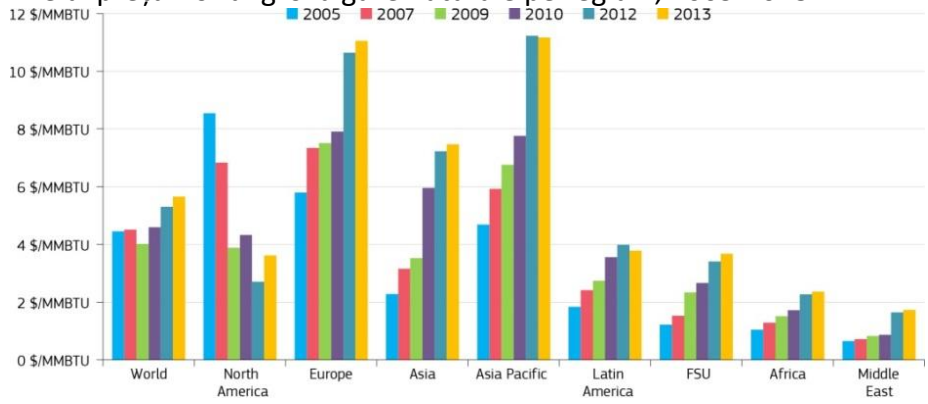


Sursa: compilat de către autor în baza rapoartelor lunare de monitorizare ANRE, 2016-2019

În perioada 2010-2017, preţul mediu anual la gaze naturale din import a fost cel mai mare în 2012, ca și în Moldova (a se vedea fig. 1), şi cel mai mic - în 2016, respectiv: 142.9 Lei/MWh şi 69.5 Lei/MWh. Prețul mediu lunar cel mai jos 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 joase decât prețurile la gaze naturale tranzacționate pe piață (a se vedea fig. 18).

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 gaze naturale în baza prețurilor la produse 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, dar, din contra, s-au micșorat, în perioada 2005-2012, aproape triplu 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



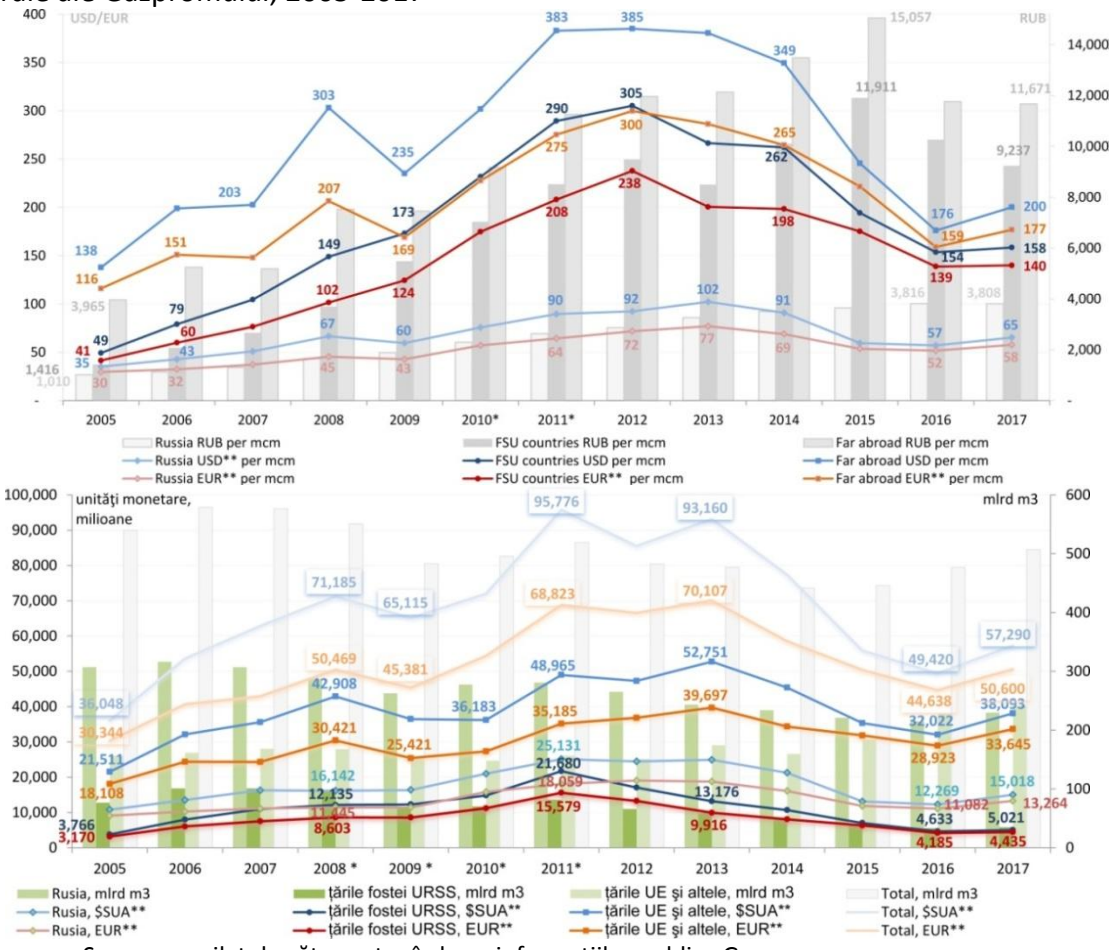
Sursa: Quarterly Report on European Gas Markets, Market Observatory for Energy, DG Energy, volume 6 și 7, fig. 16, pag. 21

Faptul că în 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 în 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 -

gazele 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 cca 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 triplu, iar în Rusia - de cca 2.5 ori (a se vedea fig. 20). Din rapoartele Gazpromului se vede că, în timp ce volumul total a 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 $SUA în 2011, față de 36 mlrd $SUA în 2005, fapt rezultat din stabilirea prețurilor la gaze naturale în baza prețurilor la produse petroliere și din evoluția prețurilor la petrol și produse petroliere (a se vedea fig. 21, 2). În timp ce volumul vânzărilor de gaze naturale în țările fostei URSS (Ucraina, Moldova, ș.a.), în 2011, era de cca 3 ori mai mic, față de volumul vânzărilor de gaze naturale a Gazpromului în Rusia, venitul din vânzările Gazpromului de gaze naturale în țările fostei URSS era de 21.7 mlrd $SUA, față de 25.1 mlrd $SUA în Rusia.

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



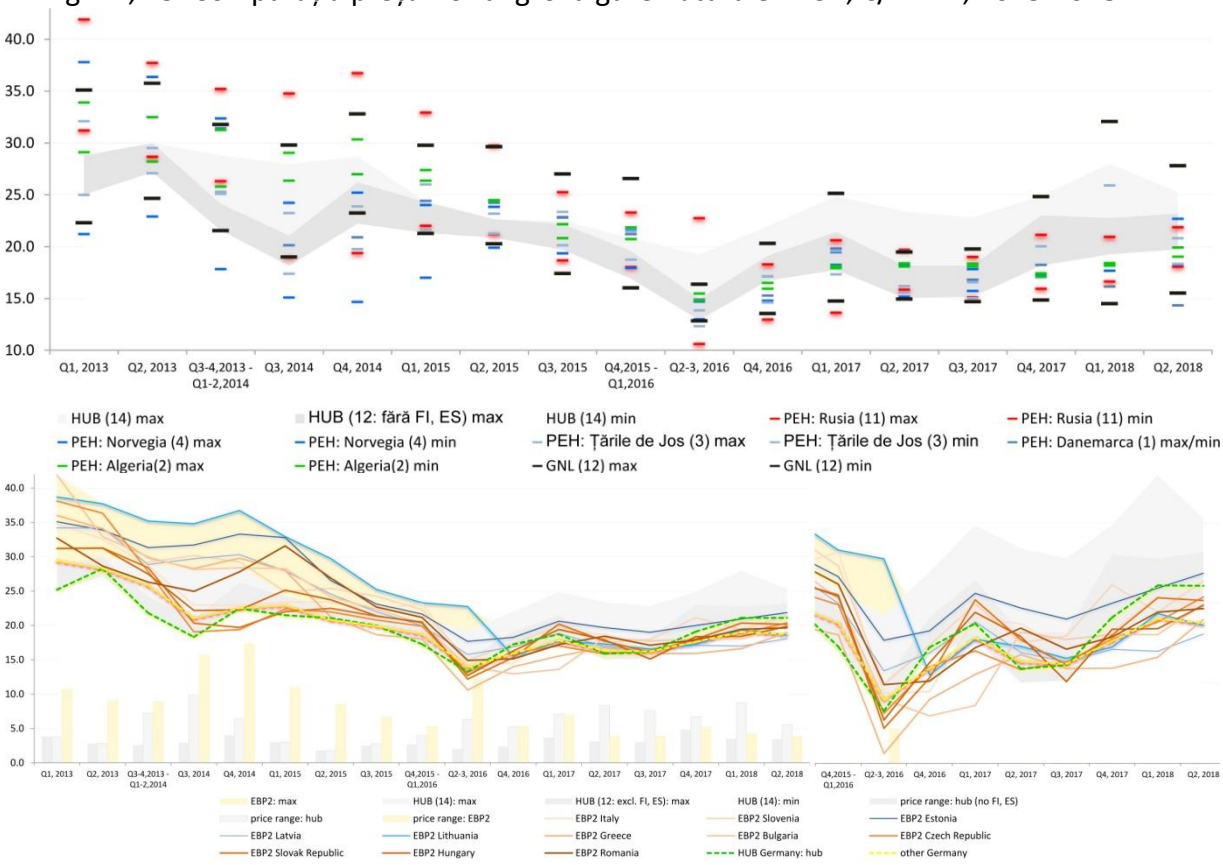
Surse: compilat de către autor în baza informațiilor publice Gazpom, www.gazprom.ru

Creșterea, în perioada 2005-2012, a prețurilor la gaze naturale furnizate de Gazprom și a veniturilor din aceste vânzări, a oferit Gazpromului și Rusiei avantaje economice considerabile, rezultând în același timp în 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 Gazpromului, care a supus investigației trei întrebări printre care și impunerea prețurilor injuste asupra consumatorilor prin legarea prețurilor la gaze de prețuri la petrol.[xvii] În rezultatul 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, Latvia and Estonia.

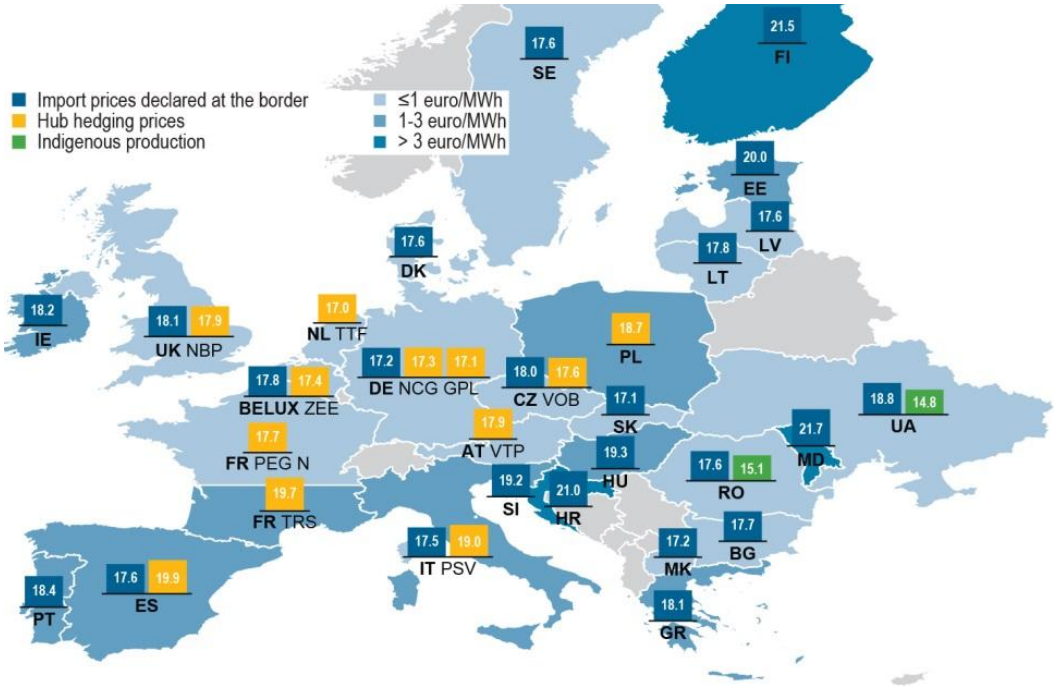
Din evoluția prețurilor angro la gaze naturale în UE în perioada 2013-2018 (a se vedea fig. 22, 23) se vede că, prețurile de import din Rusia, în 11 țări, care în 2013 erau printre cele mai mari, s-au micșorat considerabil ajungând în unele cazuri chiar și sub nivelul celor mai joase prețuri din hub-uri. Acest lucru a rezultat din evoluția descendentă a prețurilor la petrol și produse petroliere, dar și din investigația CE, 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 hotar, în 2017, în Moldova, a fost cel mai mare în Europa, depășind cu mult prețurile de import din România și Ucraina, în timp ce prețurile, respectiv, cele mai mici au fost în Slovacia, Germania şi Macedonia (a se vedea fig. 24).

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 estimative a 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

Conform fig. 24, în 2017, diferenţa între preţul mediu anual de import în Moldova, faţă de preţul de hub din Ţările de Jos 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 acelaşi timp, în 11 ţări UE şi Macedonia, diferenţa între preţul mediu anual de import, faţă de preţul de hub din Ţările de Jos a fost ≤ 1 €/MWh, în 9 ţări UE şi în Ucraina: 1 - 3 €/MWh, şi în 2 ţări UE (Finlanda şi Croaţia): ≥ 4 €/MWh.

Uniunea Internaţională a Gazului (IGU), printre membrii căreia este şi Gazprom, a identificat următoarele tipuri de mecanisme de stabilire a preţurilor angro la gaze: în baza evoluţiei preţului la petrol (oil price escalation, OPE); în funcţie de cerere şi 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 şi politică (RSP); reglementare: sub cost (regulation: below cost, RBC); și lipsă de preţ (no price, NP). Mecanisme de stabilire a preţurilor la gaze diferă în funcţie de regiune/ţară, dar şi sursă şi modul de aprovizionare: producere locală, import prin conducte şi import GNL. GOG se compune în general din tranzacţionare pe piaţă (în hub); tranzacţii bilaterale, în afara pieţei organizate, dar în condiţiile prezenţei a mai multor cumpărători şi vânzători - element distinctiv faţă de BIM; şi GNL la vedere/spot: chiar şi în lipsa pieţei organizate de tranzacţionare, preţurile spot la GNL reflectă situaţia curentă privind cererea şi oferta la gaze.

În timp ce în America de Nord (SUA şi Canada) preţurile angro la gaze se formează în baza cererii şi ofertei la gaze (GOG), în restul lumii GOG are o pondere mai mică. În 2017, în Europa și în ţările fostei URSS, ponderea gazelor furnizate în baza preţurilor GOG, a fost după cum urmează: în total regional: 70 % - în Europa, 29 % - în ţările fostei URSS; la consum: 69.5 % și 29 %, respectiv; 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 ţările fostei URSS (numeroasele din care fiind ţări producătoare de gaze naturale), respectiv, de la 0 % la 29 %. Printre caracteristicile distinctive ale mecanismelor de stabilire a

preţurilor angro la gaze naturale în Europa şi în ţările fostei URSS este de menţionat faptul că în Europa nu se aplică RBC şi deja este exclus şi BIM, RSP se aplică încă în Europa Centrală şi de Sud-Est, deşi 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 preţurilor angro la gaze naturale evoluează împreună cu evoluţia pieţei de gaze naturale, fapt care se vede şi în alte regiuni ale lumii, inclusiv cele legate de Europa şi de ţările fostei URSS. Mecanismele de stabilire a preţurilor 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



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

Proiectele TANAP şi TurkStream vor aduce gaze în UE și CEn, prin Turcia, din două surse: Azerbaidjan şi Rusia, respectiv, iar competiţia între aceste surse pe piaţa europeană, în special în Europa de Sud-Est, va contribui la dezvoltarea pieţei de gaze naturale în această regiune şi a hub-ului de gaze balcanic, în Bulgaria. Dezvoltarea pieţei(lor) de gaze naturale de-a lungul coridorului TransBalcanic: Bulgaria, România şi Ucraina, va include şi Moldova, şi, probabil, Transnistria. În contextul regional nou, MG, pentru a-şi menţine poziţia pe piaţă, va contracta, probabil, gaze naturale din mai mult decât o singură sursă, care vor fi livrate prin Ucraina şi/sau România (flux invers Isaccea-Orlovca-Căușeni). Pe piaţă se vor dezvolta şi alţi furnizori care au ca opţiuni livrare de gaze din UE prin Ucraina, din România (Iași-Ungheni-Chișinău) şi alte pieţe.

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 în diminuarea cu cca 20 % a consumului de gaze naturale în 2018, față de 2005, descreșterea consumului fiind cât la nivel național, atât 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 termică) și rezidențial. Este de menționat faptul că, în cadrul Europei (UE, CEn și alte țări), Moldova are nivelul cel mai jos a consumului de energie per capita, iar evoluția în 2005-2018

a prețurilor la gaze 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 în baza prețurilor la produse petroliere nu reflectă realitățile zilei de azi, iar prețurile angro la gaze naturale stabilite în baza prețurilor la produse petroliere sunt cele (și cu mult) mai mari față de prețurile stabilite în 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 majorării ponderii a prețurilor stabilite în 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 România, Bulgaria, Slovacia, ș.a., dar și în Ucraina, Turcia și Rusia. Prețurile la gaze naturale in hub-urile cele mai dezvoltate în Europa: TTF (Țările de Jos) și NBP (Marea Britanie), servesc ca preţ de referinţă pentru alte hub-uri în UE şi pentru indexarea contractelor pe termen lung. Deși în Moldova încă nu există piață centralizată de gaze naturale, deja 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, ș.a., și redusă ponderea indexării la prețurile produselor petroliere. În formula nouă, raportul optim, pentru moment, 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.

Reieşind din numărul comparativ mic de participanţi activi posibili pe piaţă şi din faptul că tranzacţionarea produselor financiare derivate încă nu este aplicabilă părţilor contractante ale CEn, tranzacţionarea gazelor naturale pe piaţă în Moldova se va dezvolta mai lent, dar evoluţia pieţelor de gaze din ţările vecine și regional va influenţa în mod direct evoluţia pieţei din Moldova: oferta, cererea, preţ. 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 pieţele 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 pieţelor de gaze naturale naționale și regională va permite evitarea repetării evoluţiei preţurilor la gaze naturale care a avut loc în Moldova în perioada 2005-2012 (a se vedea fig. 1) şi care a avut efecte profund negative asupra economiei Moldovei.

Implementarea prevederilor obligatorii comune stabilite în Directivele şi Regulamentele UE, adoptate în CEn, privind transparenţa, nediscriminarea, publicarea informaţiilor, reguli standardizate de alocare a capacităţii de transport, gestionare a congestiilor contractuale, echilibrare, stabilire a tarifelor ş.a. vor crea baza pentru viitoarea evoluţie a pieţei de gaze naturale din Moldova şi vor facilita integrarea acesteia în piaţa europeană, fapt care va permite consumatorilor din Moldova să beneficieze de avantajele oferite de și rezultate din acest proces.

[i] 8% - la gazele naturale, atît la cele importate, cît şi la cele livrate pe teritoriul Republicii Moldova, precum şi la serviciile de transport şi de distribuţie a gazelor naturale; (cote reduse)

[ii] 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.
[iii] în cazul României - proiectul BRUA, faza 1.
[iv] Ţările de Jos produc gaze LCV şi importă HCV, situaţia similară şi în Polonia.
[v] SA Gazprom - 50 % acţiuni, 35,33 % - Agenţia proprietăţii publice de pe lîngă Ministerul Economiei al RM, 13,44 % - Comitetul de administrare a proprietăţii Transnistriei şi 1,35% – alţi acţionari.
[vi] tariful de ieşire, fără TVA, în PI Alexeevca este de 17.29 $/1000m3/zi, iar în PI Ananiev, Grebeniki (ATI) şi Limanscoe - 11.32 $/1000m3/zi, sau cu cca 35 % mai mic faţă de tariful în PI Alexeevca.
[vii] 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
[viii] echilibrarea fizică reprezintă gestionarea şi echilibrarea cantităţilor de gaze naturale transportate prin SNT prin monitorizarea şi controlarea parametrilor de debit, presiune şi putere calorifică superioară a gazelor naturale în punctele de intrare, respectiv ieşire, precum şi în nodurile tehnologice ale SNT.
[ix] echilibrarea operaţională reprezintă acţiunile pe care OTS este obligat să le întreprindă astfel încât: cantitatea de gaze naturale prognozată a fi existentă în SNT la finalul zilei gaziere D să se încadreze în limitele optime de funcţionare ale SNT, aşa cum sunt stabilite prin procedurile operaţionale ale OTS şi publicate pe pagina sa de internet; să compenseze până la sfârşitul zilei gaziere D dezechilibrele dintre intrările şi ieşirile din ziua gazieră respectivă în scopul exploatării viabile din punct de vedere economic şi eficienţă a sistemului naţional de transport.
[x] a hub is a physical or notional reference-point within a network at which liquid trading can develop because the hub is well connected to multiple sources of gas supply and demand.
[xi] produse spot - produse de gaze cu livrare 'imediată': în aceeaşi zi calendaristică şi toate zilele calendaristice care urmează până la următoarea zi de tranzacţionare.
[xii] trader de gaze naturale - persoană fizică sau juridică licențiată care cumpără și vinde gaze naturale exclusiv pe piața angro de gaze naturale.
[xiii] 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.
[xiv] client eligibil - clientul care este liber să cumpere gaze naturale de la un furnizor ales de acesta.
[xv] 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.
[xvi] PZU - piaţa zilei următoare, PCGN - piaţa centralizată a contractelor bilaterale de gaze naturale, LN - tranzacţionarea prin licitaţie publică cu negociere continuă, LP - tranzacţionarea prin licitaţie publică, OTC - tranzacţionarea prin licitaţie publică.
[xvii] Issues under investigation were that Gazprom may have: divided gas markets by hindering the free flow of gas across member states; prevented the diversification of supply of gas; imposed unfair prices on its customers by linking the price of gas to oil prices.

Bibliografie

Legea nr. 108 din 27.05.2016 cu privire la gazele naturale

Balanţa energetică a Republicii Moldova, Culegere statistică 2017, Chişinău, 2018
Rapoarte privind activitatea Agenţiei Naţionale pentru Reglementare în Energetică în anii 2013, 2017, 2018
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
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
ANRE MD: www.anre.md/registrul-de-licentiere-3-261
Concept Paper on Moldovan Entry-Exit Tariff Introduction, CEn - ANRE, 23.11.2017
Hotărârea Consiliului de Administraţie nr. 414/2017 din 26.10.2017 cu privire la aprobarea Listei punctelor relevante ale reţelei de transport al gazelor naturale a SRL 'Moldovatransgaz', p. 1 şi anexa, https://www.moldovatransgaz.md/storage/app/media/anexa_lista_punctelor_relevante_414.pdf
Moldovagaz: https://www.moldovagaz.md/rom/despre-companie/structura, Raport anual 2018, 30.04.2019
Moldovatransgaz: www.moldovatransgaz.md, www.moldovatransgaz.md/ro/activities/transmission/map
Vestmoldtransgaz: https://www.vmtg.md, Hotărârea Guvernului nr. 501 din 01.07.2014
Тираспольтрансгаз-Приднестровье: www.ttgpmr.com/istoriya-predpriyatiya-0
Codul Fiscal al Republicii Moldova nr. 1163 din 24.04.1997
https://www.rise.md/contract-confidential-imperiul-gazprom-in-moldova/
Banca Națională a Republicii Moldova: www.bnm.md

European Union: https://europa.eu/european-union/about-eu/countries_en#tab-0-1
European Union External Action: https://eeas.europa.eu
Energy Community: https://www.energy-community.org/aboutus/whoweare.html
The Energy Community Legal Framework, 4th edition, January 2018
Annual Implementation Report, Energy Community Secretariat, 01.09.2018
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

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
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
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
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
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
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
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
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
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

BP Statistical Review of World Energy, iunie 2019, www.bp.com
International Energy Agency: Indicators 2010-2014, www.iea.org

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)
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
Quarterly Reports on European Gas Markets, Market Observatory for Energy, DG Energy, 2013-2018
Wholesale Gas Price Survey 2018 edition: A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005 to 2017, International Gas Union, June 2018
The European Federation of Energy Traders: https://efet.org/home/
RBP: https://ipnew.rbp.eu/RBP.eu/#capacityauctions; https://fgsz.hu
Feasibility study for the Balkan Gas Hub, part of PCI 6.25.4, Interim report, Markus Schneider, Brussels, 12.06.2018
European Gas Target Model - review and update, Annex 3, Calculation Specification for Wholesale Market Metrics, ACER, January 2015
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
The European Natural Gas Network 2017: Capacities at Cross-Border Points on the Primary Market, ENTSOG, 2018
Balancing Network Code - An Overview, ENTSOG, 05.09.2018
ENTSOG / GIE - System Development Map 2017-2018: www.entsog.eu
Research into gas flexibility services, Frontier Economics Ltd, London, May 2008
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
What is a gas trading hub, and how are they established?, Henning Gloystein, www.reuters.com
European gas market: regional developments and perspectives, Natalia Timofte, FOREN 2018, Romania, şi Dundee Energy Forum, UK
The Republic of Moldova: way towards european gas market, Natalia Timofte, CNEE 2017, Romania
Interconectarea sistemelor de transport a gazelor naturale din R. Moldova si România: provocări și perspective, Natalia Timofte, Gas Forum, Bucureşti, România, 2016, https://ince.md/uploads/files/1476103533_interconectarea-stgn-moldova-romania_ntimofte.pdf
Gazoductul Iaşi-Ungheni şi importanţa acestuia pentru Republica Moldova, Natalia Timofte, Akademos, http://akademos.asm.md/files/Gazoductul%20Iasi%20Ungheni%20si%20importanta%20acestuia%20pentru%20RM.pdf
Necesitatea revizuirii practicii de stabilire a preţului la gaze naturale în Moldova în contextul proceselor europene, Natalia TIMOFTE, Economie şi Sociologie, INCE, 2012, pag. 98-109, https://economy-sociology.ince.md/?edmc=177
Evoluţia modului de stabilire a preţului la gazele naturale în spaţiul 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
Legea nr. 123 din 10 iulie 2012 energiei electrice și a gazelor naturale
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
Legea nr. 167 din 10 iulie 2018 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012
Rapoarte lunare privind rezultatele monitorizării pieţei de gaze naturale, 2017-apr. 2019
Rapoarte Naţionale 2013, 2015, 2016, 2017, ANRE
Raport anual privind activitatea Autorităţii Naţionale de Reglementare în Domeniul Energiei 2017, ANRE, 2018
Tarife de intrare-ieșire (metodologie): Ordin ANRE 32/21.05.2014
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
OPCOM: Ordinele ANRE 222/19.12.2018, 54/22.06.2017, 86/10.06.2015, 68/22.07.2014, 52/19.07.2013

BRM: Ordinele ANRE 223/19.12.2018, 101/20.10.2017, 176/03.10.2018, 51/19.07.2013
HUMINTRADE: Decizie ANRE 981/13.06.2018
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
Hotărârea Guvernului nr. 638 din 20 iunie 2007 privind deschiderea integrală a pieţei de energie electrică şi de gaze naturale
Planul de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale 2018-2027, SNTGN Transgaz SA Mediaş, 14.03.2018, aprobat prin Decizia ANRE 1954/14.12.2018
Ordonanţă de Urgenţă a Guvernului nr. 33 din 4 mai 2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei
Foaie de parcurs din domeniul energetic din România, Hotărârea Guvernului nr. 890 din 29 iulie 2003
Ordonanţa de Guvern nr. 60 din 30 ianuarie 2000 privind reglementarea activităţilor din sectorul gazelor naturale
Ordonanţa Guvernului nr. 41 din 30 ianuarie 2000 privind înfiinţarea, organizarea şi funcţionarea Autorităţii Naţionale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale
Hotărârea Guvernului nr. 334 din 28 aprilie 2000 privind reorganizarea Societăţii Naţionale de Gaze Naturale "Romgaz" - S.A. în societăţi distincte de: transport gaze naturale (SNTGN TRANSGAZ SA); explorare si producţie gaze naturale; două distribuţii de gaze naturale; depozitare subterană a gazelor naturale
Hotărârea Guvernului nr. 491/1998 privind înfiinţarea Societăţii Naţionale de Gaze Naturale "Romgaz" - S.A.

Ukrtransgaz: http://utg.ua/
Planul de dezvoltare a sistemului de transport OST Ukrtransgaz S.A. pentru anii 2019-2028, Ukrtransgaz, 2018
Кодекс газотранспортної системи: http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15/paran18#n18
http://utg.ua/utg/business-info/tariffs.html
http://utg.ua/utg/media/news/2019/06/ukraina-gotova-dopomogty-moldovi-importuvaty-gaz-z-es-bez-uchasti-gazpromu.html
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
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
Постанова № 1437 про затвердження змін до деяких постанов НКРЕКП щодо впровадження добового балансування на ринку природного газу [...], 27.12.2017
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

Gazprom: www.gazprom.ru
Gazpromexport: www.gazpromexport.ru
Gazprom in Figures Factbooks: 2011-2015, 2013-2017, 2014-2018
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"
Финансовый отчет и Дополнительная информация к годовому отчету ПАО «Газпром» за 2017 год
Биржевой рынок газа природного СПбМТСБ, iunie 2019
TurkStream: www.gazpromexport.ru/en/presscenter/news/2347/, www.gazprom.ru/projects/turk-stream/