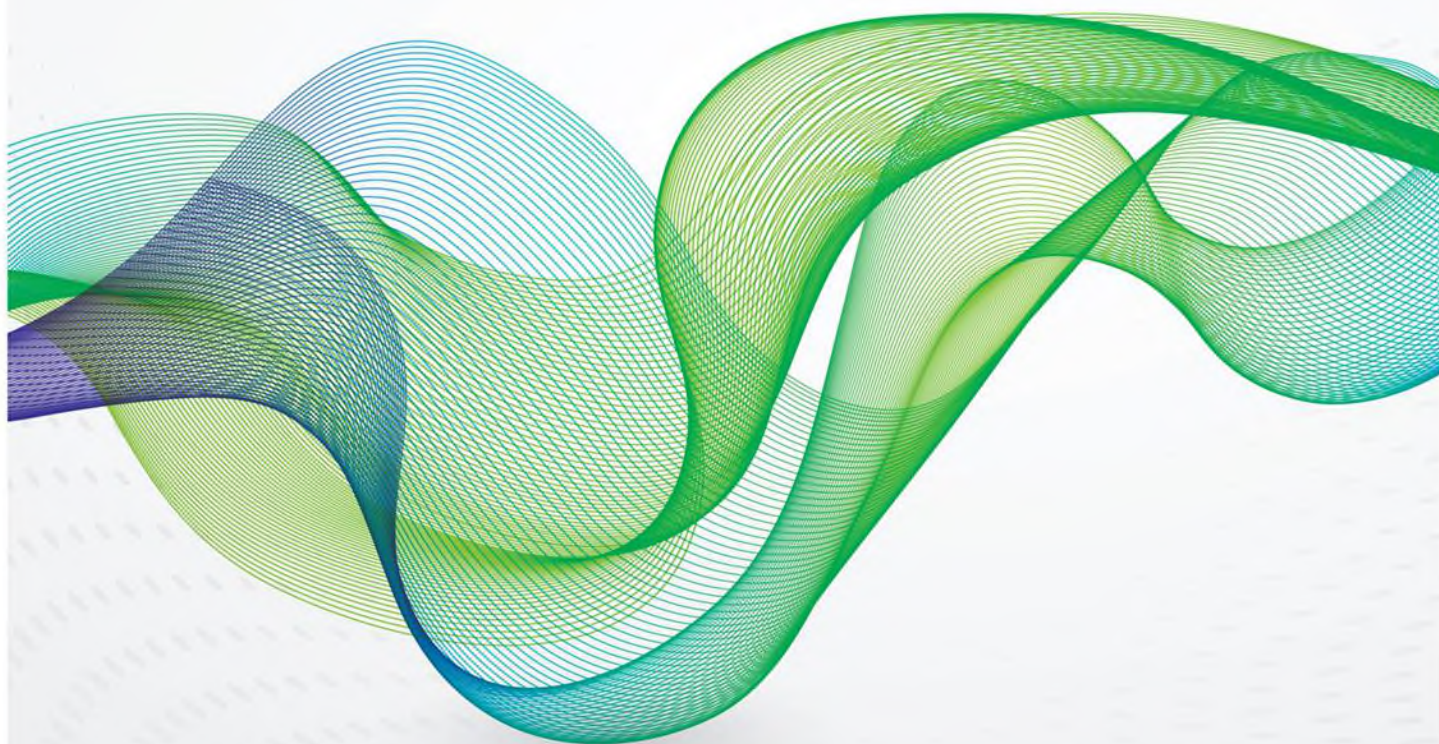


April 2023

Extinderea gazoductelor din coridorul sudic de gaze și viitoarele livrări către Europa





Conținutul acestui articol este responsabilitatea exclusivă a autorului. Ele nu reprezintă în mod necesar punctul de vedere al Institutului Oxford pentru Studii Energetice sau al oricăruia dintre membrii săi.

Copyright © 2023
Institutul Oxford pentru Studii
Energetice (Caritate înregistrată, No.
286084)

Această publicație poate fi reprodusă parțial în scopuri educaționale sau nonprofit fără permisiunea specială a deținătorului drepturilor de autor, cu condiția să se menționeze sursa. Această publicație nu poate fi utilizată pentru revânzare sau în orice alt scop comercial fără permisiunea prealabilă în scris a Oxford Institute for Energy Studies.

ISBN 978-1-78467-200-3



Introducere

În iulie 2022, președintele Comisiei Europene, Ursula Van der Layer, și comisarul pentru energie, Kadri Simpson, au vizitat Baku pentru a se întâlni cu președintele Aliyev și au semnat un memorandum de înțelegere privind exportul a 10 miliarde de metri cubi de gaze suplimentare din Azerbaidjan către Europa începând cu 2027, confirmând astfel că Azerbaidjanul este "un partener energetic crucial, fiabil și demn de încredere".¹ Planul RePowerEU al Comisiei Europene vizează o reducere masivă și imediată a consumului de gaze rusești în UE și susține că există o posibilitate realistă de a elimina treptat dependența de combustibilii fosili importați din Rusia, inclusiv petrolul, gazele și cărbunele, cu mult înainte de 2030.² Această inițiativă are în vedere, alături de alte măsuri, importuri de gaze din surse alternative, cum ar fi regiunea MENA, GNL și gaze din Azerbaidjan. De la sfârșitul anului 2021, Azerbaidjanul exportă gaze din zăcămintul gigantic de gaze naturale și condensat Shah Deniz etapa 2 (SD2) către Grecia, Bulgaria și Italia prin intermediul coridorului sudic de gaze (SGC), iar cantitatea contractuală anuală agregată (ACQ) este de 10 mld. mc/an. (În 2022 au fost livrate efectiv 11,4 mld. mc, pentru a-i ajuta pe cumpărători să facă față crizei actuale a gazelor).³

Exportul unei cantități suplimentare de 10 mld. mc/an de gaze, ceea ce face 20 mld. mc/an în total, către Europa până în 2027 necesită lucrări imediate pe segmente ale SGC. Prima acțiune este o decizie privind extinderea gazoductului transadriatic (TAP), care trebuie să fie luată în acest an, în funcție de rezultatele celor două "sezoane deschise", în ianuarie și în a doua jumătate a anului 2023. În funcție de amploarea interesului manifestat de potențialii cumpărători europeni, trebuie luate alte decizii privind extinderea gazoductului trans-anatolian de gaze naturale (TANAP) și a gazoductului din Caucazul de Sud (SCP). În cele din urmă, în funcție de capacitatea rezervată în gazoductul TAP, care va reprezenta volumul de gaze care va fi achiziționat de companiile europene clientelare, va trebui să se semneze contracte de furnizare de gaze. Acest lucru este condiționat de semnarea deciziilor finale de investiții (FID) legate de proiectele din amonte. Ultima și cea mai importantă etapă este FID privind câmpurile de gaze care urmează să fie dezvoltate pentru a crește producția pentru export.

Acest document are ca scop, în primul rând, să identifice dacă Azerbaidjanul are potențialul de a produce 10 miliarde de metri cubi de gaze în plus în 5-6 ani și, în caz afirmativ, din ce zăcămintele vor proveni aceste gaze. În al doilea rând, documentul analizează costul extinderii întregului lanț valoric și posibilele surse de finanțare și evaluează dacă proiectele sunt viabile din punct de vedere comercial. În al treilea rând, documentul analizează cererea de gaze în Azerbaidjan și oferă o proiecție a creșterii cererii pentru a evalua dacă cererea internă ar putea afecta creșterea producției. În aceeași secțiune, se face o evaluare a potențialului de producție de energie regenerabilă (solară și eoliană) al țării și a modului în care aceasta ar putea compensa gazele naturale în sectorul producției de energie electrică până în 2030. În cele din urmă, documentul oferă o analiză comparativă a pieței turcești în comparație cu piețele țărilor europene către care va curge gazul: Grecia, Italia, România, Bulgaria, Ungaria, Slovenia, Macedonia de Nord, Serbia, Bosnia și Herțegovina (B&H) și Croația. Aceste țări au manifestat deja un mare interes pentru cumpărarea de gaze din Azerbaidjan și, prin urmare, sunt relevante pentru perspectivele furnizorilor de gaze și pentru interesul Azerbaidjanului.

Acest document ar fi incomplet dacă nu ar include și o analiză a posibilității exporturilor de gaze turkmene către Turcia și Europa prin intermediul SGC și o evaluare a măsurii în care construcția gazoductului transcaspic (TCGP) este realistă în circumstanțele actuale. Secțiunea finală rezumă constatările și prezintă concluziile.

¹ Declarație a președintelui von der Leyen cu președintele azer Aliyev, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/da/statement_22_4583

² REPowerEU: Acțiune europeană comună pentru o energie mai accesibilă, mai sigură și mai durabilă, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511

³ Ministerul Energiei din Azerbaidjan, https://minenergy.gov.az/uploads/Hesabatlar/son-Hesabat%20NK%202022_v6.pdf



1. Dezvoltarea proiectului din amonte – de unde vor veni gazele?

Zăcămintele pe care le vom evalua în această secțiune sunt resurse dovedite și în producție. Odată ce se va lua o decizie de creștere a producției, după ce vor fi forate noi sonde de explorare și vor fi disponibile mai multe date, este foarte posibil să se înregistreze o creștere a producției în 5-6 ani. Este necesar să se analizeze zăcămintele existente pentru care există deja acorduri de împărțire a producției (PSA) și pentru care este necesară dezvoltarea suplimentară a straturilor mai profunde pentru a crește producția de gaze. Zăcămintele precum Shah Deniz Deep, Absheron EPC Stage 1, ACG Deep se află în prezent în portofoliile de producție ale consorțiilor internaționale, iar Ümid este dezvoltat de SOCAR. Acest grup de rezerve și resurse cuprinde atât (i) gazul contractat, cât și (ii) gazul necontractat, așa-numitul "gaz liber", care va prezenta un excedent în creștere, potențial disponibil pentru export. Nu vom lua în considerare perimetrele în care s-a descoperit gaz, dar nu au fost forate sonde, astfel încât nu sunt disponibile date exacte pentru a estima resursele. Orice ipoteză privind datele ar fi orientativă. Acestea sunt Babek, Shafaq-Asiman, Zafar-Mashal, Nakhchivan, Araz-Alov-Sharq, Dan-Ulduzu-Ashrafi, Inam.

1.1 Dezvoltarea intergrală a zăcămintului Shah Deniz (SDFFD)

Shah Deniz are un potențial mare de resurse pentru dezvoltarea ulterioară. Cu toate acestea, este important de menționat că orice producție suplimentară și comercialitatea acesteia vor depinde de rezultatele unui sonde de explorare care este planificat să fie forată la sfârșitul anului 2023. Toate ipotezele actuale și proiecțiile de producție ar putea fi modificate atât în sens pozitiv, cât și negativ, odată ce sonda va fi forată și se vor primi date. Prin urmare, toate informațiile și analizele furnizate în această secțiune se bazează pe cunoștințele comune și pe ipotezele și concluziile autorului, bazate pe întâlnirile cu părțile interesate.

Următoarea etapă a SDFFD, SD Etapa 3, constă în două proiecte independente, care pot adăuga volume suplimentare de gaz și condensat. Producția de gaze din SD Fazele 1 și 2 a fost de 25,3 miliarde de metri cubi în 2022 și se preconizează că în acest an se va atinge etapa de platou de puțin peste 26 miliarde de metri cubi de gaze. Din punct de vedere tehnic, este posibil să se mențină nivelul de platou timp de 3-4 ani, până în 2027-2028, după care se așteaptă un declin natural. Pentru a compensa declinul natural și pentru a menține nivelul de producție de platou pentru încă 3-4 ani, trebuie instalate noi compresoare. Astfel, ar fi posibilă menținerea producției la aproximativ 26 de miliarde de metri cubi până în 2030-2032 (figura 1). Un proiect de comprimare pentru a menține producția din SD1&2 la nivelul de platou se află în prezent în faza de precomprimare. În plus, în cadrul proiectului sunt planificate în total 26 de sonde, dintre care 21 au fost forate, 19 sonde au fost finalizate, dar numai 15 sunt în producție. Până în 2025-2026, toate puțurile vor fi forate, ceea ce va duce la creșterea producției de gaze.

Cel de-al doilea proiect este explorarea rezervoarelor pre-Fasila. Consorțiul forează în prezent o sondă de explorare - SDX-8 - care vizează atingerea orizonturilor mai adânci de sub zăcămintele care produc în prezent, în flancul estic al câmpului, pentru a crește producția.⁴ În cazul în care va avea succes, sonda va oferi o înțelegere mai clară a potențialului de forare, productibilitate și resurse al zăcămintului. Aceasta, la rândul său, va permite parteneriatului Shah Deniz să îmbunătățească în continuare potențialul final al resurselor în sprijinul planului de dezvoltare ulterioară a zăcămintului.

În 2024, consorțiul va decide în ce ordine de prioritate vor progresa aceste 2 proiecte. Acestea pot adăuga potențial 1-1,5 miliarde de metri cubi/an de gaze, conform unui scenariu conservator. Se preconizează că Decizia Finală de Investiție pentru ambele proiecte va fi luată în 2024, în funcție de rezultatele explorării.

Acordul de împărțire a producției (PSA) existent pentru SD acoperă straturile profunde ale zăcămintului și, dacă se va face o descoperire comercială în urma sondei SDX-8, cu dezvoltare ulterioară, orice costuri și producție legate de această dezvoltare vor intra sub incidența acordurilor PSA existente. Nu vor fi necesare alte acorduri pentru dezvoltarea ulterioară a zăcămintului.

Conform estimărilor noastre, bazate pe analiza mărimii investițiilor anterioare în faza 2, proiectul de comprimare Shah Deniz va costa aproximativ 2,7 miliarde USD, iar proiectul pre-Fasila aproximativ 1,3 miliarde USD, ceea ce reprezintă o investiție totală de 4 miliarde USD.

⁴ https://www.bp.com/en_az/azerbaijan/home/news/press-releases/Shah-Deniz-spuds-a-new-exploration-well.html



1.2 Dezvoltarea integrală a Absheron

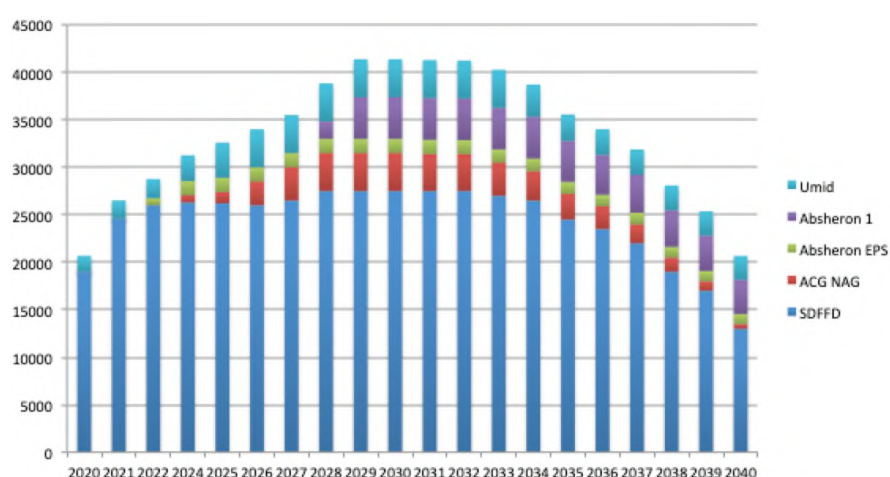
Zăcămintul Absheron este în prezent în curs de dezvoltare de către o societate mixtă formată din Total și SOCAR pe baza unor interese egale în Joint Operating Company Absheron. O decizie finală de investiție a fost aprobată în 2017, când s-a planificat ca producția de 1,5 miliarde de metri cubi pe an să înceapă de la sfârșitul anului 2021 și să fie vândută către SOCAR pentru piața internă. Cele mai recente știri despre proiect sunt că Absheron Early Production System (EPS) se află în prezent în etapa de punere în funcțiune și se așteaptă să înceapă producția comercială de 0,755 mld. mc/an în 2023. Conform informațiilor obținute de la consorțiu, platoul va fi atins în 2024, cu o producție de aproximativ 1,5 mld. mc/an, cu un declin natural gradual începând din 2033 și urmând să se reducă până în 2045 (figura 1).

Dezvoltarea integrală a zăcămintului (faza 1) a proiectului prevede forarea de sonde de explorare și dezvoltare în straturi mai adânci după intrarea în funcțiune a EPS Absheron. Se preconizează că decizia finală de investiție pentru faza 1 va fi luată până în 2025, în funcție de rezultatele sondelor de explorare și de evaluare, precum și de acordurile de comercializare. Nivelul de platou anual al producției din faza 1 ar putea adăuga 4,3 mld. mcma începând cu 2028-29, în plus față de cele 1,5 mld. mc/an inițiale (figura1). Având în vedere numărul de contractori implicați și numărul de puțuri care urmează să fie forate (9), estimăm că costul Absheron EPS și al fazei 1 poate fi de aproximativ 3 miliarde USD.

1.3 Gaze neasociate Azeri-Chirag-Guneshli (ACG NAG)

Atât negocierile tehnice, cât și cele comerciale sunt în curs de desfășurare, iar o sondă de evaluare în zăcămintele de gaze de adâncime ACG este în prezent în curs de forare și este planificată să fie finalizată în trimestrul II 2023. Sonda va dobândi date despre zăcămintele de gaze de mare adâncime aflate sub câmpul petrolier aflat în prezent în producție. Volumele totale recuperabile proiectate în viitor ale ACG NAG (rezervoare de gaze de adâncime și de mică adâncime) sunt de aproximativ 155 de miliarde de metri cubi de gaze. Data actuală pentru prima sondă de producție de pe platformele West Chirag este sfârșitul anului 2024. Conceptul complet de dezvoltare a zăcămintului, inclusiv profilurile de producție și nivelul de platou corespunzător, nu a fost încă publicat. Estimăm că se poate atinge un platou maxim de producție de gaze de aproximativ **4 miliarde de metri cubi de gaz pe an**. Având în vedere numărul de sonde care urmează să fie forate (1-2 puțuri de explorare și 2 puțuri de dezvoltare), conform calculelor noastre, CAPEX-ul estimat ar putea fi de aproximativ 2 miliarde USD.

Figura 1: Prognoza producției de gaze, mmcm



Sursă: calculele autorului

1.4 Ümid

Zăcămintul Ümid a fost descoperit în 2010 și a fost pus în funcțiune în 2012. O platformă este operațională, iar producția anuală de gaze de pe platforma unu (Umid-1) este de 5,5 mmc/zi (1,98 miliarde de metri cubi). Gazele ajung pe piața internă. Se preconizează că producția va fi mai mult decât dublată până în trimestrul 3 2026, cu o a doua platformă



(Umid-2) forarea a 3 sonde de exploatare și a unei sonde de explorare. CAPEX-ul total pentru platforma Umid-2 este de 1,3 miliarde de dolari, dar nu a fost încă finanțat. În funcție de succesul forajului, se preconizează că nivelul de producție de platou de la Umid-1 și Umid-2 va atinge un vârf între 2024-2033, la 12 mmc/zi (4,3 mld. mc/zi) de gaze. Exploatarea platformelor Umid 1 și Umid 2 va permite racordarea viitoare a producției de pe platforma Umid- 3 de resurse probabile, care ar putea menține producția de platou până în 2036, după care va începe o perioadă de reducere treptată a producției (Figura 1).⁵

Viitoarele explorări și exploatări ale structurii Babek, continuarea Umid, vor depinde în mare măsură de decizia SOCAR de a continua sau nu dezvoltarea Umid într-un consorțiu 80:20 cu Nobel Oil. Alternativ, aceasta ar putea căuta în această etapă să atragă o IOC cu experiența, know-how-ul și lichiditățile sale pentru a se ocupa de acest zăcămint complex din punct de vedere geologic. În cazul în care o IOC preia conducerea tehnică și efectuează lucrări de explorare și exploatare, este posibil ca producția de gaze din structura Babek să fie pusă în funcțiune mai devreme, în funcție de rezultatele unei sonde de explorare. Oricum ar fi, având în vedere că nu sunt disponibile date exacte privind câmpul Babek, acesta nu este inclus în proiecția producției de gaze pentru export în 2027.

Sumar

Conform analizei de mai sus, bazată pe informațiile obținute de la cele patru consorții de proiecte cu privire la stadiul actual al proiectelor, proiecția noastră este că SDFFS, ACG NAG și Umid ar putea adăuga aproximativ 9,5 miliarde de metri cubi de producție suplimentară de gaze pentru export până în 2027. Faza 1 a Absheron va ajunge la un platou în 2029- 2030 și poate adăuga potențial aproximativ 4 mld. mc/an pe lângă cele 1,5 mld. mc/an existente din Absheron EPS începând cu 2024 pentru consumul intern (Figura 1).

1.5 Costul proiectelor din amonte

Întrucât gazul pentru următoarea etapă de export va proveni din cele patru zăcămint descrise mai sus și întrucât nimic nu a fost decis în acest stadiu, înainte de semnarea unor acorduri obligatorii cu potențialii cumpărători și de forarea unor sonde de explorare, nu se știe care va fi principala sursă de finanțare pentru dezvoltarea zăcămintelor.

În mod evident, Decizia finală de investiție pentru proiectele din amonte menționate mai sus este condiționată de asigurarea LTC și a piețelor pentru duratele convenite. Conform calculelor noastre, bazate pe cheltuielile de capital preconizate pentru toate segmentele lanțului valoric (așa cum sunt descrise în secțiunile următoare), sunt necesare termene de recuperare a investiției între 10 și 15 ani pentru a asigura recuperarea investițiilor, având în vedere complexitatea geologică și costul estimativ aproximativ al câmpurilor, precum și extinderea conductelor.

În tabelul 1 se presupune un necesar de capacitate de 10 mld. mc/an pentru potențialii cumpărători europeni. Pe această bază, conform calculelor noastre, cota SOCAR de investiții în noile dezvoltări în amonte este de aproximativ 3,84 miliarde USD.

⁵ Ibid.



Tablel 1: Cota Socar/guvernul Azerbaidjanului în finanțarea proiectelor din amonte și a proiectelor de conducte

Participație companii, %	Amonte				Conducte		
	SD Deep	ACG NAG	Absheron	Umid	SCP	TANAP	TAP
Socar/AZE gov	21.02	25	50	80	20.02	58	20
Botas						30	
Total			50				
Nobel Oil				20			
BP	29.99	30.37			29.99	12	20
TPAO	19	5.73			19		
Snam							20
Fuxys							19
Enegas							16
Axpo							5
Lukoil	19.99				19.99		
Inpex		9.31					
MOL		9.57					
Exxon		6.79					
ONGC		2.31					
Itochu		3.65					
Equinor		7.27					
Nioc	10						
Total investiții necesare, USD	4 mld	2 mld	3 mld	1.3 mld	1-2.5 mld	1-4 mld	0.5-1.71 mld
Cotă finanțare Socar/AZE USD	800mln	500mln	1.5 mld	1.04 mld	0.2-0.5 mld	0.58-2.32	0.1-0.342 mld
Total obligație finanțare AZE USD			3.84 mld			0.88-3.162 mld	

Sursa: Consorții proiect



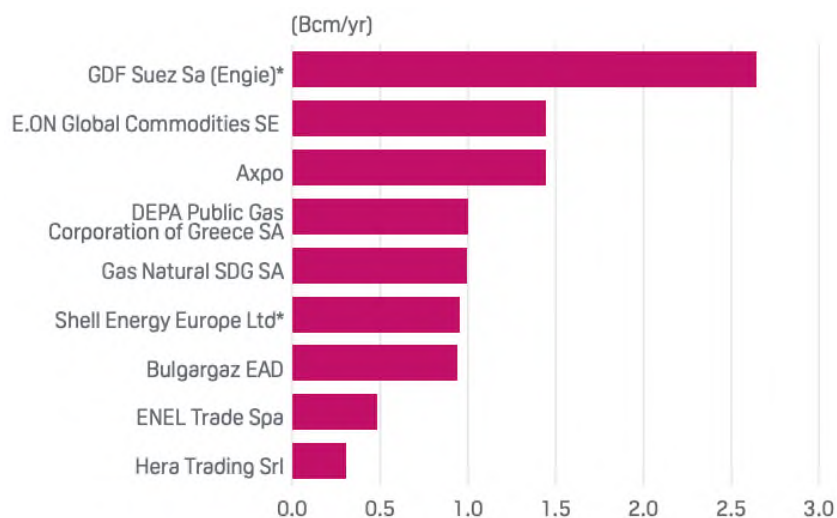
2. Extinderea segmentelor sistemului SGC

Extinderea capacității gazoductelor de pe Coridorul Sudic de Gaze - SCP, TANAP și TAP - va fi necesară pentru a transporta cele 10 miliarde de metri cubi în plus începând cu 2027, dacă fazele de rezervare TAP din acest an indică faptul că există o cerere de capacitate suplimentară din partea unor terți.

2.1 Conducta Trans Adriatică

TAP formează ultima parte a lanțului de transport și transportă gazele de la frontiera dintre Grecia și Turcia până la interconectarea cu sistemul de transport Snam din Italia și, prin urmare, până la hub-ul de gaze PSV, punctul de livrare în cadrul majorității acordurilor de furnizare de gaze (GSA) încheiate de UE cu Azerbaidjan Gas Supply Company (AGSC) (Figura2).

Figure 2: Shah Deniz 2 cumpărători de gaze - volume destinate Italiei, Greciei, Bulgaria



Sursă: S&P Global Platts,

https://www.spglobal.com/commodityinsights/plattscontent/_assets/files/en/specialreports/naturalgas/turning-on-tap-a-shift-in-the-european-gas-landscape.pdf

*În 2019, Shell a cumpărat o parte din volumele GDF, dar nu a dezvăluit procentul achiziționat.

Întregul proces de finanțare va începe cu și va depinde de rezervarea capacității TAP, deoarece TAP este direct legat de piață. Acest gazoduct traversează teritoriile Greciei, Albaniei și Italiei și, prin urmare, face obiectul reglementărilor UE. Prin urmare, sunt necesare licitații pentru ca potențialii cumpărători să rezerve capacitate, iar acest lucru oferă o înțelegere a cererii de gaz suplimentar provenit din Azerbaidjan.

Vor exista două faze ale licitației de rezervare de capacitate pentru TAP în 2023. Licităția inițială, cu caracter angajant, pentru primul nivel de extindere a avut loc la 22 ianuarie și a alocat 1,2 miliarde de metri cubi de capacitate suplimentară.⁶ Au fost deja semnate noi contracte pentru alocarea capacității TAP începând cu 2026, iar cele 1,2 miliarde de metri cubi de capacitate suplimentară sunt alocate prin contracte pe termen lung începând cu anul respectiv. Pentru a realiza acest lucru, TAP va adăuga un agregat de comprimare (cca. 15 MW) la stația de comprimare existentă de la Kipoi, Grecia, și va moderniza instalațiile de acolo.⁷ Cel de-al doilea sezon deschis, cu caracter obligatoriu, este așteptat în a doua jumătate a anului 2023, iar acest lucru va contribui la testarea cerințelor pieței într-un proces gradual de creștere a extinderii capacității

⁶ TAP va declanșa primul nivel de extindere a capacității,

<https://report.az/en/energy/tap-announces-first-binding-bidding-phase-results-for-gas-pipeline-expansion/>

⁷ <https://en.trend.az/business/energy/3714611.html>, Conducta Trans Adriatică (TAP) AG are plăcerea de a confirma că, în urma finalizării primei etape de licitație angajantă a testului de piață din 2021, compania va declanșa primul nivel de extindere a capacității, <https://www.tap-ag.com/news/news-stories/tap-triggers-the-first-level-of-capacity-expansion>



de la an la an, până la o capacitate suplimentară totală de 10 miliarde de metri cubi de gaz până în 2027.⁸ . Cu alte cuvinte, companiile care și-au manifestat interesul de a cumpăra gaze prin TAP și care intenționează să depună oferte pentru rezervarea de capacitate trebuie să ia decizii în 2023 pentru a putea importa gaze până în 2027. TAP are nevoie de cel puțin patru ani pentru a construi stații de comprimare după primirea rezervărilor concrete de capacitate de la părțile interesate".

Prin urmare, în funcție de rezultatele rezervărilor de volum ale potențialilor cumpărători europeni în 2023, acționarii proiectului din amonte vor fi de acord să producă cantitatea de gaz solicitată și, în consecință, vor lua decizia (deciziile) de investiție corespunzătoare. În cazul în care necesarul total este mult mai mic de 10 mld. mc/an, consorțiul TAP are dreptul de a decide că nivelul mai mic al necesarului de volum nu justifică din punct de vedere economic finanțarea extinderii. În acest caz, nu se va realiza nicio extindere a întregului sistem SGC și nu va fi livrat niciun gaz suplimentar pe piața europeană.

Producția suplimentară de gaze din Azerbaidjan pentru exportul către Europa va depinde, de asemenea, în mare măsură de o scutire de acces pentru terți. TAP beneficiază de o derogare de la anumite aspecte ale regimului UE pentru o perioadă de 25 de ani de la începerea operațiunilor comerciale, acordată prin Decizia Comisiei din 16 mai 2013 privind derogarea gazoductului transadriatic de la cerințele privind accesul terților, reglementarea tarifelor și separarea proprietății prevăzute în cel de-al treilea pachet de reglementări UE privind gazele⁹.

TAP are o capacitate inițială de 10 miliarde de metri cubi pe an și poate fi extinsă până la 20 de miliarde de metri cubi pe an, prin adăugarea de capacitate de comprimare. Cu toate acestea, derogarea TAP se aplică numai la capacitatea inițială. Acest lucru înseamnă că prima capacitate de 10 mld. mc/an este rezervată exclusiv pentru gazele din Shah Deniz 2, dar orice capacitate care depășește acest nivel va face obiectul tuturor normelor UE privind accesul terților, reglementarea tarifelor și separarea proprietății și va fi disponibilă pentru terți. Prin urmare, în cazul în care TAP nu este exceptat de la accesul terților pentru capacitatea suplimentară de 10 miliarde de metri cubi de gaze, furnizorii de gaze din Azerbaidjan ar putea primi doar 20% din capacitatea alocată, adică 2 miliarde de metri cubi de gaze. Acest lucru ar face ca întreaga inițiativă de extindere a SGC să devină nefezabilă.

Inițial, în TAP au existat trei shipperi: AGSC, SOCAR și Axpo Trading AG. AGSC este o companie "fără câștig, fără pierdere", responsabilă cu comercializarea și transportul de gaze. Axpo are capacitate de ieșire doar la interconectarea Snam. AGSC și SOCAR au capacitate de ieșire la Komotini, în Grecia, iar restul la interconectarea Snam. Fiecare shipper a încheiat un acord de transport de gaze (GTA) cu TAP AG. Noii shipperi vor fi supuși aceluiași proces. În funcție de cine vor fi companiile de transport de gaze, se vor încheia noi Acorduri de Transport gaze cu shipperii (în cazul în care orice moleculă de gaze provine din zăcămintul SD, AGSC va rămâne unul dintre shipperi.

Conform calculelor TAP, costul extinderii complete (10 mld. mc/an) va fi de 1,6 miliarde de euro (Tabelele 1 și 2), iar tarifele de intrare în Italia la Melendugno vor varia în funcție de amploarea extinderii, variind de la 2,15 euro/an/m³/zi într-un scenariu de extindere limitată (1,2 mld. mc/an) până la 2,12 euro/an/m³/zi plus o primă obligatorie de 3,80 euro/an/m³/zi în cazul unei extinderi complete și a necesității de modernizare a rețelei Snam.¹⁰ În Grecia, va fi necesară, de asemenea, modernizarea sistemului de transport de gaze DEPA pentru a transporta mai multe gaze în Grecia și, de acolo, în țările vecine.

2.2 Conducta South Caucasus

Testul de piață al TAP va fi un factor important pentru extinderea capacității conductelor TANAP și SCP. Oricare ar fi cererea depusă de potențialii cumpărători, aceasta va fi capacitatea la care vor fi extinse TANAP și SCP.

Există două conducte SCP: una cu diametrul de 42 de inch și cea de-a doua, SCP Expansion (SCPX), cu diametrul de 48 de inch, ceea ce dă o capacitate totală de aproximativ 24 de miliarde de metri cubi. Conductele sunt proiectate în așa fel încât capacitatea

⁸ <https://www.tap-ag.com/news/news-stories/tap-triggers-the-first-level-of-capacity-expansion>

⁹ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2015-01/2013_tap_decision_en_0.pdf

¹⁰ Tap detaliază planul de extindere a capacității de gaze, Argus, <https://www.argusmedia.com/en/news/2214707-tap-details-gas-capacity-expansion-plan>

¹¹ Gazele din etapa 1 a zonei contractuale Shah Deniz sunt transportate prin gazoductul Caucazului de Sud și livrate către cumpărători din Azerbaidjan, Georgia și Turcia. Primul gaz (etapa 1) a fost livrat în 2006. SCP este deținută de South Caucasus Pipeline Company Limited (SCPC), care este o societate de proiect a consorțiului Shah Deniz. Etapa 2 a proiectului Shah Deniz a inclus, de asemenea, o extindere a SCP.



poate fi extins până la 31 mld mc/an¹² cu ajutorul buclei, odată ce se ia decizia de investiție. În prezent, sunt luate în considerare două opțiuni de extindere. Prima opțiune ar crește capacitatea cu 3,5 miliarde de metri cubi, cu o investiție totală de 1 miliard de dolari. Această opțiune are în vedere o producție și un export de gaze mai reduse în cazul în care testul de piață TAP arată un interes mai scăzut al cererii. Cea de-a doua opțiune este extinderea completă de 10 miliarde de metri cubi de gaz, cu o investiție totală de 2,5 miliarde de dolari SUA (tabelele 1 și 2).

Doi shipperi, AGSC și SOCAR, au încheiat acorduri de asistență temporară pentru cumpărătorii SD2 pentru servicii de transport în SCP. Toate noile contracte de transport gaze cu SCP vor fi condiționate de o decizie finală de investiție pozitivă pentru proiectele din amonte. Orice extindere viitoare ar putea să nu aibă ca rezultat o creștere a tarifelor pentru shipperii inițiali.

2.3 Conducta Trans Anatoliană¹³

Capacitatea actuală a TANAP, continuarea conductei SCP, este de 16 miliarde de metri cubi. Prin intermediul acestei conducte, consorțiul Shah Deniz transportă 6 mld. mc pe an de gaze către Turcia și 10 mld. mc pe an contractate către Europa.¹⁴ Se planifică extinderea capacității TANAP până la 31 bcma, necesară pentru transportul celor 10 bcma suplimentare, prin instalarea a cinci stații de comprimare. Creșterea capacității până la 31 bcma va necesita, conform estimărilor preliminare, o investiție de aproximativ 4 miliarde USD. Pentru o extindere modestă de aproximativ 3 miliarde de metri cubi pe an, până la 18 miliarde de metri cubi pe an, vor fi necesare investiții de aproximativ 1 miliard de dolari (tabelele 1 și 2). Taxele de transport în TANAP sunt calculate pe baza unei taxe de capacitate de 100% (adică 100% "trimiteți sau plătiți"), sub rezerva anumitor deduceri permise și proporțional cu distanța. Tariful inițial pe distanța maximă de bază (cunoscut sub numele de tariful unitar al sistemului TANAP) este convenit la 107 USD/mil mc, cu o creștere anuală de 1% pe an începând cu 2018. Alte puncte de ieșire atrag tarife mai mici, calculate proporțional în funcție de distanță.

Durata acordului de transport gaze TANAP-AGSC se încheie până la expirarea sau rezilierea Acordului de explorare, dezvoltare și partajare a producției Shah Deniz sau până când capacitatea anuală rezervată se reduce la zero, în funcție de care dintre aceste situații se produce mai devreme. Prin urmare, pentru gazul de la Shah Deniz, nu este necesar un nou Acord de transport gaze între TANAP și AGSC. Pentru gazele provenite din alte zăcămintele, va trebui să se încheie noi acorduri de asistență tehnică temporară cu consorțiile relevante. Toate acordurile de asistență tehnică temporară vor fi condiționate până la confirmarea Deciziilor finale de investiție pentru proiectele din amonte. Acestea vor deveni necondiționate numai după aprobarea Deciziilor finale de investiție pentru câmpurile Absheron FFD, ACG NAG și Ümid. Tarifele pentru shipperii existenți care vor transporta volume suplimentare în conformitate cu noile acorduri de transport gaze cu TANAP pot fi diferite de tarifele pentru orice shipper nou. Este posibil ca eventualele extinderi viitoare să nu aibă ca rezultat o creștere a tarifelor pentru shipperii inițiali. Este probabil ca acest model să fie reflectat în cazul extinderii SGC.

¹² <https://www.sgc.az/en/project/scp>

¹³ TANAP este o conductă în principal de 56 de inci (48 de inci de la Eskişehir până la granița dintre Turcia și Georgia), care se întinde pe o lungime de 1 783 km, de la un singur punct de intrare, la interconectarea cu SCP, la granița dintre Georgia și Turcia, până la cel mai îndepărtat punct de ieșire, la interconectarea cu TAP, la granița dintre Turcia și Grecia. Puncte de ieșire suplimentare se află în Turcia, la Eskişehir (la aproximativ 190 km SE de Istanbul) și în Tracia. Consorțiul Shah Deniz, prin intermediul societății sale de vânzare a gazelor AGSC, este un shipper inițial în TANAP (pentru 10,5 miliarde de metri cubi de gaz pe platou), la fel ca BOTAS (6 miliarde de metri cubi de gaz) și SOCAR..

¹⁴ În 2022, exporturile au depășit ACQ și au ajuns la 11,4 mld mc/an.



Tabel 2: Extinderea segmentelor SGC

Conducte	Capacitate	CAPEX	Tarife lunare	Tarif de transport	Stadiu
SCP	7.5 mld. mc/an	\$1.3 mld.	Transp ortați sau Plătiți	De bază \$40/100km/1mmmc tarifele sunt majorate la 1 ianuarie a fiecărui an cu 2,5%.	Operațional
SCPx	24 mld. mc/an	\$4.3 mld	Transp ortați sau Plătiți	De bază \$49.8/100km/1mmmc tarifele sunt majorate la 1 ianuarie a fiecărui an cu 2,5%	Operațional
SCPfx	31 mld. mc/an	\$1-4 mld.	Transportați sau Plătiți	Urmează să fie definit	Urmează să fie extins
TANAP	16 mld. mc/an	\$6.3 mld	Transportați sau Plătiți	De bază \$107/\$76/100km/1mmmc majorate la 1% în fiecare an din 2018	Operational
TANAPx	31 mld. mc/an	\$4 mld	Transportați sau Plătiți	Urmează să fie definit	Urmează să fie extins
TAP	10 mld. mc/an	€0.5 mld	Transportați sau Plătiți	€60/100 km/1mmcm	Operațional
TAPx	20 mld. mc/an	€1.3 mld	Transportați sau Plătiți	Urmează să fie definit	Urmează să fie extins

Sursa: Consorțiul conductei, SOCAR

ITrebuie menționat faptul că, în cazul extinderii tuturor celor trei conducte de-a lungul lanțului valoric, acționarii, care sunt membri ai consorțiilor, au dreptul de a refuza să investească în continuare în extindere și de a ceda parțial sau integral acțiunile lor unui acționar nou sau existent pentru a evita cheltuieli suplimentare de investiții. În cazul în care se întâmplă acest lucru, companiile care refuză să participe la extindere își vor păstra acțiunile și veniturile obținute din transportul maritim prin vechile conducte (în cazul SD).

2.4 Posibilități de transport al hidrogenului

HTransportul hidrogenului prin intermediul coridorului sudic de gaz este o recomandare a Comisiei Europene, dar nu este o cerință. Deoarece TAP este un proiect european, conducta va trebui să fie capabilă din punct de vedere tehnic să susțină amestecul de hidrogen. Consorțiul efectuează cercetări cu privire la posibilele amestecuri de la 1% la 100% și va prezenta un raport în 2024, care va evalua aspectele tehnice și financiare. Conform studiilor preliminare, nu vor fi necesare modificări tehnice și investiții mari pentru un amestec de 2%. Cu toate acestea, începând cu 10%, vor fi necesare modificări tehnice și investiții. Deoarece SGC a fost eliminat de pe lista de proiecte PCI a UE, toate investițiile vor trebui să provină de la proprietarii conductelor. O altă întrebare este sursa de hidrogen. Azerbaidjanul nu are niciun potențial de a produce hidrogen pe termen scurt și mediu. A început să investească în energie regenerabilă, solară și eoliană, (acest lucru va fi discutat în detaliu în secțiunea privind cererea internă), iar producția de hidrogen este posibilă din punct de vedere tehnic pe termen lung. Cu toate acestea, viabilitatea financiară a producției de hidrogen verde și a transportului acestuia trebuie încă evaluată de către investitori.



3. Regimul de finanțare și sursa de finanțare

SSOCAR și guvernul azer își vor finanța separat partea lor din fiecare proiect de producție și de gazoduct, iar companiile petroliere internaționale (BP, Total etc.) se vor ocupa de finanțare în funcție de cotele de participare ale fiecărei companii în proiecte. Întregul proces de finanțare pentru SOCAR ar putea fi similar cu finanțarea SD2 și cu prima etapă a SGC, adică fiecare partener se va angaja să finanțeze cheltuielile de capital legate de proiectele din amonte și de extinderea proiectelor din amonte în funcție de cota sa de participare, utilizând diverse instrumente financiare descrise mai jos.

După cum este ilustrat în tabelul 1, estimăm că necesarul total net de finanțare al Azerbaidjanului în legătură cu angajamentele sale de cheltuieli de capital în cadrul întregului lanț valoric descris mai sus va fi de aproximativ 7 miliarde USD (3,84 USD pentru proiectele din amonte și 3,162 USD pentru extinderea conductelor) din totalul de 18,51 USD de investiții necesare pentru o extindere completă (10 mld. mc/an), care se preconizează a fi efectuate între 2024 și 2027. Se preconizează că o parte din această sumă va fi împrumutată de la bănci internaționale, iar o parte va proveni de la guvern sub formă de obligațiuni datorate SOFAZ (Fondul petrolier de stat din Azerbaidjan) și de capitaluri proprii. După ce gazul va începe să curgă pe piață, veniturile din proiect vor contribui, de asemenea, la CAPEX.

Sursa de finanțare a SGC1 a inclus următoarea schemă:¹⁵

- a) **Emisiunea de obligațiuni:** Coridorul sudic de gaze naturale CJSC ¹⁶ a autorizat emiterea de obligațiuni garantate în dolari SUA, care au fost vândute în cadrul unor tranzacții offshore. Principalul garant al obligațiunilor este guvernul Azerbaidjanului, care a acceptat să garanteze în mod irevocabil și necondiționat fiecărui deținător de obligațiuni plata la zi și la timp a tuturor sumelor datorate de SGC CJSC în legătură cu acestea.
- b) **Capital propriu:** În conformitate cu decretul prezidențial, Ministerul Economiei finanțează partea guvernului din contribuțiile la capitalul social prin intermediul fondurilor primite în acest scop de la SOFAZ. În conformitate cu Rezoluția Comisiei de Stat, partea de contribuții la capitalul social a SOCAR este plătită după cum urmează: o parte este finanțată din veniturile primite din participațiile de 10% deținute de filialele SOCAR în PSA Shah Deniz și SCPC, iar partea rămasă este furnizată de Ministerul Economiei către SOCAR de la bugetul de stat.
- c) **Obligațiuni (datorate către SOFAZ):** În conformitate cu Decretul prezidențial din 25 februarie 2014, SOFAZ a fost însărcinat să finanțeze achizițiile de participații ale SOCAR în cadrul proiectelor. În consecință, în 2014, SOCAR a emis obligațiuni pe 10 ani către SOFAZ în valoare totală de 2,517 milioane USD.
- d) **Venituri din proiecte**
- e) **Datorie suplimentară:** În cazul SGC1, Banca Asiatică de Dezvoltare a fost singura bancă privată care a fost de acord să ofere o garanție, și numai pentru segmentul din amonte (Shah Deniz 2) (sub rezerva unei anumite dobânzi). Pe baza acestei garanții, SOCAR a atras împrumuturi comerciale de la diverse bănci internaționale și împrumuturi de la instituții financiare de dezvoltare. Pentru proiectele de gazoducte, SOCAR a atras împrumuturi comerciale de la bănci internaționale în baza garanției guvernamentale.

¹⁵ Din prezentarea închisă a directorului general al SGC CJS la cea de-a 7-a reuniune ministerială a Consiliului Consultativ al Coridorului Sudic de Gaze din Baku în februarie 2019.

¹⁶ "Societatea pe acțiuni închisă " Coridorul sudic de gaze" a fost înființată cu scopul de a consolida, gestiona și finanța interesele statului în proiecte (segmentele SGC). SGC a fost înființată la 31 martie 2014 de către stat (Ministerul Economiei din Azerbaidjan) (51%) și SOCAR (49%). Toate interesele de participare ale SOCAR în Proiecte au fost transferate către SGC, care și-a asumat finanțarea ulterioară a acestor interese de participare (finalizarea transferului participațiilor de 14,35% în proiectele Shah Deniz și South Caucasus Pipeline va avea loc în 2023, sub rezerva îndeplinirii anumitor condiții prealabile). Pentru structura organizatorică a coridorului sudic de gaze CJSC, a se vedea: <https://www.sgc.az/en/about>



Cel mai probabil, schema de finanțare a SGC pentru etapa 2 va fi aceeași cu cea pentru etapa 1 a SGC.

3.1 Factori de risc care trebuie luați în considerare de către băncile internaționale

Băncile internaționale vor lua în considerare cu strictețe toți factorii de risc și incertitudinile care pot afecta capacitatea SOCAR (împrumutatul în bani) de a-și îndeplini obligațiile de rambursare a obligațiunilor și capacitatea Garantului (Guvernul Azerbaidjanului) de a-și îndeplini obligațiile care îi revin în temeiul garanției. În mod evident, există riscuri economice și politice, cum ar fi veniturile și profitabilitatea SOCAR, precum și economia Azerbaidjanului și bugetul de stat, care depind de prețul condensatului și al gazelor naturale. În ciuda nivelurilor ridicate actuale, prețurile sunt istoric volatile și sunt afectate de o serie de factori care nu pot fi controlați de împrumutat, precum și de nivelurile de producție.

Poate că riscul major pentru extinderea SGC este reprezentat de piața europeană a gazelor naturale și de politica de decarbonizare a UE. Inițiativele internaționale de abordare a schimbărilor climatice, cum ar fi acțiunile politice și de reglementare pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, ar putea afecta extinderea SGC (și, în consecință, SOCAR) prin afectarea echilibrului dintre cererea și oferta de diverse tipuri de combustibili, în special gaze naturale și energie regenerabilă. Este posibil ca actuala criză energetică din Europa să fie abordată până în 2027, iar cumpărătorii europeni să nu fie dispuși să încheie contracte pe termen lung sau să își prelungească acordurile de vânzare-cumpărare.

3.2 Principalul punct forte care trebuie luat în considerare de băncile internaționale

Prima tranșă de împrumuturi a SOCAR a fost gestionată cu succes. Se pare că SGC și SD2 sunt mai profitabile decât se așteptau din cauza prețurilor ridicate la gaze pe piața europeană în 2S 2021 și 2022. Potrivit evaluării Băncii Asiatice de Dezvoltare (ADB), contribuția globală a proiectului la dezvoltarea sectorului privat și la obiectivele strategice de dezvoltare ale ADB este satisfăcătoare. "Majoritatea obiectivelor de rezultat și de realizare din cadrul de proiectare și monitorizare au fost atinse".¹⁷

Cu toate acestea, nu va fi ușor să atragem împrumuturi comerciale pentru proiectele propuse de producție și transport de gaze naturale, deoarece unele bănci (de exemplu, Banca Europeană de Investiții și Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare) și-au schimbat strategiile de creditare pentru a limita investițiile doar la proiecte ecologice și au încetat să mai împrumute bani pentru proiecte de combustibili fosili. Alte bănci vor avea cerințe pentru o componentă ecologică în proiectele de conducte și garanții că proiectele de infrastructură nu vor duce la active blocate pe termen lung, în cazul în care acestea sunt capabile să transporte doar gaze naturale. Una dintre cerințele pe care le vor avea băncile este amestecul progresiv de hidrogen, ceea ce ar însemna cheltuieli suplimentare pentru SOCAR și pentru alți acționari din cauza necesității de a modifica tehnic conductele

¹⁷ <https://www.adb.org/sites/default/files/project-documents/48330/48330-001-xarr-en.pdf>

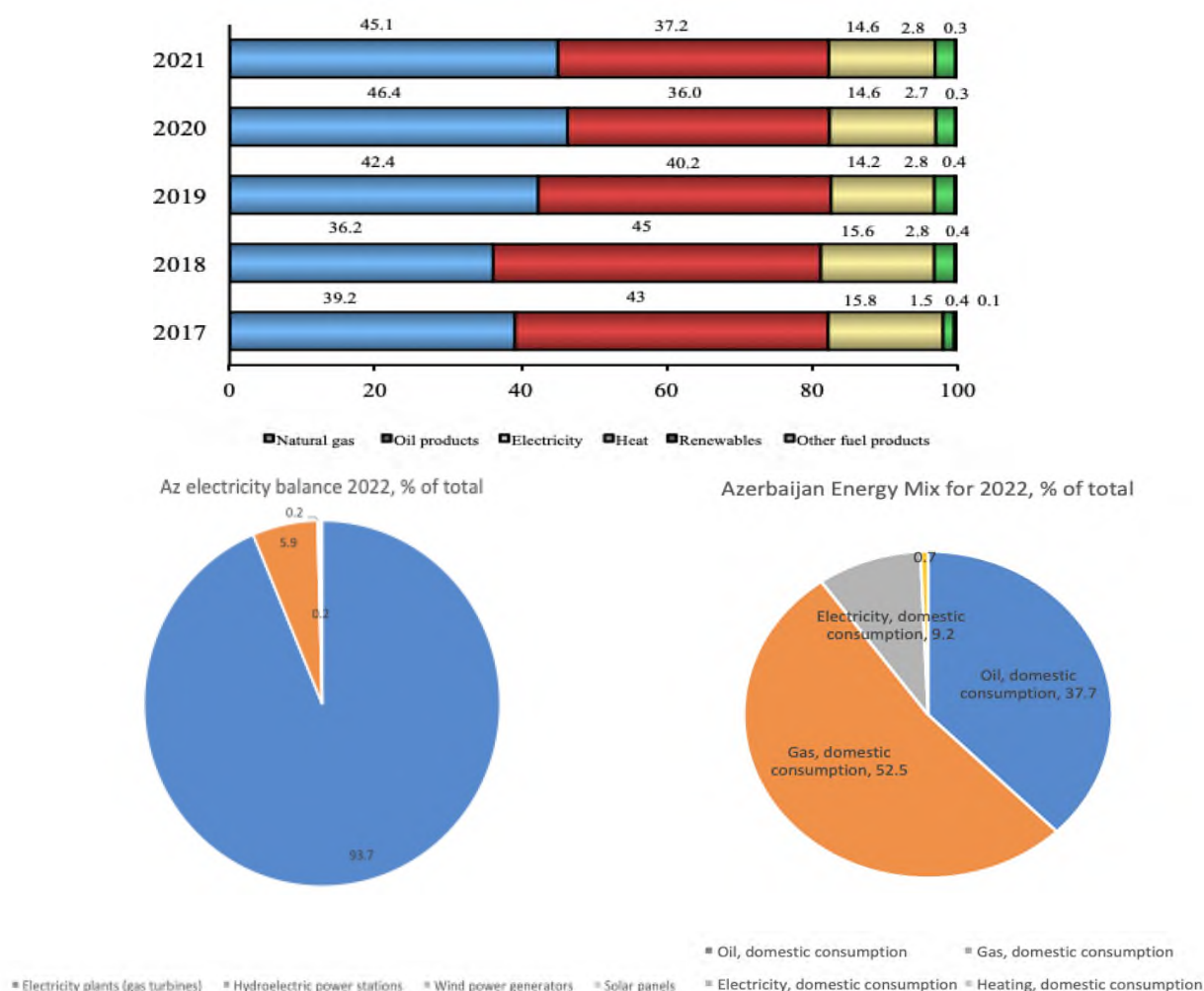


4. Proiecția cererii de gaze din Azerbaidjan și capacitatea de producție de energie regenerabilă

4.1 Echilibrul de gaze al țării

Gazele naturale reprezintă principala sursă de energie în mixul energetic al Azerbaidjanului și combustibilul predominant în sectorul producției de energie electrică. În 2022, gazele naturale au furnizat aproape 94% din totalul mixului de generare a energiei electrice și 52,5% din totalul mixului energetic (Figura 3).

Figura 3: Consumul final de produse energetice (%)



Sursa: Comitetul de Stat pentru Statistică al Azerbaidjanului, MoE (2022)

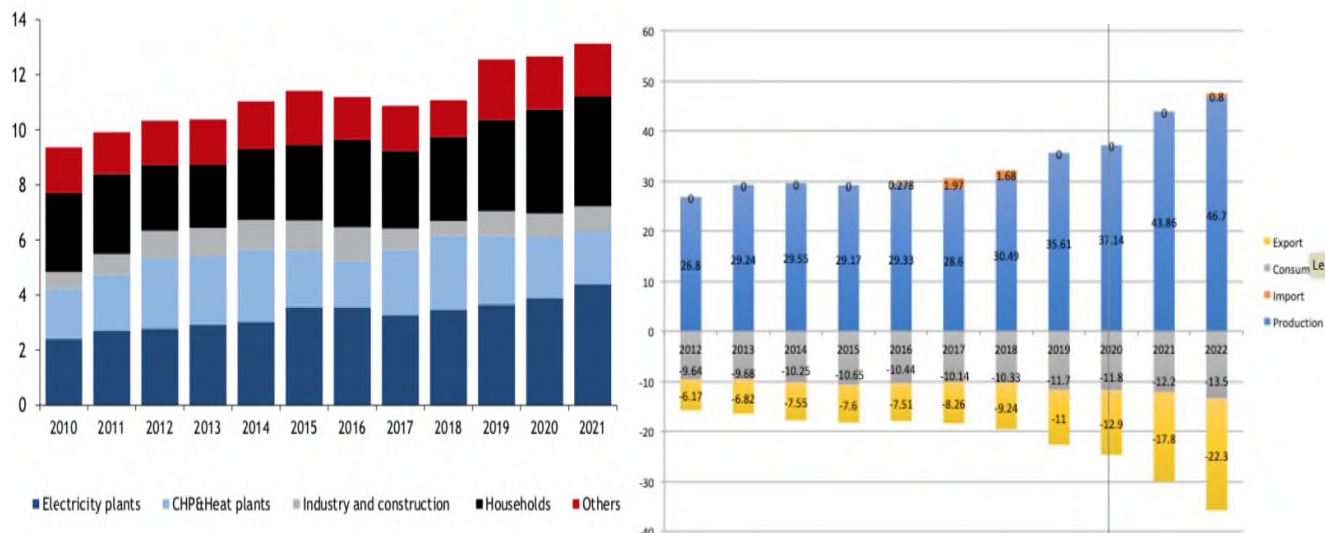
Cererea de gaze naturale a fost aproape stabilă din 2012 până în 2018, înregistrând o ușoară creștere în 2015, o creștere de 7% în 2016 și apoi o scădere de 10% timp de doi ani consecutivi, înainte de a începe să crească în ultimii patru ani. Acest lucru se datorează unui program de stat de creștere a subvențiilor în acest sector, în încercarea de a crește exportul de produse din afara sectorului petrolier.

Sectorul rezidențial din Azerbaidjan este al doilea mare consumator de gaze, după sectorul de producție a energiei electrice, cu o cotă de aproximativ 30% (figura 4). Gazul natural este combustibilul predominant pentru încălzire în acest sector, reprezentând aproximativ 90%, cu cote mici pentru lemn, GPL și motorină. Cererea rezidențială de gaze naturale are o mare dependență sezonieră, deoarece este în general sensibilă la temperatură. Cele mai scăzute luni de consum de gaz în acest sector sunt cele din mai-septembrie, cele mai calde luni ale anului.



Orice viitoare creștere suplimentară a cererii pe piața internă va fi acoperită cu energie regenerabilă în sectorul producției de energie electrică, așa cum este descris mai jos, iar începând cu 2023 cu gaze din câmpul Absheron, care va adăuga aproximativ 1,5 miliarde de metri cubi de gaze la portofoliul național de aprovizionare cu gaze.

Figura 4: Bilanțul gazului din Azerbaidjan și consumul de gaz pe sectoare, în miliarde de metri cubi



Sursa: Argus, MoE, Comitetul de Stat pentru Statistică

După cum se arată în figura 4 din partea dreaptă, producția de gaze a crescut cu 6,2%, exportul cu 25,2% și consumul cu 10% în 2022. Creșterea cererii nu a afectat negativ exporturile. Gazele destinate exportului provin din zăcămintele care se află în PSA cu consorții internaționale, care sunt dedicate exportului

Aproximativ 3-3,5 miliarde de metri cubi de gaze sunt livrate din SD 1 și 2 pentru piața internă. 7,8 mld mc/an provin din zăcămintele din portofoliul de producție al SOCAR, 3 mld. mc/an de gaze petroliere provin din zăcămintul ACG al BP și sunt livrate gratuit către SOCAR în cadrul unui acord de parteneriat public-privat, ceea ce reprezintă un total de 13,8-14,3 mld. mc/an pentru piața internă.

4.2 Proiecția cererii

Acest raport ia în considerare mai mulți factori care au influențat în mod istoric cererea de gaze în Azerbaidjan, care influențează în continuare evoluția cererii și care, cel mai probabil, vor continua să o facă pe termen lung. Aceștia includ:

- perspectivele pentru portofoliul de producție de gaze al SOCAR;
- contractele de furnizare și prețul gazelor importate;
- mixul de generare a energiei electrice; și
- mecanismele de sprijin financiar pentru energia regenerabilă.

Toate acestea constituie factori determinanți și constrângeri, provocări și oportunități pentru sectoarele energiei electrice și gazelor naturale din Azerbaidjan. Incertitudinile legate de primii doi factori de stimulare pot afecta creșterea cererii de gaze, deoarece este foarte probabil ca producția din portofoliul de producție de gaze al SOCAR să scadă. Portofoliul de producție de gaze al SOCAR/Azneft cuprinde volume din zăcămintele mature de gaze naturale care produc de zeci de ani, dar care acum sunt în declin (Gum Deniz-Bahar, Bahar 2, Bulla Deniz, Harazire-Duvanni, Oil Rocks, Guneshli etc.). Tot gazul produs este consumat pe piața internă. Există mai multe câmpuri petroliere cu rezerve substanțiale de gaze asociate, cum ar fi Azeri-Chirag-Guneshli și Shallow Water Guneshli. Cantități semnificative de gaz asociat sunt prezente în alte rezerve offshore, cum ar fi Oil Rocks, deși o mare parte din acest gaz este utilizat în mod operațional sau reinjectat pentru a spori recuperarea petrolului.

Pentru a înlocui unele volume de gaze din aceste zăcămintele, SOCAR va trebui să importe mai multe gaze din Turkmenistan. S-a convenit să se dubleze actualul CCA de 2 miliarde de metri cubi. De asemenea, SOCAR va primi mai mult gaz de la consorțiile internaționale care operează în țară (SD 1 și 2, Absheron FFD și ACG,



atât petroliere, cât și NAG) și va injecta mai multă producție din surse regenerabile în rețea pentru a compensa aproximativ 1 bcm de gaze în sectorul producției de energie electrică.

Producția din portofoliul de gaze al SOCAR a scăzut în ultimii 10 ani, ceea ce a determinat SOCAR să cumpere mai mult gaz de la consorțiile internaționale care operează în țară, precum și să importe gaz din Turkmenistan prin Iran. Importurile cresc costul gazului pentru SOCAR și creează o diferență între costul gazului și prețul la care SOCAR îl vinde pe piața internă, inclusiv Azerenegy.¹⁸ Gazele importate din Turkmenistan în 2022 au costat 129,37 dolari/mmc,¹⁹ în timp ce prețul gazelor pentru populație a fost de 70,6 USD. Deși diferența de preț a fost subvenționată de guvern, orice creștere a prețului la gaze și electricitate pe piața internă în viitor va fi un mare stimul pentru consumatori să economisească energie, ceea ce va duce la o mai mare eficiență, așa cum s-a întâmplat din 2015 (când Consiliul tarifar a majorat prețul gazelor și a introdus tarife diferențiate) până în 2019, când cererea a stagnat sau a scăzut ușor. Acest lucru a dus la o reducere a cererii bazată pe eficiență de aproximativ 5-10%, în principal din partea utilizatorilor finali rezidențiali și industriali.

Prin urmare, nu se așteaptă o creștere drastică a cererii în următorii 5-7 ani și se preconizează că cererea va crește doar de la 13,5 la 15-16 miliarde de metri cubi de energie electrică, în principal datorită exploatării potențialului uriaș de energie regenerabilă (solară și eoliană) în acești ani. Aproximativ 1 mld mc de gaze va fi compensată în sectorul producției de energie electrică începând cu 2030. În plus, aprovizionarea cu gaze a teritoriilor eliberate, care au fost sub ocupație armeană timp de 28 de ani, nu va contribui semnificativ la creșterea cererii, deoarece populația strămutată intern va fi relocalată în casele lor din zona economică Karabagh din Azerbaidjan, iar populația națională va fi aceeași ca atunci când locuia în alte părți ale Azerbaidjanului. În plus, majoritatea zonelor eliberate sunt planificate să fie zone verzi,²⁰ producând și consumând energie regenerabilă.

În cazul în care cererea internă de gaze crește, aceasta va fi satisfăcută prin importuri din Turkmenistan, în temeiul acordurilor de achiziție de gaze încheiate de SOCAR cu consorții internaționale în conformitate cu PSA (ACG PSA permite SOCAR să ia gaze asociate fără taxe). Se presupune că Azerbaidjanul își poate reînnoi contractul pe termen scurt cu Turkmenistanul și poate continua să importe gaz turkmenesc prin Iran, când și dacă va fi necesar, deoarece va crește volumul exporturilor azere. Volumul ar putea fi de 1-4 mld. mc/an, deoarece părțile au semnat un memorandum de înțelegere în iunie 2022 pentru dublarea importurilor la 4 mld. mc/an. După cum se arată în figura 5, luând în considerare toate memorandumurile de înțelegere și acordurile în vigoare, planificate sau anunțate, se presupune că va rămâne suficient gaz pentru clienții interni după creșterea exporturilor și reinjectarea.

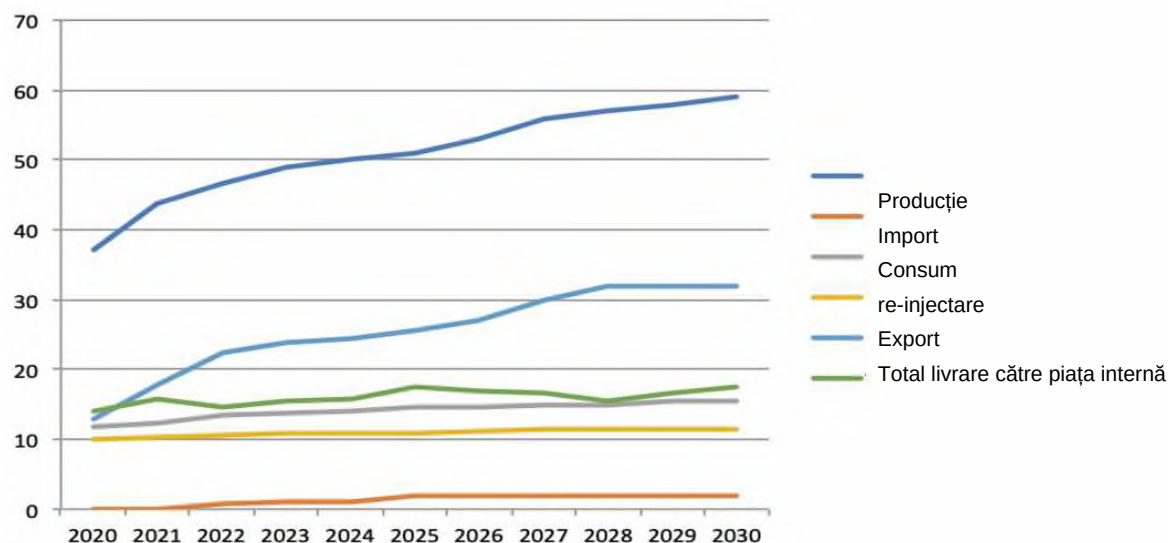
¹⁸ Prețul actual al gazelor naturale pentru companiile producătoare de energie electrică este de 165 AZN/mmc (91,7 Euro). A se vedea Consiliul tarifar al Azerbaidjanului Republică date prețurile gazelor pentru toate sectoarele economiei și gospodăriilor: <http://www.tariffcouncil.gov.az/?/az/content/66/>

¹⁹ Azerbaidjanul a importat peste 857 de milioane de metri cubi de gaze din Turkmenistan pentru 110 milioane USD în 2022, <https://turkmenportal.com/en/blog/58359/azerbaijan-imported-more-than-857-million-cubic-meters-of-gas-from-turkmenistan-for-110-million-usd-in2022>

²⁰ Azerbaidjanul aprobă planul de acțiune pentru o zonă de energie verde în zonele eliberate, <https://en.trend.az/azerbaijan/politics/3612576.html>



Figura 5: Gazele rămase pentru piața internă vs. consumul de gaze*



Sursa: Comitetul Statistic de Stat; MoE; estimările autorului, 2023–2030

*Producția totală plus importul - gazele reinjectate (necomerciale) - minus exporturile = oferta internă totală. Consumul este alimentat din rezervele interne totale. Diferența dintre aprovizionarea internă totală și consum este injectată în depozitele subterane de gaze.

4.3 Producția de energie regenerabilă

În ultimii doi ani, Azerbaidjanul a început să investească în mod agresiv în energia regenerabilă și a atras sute de milioane de dolari din investiții străine pentru producția de energie eoliană și solară. În prezent, ponderea capacității instalate de energie eoliană și solară este de 3,5% (45,9 MW) și, respectiv, 5,1% (66,1 MW), iar până în 2030 se preconizează creșterea acestora la 1 500 MW (aproximativ 50% energie solară și 50% energie eoliană). Energia eoliană va înlocui 687 de milioane de m³ de gaz/an, iar cea solară va înlocui 558 de milioane de m³, 1045 de milioane de m³ în total, pe piața internă a gazelor²¹. 1,045 mld. m³/an vor înlocui gazele în sectorul producției de energie electrică. Azerbaidjanul vizează o pondere de 30% de energie solară și eoliană în mixul energetic al țării până în 2030.

Azerbaidjanul a semnat 20 de acorduri diferite cu 14 companii din diferite țări pentru a produce, dezvolta și exporta energie solară și eoliană începând cu 2023 și, pe termen lung, hidrogen verde.

În cea de-a doua etapă a producției de energie verde, se preconizează, începând cu 2030, un total de aproximativ 10 GW, toți generați de Masdar și incluzând producția de hidrogen verde. Dintre acestea, se preconizează exportul a aproximativ 3 GW către România și Ungaria prin intermediul legăturilor de fibră optică din Georgia și Marea Neagră. Calendarul pentru exportul de energie verde către Europa nu este încă stabilit²². Acesta ar fi un al treilea coridor de transport din Azerbaidjan către Europa, după conducta de petrol Baku-Tbilisi-Ceyhan și SGC, și va fi la aceeași scară de transport de energie. Exportul de energie verde va contribui la menținerea Azerbaidjanului ca exportator de energie relevant dincolo de 2040, când vor expira contractele de furnizare de gaze pe termen lung pe 20 de ani pentru SD 2. Azerbaidjanul ar putea rămâne un exportator de energie și după 2050, când multe țări din Europa s-au angajat să își atingă obiectivele de zero emisii nete.

²¹ Aceste informații au fost obținute de la Agenția de Stat pentru Surse de Energie Regenerabilă din cadrul Ministerului Energiei al Republicii Azerbaidjan. (AREA)

²² La 17 decembrie 2022, la București a fost semnat "Acordul privind parteneriatul strategic în domeniul dezvoltării și transmiterii energiei verzi între Guvernele Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei". <https://area.gov.az/az/page/beynelxalq-emekdasliq/beynelxalq-muqavileler/azerbaycan-gurcustan-ruminiya-ve-macaristan-hokumetleri-arasinda-yasil-enerji-sahesinde-strateji-terefdasliqa-dair-sazis>



5. Piața turcă versus piața europeană - avantaje și dezavantaje comparative pentru Azerbaidjan

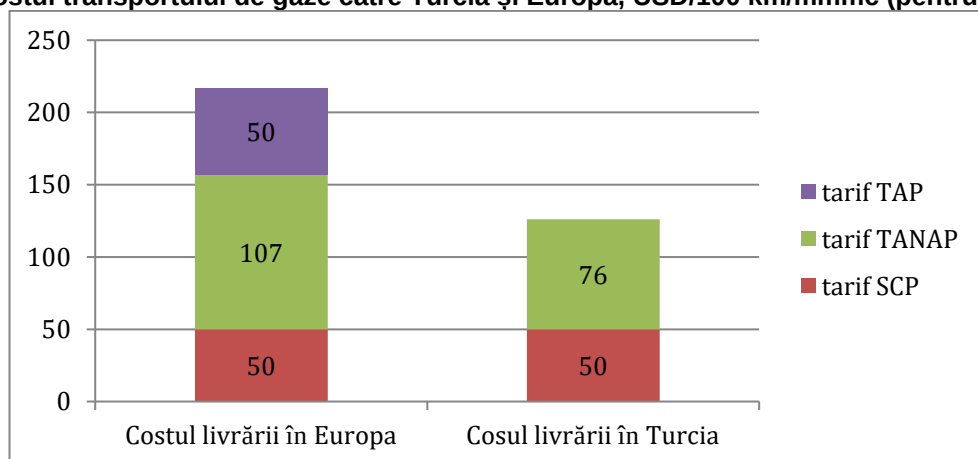
5.1 Turcia versus Europa - o analiză comparativă

5.1.1 Turcia

Este important să se ia în considerare care piață de gaze este mai profitabilă din punct de vedere comercial pentru exportatorii din Azerbaidjan; dezvoltatorii de proiecte au de ales. Este foarte puțin probabil ca exportul întregului gaz disponibil către Turcia sau, alternativ, către un hub pe care Turcia discută cu Gazprom să fie o alegere preferabilă pentru exportatori și pentru Baku, din motive strategice, dar și economice pe termen lung. Este evident că diferențele de distanță între transportul gazelor din Azerbaidjan către Turcia sau către piața europeană vor duce la costuri de transport diferite și, în consecință, la rate de rentabilitate diferite pentru întregul lanț valoric. În funcție de alegerea destinației, pot apărea noi transportatori, iar tarifele de transport pentru aceștia pot fi diferite de cele pentru cumpărătorii de gaz SD2. Pot apărea noi expeditori în cazul în care potențialii cumpărători de cantități suplimentare de gaze din Azerbaidjan doresc să preia gazele la un alt punct de livrare decât piața lor, de exemplu, la granița dintre Turcia și Grecia sau undeva în Turcia.

De asemenea, ar putea exista o nouă structură comercială pentru fiecare dintre cele trei gazoducte, care va defini noile tarife, și va fi nevoie de un nou model economic pentru a calcula noile tarife pentru transporturile suplimentare de gaze. Se presupune că tarifele nu vor fi cu mult mai mari sau ar putea fi chiar identice cu cele vechi, cel puțin pentru SCPX și TANAPX, deoarece shipperii vor fi proprietarii conductelor, așa cum este cazul transporturilor de gaz SD2. Se presupune că tariful de transport TAP s-ar putea modifica, deoarece companiile vânzătoare de gaze vor livra gazele la granița turco-greacă, la punctul de preluare Komotini, dacă gazele sunt destinate pieței grecești, bulgare sau oricărei alte piețe care va importa gaze prin Grecia (Macedonia de Nord, Serbia și Ungaria); sau la punctul de preluare PSV, dacă gazele urmează să fie vândut pe piața italiană. Întrucât în acest stadiu nu se știe dacă tariful se va schimba sau în ce măsură, costul total al livrărilor către Turcia (pentru piața internă) și Europa va fi calculat pornind de la vechile tarife pentru gazele SD2.

Figura 6: Costul transportului de gaze către Turcia și Europa, USD/100 km/mmhc (pentru TAP-Euro)



Sursa: Consorții de conducte

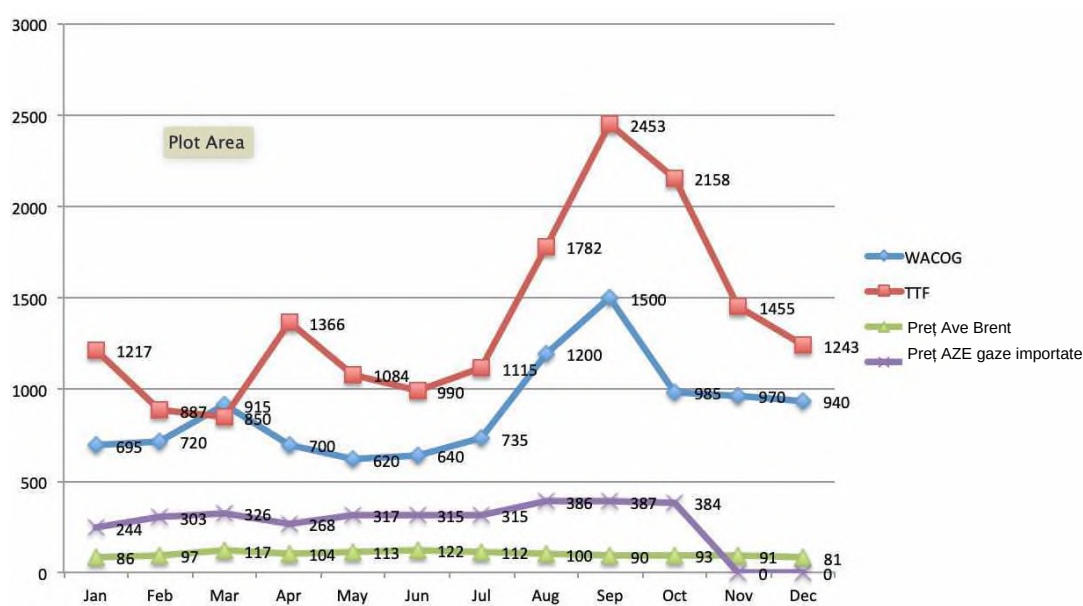
Costul de transport al gazelor SD2 pentru Turcia prin SCP și TAP este de aproximativ 130 USD. Trebuie menționat faptul că transportul prin TANAP are două tarife diferite: 76 USD pentru BOTAS Turcia (pentru piața turcă) și 107 USD pentru shipperii europeni, ceea ce reflectă distanța mai scurtă până la punctul de preluare din Turcia, la Eskişehir (figura 6).

Tariful de transport prin intermediul întregului lanț valoric către Grecia este de 207 USD, iar transportul ulterior către Bulgaria adaugă 55 EUR, ceea ce face ca totalul să fie de 262 USD (la cursul de schimb actual) (figura 6). Prin urmare, expeditorii care utilizează SCP și TANAP, care în cazul SD2 sunt aceleași cu companiile producătoare de gaze, vor plăti mai puțin pentru transport și, astfel, își vor reduce costurile și aproape își vor dubla rata de rentabilitate dacă prețul gazelor în Grecia și în Turcia, de exemplu, este același (acest lucru va depinde în mare măsură de prețurile din noile contracte).



În 2022, costul mediu minim al gazelor importate în Turcia a fost de 620 USD/mii de m³ în luna mai, iar cel maxim a fost de 1 782 USD/mii de m³ în septembrie (figura 7), reflectând prețurile la hub-ul TTF și prețurile petrolului cu un decalaj de șase luni, conform calculelor bazate pe prețurile contractuale și volumele contractate. Gazele importate de la Gazprom sunt legate în proporție de 70% de prețurile TTF și de 30% de prețurile petrolului, în timp ce gazele importate din ambele faze ale dezvoltării zăcămintului SD din Azerbaidjan și din Iran sunt indexate în proporție de 100% cu prețul petrolului și al produselor petroliere. Din totalul de 62 de miliarde de metri cubi de cantitate contractuală anuală (ACQ) începând cu 2022, 57% este legată de petrol (43,5 miliarde de metri cubi de gaze naturale) și 43% indexată la hub (TTF și Henry Hub); aceasta include prețurile spot pentru GNL (18,75 miliarde de metri cubi de gaze naturale).²³

Figura 7: Costul mediu ponderat al gazelor importate în Turcia, precum și TTF și prețul mediu al mărcii Brent, 2022 (USD/mmhc pentru gaze, USD/baril pentru Brent)



Sursa: ICE, calculul autorului pentru prețul de import al Turciei pe baza prețurilor petrolului și TTF, Comitetul vamal de stat din Azerbaidjan pentru prețurile gazelor importate din SD 1 și 2.²⁴

După cum se arată în figura 7, prețul mediu pentru gazele importate în Turcia reflectă prețul TTF cu o diferență de aproximativ 60-70%. Prețul de import din Turcia este în prezent mai mic decât prețul TTF din cauza indexării prețului petrolului în LTC.

În conformitate cu articolul 7.8 din Acordul de găzduire TANAP din 2013 dintre Turcia și Azerbaidjan, "Statele convin în mod expres că toate volumele de gaze care aparțin Republicii Azerbaidjan și care urmează să fie transportate prin intermediul sistemului TANAP, care depășesc un volum inițial de șaisprezece (16) miliarde de metri cubi pe an, vor fi oferite mai întâi cumpărătorilor din Republica Turcia".²⁵ Altfel spus, gazele suplimentare pot fi exportate în Europa doar în cazul în care Turcia refuză să cumpere volume suplimentare. În funcție de prețurile și de alte condiții contractuale în care noii vânzători de gaze ar dori să vândă gaze Turciei, situația actuală de pe piață susține ipoteza că Turcia va avea nevoie de atâta gaz cât poate oferi Azerbaidjanul în viitor. Cererea de gaze naturale a Turciei este afectată în mare măsură de trei factori principali: temperatura, condițiile hidrologice și prețul cărbunelui și al gazelor naturale importate. În sectorul energetic, gazele importate sunt necesare dacă nivelul rezervoarelor hidrologice este scăzut sau dacă costul cărbunelui importat este mai mare

²³ Pentru o analiză detaliată privind reînnoirea contractelor și stabilirea prețurilor, a se vedea G. Rzaeva, "Turkey's Supply Demand Balance and Renewal of LTCs", 2022, (pp. 21-23), <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wp-content/uploads/2022/04/Insight-113-Turkeys-supply-demand-balance-and-renewal-of-its-LTCs.pdf>

²⁴ https://www.stat.gov.az/source/trade/az/bulleten/2022/f_trade_12_2022.zip

²⁵ https://www.tanap.com/store/file/TANAP_Hukümetlerarası_Anlaşma.pdf, p. 7



decât cel al gazelor naturale.²⁶ În cazul în care Turcia are acces la gaze relativ ieftine, utilizarea gazelor în sectorul energetic ar putea crește, înlocuind în principal cărbunele importat. În sectorul industrial, gazele ieftine sunt vitale pentru accelerarea producției și a exporturilor, care sunt vitale pentru economie și pentru echilibrarea deficitului bugetar.

În ultimii ani, Turcia și-a impulsionat agresiv exporturile pentru a profita de deprecierea lirei, care face ca produsele turcești să fie mai competitive în străinătate. În 2022, Turcia a înregistrat o creștere de 13% a exporturilor, ajungând la 254 de miliarde de dolari americani,²⁷ peste ținta de 250 de miliarde de dolari. Noul obiectiv al guvernului turc este de a crește exporturile cu 10% pe an pentru a ajunge la 300 de miliarde USD în doi ani, plasând țara printre primele 10 țări exportatoare pe termen lung.²⁸ Acest lucru va contribui, de asemenea, la reducerea deficitului bugetar și la echilibrarea raportului import/export. Având în vedere aceste planuri economice ambițioase, Turcia va trebui să își sporească importurile de gaze ieftine atunci când și de unde este posibil, iar Azerbaidjanul pare a fi opțiunea cea mai preferabilă din punct de vedere economic.

În prezent, gazele azere sunt cele mai ieftine gaze de import pentru Turcia, datorită mecanismului de stabilire a prețurilor în cadrul contractelor de tip LTC (figura 7). Cu toate acestea, este clar că întreaga extindere a proiectului SGC în vederea dublării volumelor de export este concepută pentru piața europeană. Azerbaidjanul poate obține împrumuturi de la băncile internaționale și poate asigura FID în dezvoltarea ulterioară a zăcămintelor de gaze cu consorțiile internaționale (SD, Absheron și ACG) numai dacă aceste gaze sunt vândute în Europa. Întrucât acesta este un termen din HGA, guvernele turc și azer (ministerele Energiei) vor negocia pe această temă ca parte a procesului de extindere și vor ajunge la un acord înainte ca cererea exactă pe piața europeană să fie definită după licitația finală TAP de la sfârșitul acestui an. Este greu de prezis rezultatul negocierilor, însă, având în vedere relațiile politice extrem de bune și legăturile extrem de strânse, fără precedent, dintre cele două țări, este foarte posibil ca Ankara și Baku să ajungă la un acord. Cel mai probabil, Turcia ar dori să continue importurile de gaze din Azerbaidjan și după 2024, când expiră contractul SD1 de aprovizionare cu gaze pe termen mediu. Soluția ar putea fi ca SD1 să încheie un nou contract pe termen scurt, cu durată nedeterminată, pentru volume mai mici (rezervele rămânând în SD1 până la reducerea completă a cotei) și/sau să crească reexportul de gaze turkmene pe care Azerbaidjanul le importă prin Iran pe baza unor contracte spot. Ar fi vorba de volume mici, de aproximativ 1-2 miliarde de metri cubi de gaze naturale.

După cum s-a explicat în Secțiunea 2, vânzătorii de gaze noi și existenți vor fi implicați în extinderea proiectelor de producție și exporturi de gaze în Azerbaidjan și, prin urmare, mecanismul de stabilire a prețurilor pentru Turcia ar putea să nu fie același cu cel din SD LTC. Printre noii furnizori se pot număra Total (Absheron), TPAO, Mol, Inpex și Equinor (ACG NAG), care ar putea dori să aibă prețuri mai orientate spre piață, legate de hub-uri din Europa, cum ar fi TTF, sau, cel puțin, de hub-uri regionale, cum ar fi PSV, Balkan Gas Hub din Bulgaria (care nu este suficient de lichid) sau chiar Exist din Turcia (de asemenea, nu este lichid). Acest lucru înseamnă că prețul gazelor pentru Turcia ar putea să nu difere semnificativ de cel pentru Europa. Cealaltă opțiune, pentru care ar putea opta Turcia, este că, fără nicio legătură cu un hub de gaze, prețul gazelor ar putea fi determinat de ofertele de pe piața comercială.

5.1.2 Planurile Turciei privind hub-urile

Având în vedere prețurile actuale, fără precedent, ale gazelor naturale la hub-urile europene, orice referire la hub-urile europene lichide în contractele pe termen lung din Turcia a devenit nepopulară sau chiar nedorită pentru factorii de decizie. Un cost mediu ponderat al prețului gazelor importate, ridicat din punct de vedere istoric, a împins Ankara să înceapă să lucreze la un concept de hub local la care să poată lega în viitor prețul gazelor importate. Pentru aceasta, mai multe gaze din diverse surse ~~trebuie să fie comercializate pe teritoriul turc~~. Acest lucru a fost împiedicat timp de mulți ani de monopolul lui Botaș și de piața neliberalizată, cu roluri minore și restrictive doar pentru companiile private.²⁹

²⁶ "Echilibrul dintre cerere și ofertă în Turcia și reînnoirea contractelor pe termen lung", 2022, <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2022/04/Insight-113-Turkeys-supply-demand-balance-and-renewal-of-its-LTCs.pdf>

²⁷ <https://www.ft.com/content/6bdcecc4-67f2-4747-89b0-ebf89f31af18>

²⁸ Exportatorii turci sunt nerăbdători să accelereze ritmul pentru vânzări de 300 de miliarde de dolari în 2 ani, <https://www.dailysabah.com/business/economy/turkish-exporters-eager-to-step-up-pace-for-300b-sales-in-2-years>

²⁹ În ceea ce privește procesul de liberalizare a pieței și obstacolele, a se vedea "Reînnoirea contractelor pe termen lung în Turcia: Tranziția pieței gazelor naturale sau 'business as usual'?", G. Rzayeva, 2020, (pp. 3-4; 26) <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2020/09/Insight-72-The-Renewal-of-Turkey%E2%80%99s-Long-Term-Contracts.pdf>



Sugestia președintelui rus Vladimir Putin de a crea un hub comun de gaze naturale între Rusia și Turcia, din care Turcia ar putea reexporta gaze rusești în Europa, a corespuns planurilor Turciei de a-și înființa propriul hub lichid de gaze, cu posibilitatea de a oferi în viitor un preț de referință pentru contractele pe termen lung. Indiferent de tipul de hub care va fi acesta, orice centru de tranzacționare virtual sau fizic, pentru a deveni lichid și credibil, trebuie să aibă o rată de rotație ridicată, cu un număr mare de companii private care să aibă acces la: gaze din diferite surse; infrastructură de import-export; un sistem de transport al gazelor; instalații de import de GNL; depozite de gaze; și așa mai departe. Turcia nu a ajuns încă la acest nivel, deoarece BOTAS controlează peste 95 % din cota de piață, inclusiv contractele de import și export și infrastructura, și 100 % din sistemul de transport al gazelor. Cu toate acestea, în ultimii 3-4 ani, au fost realizate unele lucrări importante.

Deși în acest stadiu nu se știe cum va arăta și cum va funcționa acest hub de gaze, se poate presupune că aproape 16 miliarde de metri cubi pe an de gaze din Rusia vor curge prin cel de-al doilea fir al TurkStream (TS), la punctul de intrare Stradza-Malkoclar 2, către clienții europeni din Bulgaria, România, Serbia, Ungaria, Grecia, Macedonia, Bosnia și Herțegovina, etc. Capacitatea acestei conducte este aproape complet utilizată în prezent. Interconectorul Turcia-Grecia de 2 mld.mc/an poate fi, de asemenea, utilizat pentru a transporta gaze rusești către Europa prin Turcia. În plus, fluxul invers prin conducta Transbalcanică poate adăuga potențial 15 miliarde de metri cubi de gaze pe an, dacă este disponibil atunci când și dacă hub-ul este operațional. În funcție de numărul de țări, inclusiv actualii și foștii clienți ai Gazprom din această regiune și nu numai, capacitatea maximă de 33 mld. mc/an existentă (din care 15 mld. mc/an din sistemul de transport este utilizată) nu pare a fi suficientă pentru a devia volumele de export de gaze din Nord Stream și/sau exporturile prin Ucraina către Turcia.

Ministrul turc al Energiei și Resurselor Naturale, Fatih Dönmez, a sugerat că viitoarele volume suplimentare de gaze disponibile pentru export în Azerbaidjan și/sau Turkmenistan și, eventual, în Irak, ar putea fi transportate și prin acest posibil hub fizic.³⁰ Cu toate acestea, având în vedere că, în prezent, Gazprom transportă 14,4 miliarde de metri cubi de gaze naturale în Grecia, Serbia și Ungaria și că este necesar și accesul terților, întrebarea este cum ar fi posibil să se transporte potențial 10 miliarde de metri cubi/an de gaze azere, un minim de 10 miliarde de metri cubi/an de gaze turkmene, dacă și când vor fi transportate spre vest, și gaze rusești, odată ce hub-ul va fi operațional, cu capacitatea rămasă de 18,6 miliarde de metri cubi/an a celor trei conducte?

Prin urmare, Ankara ar dori să primească orice volum suplimentar din Azerbaidjan pentru exportul către acest hub și să îl reexporte către clienții din Europa. Acest lucru ar fi, de asemenea, în conformitate cu Acordul Interguvernamental TANAP semnat între cele două țări. Cu toate acestea, acest lucru nu ar fi acceptabil pentru Azerbaidjan care, de la început, a investit foarte mult, din punct de vedere politic și financiar, în construirea întregului lanț valoric până la utilizatorii finali, pentru a participa la toate segmentele. Prin faptul că este furnizor de gaze pentru aceste țări europene, Baku își sporește ponderea politică în regiune și, de asemenea, obține beneficii financiare, mai ales acum, având în vedere prețurile ridicate ale gazelor.

Acest lucru este deosebit de important acum, când țările europene sunt împărțite în două grupuri, un grup susținând lupta Azerbaidjanului pentru eliberarea teritoriilor sale de sub ocupația armeană și retragerea forțelor militare armene de pe teritoriile sale recunoscute la nivel internațional (Regatul Unit, țările din Europa de Sud-Est și Europa Centrală), iar un alt grup îl critică, în conformitate cu interesul lor slăbit în regiune după războiul din 2020 (Franța, Germania și țările Benelux). În mod evident, politica de vânzare directă a gazelor către clienți expune furnizorul la riscurile financiare ale unei piețe volatile și ale unor prețuri schimbătoare, dar Baku a ales această opțiune de transport al gazelor până la ușa clientului, cu toate riscurile pe care le implică, și va continua să facă acest lucru, deoarece își va dubla livrările de gaze către Europa. Prin urmare, Azerbaidjanul va opta pentru exportul direct către clienții din Europa în detrimentul exporturilor prin intermediul hub-ului planificat, dacă acesta va fi creat până în 2027.

5.2 Piețele din Europa de Sud-Est și Europa Centrală

³⁰ Ministrul turc al Energiei despre posibilitățile de extindere a rolului țării în calitate de hub de gaze naturale, <https://www.azernews.az/region/202005.html>

Conținutul acestui articol este responsabilitatea exclusivă a autorului. Acesta nu reprezintă în mod necesar punctul de vedere al Institutului Oxford pentru Studii Energetice sau al oricăruia dintre membrii săi.



Printre țările europene interesate să cumpere gaze azere se numără clienții existenți din Grecia, Bulgaria și Italia, precum și potențiali clienți noi din Ungaria, Croația, Serbia, Macedonia de Nord, Bosnia și Herțegovina, România, Slovenia și Albania. Șefii acestor țări s-au întâlnit cu președintele Aliyev la Baku sau în capitalele lor și au cerut creșterea importurilor de gaze din Azerbaidjan.³¹ Aceștia sau miniștrii energiei au participat, de asemenea, la cea de-a 9-a reuniune ministerială a Consiliului consultativ al Coridorului Sudic de Gaz și la prima reuniune a Consiliului consultativ pentru energie verde, care a avut loc la 3 februarie la Baku.³² Împreună, aceste țări formează regiunea Europei de Sud-Est și a Europei Centrale, care devine din ce în ce mai importantă pe măsură ce încearcă să crească semnificativ capacitatea de import de gaze prin gazoducte și de GNL, în încercarea de a se diversifica față de aprovizionarea din Rusia. Conectivitatea cu alți furnizori și interconectivitatea în cadrul regiunii s-au îmbunătățit considerabil și vor continua să se îmbunătățească pe măsură ce alte proiecte vor fi dezvoltate în următorii 4-5 ani.³³ Regiunea investește cu scopul de a deveni o regiune de tranzit pentru gazele provenite din diverse surse, construind terminale GNL, în special în Grecia și Italia, și conducte internaționale, cum ar fi TAP și TurkStream, pentru a transporta gazele mai departe către celelalte state membre. Această regiune a construit, de asemenea, o puternică interconectivitate cu Turcia și are, în total, o capacitate tehnică de interconectare cu Bulgaria și Grecia de 41,62 mld.mc/an.³⁴

Datorită noilor proiecte de gazoducte și GNL pe care țările au început să le construiască începând din 2010, regiunea a reușit să renunțe parțial la dependența de Gazprom și va putea înlocui complet gazele rusești în 2-3 ani cu un sistem mixt de GNL și gaze prin conducte.³⁵ probabil cu excepția Consumul agregat de gaze naturale din regiune a fost de aproape 30 de miliarde de metri cubi în 2022, cu excepția Italiei, la care se adaugă 69 mld.mc/an de importuri italiene anul trecut (figura 8).³⁶ Țările din regiune depind în mod semnificativ de cărbune în mixul lor energetic și produc aproximativ 20% din cărbunele și lignitul din UE. Principalii producători, Serbia, Grecia, Bosnia și Herțegovina, Bulgaria și România, au planuri de reducere a producției și a consumului de cărbune și de înlocuire a acestuia cu gaze naturale și energie regenerabilă, în conformitate cu obiectivele de decarbonizare ale UE. Prin urmare, cererea de gaze ar putea crește și, având în vedere că această piață regională era puternic dependentă de gazele rusești și că aceste țări intenționează să pună capăt complet acestei dependențe, necesitățile de GNL și de import de gaze din surse alternative, cum ar fi Azerbaidjanul, ar putea crește semnificativ.

³¹ Patru țări oferă ajutor pentru a stimula aprovizionarea cu gaze azere a Europei, <https://www.reuters.com/business/energy/four-countries-offer-help-boost-azeri-gas-supply-europe-2022-09-30/> ; Națiunile europene cer CE să finanțeze livrările de gaze din Azerbaidjan pentru a garanta sursele viitoare, <https://www.azernews.az/nation/205479.html>

³² https://energy.ec.europa.eu/news/southern-gas-corridor-advisory-council-9th-ministerial-meeting-and-green-energy-advisory-council-1st-2023-02-03_en#:~:text=The%209th%20Ministerial%20meeting,Azerbaijan%20and%20the%20European%20Union.

³³ "Piețele de gaze din Europa de Sud-Est - reconfigurarea fluxurilor de aprovizionare și înlocuirea gazelor rusești", J. Bowden, OIES, 2022, p.1,

<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/12/South-East-Europe-gas-markets-NG-177.pdf>

³⁴ Raport SEEGAZ: rute regionale de transport, Comunitatea Energetică, 2022, file:///Users/gulmirarzayeva/Downloads/Enc_SEEGAS_Report_2022.pdf

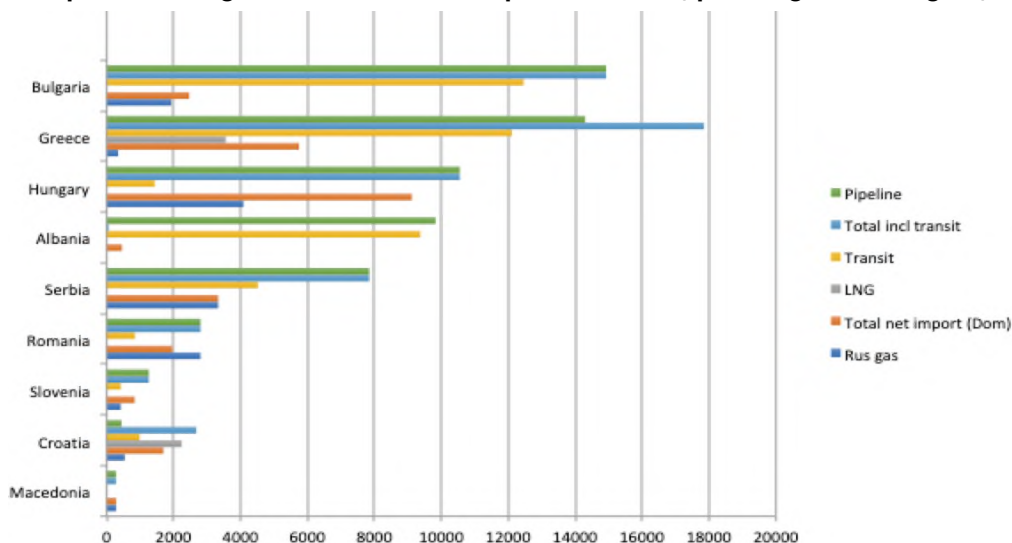
³⁵ Pentru o analiză detaliată a pieței de gaze din regiune, a se vedea "Piețele de gaze din Europa de Sud-Est - reconfigurarea fluxurilor de aprovizionare și înlocuirea gazelor rusești", J. Bowden, OIES, 2022,

<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/12/South-East-Europe-gas-markets-NG-177.pdf>

³⁶ IEA, 2023. Fluxurile de tranzacționare a gazelor. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/gas-trade-flows>



Figura 8: Importurile de gaze naturale din Europa de Sud-Est, pe categorii de origine, 2022, în mld.mc*



Sursa: IEA, 2023. Fluxuri de comercializare a gazelor.

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/gas-trade-flows>

***Bulgargaz** a avut livrările în cadrul contractelor pe termen lung de la Gazprom suspendate în aprilie 2022 când a refuzat să plătească în ruble. Prin urmare, volumele care intră în Bulgaria din Turcia sunt probabil doar volume de tranzit, destinate Macedoniei de Nord, Serbiei și Ungariei. Din iulie 2022, importurile nete în Bulgaria sunt mai mici decât volumul fizic care ajunge în Bulgaria din Grecia. Prin urmare, este probabil ca Bulgaria să nu mai primească gaze rusești prin conducte. În mod istoric, Bulgaria a importat 2-3 mld. mc/an de gaze rusești prin conducte.

Albania probabil că primește deja doar gaze azere prin TAP.

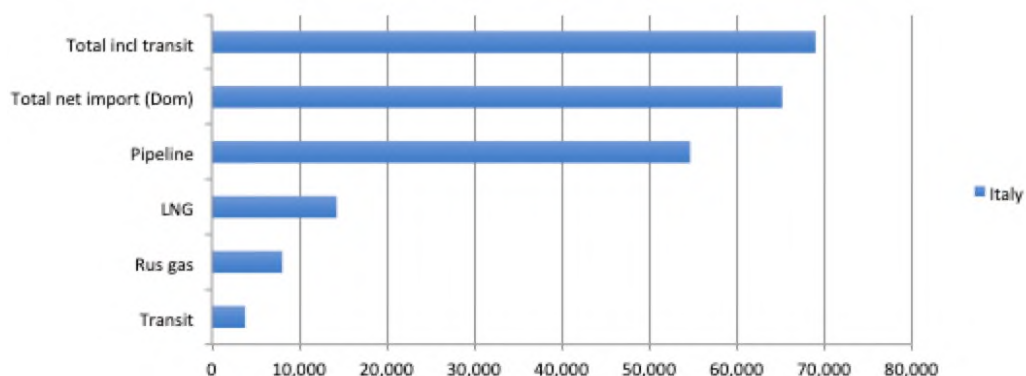
În mod istoric, **Croatia** a importat 1-2 miliarde de metri cubi de gaze prin conducte, care probabil erau de origine rusă. Această cantitate a scăzut la 0,5 mld. mc în 2021, iar în 2022 Croația a fost exportator net de gaze prin conducte. Se pare că, în prezent, Croația importă foarte puțin, sau chiar deloc, gaze rusești.

Volumele care intră în **Grecia** dinspre Bulgaria sunt probabil rusești, livrate în Bulgaria prin TS și Turcia. În mod istoric, Grecia a importat 2-3 miliarde de metri cubi de gaze rusești prin conducte prin Bulgaria. Dar fluxul net dintre Grecia și Bulgaria s-a schimbat în 2022, iar acum este dificil de identificat volumele de gaze rusești prin conducte către Grecia. În 2022, doar volumele care ajung în **Ungaria** prin Serbia sunt cu siguranță de origine rusă.

Importurile totale prin conducte către **Macedonia de Nord** sunt aproape sigur de origine rusă. Acestea reprezintă 0,2-0,4 miliarde de metri cubi/an.

Importurile totale nete prin conducte către **Serbia** și **România** sunt aproape sigur de origine rusă. Acestea sunt de 0,2-0,4 miliarde de metri cubi/an și 1,5-2,5 miliarde de metri cubi/an. respectiv

Italy, 2022 (BCM)



* Italia a înlocuit volumele mai mici de importuri rusești prin conducte cu mai mult GNL, cu mai multe importuri prin conducte prin Elveția și cu o cerere mai mică. În mod istoric, Italia a importat în nordul Italiei 25-30 mld.mc/an de gaze rusești prin conducte din Austria. Această cantitate a scăzut la 8 mld. mc în 2022 și ar putea în curând să scadă aproape de zero, în funcție de diversificarea portofoliului de importuri.

Conținutul acestui articol este responsabilitatea exclusivă a autorului. Acesta nu reprezintă în mod necesar punctul de vedere al Institutului Oxford pentru Studii Energetice sau al oricăruia dintre membrii



5.3 Posibile acorduri de comercializare și acorduri de furnizare a gazelor (GSA)

5.3.1 Acorduri de vânzare comună

Vânzările și comercializarea în comun prin intermediul unui singur vânzător nu sunt permise pe piața UE în conformitate cu legislația europeană în materie de concurență, deoarece încalcă articolul 81 alineatul (1) din Tratatul CE și articolul 51 alineatul (3) din Acordul privind Spațiul Economic European.³⁷ Atunci când, în 2013, au fost semnate contracte de furnizare de gaze naturale pe termen lung cu cumpărătorii europeni de gaze naturale, divizia de comercializare a consorțiului Shah Deniz, Azerbaidjan Gas Supply Company (AGSC), un vânzător unic, a fost exceptată de la restricțiile privind vânzările în comun pe motiv că, deși este un consorțiu unic, există șapte asociați, deținătorii de drepturi la gaze naturale Shah Deniz, și fiecare dintre aceștia își vinde gazele naturale prin intermediul AGSC proporțional cu drepturile sale.

În mod clar, situația cu noii furnizori din Azerbaidjan va fi diferită. Acest lucru se datorează faptului că, spre deosebire de SD2, cumpărătorii trebuie să trateze acum cu cel puțin două consorții în amonte diferite (ACG și Ümid) cu participații diferite, iar cantitatea totală de aproximativ 10 miliarde de metri cubi de gaze va proveni de la diferite companii din amonte. Acest lucru este în conformitate cu legislația comunitară în materie de concurență, dar complică vânzările de gaze către Europa prin intermediul unei singure companii de comercializare. În consecință, acordurile de comercializare cu noile proiecte vor trebui să fie diferite.

Este prea devreme în acest stadiu pentru a discuta cine și cum va vinde gazul. Volumele suplimentare de la Shah Deniz (1,5 mld. mcma) vor fi vândute, cel mai probabil, în cadrul aceluiași sistem, prin intermediul AGSC, în care producătorii de gaz sunt aceiași cu vânzătorii de gaz. Cu toate acestea, gazele provenite din câmpurile Absheron, ACG NAG și Ümid trebuie vândute separat. Se presupune că pot exista două opțiuni pentru vânzarea de gaze. SOCAR ar putea dori să cumpere toate volumele de gaz disponibile pentru export - de la Total în Absheron (50%), ACG NAG (diverși acționari) și Nobel Oil (20%), în cazul în care aceste companii sunt dispuse să își vândă gazele la punctul de extracție - și să le vândă clienților europeni ca un singur vânzător. Pentru aceasta, SOCAR va avea nevoie de o scutire din partea CE, referindu-se probabil la faptul că există alți doi producători de gaze și că SOCAR nu este unic producător și exportator. În cazul în care Total și Nobel Oil refuză să își vândă gazele în Azerbaidjan și doresc să participe la întregul lanț valoric, vânzările de gaze vor trebui să fie realizate separat, iar fiecare companie va trebui să încheie contracte de furnizare separate cu cumpărătorii. Acest lucru nu pare a fi acceptabil pentru Azerbaidjan și ar complica, de asemenea, procesul pentru cumpărători. O opțiune mai realistă este crearea unei alte societăți de comercializare, similară AGSC, și realizarea de vânzări comune, cu o posibilă excepție acordată de CE, care se referă la faptul că există mai multe societăți producătoare..

5.3.2 Stabilirea prețurilor

Părțile, vânzătorii și cumpărătorii, trebuie să aleagă cel mai potrivit mecanism de stabilire a prețurilor pentru contractele lor, care este una dintre cele mai esențiale și mai sofisticate componente ale unui contract de furnizare de gaze pe termen lung și, de asemenea, cea mai problematică.³⁸ Mecanismul de stabilire a prețurilor din noul contract va fi, cel mai probabil, pe deplin legat de unul sau mai multe hub-uri europene de gaze, deoarece, de-a lungul anilor, indexarea petrolului în acordurile de vânzare și cumpărare de GSA și GNL a fost în mare parte înlocuită de indexarea la vedere și de indexarea hub-urilor, legată în principal de cele mai lichide - TTF, NBP și PSV.³⁹ Acordurile de vânzare de gaze din Shah Deniz 2 cu nouă cumpărători europeni, plus vânzările pe termen scurt ale AGSC (acestea sunt necesare pentru a satisface cerințele de reglementare din Italia) sunt toate legate de hub-urile TTF și PSV, și numai contractul cu Bulgargaz este legat de produsele petroliere.

Este posibil ca prețurile pentru noile contracte să fie modificate în mod semnificativ și, pentru clienții din Europa de Sud-Est și Europa Centrală, legătura de preț ar putea fi stabilită mai degrabă cu hub-urile regionale decât cu TTF lichid.

Acest lucru se datorează faptului că piața gazelor din această regiune s-a transformat într-una cu o interconectivitate mult îmbunătățită, care reprezintă o platformă bună pentru înlocuirea importurilor de gaze rusești pe termen scurt ⁴⁰ cu volume substanțiale de gaze provenind din surse alternative. În consecință, acest lucru va transforma regiunea într-o regiune de tranzit importantă pentru Europa, cu schimburi comerciale transfrontaliere active într-un cadru regional mai larg. În consecință

³⁷ https://ec.europa.eu/competition/legislation/treaties/ec/art81_en.html

³⁸ A. Ason "international gas contracts", 2022, p.2, OIES, <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wp-content/uploads/2022/11/International-Gas-Contracts.pdf>

³⁹ Ibid.

⁴⁰ "South East Europe gas markets – reconfiguring supply flows and replacing Russian gas", J. Bowden, OIES, 2022.



unele dintre țările din regiune, cum ar fi Bulgaria, România, Grecia și Ungaria, ar putea dori să își lege prețul contractului de centrele comerciale existente în țările lor, deși aceste centre nu sunt suficient de lichide. Acestea ar putea fi Balkan Gas Hub din Bulgaria,

BRM din România, Hellenic Energy Exchange Natural Gas Trading Platform din Grecia, CEEGEX și MGP din Ungaria și VTR din Austria.

Interconectivitatea crescândă a Europei de Sud-Est și a Europei Centrale ar putea fi o bază bună pentru o nouă determinare a prețurilor prin intermediul legăturilor cu platformele centrale locale, dacă acestea devin suficient de lichide în noile contracte cu furnizorii de gaze din Azerbaidjan. Cu toate acestea, trebuie menționat faptul că niciuna dintre platformele de tranzacționare din aceste țări nu este lichidă și că există o convergență redusă cu TTF din cauza factorilor locali. În cea mai mare parte a timpului, pe piețele pentru ziua următoare, prețurile de pe BGS, de exemplu, sunt cu 10-15% mai mari decât cele de pe TTF⁴¹ și, la prima vedere, cumpărătorii ar putea să nu fie dispuși să accepte acest hub ca legătură de preț. În orice caz, acest lucru va fi stabilit pe baza termenilor contractuali conveniți privind determinarea prețului.

5.3.3 Italia

Piața italiană convergea din ce în ce mai mult spre TTF, dar, în ultimul an, a deviat din nou puțin (a devenit mai ieftină), la fel ca și câteva dintre piețele din Europa de Vest, din cauza unor factori locali (în special ES, FR și IT). Hub-ul PSV este lichid, iar prețurile SD2 sunt legate de acesta. Acest hub este o platformă bună la care vânzătorii se pot conecta pentru a stabili prețurile pentru piața italiană.

Noile GSA cu cumpărători europeni ar putea include mecanisme de tranziție în clauzele de preț, dacă ambele părți sunt de acord. Mecanismele de tranziție a prețurilor sunt utilizate pe scară largă în contractele internaționale de furnizare de gaze pe termen lung și oferă criterii mecanice pentru ca formulele de preț să fie modificate într-un mod prestabilit. De exemplu, cumpărătorii care încep cu prețuri de tip single-hub folosind, de exemplu, BGH, ar putea, de exemplu, să treacă la PSV dacă PSV îndeplinește testul de lichiditate stabilit în GSA, moment în care formula de preț va fi modificată automat. În schimb, dacă BGH devine mai lichid în viitor, atunci BGH va fi utilizat ca referință pentru determinarea formulei de preț. O altă opțiune care se întâlnește, de asemenea, în practica internațională a SGC este modificarea automată a prețului inițial prin raportare la un hub lichid, dacă un astfel de hub apare în oricare dintre țările descrise.

5.3.4 Durata contractelor

Din punct de vedere economic și al finanțării noilor proiecte și infrastructuri de gaze naturale din amonte, în mod tradițional au fost necesare contracte pe termen lung pentru a asigura împrumuturi de la băncile internaționale. Cu toate acestea, în ultimii ani, înainte de războiul din Ucraina și de criza energetică care a urmat, acest raționament s-a schimbat, iar cumpărătorii au preferat contractele pe termen mediu și scurt. Criza energetică și războiul au schimbat acest tipar, iar asigurarea unor livrări suplimentare de gaze naturale din alte țări decât cele rusești a reorientat cumpărătorii către contracte pe termen lung.⁴²

Cei nouă cumpărători europeni au încheiat contracte de furnizare de gaze pe 25 de ani cu AGSC în 2013, un caz rar pentru piața europeană la acel moment. Acest lucru se datorează faptului că întregul lanț valoric se baza pe proiecte noi și era necesar să se asigure împrumutul investițiilor și economia întregului proiect. Având în vedere că există proiecte noi în amonte, cum ar fi Absheron, ACG NAG, Ümid și o nouă extindere a conductei existente, se presupune că durata noilor GSA va fi de aproximativ 10-15 ani. Acest lucru reflectă dimensiunea potențială a investiției și unele indicații date de consorții, conform cărora vânzătorilor li se va oferi o protecție împotriva riscurilor de preț, ceea ce va contribui, de asemenea, la asigurarea finanțării pentru aceste proiecte. În cazul aprovizionării cu gaze naturale, există de obicei o perioadă de constituire de până la trei ani și o perioadă de retragere de trei ani.

⁴¹ <https://www.balkangashub.bg/en>, pentru piața din România vezi: <https://www.brm.ro/en/>, <https://www.opcom.ro/acasa/en/>; pentru piața din Ungaria vezi: <https://ceegex.hu/en/>; pentru prețurile TTF, vezi de exemplu, the ICE: <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5508663>

⁴² A. Ason "contracte internaționale de gaze", 2022, p.5, OIES.



6. Exportul de gaze turkmene către Azerbaidjan, Turcia și Europa: Are TCP o șansă de a fi construită în cele din urmă?

Exportul de gaze din Turkmenistan către Europa prin Azerbaidjan și Turcia, prin intermediul unei conducte transcaspice, este în discuție de peste 30 de ani. Cu toate acestea, acest proiect nu a depășit stadiul discuțiilor și al numeroaselor reuniuni ale părților interesate - Turkmenistan, Azerbaidjan, Turcia și UE. Opoziția Rusiei și a Iranului, în principal din motive politice și geopolitice, a fost principalul obstacol în calea construcției conductei care traversează Marea Caspică.

În ciuda resurselor sale vaste de gaze naturale, Turkmenistanul are o singură piață mare de gaze pe termen lung, China. Contractul său de furnizare a gazelor cu Gazprom expiră în iunie 2024, în timp ce contractul cu Azerbaidjanul este un contract relativ mic și pe termen nelimitat. Faptul că depinde de o singură piață face ca Ashgabat să aibă o poziție slabă în negocierile privind termenii contractuali și, în special, când vine vorba de prețul gazului pentru cumpărătorii chinezi. În 2022, prețul mediu de import al gazului plătit de China pentru gazul turkmen a fost de aproximativ 240 USD/mmc 43, mult mai mic decât prețul pieței. Ashgabat a avut preocupări geopolitice în ceea ce privește exportul gazului său spre vest, în direcția Turciei și mai ales spre Europa, și participarea la întregul lanț valoric până la piață. Evoluțiile recente din regiune, după războiul din Ucraina, au schimbat situația geopolitică generală din regiunea Asiei Centrale. Poate că ar fi sigur să spunem că Kremlinul a pierdut o mare parte din controlul asupra regiunii. Gazul turkmen, deși doar o cantitate mică, a ajuns în Turcia anul trecut. Vizita președintelui Erdogan și a președintelui Aliyev la Ashgabat și la Awaza și semnarea a numeroase acorduri în diverse domenii, în special comerț, energie și transport, sunt mai degrabă evenimente istorice și fără precedent. Ashgabat este interesat și așteaptă - folosind o frază folosită pe site-ul guvernului turkmenistanului - "să formeze un sistem coordonat și cu mai multe opțiuni pentru livrarea resurselor energetice pe piețele globale".⁴⁴

Türkiye este partea care este cea mai interesată să aducă cât mai mult gaz turkmen posibil și să-l transmită Europei. Ankara încearcă să contrabalanseze mediul politic din regiune prin consolidarea amprente sale în Turkmenistan și în alte țări turce din Asia Centrală, prin cooperare în cadrul diferitelor organizații internaționale, cea mai importantă fiind poate Organizația Statelor Turce, și prin consolidarea relațiilor bilaterale. Turcia are nevoie de gaz ieftin pentru piața sa internă, pentru a stimula exporturile de bunuri și servicii, dar și pentru a beneficia de pe urma activității de reexport de gaz prin intermediul hub-ului planificat pentru gazul Gazprom. Turcia trebuie să amestece gazul rusesc cu gazul provenit din cât mai multe surse, inclusiv din Turkmenistan, pentru a-l putea prezenta Europei ca un amestec de diverse surse de aprovizionare cu gaz.

În ceea ce privește poziția Baku, președintele Aliyev a spus clar că, dacă Ashgabat dorește să își vândă gazul la graniță, cineva ar trebui să își asume responsabilitatea de a investi (nu doar financiar, ci și politic) în infrastructură și de a transporta acest gaz pe piață. Cu toate acestea, nu este vorba de gaz azer și este foarte puțin probabil ca Baku să își asume responsabilitatea și să continue construcția unui gazoduct transcaspic. Este la fel de clar că Ashgabat nu va face acest lucru din cauza preocupărilor sale geopolitice, ceea ce înseamnă că, dacă Europa are nevoie de acest gaz, ar trebui să susțină proiectul din punct de vedere politic, iar instituțiile europene ar trebui să finanțeze gazoductul, ceea ce implică o neconcordanță între abordarea europeană și cea a Turkmenistanului.

Din punct de vedere tehnic, construcția gazoductului ar putea fi realizată într-un timp relativ scurt. Un proiect Trans Caspian Connector de 10 mld. mc/an, care să lege instalațiile offshore ale Turkmenistanului și Azerbaidjanului cu o conductă de 78 km, ar putea fi realizat la un cost estimat de aproximativ 400-600 de milioane de dolari SUA în câteva luni de la obținerea aprobărilor necesare din partea ambelor țări și a finanțării necesare.⁴⁵ Cu toate acestea, aducerea chiar și a 10 mld. mc/an din Turkmenistan prin intermediul SGC nu este posibilă în acest moment și

⁴³ <http://english.customs.gov.cn/statistics/Statistics?ColumnId=6>

⁴⁴ В Национальной туристической зоне «Аваза» состоялся Первый трёхсторонний Саммит глав дружественных государств, <https://turkmenistan.gov.tm/en/post/68690/v-nacionalnoj-turisticheskoy-zone-avaza-sostoyalsya-pervyi-tryokhstoronniy-sammit-glav-druzhestvennyh-gosudarstv>

⁴⁵ Europa și Marea Caspică: Enigma aprovizionării cu gaz, Consiliul Atlantic, <https://www.atlanticcouncil.org/blogs/energysource/europe-and-the-caspian-the-gas-supply-conundrum/#:~:text=In%20January%202022%2C%20a%20scheme,bcm%20between%20November%20and%20March.>



de asemenea, nu pare realist după 2027, deoarece această capacitate de infrastructură este limitată în prezent doar la gazele azere. Viitoarea extindere a SGC pentru o cantitate suplimentară de 10 miliarde de metri cubi de gaz după 2027 va fi din nou dedicată gazului provenit din Azerbaidjan, după cum s-a discutat pe parcursul acestui document. Pentru transportul a încă 10 miliarde de metri cubi sau mai mult de gaz turkmen, trebuie construit un nou sistem de transport, ceea ce pare irațional în acest moment, având în vedere planurile europene de tranziție la surse de energie cu emisii reduse de dioxid de carbon pe termen mediu și lung. Costul ar fi enorm, similar cu cel al construcției SGC - aproximativ 15 miliarde de dolari - iar taxele de transport prin noul sistem, inclusiv TCP, ar crește semnificativ costul total al gazului pe piața grecească sau italiană, de exemplu. Acesta ar fi și mai mare în cazul în care acest gaz ar fi expedit mai departe pe piețele din Europa Centrală. În prezent, singura modalitate de a transporta gaz turkmen în direcția vest este prin Iran sau prin Azerbaidjan via Iran, dar volumele vor fi limitate la maximum 3-5 miliarde de metri cubi, având în vedere capacitatea limitată a interconectorului din epoca sovietică dintre Iran și Azerbaidjan și a conductei dintre Iran și Turcia.

Concluzie

Acest document a încercat să răspundă la trei întrebări majore: are Azerbaidjanul suficiente resurse de gaze și potențial de producție pentru a-și dubla exporturile către Europa până în 2027? Va fi posibil din punct de vedere tehnic și financiar să livreze gazul până în 2027? Și care sunt principalele provocări și incertitudini de pe piață? Concluzia acestui document este că gazul este disponibil în subteran și că este posibil din punct de vedere tehnic să se producă și să se livreze gazul pe piață până în 2027, dacă există angajamente privind cererea pe piață și dacă potențialii cumpărători europeni se angajează să finalizeze rezervările de capacitate în TAP încă din acest an (2023). Acest lucru va determina amplexarea cererii totale din partea potențialilor consumatori și, prin urmare, cât de mult vor trebui extinse capacitățile conductelor și cât de multe gaze naturale vor trebui să fie produse. Acest lucru va determina, de asemenea, mărimea investiției. Numai piața poate oferi acționarilor consorțiilor garanțiile necesare pentru luarea unei Decizii finale de investiție. Prima licitație de ofertare TAP pentru o extindere suplimentară a capacității de 1,25 miliarde de metri cubi a fost finalizată în luna ianuarie, iar toată capacitatea oferită este acum angajată, astfel încât se pare că, până la sfârșitul acestui an, toate angajamentele din licitație pentru 10 miliarde de metri cubi de capacitate vor fi încheiate.

Cererea de gaze din Azerbaidjan nu va crește într-un ritm suficient de rapid pentru a consuma capacitatea suplimentară de producție de gaze, iar noile gaze sunt destinate exportului. Scăderea producției de gaze SOCAR va fi compensată de aproximativ 1 mld. mc/an de gaze pe care energia regenerabilă (solară și eoliană) o va înlocui până în 2030, împreună cu 1,4 mld. mc de gaze produse de Absheron EPS. În plus, țara are un contract swap de furnizare cu Turkmenistanul, livrat prin Iran, pentru a importa între 1 și 4 mld. mc/an, în funcție de necesitățile pieței.

Cu toate acestea, asigurarea finanțării costului de 7 miliarde de dolari al expansiunii pentru lanțul valoric nu va fi o sarcină ușoară de data aceasta. Pentru membrii consorțiilor internaționale care întreprind proiectele din amonte, chiar și angajamentele ferme ale cumpărătorilor de a importa gaze din noile active ar putea să nu fie suficient de convingătoare pentru ca aceștia să meargă mai departe cu Decizia finală de investiție. Acest lucru se datorează faptului că există prea multe incertitudini pe piață, inclusiv politica europeană de decarbonizare, prețurile volatile și incertitudinea privind cererea pe termen lung. Cu toate acestea, este clar că sunt interesați de un flux de venituri stabil și pe termen lung și doresc să își mențină o poziție bună în comunitatea financiară globală. Prin urmare, membrii consorțiilor ar dori să încheie acorduri pe termen lung, cu o durată minimă de 10-15 ani, având în vedere mărimea investiției și cu condiții contractuale relevante care să le consolideze poziția pe piață (caietul de sarcini, mecanismul de stabilire a prețurilor etc.). În cazul în care cererea obligatorie de 10 miliarde de metri cubi este definită până la sfârșitul acestui an, este foarte probabil că vor fi semnate, poate chiar anul viitor, contracte pe termen lung cu cumpărătorii din Europa Centrală și de Sud-Est.

Noile piețe de țară pe care producătorii de gaze din Azerbaidjan vor intra începând cu 2027 nu sunt aceleași cu cele din 2013, când au fost semnate contractele SD2 LTC cu nouă cumpărători europeni din Grecia, Bulgaria și Italia. Atunci era o piață a cumpărătorilor, cu prețuri rezonabil de scăzute la gaze, iar aceste țări erau inundate de gaze rusești, Bulgaria fiind dependentă în proporție de 96% de livrările Gazprom. Existau multe riscuri, dar acestea se refereau la rentabilitatea financiară și chiar la viabilitatea SGC de aproape 40 de miliarde de dolari. Cu toate acestea, a prevalat poziția Bruxelles-ului privind diversificarea pieței în detrimentul unui singur furnizor major, Gazprom, din motive politice și de securitate a aprovizionării, combinată cu sprijinul politic puternic al Washingtonului.



În prezent, prețul benzinei este mai mare decât în anii precedenți. Chiar dacă ne apropiem de vară, țările din Europa Centrală și de Sud-Est au nevoie urgentă de gaze din surse alternative pentru a înlocui complet gazul rusesc și se pare că această cerere va exista pentru o perioadă destul de lungă de timp. Chiar dacă, în noua realitate, Europa își propune să reducă consumul de gaze într-un ritm mai rapid, așa cum se reflectă în documentul REPowerEU46, este foarte probabil ca acest proces să fie mai lent pe piețele din Europa Centrală și de Sud-Est, deoarece majoritatea acestor țări sunt dependente de cărbune, iar obiectivul lor principal este de a înlocui cărbunele cu gaze naturale, în conformitate cu obiectivele politicii UE privind energia curată. Șefii de stat și de guvern din România, Ungaria, Bulgaria, Bulgaria, Slovenia, Serbia, Macedonia, Grecia, Italia și Bosnia și Herțegovina și-au exprimat interesul puternic pentru importul de gaze din Azerbaidjan începând cu 2027 în cadrul celei de-a 9-a reuniuni consultative a SGC, care a avut loc la Baku la 3 februarie. De fapt, se pare că acestea se află în competiție între ele pentru cele 10 mld. mc/an, fiecare dintre ele dorind să obțină cât mai mult posibil din această cantitate. De exemplu, în cadrul unei discuții colaterale, autorul acestui document a fost informat de către un reprezentant italian la respectiva reuniune că Italia este pregătită să preia toată cantitatea de 10 mld. mc/an care va fi disponibilă pentru export. Cele mai multe dintre aceste națiuni își propun să își asume rolul de țară de trecere sau de tranzit pentru acest gaz către țările europene vecine prin investiții în infrastructura transfrontalieră.

Termenii Acordului guvernamental semnat între Baku și Ankara reprezintă o componentă importantă a extinderii SGC. Ankara are un rol decizional critic în ceea ce privește decizia de a prelua toate gazele noi sau de a le tranzita mai departe către Europa și de a beneficia de taxe de tranzit. Un lucru este clar: Turcia nu va fi dispusă să importe cantități mari de gaze noi din Azerbaidjan la un preț legat de hub-urile europene de lichidități, să spunem TTF, și să plătească același preț ca și clienții europeni, deoarece pur și simplu nu își va putea permite gaze scumpe. Având în vedere că proprietarii de gaze sunt consorții care au ca membri IOC, este foarte probabil ca aceștia să dorească prețuri la nivel european în noile Contracte pe termen lung pentru Turcia. Prin urmare, este probabil ca Baku și Ankara să ajungă la un acord pentru a trimite aceste gaze în Europa, așa cum era prevăzut. În mod critic, însă, rezultatul depinde de semnarea unor angajamente angajante în acest an, după licitații.

Din punct de vedere geopolitic, se pare că cel mai mare beneficiar al extinderii conductelor Coridorului sudic va fi Azerbaidjanul, liderul clar și singura națiune care contribuie direct cu gaze la SGC. În calitate de unic furnizor, se bucură de un nivel mai ridicat de influență asupra operațiunilor gazoductului. De asemenea, beneficiază din punct de vedere financiar și strategic, devenind "un partener energetic esențial, de încredere și fiabil pentru UE", după cum a declarat Ursula Van Der Layen la Baku, în timpul întâlnirii cu președintele Aliyev, catalogând apoi țara drept "prietenosă". Cele mai multe dintre țările către care curge sau va curge gazul din Azerbaidjan - Turcia, Italia, Grecia, Bulgaria, Albania, Ungaria, România, Serbia, Bosnia și Herțegovina, Slovenia, Croația, Muntenegru și Macedonia de Nord - sunt membre NATO și au ales Azerbaidjanul pentru a le asigura securitatea aprovizionării cu energie, alături de GNL american. Există o participare puternică din partea Turciei, ca țară de tranzit, și a Regatului Unit, în calitate de țară de origine a BP. Acest lucru sugerează că Baku își leagă securitatea economică și geopolitică de Occident, pentru care stabilitatea în Caucazul de Sud ar trebui să fie o prioritate, având în vedere investițiile de miliarde de miliarde de euro ale companiilor și băncilor occidentale pentru următoarele decenii. Acest lucru va continua și după expirarea contractelor de furnizare de gaze pe termen lung, deoarece o nouă fază de furnizare de energie regenerabilă către România și Ungaria va intra în joc după 2030-2040.

Traducere: Serviciul Relații Internaționale

⁴⁶ REPowerEU: Acțiune europeană comună pentru o energie mai accesibilă, mai sigură și mai durabilă, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511