

AMI A CSÖVÖN KIFÉR?

Az ukrán földgáztranzit jövője és hatásai az európai földgázpiaci versenyre

Az ukrán tranzitút vonal jövője az idei év egyik legnagyobb kérdése, mivel a jelenlegi orosz–ukrán gázszállítási szerződés 2019. december 31-én lejár. Az alternatív csővezeték útvonalak (Török Áramlat–1–2 és Északi Áramlat–2) megvalósulása késik, illetve bizonytalan. Gázpiaci modellel vizsgáltuk a szállítási útvonalak lehetséges kombinációi mellett a következő orosz értékesítési stratégiákat: 1. nincs tranzit Ukrajnán keresztül, 2. csak a minimális hosszú távú szerződéses mennyiség megy Ukrajnán keresztül, ami a többi útvonalon nem fér már át, 3. az ukrán rendszert rövid távú (spot) kereskedelmi célokra is használja. Bár Európa gázellátása akkor sem kerül veszélybe, ha megszűnik az ukrán földgáztranzit, ekkor azonban magasabb árakra számíthatunk. Ha az Északi Áramlat–2 megépül, az ukrán tranzit már nem nélkülözhetetlen ahhoz, hogy fenntartható legyen Oroszország jelenlegi közel 40 százalékos részesedése az európai uniós földgázimportból. Ugyanakkor megmutattuk azt is, hogy az ukrán tranzit teljes megszüntetése nem érdeke az orosz szállítónak akkor sem, ha minden más tervezett infrastruktúraprojektje (Északi Áramlat–2 és Török Áramlat–2) megvalósul, mert az ukrán útvonal használatával az Európai Unió importjában való részesedése akár 50 százalékra is növekedhetne. Ha politikai okok miatt nem használják a jövőben az ukrán útvonalat, jelentős profitról mondanak le: a maximális infrastruktúra kiépítése esetén évi 5 milliárd euróról.

BEVEZETÉS

Az európai gázpiac az elmúlt 15 évben számos jelentős átalakuláson ment át. A piacnyitáshoz kapcsolódó szabályozási változások nagymértékben átalakították a szektort, és a szereplőket jelentős alkalmazkodásra, illetve versenyre készítették. A 2000-es évek végi válság jelentős földgázkereslet-visszaeséssel járt, ami meggyorsította a hosszú távú szerződések versenyzőivé válását, újratárgyalásra kényszerítve a beszállítókat, köztük a Gazpromot. Az újratárgyalt szerződésekben már rugalmasabb volumenek és piaciabb árazási feltételek szerepeltek. A globális piaci változások közül elsősorban az amerikai palagáz-forradalom és a cseppfolyósított földgáz (LNG) kínálatának bővülése az európai piacon is versenyt teremtett az orosz gáz számára. Ha a Gazprom szeretné megtartani a piaci részesedését, akkor a versenyben kialakult ársapka korlátokat szab az orosz gáz árazásának. Mára az Energiaszabályozók Együttműködési Ügynökségének (*Agency for the Cooperation of Energy Regula-*

tors, ACER) piaci jelentése szerint az európai nagykereskedelmi gázpiacon szinte megszűntek, illetve nagyrészt a szállítási költségekkel magyarázható mértékűvé csökkentek az egyes országokban tapasztalható nagykereskedelmi gázárak közti árkülönbségek (ACER [2018]).

E fejlemények mellett az európai gázpiac a 2020-as évre mint újabb fordulópontra tekint. Konkrét kihívást jelent, hogy 2019. december 31-én jár le a Gazprom 2009-ben kötött gáztranzitszállítási szerződése Ukrajnával. Ezért a szállítási útvonalak jelentős átrendeződésére lehet számítani, így a gázpiaci szereplők nagy része a bizonytalanság miatt kívár, és a „nagy játékosok” – a Gazprom (Oroszország), az Európai Bizottság (EU), az Egyesült Államok és a Naftogaz (Ukrajna) – stratégiáját és lépéseit latolgatja. A szereplők döntéseit csak részben lehet gazdasági racionalitással magyarázni, a politikai, sőt olykor a katonai, illetve biztonságpolitikai szempontok sem megkerülhetők. A tárgyalások során a részt vevő felek mindegyike nagyon határozott álláspontot képvisel, amelyek alapján nem rajzolódik ki egyértelműen a megoldás.

Az orosz álláspont 2015 óta konzisztensen politikai célként jelölte meg az ukrán tranzit teljes megszüntetését 2019 után. Az Északi Áramlat–2 azonban nincs olyan fázisban (annak ellenére sem, hogy 2018 szeptemberében megkezdődött a tengeri vezetékek lefektetése), hogy reálisan megvalósuljon 2020-ra, és képes legyen a jelenlegi évi 87 milliárd köbméter ukrán tranzitmennyiséget 55 milliárd köbméterrel, az Északi Áramlat–2 tervezett teljes kapacitásával csökkenteni. Szakértők azt valószínűsítik, hogy ha késéssel és esetleg több lépésben is, de a projekt meg fog valósulni 2021–2022 körül (Pirani [2018b]). A déli útvonalon a Török Áramlat–1 ugyan készen lesz (évi 15 milliárd köbméterrel csökkentve a jelenlegi Ukrajnán áthaladó tranzitot), de sem ez, sem pedig a Török Áramlat–2 megépülése Törökországig nem oldja meg azt a problémát, hogy nincsen csővezetékrendszer a balkáni és közép-európai országok felé. Ennek a megépítése pedig nem szerepel az orosz tervek között, és az útvonalon fekvő országok is óvatosság a fel-felbukkanó újabb és újabb projekttekkel¹ kapcsolatos beruházási döntésekkel – éppen az ukrán tranzittal kapcsolatos bizonytalanságok miatt. Ugyanakkor Oroszország számára a politikai cél mellett ugyancsak fontos szempont a gáz eladásából származó profit maximalizálása és az európai gázpiaci részesedés megőrzése. Nem meglepő hát, hogy az újabb nyilatkozatokban már megengedőbb pozíciót foglal el az ukrán tranzit kérdésében, és egy 10–15 milliárd köbméter közötti éves mennyiséget elképzelhető tart, természetesen feltételül szabva egy kedvező ukrán ajánlatot a tranzitdíjra vonatkozóan.

¹ Ilyen például az Eastring-projekt, ami egy 20–40 milliárd köbméter éves kapacitású csővezeték Bulgárián, Románián és Magyarországon keresztül Szlovákiáig. Egy másik változatban Bulgárián, Szerbián és Magyarországon keresztül vezetne a nyomvonal Szlovákiáig. Egy harmadik változat Macedónián, Szerbián, majd Magyarországon keresztül juttatta volna el az orosz gázt Baumgartenbe (TESLA), de ez mára lekerült a napirendről.

Az *ukrán álláspont* értelemszerűen a jelenlegi tranzitmennyiség megtartására irányul, és a Krím-félsziget anektálása után a katonai biztonságpolitikai érvek – miszerint az ukrán tranzit fenntartása részben garancia a katonai konfliktus további eszkalálódása ellen – Németországban is célba értek.² Az ukrán álláspont szerint minimum 40 milliárd köbméteres éves tranzitmennyiség szükséges ahhoz, hogy gazdaságosan tudják üzemeltetni a hatalmas gázvezetékrendszert.

Az *Európai Bizottság* tehát amikor közvetít az orosz és az ukrán fél között, az előbbit az Északi Áramlat–2-vel szembeni szabályozási akadályok támasztásával, utóbbit az Energiaközösség tagságából³ származó kötelezettségeinek maradéktalan betartatásával igyekszik jobb belátásra bírni. Mindkettőt azzal a céllal, hogy a vezetékekhez való harmadik feles hozzáférés és a költségeket tükröző tarifák alkalmazásával átlátható keretek kialakítására ösztönözze őket. A technokrata állásponton túl nyilvánvaló, hogy az Európai Bizottság nem támogatja az Északi Áramlat–2-t, és a gáztól mint tüzelőanyagtól való függőség csökkenését várja a többi szakpolitikai intézkedéstől is, mint például a klímapolitika és kibocsátáscsökkentés (*Pirani* [2018a]).

Oroszország diverzifikációs stratégiája

Az orosz import (nagyjából 150–200 milliárd köbméter évenként) közel 35 százalékat teszi ki az Európai Unió és Törökország együttes földgázfogyasztásának, az utóbbi években jelentős növekedést mutatva (*1. ábra*).

Az *1. ábra* jól mutatja az orosz exportdiverzifikációs stratégia sikerét: míg korábban (2013-ig) az ukrán útvonal volt a domináns, mára 50% alá csökkent az Ukrajnán keresztül szállított földgáz mennyisége. Az ukrán–orosz kapcsolatok megromlása miatt a Gazprom fokozatosan építette ki azt a csővezetékrendszert, ami lehetővé teszi számára, hogy egyre nagyobb mennyiségeket juttasson el a vevőihez Ukrajna kikerülésével. Az ukrán gázszállító-rendszer az 1990-es években akár 140 milliárd köbméter földgáz is továbbított, ez a szám 2014-ben 60 milliárd köbméterre esett (*2. ábra*).

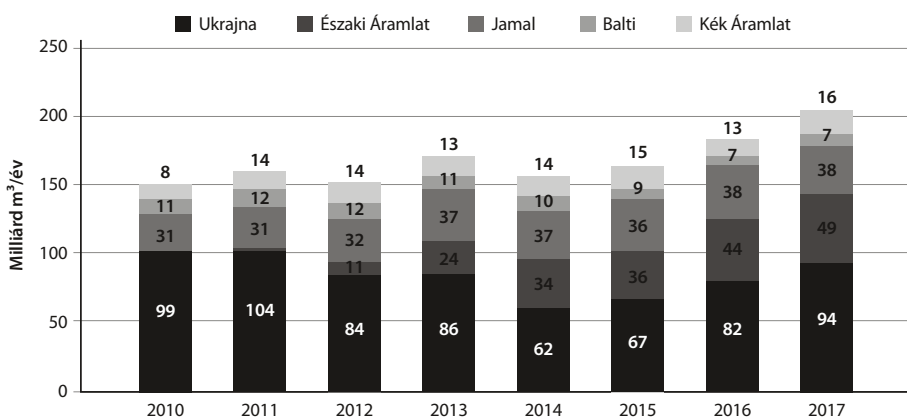
A balti országokat Oroszország korábban is közvetlenül látta el, a lengyel piacra Fehéroroszországon keresztül vezet a tranzit a Jamal vezetéken, a német piacra az Északi Áramlat–1 az Északi-tenger alatti közvetlen vezetéken szállít, a török piacra a közvetlenül a Fekete-tenger alatt vezető Kék Áramlat (*Blue Stream*) vezeték mellé mára elérte a török partokat a szintén nagyrészt a Fekete-tenger alatti Török Áram-

² Angela Merkel álláspontja 2018 nyarának végén megváltozott, amikor kijelentette, hogy az Északi Áramlat-projekt nem csupán üzleti ügy, mint azt korábban hangsúlyozta, és Ukrajna jövőbeli tranzitszerződésének megtartását is kiemelt fontosságúnak nyilvánította (*Wehrmann–Wettengel* [2018]).

³ Az Energiaközösség (*Energy Community*) célja, hogy az európai energiapiaci kereteket beépítse a szerződő felek szabályozásába, és elősegítse az energiapiacok liberalizációját. Szerződő felei 2019 elején az Európai Unió, Albánia, Bosznia és Hercegovina, Koszovó, Macedónia, Moldova, Montenegró, Szerbia, Ukrajna és Grúzia.

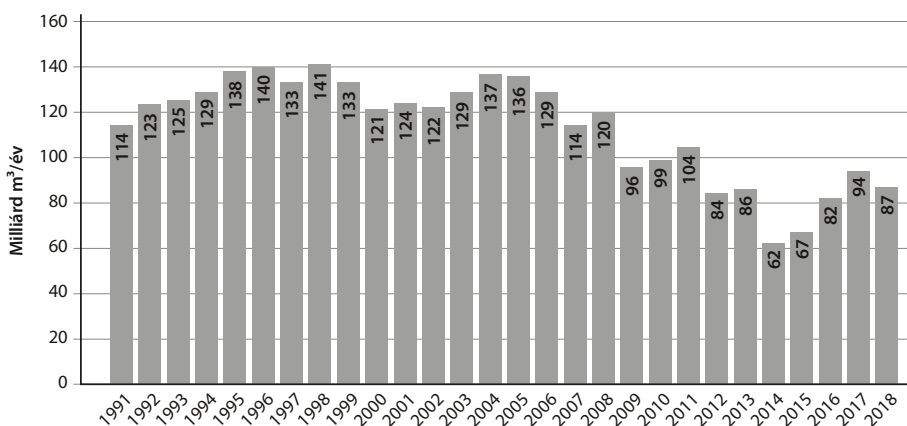
lat–1 vezeték, és minden valószínűség szerint már 2019-től kivált további évi 15 milliárd köbméter ukrán tranzitot, ami eddig a Balkánon keresztül jutott Törökországba.

Mindezen már megvalósult projektek mellett a Gazprom (és vele Oroszország) duplájára tervezi növelni az Északi Áramlat kapacitását (110 milliárd köbméter/évre), és megduplázná a Török Áramlatot is (30 milliárd köbméter/évre). A szakmai közvélemény és a politika Északi Áramlat–2 és Török Áramlat–2 néven ismeri és vitatja ezeket a terveket (*Pirani–Yafimava* [2016], *Kotek és szerzőtársai* [2016], *Goldthau* [2016]).



Forrás: REKK az IEA európai földgázáramlások adatbázis, Ukrtransgaz, Naftogaz alapján.

1. ÁBRA • Az Európába és Törökországba irányuló orosz gáz fő szállítási útvonalai (2010–2017)



Forrás: REKK-ábra Ukrtransgaz, Naftogaz alapján.

2. ÁBRA • Az ukrán tranzit nagysága, 1991–2018 (milliárd köbméter/év)

Nyitott kérdések a tranzit jövőjével kapcsolatban

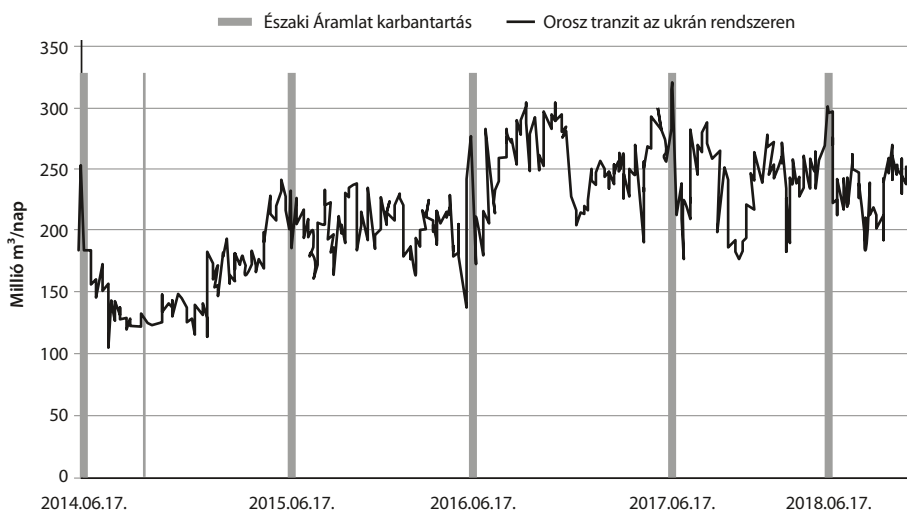
A jelenlegi tranzitszerződéssel kapcsolatos 2018. februári stockholmi döntést megelőzően élt a remény, hogy a 2015 óta megszűnt orosz–ukrán közvetlen gázértékesítés újraindul. Ez azonban nem következett be, a tranzit 2019 decembere utáni folytatásáról szóló tárgyalások pedig el sem kezdődtek. A stockholmi választottbíróság 2018. februári döntését követően – amely több Naftogas *versus* Gazprom-ügy eredményeként összességében az orosz fél számára megállapított 2,56 milliárd dolláros fizetési kötelezettséget – az orosz fél kétségbe vonta a bíróság objektivitását, és sem a büntetés kifizetését, sem az ítélet egyéb rendelkezéseit – így például az ukrán fél számára a közvetlen értékesítést a szerződés szerint – nem hajtotta végre (Pirani [2018a]). Válaszul a Naftogas Svájcban és az Egyesült Királyságban is lefoglalt Gazprom-vagyonelemeket, hogy érvényt szerezzen az ítéletnek, többek közt a Nord Stream 2 AG-t, nyilvánvalóan az Északi Áramlat–2 vezetéképítés hátráltatásának szándékával (Pirani [2018b]).

Annak az esélye, hogy a már megkötött és jelenleg Ukrainán keresztül szállított szerződések esetében a vevők beleegyezzenek az átadási pont áthelyezésébe – mondjuk – a török–görög vagy a török–bolgár határra, minimális. Így elképzelhető, hogy ameddig nem épül meg az Északi Áramlat–2, addig a hosszú távú szerződések egy részét tranzitként mégis Ukrainán keresztül fogják szállítani 2019 után is.

Az Ukrainán keresztüli tranzit volumene 2014–2017 között trendszerűen folyamatosan nőtt (2. ábra), és 2018-ban is csak enyhén esett vissza a stockholmi döntés utáni nyilatkozat- és jogi háború ellenére. Ugyanis a Gazprom érdekelt volt a meglendülő európai gázkereslet miatti export növelésében, és az ukrán rendszeren keresztül nyújtotta a rövid távú szerződéseinek alapján a rugalmasságot Európa számára. Oroszország az alternatív vezetékek karbantartása vagy kiesése idején (Északi Áramlat, Jamal) intenzíven használta az ukrán rendszert, ezeken a napokon jelentősen megnőtt a tranzit nagysága (3. ábra).

Az ukrán vezetékrendszer jelenleg az egyetlen az orosz gáz számára Európa felé, amely csúcsfogyasztású időszakokban elérhető kapacitásokkal rendelkezik (Sharples [2018]). Az Ukrajna pedig ugyancsak érdekelt a minél nagyobb volumenű tranzitbevételekben. A rugalmasságot az Északi Áramlat–2 megépülése sem tudná biztosítani a rövid távú (spot) kereskedelem számára. Kérdés, hogy lemond-e Oroszország ezekről a bevételekről az ukrán diverzifikációs stratégiája miatt. Ha igen, és nem lesz ukrán tranzit, akkor ez vajon hogyan érinti a kelet-közép-európai és a balkáni országokat? Kell-e gyorsan elkerülő déli vezeték építésébe fogniuk, hogy biztosítsák maguknak az olcsó orosz gáz? Előfordulhat-e, hogy ha meg is építik a déli csővezeték, akkor Oroszország a jobb tárgyalási pozícióval olyan tarifát alkud ki a (már megtérült) ukrán szállítórendszeren, amivel egy új vezeték nem képes versenyezni?

A hidegháború óta a legnagyobb mélypontot jelentő 2014-es Krím annektálást követő EU–orosz fagyos viszony közepette is zavartalan volt a gázszállítás annak ellenére is, hogy a felek közötti kommunikáció gyakorlatilag megszűnt. Várhatóan



Forrás: REKK-ábra az Ukrántsgaz, nord-stream.com hírek alapján.

3. ÁBRA • Az Ukrajnán keresztül áthaladó orosz földgáztranzit nagysága és karbantartások az Északi Áramlaton, 2014–2018 (millió köbméter/nap)

a 2020 utáni helyzet is meg fog oldódni, de a tárgyalások és a tárgyalópartnerek természetéből következően vélhetően csak az utolsó pillanatban.

A lehetséges opciók viszont nagyon különböző helyzetet jelenthetnek nem csupán az érintett nagyhatalmak, hanem a kisebb kelet-közép-európai országok számára is. Ezt a kitettséget felismerve, minden nagy szereplő a maga eszközeivel próbálja – a kisebb szereplők döntéseinek befolyásolásával is – a maga pozícióját erősíteni. Az Európai Bizottság közvetítő szerepet vállal Ukrajna és Oroszország között, az Egyesült Államok szankciókat helyez kilátásba orosz vezetékek építésére vonatkozóan (*Kaderják és szerzőtársai* [2018]), Oroszország igyekszik előnyös szerződéseket kötni a kelet-európai kis országokkal, biztosítva piaci pozícióját,⁴ és rábírní a balkáni országokat, hogy építsék meg a Török Áramlat–2 folytatását jelentő vezetékrendszert, ha szeretnének gázt 2019 után is.

Az ukrán tranzit mellett a másik kihívás a földgáz mint energiahordozó jövőbeli szerepére vonatkozik. Míg a 2000-es évek közepén még a földgázkereslet jelentős növekedését várták, majd a dekarbonizációhoz vezető úton a szén és a megújulók közötti átmenet során a híd szerep betöltése miatt számítottak a gáz részesedésének növekedésére (*IEA* [2011]), a 2010-es éveket leginkább a csökkenés-stagnálás jelle-

⁴ A Gazprom 2018-ban meghosszabbította Ausztriával az eredetileg 2028-ig érvényes szerződést 2040-ig, Horvátországgal 2017-ben kötött tízéves hosszú távú szerződést, Szlovéniával 2018-ban kötött négy évre szóló szerződést.

mezte, a kereslet az elmúlt két évben kezd óvatosan magára találni. Dacára annak, hogy az időjárásfüggő megújuló energiára épülő áramtermelés kiegyensúlyozása valóban komoly rendszerszintű feladat, a gázalapú villamosenergia-termelés csak a szén-dioxid-kvótaárak 2018. áprilisi növekedése óta ugrott meg. Mindeközben az Európai Parlament elfogadta az újabb klímapolitikai célkitűzést 2050-re. Amennyiben megvalósulnak a 2050-es célok, egyes forgatókönyvek szerint az európai gázfogyasztás évi akár 150 milliárd köbméterre is zuhanhat. A jelenlegi technológiai szinten ugyanis megoldhatatlannak tűnik a klímapolitikai célok teljesítése a gázfogyasztás radikális csökkentése nélkül. Ez a bizonytalanság a gáz jövőjével kapcsolatban nem kedvez a nagy szállítói infrastruktúra-projekteknek, amelyek hosszú megtérülési időt feltételeznek.

Az európai szállítói infrastruktúrához való hozzáférés szabályozása évtizedek óta folyamatosan zajlott, és ennek eredményeképpen különböző rendszerelemekhez különböző hozzáférési rezsimek kapcsolódhattak. A harmadik csomag és a hozzá kapcsolódó üzemi és kereskedelmi szabályzatok a meglévő kapacitások kiosztása és használata témában bonyolult és komplex szabályrendszert hozott létre, amely szabályok ugyanakkor nem vonatkoznak az új kapacitások létesítésére. Ez a probléma elsősorban a Gazprom által építeni és használni tervezett nagy infrastruktúra-projektek esetében jelentkezett. Az OPAL vezetékrendszeren⁵ például éveken keresztül határozattal korlátozták, hogy a Gazprom használhassa a kapacitást, ami egyértelműen az ukrán tranzit fenntartását szolgálta. A Déli Áramlat⁶ korábbi tervezett útvonala esetén pedig a Bizottság kifogásolta Oroszország és az EU-tagállamok (elsősorban Bulgária, ahol a vezeték partot ért volna) közötti államközi szerződés harmadik feles hozzáférési előírásokkal való kompatibilitását. Az EU-jogszabályok stratégiai alkalmazását az orosz vezetékekkel szemben több szerző is az Európai Bizottság szemére veti. (Goldthau [2016], Yafimava [2018]) A szabályozói nehézségek miatt az EU-n belüli szállítói infrastruktúra nagy új beruházásait a Gazprom már nem tervezi saját beruházásként megvalósítani, hanem az érintett szabályozó hatóságok éves kapacitásaukciónján köti le a meghirdetett (tervezett) kapacitásokat hosszú távra, ezáltal biztosítva a beruházó átvitelirendszer-irányítók (*transmission system operator – TSO*) számára a biztonságos megtérülést (Takácsné és szerzőtársai [2018]).

Ez a tanulmány a fent bemutatott gázpiaci pókerjátzsma jobb megértéséhez próbál hozzájárulni azáltal, hogy a legvalószínűbb lehetséges forgatókönyveket elemezve megvizsgálja, hogy kinek áll érdekében a további nagy gázszállító vezetékek megépülése, illetve, hogy hogyan érintené a játszma legfontosabb szereplőit, ha részben vagy teljesen megszűnne az Ukrajnán keresztül történő gázszállítás.

⁵ Az OPAL vezetékrendszer az Északi Áramlat németországi csatlakozási pontjától szállítja a földgázt a cseh határig.

⁶ A Déli Áramlat tervezett vezetékrendszere Törökországon és a Balkánon keresztül juttatott volna földgázt az osztrák piacra. A projekt 2015-ben lekerült a napirendről, majd ez a kezdeményezés éledt újra Török Áramlat néven, de ez csak az Európai Unió határáig terjed.

SZAKIRODALMI HÁTTÉR

Az ukrán gáztranzit jövőjét, illetve kiesésének hatását az európai gázpiacra az elmúlt években több tanulmány tárgyalta. A következőkben röviden ezeket foglaljuk össze.

Mitrova és szerzőtársai [2016] az orosz földgázimport-forgatókönyveket vizsgálta modellezés segítségével. A szerzők ukrán tranzit nélküli forgatókönyvükben (Török Áramlat–1 megépülése, de Északi Áramlat–2 nélküli világállapot) megmutatják, hogy az orosz importmennyiségek Európa-szinten nem csökkennek, az áramlások az Északi Áramlat–1–2, a Kék Áramlat, a Török Áramlat és a Jamal vezetékekre terelődnek át. Ennek előfeltétele, hogy a jelentős orosz csővezeték-beruházásokat megvalósítsák. Emellett keresletszűkülést és nagykereskedelmi gázár-emelkedést várnak az ukrán vezetékrendszeren keresztül ellátott országokban. Európai szinten azonban az ukrán útvonal megszűnése nem érződik a jelentősebb csomópontokon, csak az ausztriai gáztőzsdén (CEGH-en). Ugyanakkor a szerzők szerint a piaci integráció növelése Kelet-Európában megoldaná ezt a kérdést.

Paltsev [2014] általános egyensúlyi modellel (amely a parciális gázszektorbeli elemzések mellett a gazdaság egészét szimulálja) vizsgálja Oroszország gázexportjait, és arra a következtetésre jut, hogy Oroszország számára csak akkor érdemes újabb gázvezetéseket kiépíteni, ha diverzifikálni akarja a szállítási útvonalait Európába. A szimulációk szerint az Európába irányuló orosz import az ukrán rendszer nélkül is képes elérni a releváns piacokat – igaz, a szerző számolt az Északi Áramlat–2, a Déli Áramlat és a Török Áramlat megvalósulásával is.

Vatansever [2017] szerint Oroszország tudatosan épített ki túlzó csővezetékes kapacitásokat az olaj- és gázpiacain, ami által javult az importáló országokkal szembeni gazdasági és politikai alkupozíciója, illetve csökkentette a tranzitkockázatot. A szerző szerint az Északi Áramlat bővítésével és a Török Áramlat megépülésével az ukrán útvonal már nem nélkülözhetetlen. Az alternatív útvonalak lehetősége alacsonyabb tranzitdíjakat is jelent, így az orosz gáz olcsóbban juthat el a jelentősebb európai piacokra, növelve a gázértékesítésen realizált bevételeket. A szerző szerint a Gazprom számára még akkor is érdemes fenntartani az ukrán útvonalat, ha az új vezetékek megépülésével fizikailag képessé válik Ukrajna megkerülésére.

Brooks [2017] parciális gázpiaci modellel elemzi az ukrán tranzit megszűnésének hatásait. Több csővezetékes forgatókönyv elemzése mellett [Északi Áramlat–2 megépülése, Kaszpi-tengeri gázvezeték (*Trans-Caspian Gas Pipeline, TCP*) Transz-anatóliai gázvezeték (*Trans-Anatolian Gas Pipeline, TANAP*)] a modellezési eredményei azt mutatják, hogy Európa számára jelentős földgázár-emelkedéssel jár az ukrán rendszer elkerülése. Az alternatív útvonalak mérsékelik ezen útvonal kiesésének negatív hatásait, de nem képesek ellensúlyozni azt.

Henderson–Sharpley [2018] az orosz csővezetékek kapacitásait és a 2016–2017-es év kiugróan magas orosz gázértékesítéseit vizsgálva, arra a következtetésre jut, hogy a Gazprom közel teljes kapacitáson használja ki a számára elérhető rendszert, beleértve az ukrán útvonalat is. A szerzők szerint a csökkenő európai földgázkiter-

melés miatt fellépő importigény az Északi Áramlat–2 és a Török Áramlat megépülése mellett sem elégíthető ki az ukrán rendszer használata nélkül.

Korábbi írásunkban (*Kotek és szerzőtársai* [2016]) már tárgyaltuk az Északi Áramlat bővítésének hatását az európai jólétre és a nagykereskedelmi árakra. Arra a következtetésre jutottunk, hogy a hosszú távú szerződéses útvonalak módosításával várhatóan kialakuló nyugat–keleti szűkületek új infrastruktúrák megépítését teszik indokolttá, ezzel többletberuházást okozva a kelet-közép-európai régióban.

Ebből a rövid áttekintésből látható, hogy a kérdést számos modellezési eszközzel, eltérő feltételezésekkel vizsgálták már, így a következtetések nem egy irányba mutatnak. Ehhez a vitához kapcsolódik a jelen elemzés is.

ALKALMAZOTT MÓDSZERTAN ÉS FŐBB FELTÉTELEZÉSEK

A következőkben gázpiaci modellezés segítségével vizsgáljuk az ukrán tranzitmenyiségek csökkenését és az európai piac szempontjából meghatározó orosz gázszállítási útvonalak megváltozását. Számszerűsítjük a legfontosabb érintett szereplők jólétének a változását, valamint az orosz fél profitját az egyes forgatókönyvekben, hogy megvizsgálhassuk, hogy ki jár jól az új szállítóvezetékek megépülésével, kit hogyan érint, ha megszűnik az ukrán tranzit, valamint azt, hogy megérné-e Oroszországnak az Ukrajnán keresztül történő gázszállítás leállítása.

Az elemzéseket az Európai Gázpiaci Modell (EGMM) segítségével végeztük,⁷ amely az Európai Unió mellett az Energiaközösség szerződő feleinek, illetve Svájcnak és Törökországnak a nagykereskedelmi gázpiacait szimulálja. Ezen országok gázpiaci viszonyairól – keresleti, kínálati és tárolói adottságairól – a modell részletes adatokat tartalmaz. A modellben az Európával fizikai vagy kereskedelmi összeköttetésben lévő országok, vagyis Oroszország, Líbia, Algéria, az LNG cseppfolyósító kapacitással rendelkező országok piacai, az európai piacok közül a norvég piac, illetve – közvetett módon – az ázsiai piacok mint „külső” piacok jelennek meg, amelyek esetében az árak meghatározása exogén módon történik.

A modellezett országokra megadott inputadatok, valamint a fizikai infrastruktúra és a szerződéses adottságok jelentette korlátok figyelembevételével a modell meghatározza a tökéletes versenyzői piac dinamikus egyensúlyát alkotó egyensúlyi árakat, termelési, fogyasztási, gáztárolói ki- és betárolási mennyiségeket és a szerződéses szállítások mennyiségeit.

A modellszámítások 12 egymást követő hónapra vonatkoznak. A hónapok közötti dinamikus kapcsolatot a tárolási tevékenység és a *vedd át vagy fizess* (*take-or-pay*, *TOP*) típusú, hosszú távú szerződések szállítási korlátai teremtik meg. Ezek eseté-

⁷ A modell sematikus leírását lásd (*Selei–Takácsné* [2014]). A modell részletes matematikai leírását lásd (*Kiss és szerzőtársai* [2016]).

ben a szállítható gáz mennyiségét éves és havi minimum és maximum korlátok is befolyásolják, továbbá a tároló töltöttségi szintje alapján a ki- és betárolási letörési görbéket is figyelembe vettük.

A modell egyik legfontosabb tulajdonsága, hogy részletesen szerepelnek benne a hosszú távú szerződések és a szállítási útvonalak által okozott piaci korlátok, amelyek elengedhetetlenek ahhoz, hogy a cikkben vizsgált különböző értékesítési stratégiák hatásait elemezni lehessen.

Az elemzést több hipotetikus 2025-ös világállapoton végeztük el. Azért választottuk a 2025-ös évet, mert az elemzés szempontjából kulcsfontosságú infrastruktúra-elemek (Északi Áramlat–2, Török Áramlat–2) 2020-ra biztosan nem készülnek el teljes kapacitáson, és így a jelenlegi, részben Ukrajnán keresztül orosz szállítási útvonal nem iktatható ki teljes mértékben. 2025-re a kérdéses infrastruktúra-elemek a teljes kapacitásuk mértékéig technikailag megvalósíthatók. Emellett 2025-re az európai földgáz-kitermelés jelentősen visszaesik, nagyobb importigényt támasztva a földgázt exportáló országokkal (Oroszország, Norvégia, Líbia, Algéria és az LNG exportáló országok) szemben.

A 2025-ös világállapotot a jelenlegi infrastruktúra-feltételezések és a 2025-ös évre vonatkozó várakozások alapján állítjuk elő. Az egyes országokra jellemző földgázkeresletet a PRIMES-modell referencia-forgatókönyve alapján állítjuk elő, amely szerint az európai földgázkereslet 500 milliárd köbméter/év gázfogyasztási szinten stagnál.⁸ Az európai földgáz-kitermelés a groningeni gázmező kiesése miatt 93 milliárd köbméter/év szinten stabilizálódik. A földgáz-infrastruktúra 2025-ben magában foglalja a 2018. évi létező határkeresztező földgázvezetéseket, gáztárolókat és LNG-újrágazósító terminálokat, továbbá a végső beruházási döntéssel (*Final Investment Decision, FID*) rendelkező projekteket.⁹

Ezen tényezők változatlansága mellett két dimenzióban három-három opciót vázoltunk fel.

⁸ A PRIMES-modell referencia-forgatókönyve (*Capros* [2016]) nem tekinthető előrejelzésnek, sokkal inkább a 2016-os energiapiaci trendek kivetítése a 2050-es időtávon. A forgatókönyv feltételezi, hogy a 2020-as megújuló energia- és klímapolitikai célok teljesülnek, és a 2014 decemberéig bevezetett szakpolitika is érvényben van. A szimulált időtávon a földgáz megőrzési helyzetét a primerenergia-mixen belül, az európai gázfogyasztás mértéke lényegében nem változik a 2015-ös szinthez képest. A referencia-forgatókönyv alkalmazását azért tartjuk helyesnek, mert a jelenleg érvényben lévő szakpolitika hatásait már figyelembe veszi, így egy konzervatív megközelítést jelent.

⁹ Olaszország–Svájc, Bulgária–Szerbia (IBS), Svájc–Franciaország, Svájc–Németország, Törökország–Görögország (TAP), Görögország–Olaszország (TAP), Grúzia–Törökország (TANAP), Görögország–Bulgária (IGB), Szlovénia–Horvátország, Horvátország–Szlovénia, Olaszország–Ausztria, Ausztria–Németország, Németország–Ausztria, Görögország–Albánia (TAP), Románia–Magyarország (BRUA), Finnország–Észtország (Balticconnector), Lengyelország–Litvánia (GIPL), Litvánia–Lengyelország (GIPL), Észtország–Litvánia, Litvánia–Észtország, Dánia–Svédország, Azerbajdzsán–Grúzia, Lengyelország–Szlovákia, Szlovákia–Lengyelország, Románia–Bulgária, Bulgária–Görögország, Törökország–Bulgária, Románia–Moldova, Szerbia–Magyarország (Déli folyosó). LNG-terminálbővítések Lengyelországban, Görögországban és Spanyolországban.

1. Az orosz gázvezeték-beruházások jövője alapján:

- a Török Áramlat–1 megvalósul (TS1)
- a Török Áramlat–1 és az Északi Áramlat–2 megvalósul (TS1_NS2)
- a Török Áramlat–1–2 és az Északi Áramlat–2 megvalósul (TS1_TS2_NS2)

2. Oroszország földgáz-értékesítési stratégiája Ukrajnán keresztül:

- nincs tranzit Ukrajnán keresztül: a Gazprom megvalósítja azt a szándékát, hogy az Északi Áramlat–2 és a Török Áramlat–2 megépülését követően nem szállít már földgázt Ukrajnán át. A jelenleg Ukrajnán keresztül leszállítandó gázmenynyiségeket alternatív útvonalakra költjük át (0).
- csak hosszú távú szerződéses gáz halad át az ukrán rendszeren. A balkáni országokba és Magyarországra irányuló orosz hosszú távú szerződéses földgáz továbbra is az ukrán rendszeren keresztül jut el ezekre a piacokra. (LTC)
- A hosszú távú szerződéses gáz tranzitján túl a Gazprom az ukrán rendszert továbbra is használja, és rövid távon (spot alapon) értékesít gázt a német és osztrák piacokra, azonban Ukrajnába közvetlenül nem ad el földgázt (spot).

A fenti opciók kombinációjaként kilenc lehetséges forgatókönyvet vizsgálunk, amelyekre később (1)–(9) számozással hivatkozunk (1. táblázat).

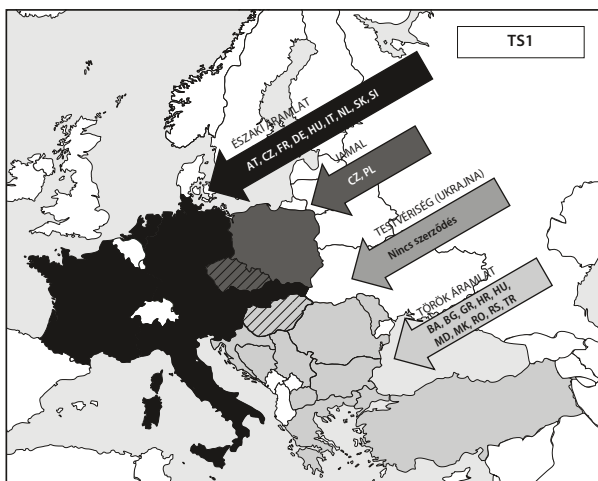
1. TÁBLÁZAT • Lehetséges forgatókönyvek

	TS1	TS1 és NS2	TS1, TS2 és NS2
Nincs tranzit (0)	(1) TS1_0	(4) TS1_NS2_0	(7) TS1_TS2_NS2_0
Csak hosszú távú szerződéses gáz (LTC)	(2) TS1_LTC	(5) TS1_NS2_LTC	(8) TS1_TS2_NS2_LTC
LTC + spot (spot)	(3) TS1_spot	(6) TS1_NS2_spot	(9) TS1_TS2_NS2_spot

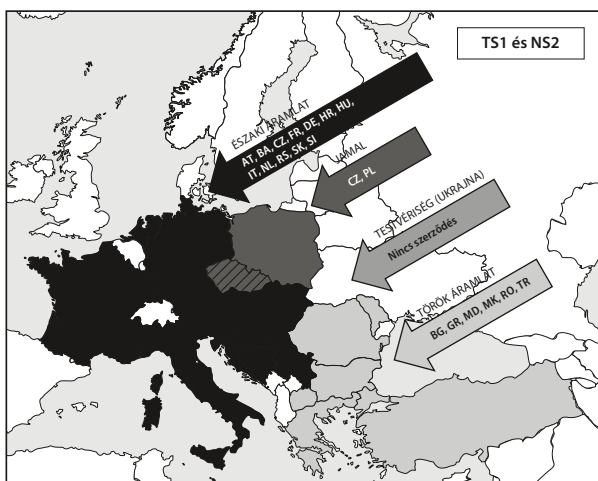
Az egyes forgatókönyvek az infrastruktúra és az értékesítési stratégia mellett két fontos tényezőben térnek még el, nevezetesen abban, hogy miként alakul a hosszú távú szerződések által lekötött útvonal és átadási pont, illetve hogy mekkora a spot alapon értékesített orosz földgáz ára.

A hosszú távú szerződések útvonalát a következő elvek szerint határoztuk meg.

- A magyar hosszú távú szerződés 60 százaléka hagyományosan az ukrán betáplálási ponton (Beregdaróc) érkezett, ezt a gázmennyiséget költjük át az alternatív útvonalakra. 40 százalékot azt osztrák határponton (Mosonmagyaróvár) szállítottak le, ez változatlanul itt fog érkezni.
- Amennyiben nincs tranzit Ukrajnán keresztül, egyetlen hosszú távú szerződés sem érintheti Ukrajnát.
 - Ha csak a Török Áramlat–1 épül meg, akkor a bosnyák, bolgár, görög, macedón, moldáv, román, magyar, török, szerb és horvát szerződések a török útvonalon érkeznek. Ez azt jelenti, hogy bizonyos szerződések csak korlátozott mértékben szállíthatók le.



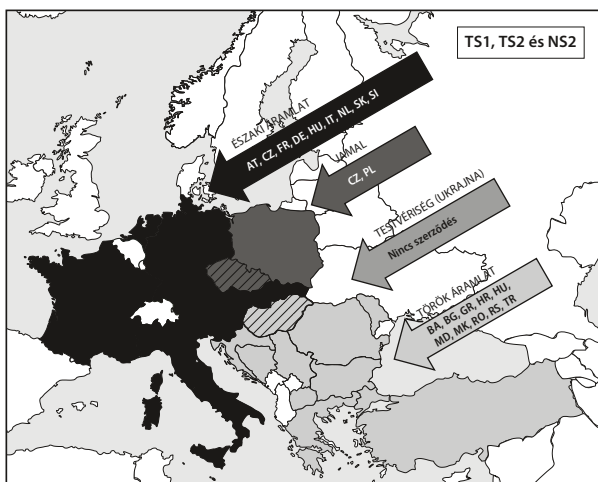
4. ÁBRA • Az orosz hosszú távú szerződéses gáz szállítási útvonala az egyes forgatókönyvekben:
NINCS TRANZIT (0)



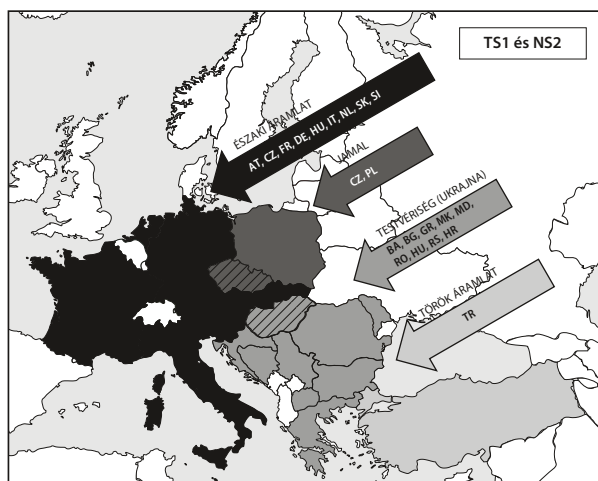
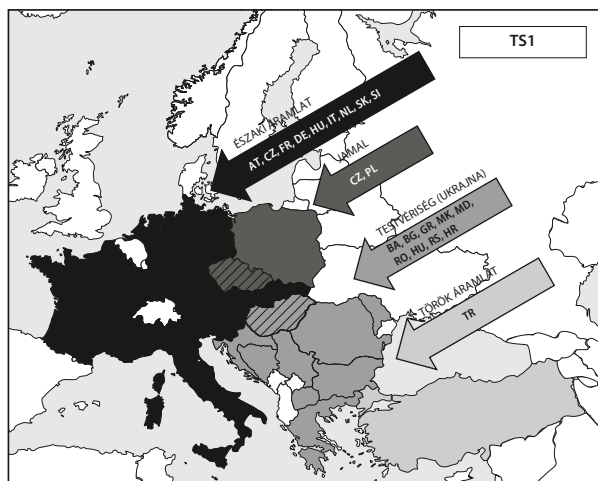
Megjegyzés: a csíkozott országokba két irányból is érkezhetsz orosz hosszú távú szerződéses földgáz.

Rövidítések

- AT Ausztria
- ATspot: rövid távú gázértékesítés Ausztriában
- BA Bosznia és Hercegovina
- BG Bulgária
- CZ Csehország
- DE Németország
- DEspot: rövid távú gázértékesítés Németországban
- FR Franciaország
- GR Görögország
- HR Horvátország
- HU Magyarország
- IT Olaszország
- MD Moldova
- MK Macedónia
- NL Hollandia
- PL Lengyelország
- RO Románia
- RS Szerbia
- SI Szlovénia
- SK Szlovákia
- TR Törökország



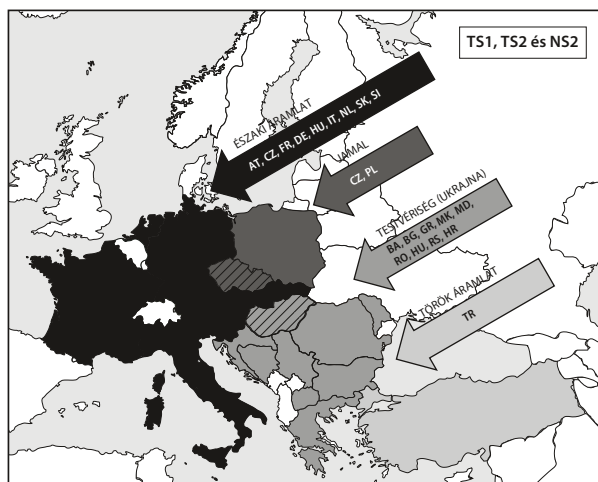
4. ÁBRA • Az orosz hosszú távú szerződéses gáz szállítási útvonala az egyes forgatókönyvekben:
CSAK HOSSZÚ TÁVÚ SZERZŐDÉSES (LTC)

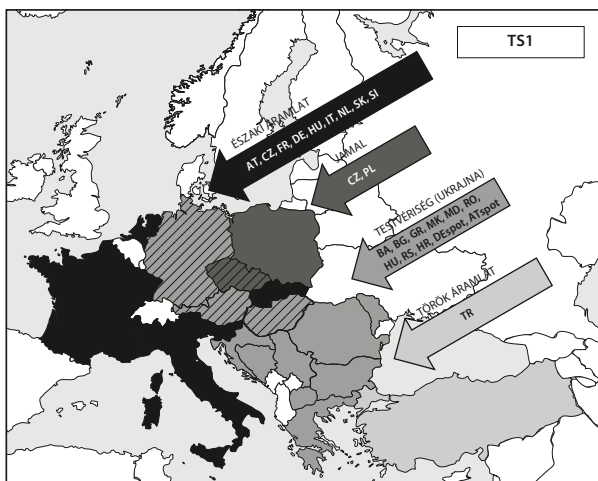


Megjegyzés: a csíkozott országokba két irányból is érkezhetsz orosz hosszú távú szerződéses földgáz.

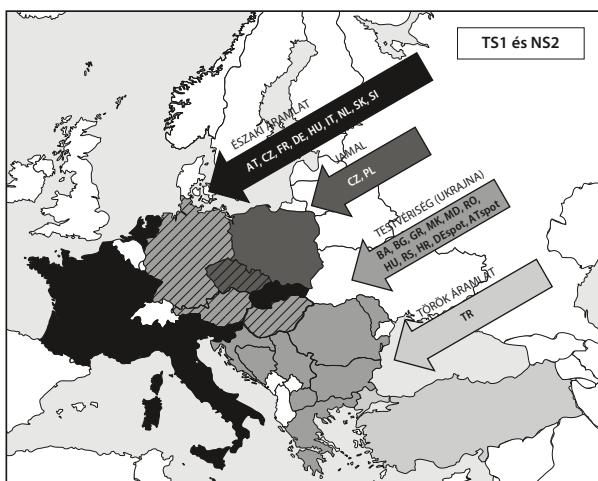
Rövidítések

- AT Ausztria
ATspot: rövid távú gázértékesítés Ausztriában
- BA Bosznia és Hercegovina
- BG Bulgária
- CZ Csehország
- DE Németország
DEspot: rövid távú gázértékesítés Németországban
- FR Franciaország
- GR Görögország
- HR Horvátország
- HU Magyarország
- IT Olaszország
- MD Moldova
- MK Macedónia
- NL Hollandia
- PL Lengyelország
- RO Románia
- RS Szerbia
- SI Szlovénia
- SK Szlovákia
- TR Törökország





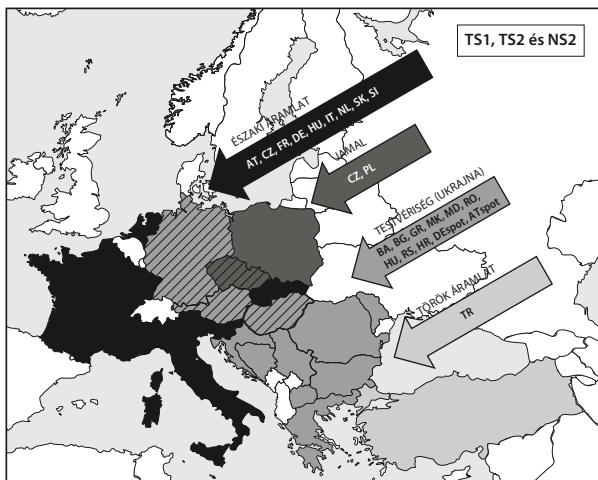
4. ÁBRA • Az orosz hosszú távú szerződéses gáz szállítási útvonala az egyes forgatókönyvekben: RÖVID TÁVÚ SZERZŐDÉSES (SPOT)



Megjegyzés: a csíkozott országokba két irányból is érkezhetsz orosz hosszú távú szerződéses földgáz.

Rövidítések

- AT Ausztria
- ATspot: rövid távú gázértékesítés Ausztriában
- BA Bosznia és Hercegovina
- BG Bulgária
- CZ Csehország
- DE Németország
- DEspot: rövid távú gázértékesítés Németországban
- FR Franciaország
- GR Görögország
- HR Horvátország
- HU Magyarország
- IT Olaszország
- MD Moldova
- MK Macedónia
- NL Hollandia
- PL Lengyelország
- RO Románia
- RS Szerbia
- SI Szlovénia
- SK Szlovákia
- TR Törökország



- Ha az Északi Áramlat–2 megépül, a jelenlegi szerződések mellett a magyar, szerb, bosnyák és horvát szerződések is az Északi Áramlaton keresztül érkeznek.
- Ha a Török Áramlat–2 is megépül, akkor a bosnyák, magyar, szerb és horvát szerződések átkerülnek a török útvonalra az Északi Áramlat–2 helyett. Ez azt jelenti, hogy bizonyos szerződések csak korlátozott mértékben szállíthatók le.
- Ha Ukrajnán keresztül lehetséges a hosszú távú szerződések szállítása, akkor a bosnyák, bolgár, görög, macedón, moldáv, román, magyar, szerb és horvát szerződés ezen az útvonalon érkezik.
- Rövid távú (spot) értékesítés esetén a német és osztrák piacra érkezik földgáz Ukrajnán, Szlovákián és Csehországon keresztül.

Az orosz fél a hosszú távon értékesített földgáz mellett az infrastruktúra-korlátokat figyelembe véve rövid távon (spot alapon) is értékesít földgázt. Profitja a hosszú távon értékesített és a rövid távon (spot alapon) értékesített gázból áll össze. A hosszú távú szerződések ára az egyes forgatókönyvek között változatlan. A rövid távon értékesített földgáz három útvonalon juthat el a német piacra: 1. az Északi Áramlaton keresztül, azaz az Északi-tenger alatt közvetlenül Németországba, 2. a Jamal vezetékhálózaton keresztül Fehéroroszországon és Lengyelországon át, illetve 3. a Testvériség vezetékhálózaton Ukrajnán, Szlovákián és Csehországon át. Ennek a gáznak a beárazásához feltételeztük, hogy az orosz fél profitot maximalizál, azaz az exogén orosz spot árat úgy határozzuk meg, hogy az orosz profit maximális. A gáz árát az orosz értékesítő az orosz határon határozza meg, az egyes útvonalak között az eltérő szállítási költségek miatt más árak alakulhatnak ki. Ez az ár értelemszerűen eltérhet az egyes forgatókönyvek között, de az ár meghatározásának elve azonos minden forgatókönyvben.

MODELLEZÉSI EREDMÉNYEK

Az értékesítési stratégiák hatásának vizsgálata

A következőkben az orosz fél – fent bemutatott – értékesítési stratégiáinak a hatását vizsgáljuk különböző infrastruktúra-feltételezések mellett. Viszonyítási pontként azt a forgatókönyvet választottuk, amelyben a ma létező orosz gáz szállítását szolgáló infrastruktúra mellett megszűnik az Ukrajnán keresztüli orosz gázszállítás [az (1) forgatókönyv: TS1 – nincs tranzit]. Az ehhez a szélsőséges helyzethez történő viszonyítás hasznosnak bizonyul abból a szempontból, hogy így könnyen vizsgálható annak a hatása, ha az orosz fél értékesít gázt Ukrajnán keresztül a hosszú távú szerződések keretében, mind a jelenlegi infrastruktúra, mind a feltételezett új infrastruktúra esetén. A 2018-as szállítási gyakorlatot tekintve, ugyanakkor azt láthatjuk, hogy az Északi Áramlat teljes kapacitásának kihasználása mellett az ukrán rendszert rugalmasság nyújtására használja az orosz fél, tehát szállít a rendszeren „spot gázt” is. A jelenleg megfigyelhető piaci helyzet tehát a (3) forgatókönyvnek (TS1–LTC+spot)

feleltethető meg leginkább. Bemutatjuk a társadalmi jólét¹⁰ változásának alakulását az Európai Unió, Magyarország és Ukrajna esetében, emellett megvizsgáljuk az orosz fél profitjának változását is.¹¹ Az egyes forgatókönyvek árakra gyakorolt hatását a magyar nagykereskedelmi átlagár alakulásával illusztráljuk, de a megfigyelt hatások azonos irányúak a régió többi országában is.

Látható, hogy a legmagasabb árakat – az összes infrastruktúra-feltételezés mellett – akkor figyelhetjük meg, ha Ukrainán keresztül Oroszország nem szállít gázt. Ehhez képest mérsékelt árcsökkenést jelent, ha a hosszú távú szerződéseket leszállítja Ukrainán keresztül, és minden infrastruktúra-forgatókönyv esetében jelentősebb, például Magyarországon további 3 euró/MWh árcsökkenést eredményez, ha a hosszú távú szerződések mellett Ukrainán keresztül rövid távú (spot) értékesítésre is sor kerül. Emellett szintén megállapítható, hogy többféle infrastruktúra kombinálása alacsonyabb árakat eredményez (2. táblázat).

A jóléti mutatókat vizsgálva (3. táblázat) láthatjuk, hogy a teljes társadalmi jólétet tekintve minden vizsgált szereplő – beleértve az orosz beszállítót is – akkor jár a legrosszabbul, ha Ukrainán keresztül nem történik gázszállítás, függetlenül attól, hogy milyen infrastruktúra megépülését feltételezzük. Szintén megállapítható, hogy a legmagasabb társadalmi jólétet (mind az EU, mind Magyarország, mind Ukrajna esetében) az eredményezi, ha nemcsak a hosszú távú szerződéseket teljesítik Ukrainán keresztül, hanem spot értékesítésre is sor kerül. Ez nemcsak a gáz vásárlói számára a legkedvezőbb, hanem az orosz beszállító számára is a legjövedelmezőbb stratégia. Fontos megjegyezni, hogy ez abban az esetben is igaz, ha az összes Oroszország által tervezett infrastruktúra megépül [(9) forgatókönyv].

Látható, hogy változatlan értékesítési stratégiát feltételezve mind az EU, mind pedig Magyarország jóléte növekszik abban az esetben, ha megépül az Északi Áramlat–2. A jelenlegi értékesítési stratégia (LTC + spot) mellett például az európai jólét évi 3749 millió euróval növekszik [a (6) és (3) forgatókönyv összehasonlításából adódóan], ami bár nem elhanyagolható mértékű, de az összeurópai jólét kevesebb mint 1 százaléka.¹²

A 3. táblázat tanúsága szerint a Török Áramlat–2 megépülésének csak akkor van jelentősebb hatása, ha azt feltételezzük, hogy megszűnik az ukrán tranzit. Ezt az esetet a későbbiekben részletesen elemezzük.

¹⁰ A társadalmi jólét a következő elemek összege: fogyasztói többlet, termelői többlet, az infrastruktúra-üzemeltetők (rendszerirányító, LNG-terminál üzemeltető, tároló) forgalomból származó profitja, a rendszerirányító és az LNG-terminál üzemeltetője esetében a szűkösségi járadék, a hosszú távú szerződések tulajdonosainak profitja, illetve a kereskedők tárolásból származó profitja.

¹¹ Az orosz profit számításakor a modellezés nem veszi figyelembe a beruházási költséget, ezért ezzel utólag korrigáltuk eredményeinket.

¹² Korábbi elemzésünkhöz képest (Kotek és szerzőtársai [2016]) eltérő eredményekre jutottunk, ennek oka a feltételezések különbségéből ered: eltérő hosszú távú földgáz-szerződéses útvonalakat, más infrastruktúra-fejlesztési és keresleti forgatókönyveket feltételeztünk. Továbbá a jelen cikkben az orosz fél profitmaximalizáló stratégiáját is figyelembe vesszük.

2. TÁBLÁZAT • A modellezési forgatókönyvek főbb árhatásai (euró/MWh)

	Magyar árak	Holland árak
TS1		
(1) Nincs tranzit	27,0	24,1
(2) LTC	26,6	24
(3) LTC + spot	23,8	23,1
TS1 és NS2		
(4) Nincs tranzit	26,2	23,2
(5) LTC	24,9	23
(6) LTC + spot	21,7	20,7
TS1, NS2 és TS2		
(7) Nincs tranzit	25,4	23,1
(8) LTC	24,9	23
(9) LTC + spot	21,7	20,7
TS1, NS2, TS2 és EU-n belül bővített infrastruktúra		
(7a) Nincs tranzit	24,9	23,1

Forrás: REKK EGMM-modellje alapján.

3. TÁBLÁZAT • A modellezési forgatókönyvek főbb jóléti eredményei (millió euró/év)

	Jólétváltozás		
	Európai Unió	Ukrajna	Magyarország
TS1			
(1) Nincs tranzit	0	0	0
(2) LTC	284	176	278
(3) LTC + spot	3747	1718	435
TS1 és NS2			
(4) Nincs tranzit	3408	56	309
(5) LTC	4919	221	376
(6) LTC + spot	7496	1266	564
TS1, NS2 és TS2			
(7) Nincs tranzit	4644	44	152
(8) LTC	4919	221	376
(9) LTC + spot	7496	1266	564
TS1, NS2, TS2 és EU-n belül bővített infrastruktúra			
(7a) Nincs tranzit	4917	47	401

Forrás: REKK EGMM-modellje alapján.

Ukrajna össztársadalmi jóléte tehát a várakozásoknak megfelelően abban az esetben a legmagasabb, ha Oroszország hosszú távú szerződések keretében és rövid távon is értékesít gázt Ukrajnán keresztül, valamint ha nem épül meg sem az Északi Áramlat–2, sem pedig a Török Áramlat–2. Ebben az esetben ugyanis jelentősen csökken az Ukrajnán keresztüli értékesítés alternatíváinak a száma, vagyis ekkor a legmagasabb az elérhető tranzitbevétel nagysága. Ezzel szemben – bár az ukrán fogyasztói jólét a társadalmi jóléthez hasonlóan szintén akkor a legmagasabb, ha történik hosszú és

4. TÁBLÁZAT • Az ukrán gáztranzit nagysága és az orosz gázértékesítés volumene és aránya az Európai Unió földgázfogyasztásában (TWh/év)

	TS1	TS1 + NS2	TS1 + NS2 + TS2
Ukrán tranzit			
Nincs tranzit	(1) 0	(4) 0	(7) 0
LTC	(2) 96	(5) 96	(8) 96
LTC+spot	(3) 902	(6) 621	(9) 621
Orosz gázértékesítés az Európai Unióba			
Nincs tranzit	(1) 1175 (24%)	(4) 1891 (38%)	(7) 1925 (38%)
LTC	(2) 1213 (24%)	(5) 1964 (39%)	(8) 1964 (39%)
LTC+spot	(3) 2020 (40%)	(6) 2459 (49%)	(9) 2459 (49%)

Forrás: REKK EGMM-modellje alapján.

rövid távú értékesítés Ukrajnán keresztül – az új infrastruktúra megépülése a rendszerirányítóval ellentétben az ukrán fogyasztók jólétét növeli, mivel a többletforrás régiós árcsökkenést eredményez.

Ukrajna helyzetének további elemzéséhez érdemes áttekinteni az Ukrajnán keresztül szállított gáz mennyiségét az egyes forgatókönyvekben (4. táblázat).

Látható, hogy abban az esetben, ha azt feltételezzük, hogy nincs gázszállítás Ukrajnán keresztül, illetve hogy csak a hosszú távú szerződéseket teljesítik ezen az útvonalon, akkor az új infrastruktúra megépülésével nem változik az Ukrajnán keresztül szállított gáz mennyisége. Továbbá az Ukrajnán keresztüli spot értékesítés jelentősen visszaesik, ha megépül az Északi Áramlat–2 vezeték. Oroszország ekkor a rövid távú értékesítés jelentős részét az Északi Áramlatra helyezi át, hiszen ezzel növelni tudja a saját profitját.

Fontos kiemelnünk, hogy az orosz gázértékesítés volumene és az elérhető profitszint szempontjából a Gazprom számára a legkedvezőbb kimenetel, ha használja az ukrán rendszert, bármilyen infrastruktúra-forgatókönyv mellett. Ez mind profit, mind volumen szempontból igaz. Ha az Északi Áramlat–2 megépül, az ukrán tranzit már nem lesz nélkülözhetetlen ahhoz, hogy Oroszország jelenlegi közel 40 százalékos részesedése az európai uniós földgáz fogyasztásból fenntartható legyen. Ehhez képest a Török Áramlat–2 megépülése tovább növelheti az orosz piaci részesedést (4. táblázat).

Az orosz fél profitjának alakulása az egyes forgatókönyvekben

Az orosz profit változásának számításakor figyelembe vettük az orosz gázkitermelés, a -szállítás és az adott forgatókönyvben a referenciaként szolgáló (1) forgatókönyvhöz képesti pótlólagos beruházás költségét is (a földgázra kivetett exportvámot azonban nem). A 2025-re modellezett forgatókönyvekben az orosz árbevétel 26 000 és 42 000 millió euró között mozog, a számított modellezett profit pedig 18 000 és 27 000 millió

5. TÁBLÁZAT • Orosz profit és földgázértékesítés változása az egyes forgatókönyvekben (millió euró/év)

	Orosz profit változása	Egy évre jutó beruházási költség	Orosz profit változás beruházási költséggel	Orosz gázértékesítés* (TWh/év)
TS1				
(1) Nincs tranzit	0	0	0	1403
(2) LTC	126	0	126	1435
(3) LTC + spot	9208	0	9208	2250
TS1 és NS2				
(4) Nincs tranzit	4245	824	3421	2111
(5) LTC	4586	824	3762	2194
(6) LTC + spot	9328	824	8504	2690
TS1, NS2 és TS2				
(7) Nincs tranzit	4089	1318	2771	2154
(8) LTC	4549	1318	3231	2212
(9) LTC + spot	9275	1318	7957	2708
TS1, NS2, TS2 és EU-n belül bővített infrastruktúra				
(7a) Nincs tranzit	4364	1544	2820	2189

* Az értékesítést a teljes modellezett régióra mutatjuk be: az Európai Unió, amely magában foglalja az Energiaközösség szerződő feleit (Albánia, Bosznia és Hercegovina, Szerbia, Moldova, Montenegró, Macedónia, Ukrajna) és Törökországot

Forrás: REKK EGMM-modellje alapján.

euró között.¹³ Az Északi Áramlat–2 tenger alatti szekciójának beruházási költsége a vállalat közlése szerint 9,5 milliárd euró (*Nord Stream* [2018]), a Török Áramlat egésze 11,4 milliárd euró (*TASS* [2019]), ennek a felét vesszük csak figyelembe, mert a Török Áramlat–1 már megépült, ezért ezt a referencia részének tekintjük. 25 éves élettartamot¹⁴ és 8 százalékos diszkontrátát feltételezve az egy évre vetített beruházási költség rendre 824 millió euró az Északi Áramlat–2 esetén, illetve 989 millió euró a Török Áramlat esetén. Az 5. táblázat tartalmazza a később kifejtésre kerülő (7a) forgatókönyvet is, amely az ukrán tranzit megszűnése mellett feltételezi az összes nagy infrastruktúra-beruházás (Északi Áramlat–2, Török Áramlat–1–2) megépülését, továbbá a Balkánon jelenleg még hiányzó szállítási útvonal megépülését.¹⁵ A bővített infrastruktúra indikatív költségét az Eastring-projekt tervezetével közelítjük. Az EU-n belül bővített infrastruktúra beruházási költsége 2,6 milliárd euró (*Eastring* [2018]), ami éves szinten 226 millió euró beruházási költséget jelent.

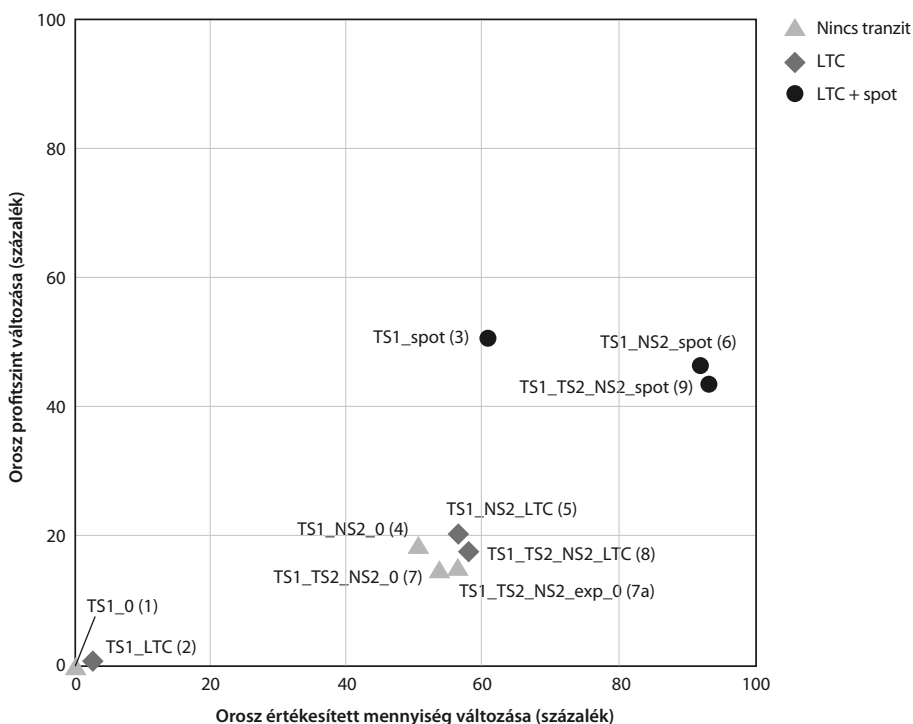
¹³ Összehasonlításképpen a Gazprom éves jelentése alapján a földgáz-értékesítésen realizált árbevétel 2016–2017-ben 2140–2221 milliárd rubel (~27 800–28 800 millió euró) volt. A 2016–2017-ben megfigyelt gázárakhoz képest magasabb árakat modelleztünk 2025-re, a magasabb árbevétel ennek tudható be.

¹⁴ Az európai költség–haszon-elemzési módszertan által javasolt élettartam (*ENTSOG* [2018]) Érdemes azonban megjegyezni, hogy ez igen konzervatív becslésnek számít (így a költségek felülbecslését eredményezi), hiszen a vezeték tényleges fizikai élettartama ennél jóval magasabb lehet. A társadalmi költség–haszon-elemzés javasolt 4 százalékos diszkontrátája helyett 8 százalékos alkalmaztunk, mivel a projekt a Gazprom üzleti döntését tükrözi.

¹⁵ Bulgária–Románia, Románia–Magyarország, Bulgária–Szerbia, Szerbia–Magyarország útvonalakon.

A referenciaesethez (ahol csak a Török Áramlat–1 épül meg, továbbá az ukrán rendszert egyáltalán nem használja a Gazprom az európai piacok keresletének kielégítésére) képest a következő megállapításokat tehetjük (5. ábra):

- Ha csak a Török Áramlat–1 épül meg, és az ukrán rendszeren keresztül nincs tranzit, vagy csak hosszú távú szerződéses mennyiségeket szállítanak, az orosz volumenek 50 százalékkal, a profit 20 százalékkal alacsonyabb, mint az Északi Áramlat–2 megépülése mellett. Azaz az Északi Áramlat–2 nélkül nem hihető az a fenyegetés, hogy az ukrán rendszeren teljesen megszűnik a tranzit, amennyiben a Gazprom célja a profitjának és eladásainak maximalizálása.
- Ha az Északi Áramlat és a Török Áramlat–2 is megépül, de nincs tranzit az ukrán rendszeren keresztül, az értékesített mennyiség és az Oroszország számára elérhető profit 1–3 százalékkal csökken ahhoz az esethez képest, amelyben engedünk egyes hosszú távú szerződéseket az ukrán rendszeren keresztül teljesíteni. Tehát a Gazprom számára az ukrán rendszer elkerülése elegendő alternatív infrastruktúra mellett nem jelent nagy változásokat az elérhető profitszintben.



Forrás: REKK EGMM-modellje alapján.

5. ÁBRA • Az orosz földgázértékesítés volumenváltozás és az értékesítésből eredő profit volumenváltozása (százalék)

- Amennyiben a Gazprom az ukrán rendszert a hosszú távú szerződések teljesítése mellett spot gáz értékesítésére is használja, az értékesített volumenek 60–93 százalékkal, az elérhető profitszint 44–51 százalékkal nő. Tehát ha a Gazprom célja a profitmaximalizálás, a legmagasabb földgáz-értékesítést és legnagyobb profitszintet akkor éri el, ha az ukrán rendszert további spot gáz értékesítésére használja.

Az infrastruktúra építések hatása, amennyiben nincs ukrán tranzit

A következőkben azt vizsgáljuk, hogy az orosz gáz szállítása céljából tervezett új infrastruktúra megépítésének várhatóan milyen hatása lesz az EU és azon belül Magyarország gázpiacára. Most azt feltételezzük, hogy Ukrainán keresztül egyáltalán nem történik orosz gázszállítás. A legfontosabb eredményeket foglalja össze a 6. táblázat. Az egyes forgatókönyvek között a feltételezett eltérő infrastruktúra mellett a fő különbség, hogy változik a magyar, a horvát, a szerb és a bosnyák szerződés szállítási útvonala:

- a TS1 esetben ezeket a szerződéseket a Török Áramlat–1-en, majd Bulgárián, Szerbián és/vagy Románián keresztül szállítják. Ekkor mindössze 19,5 TWh-t szállítanak le, ami az éves szerződött mennyiségeknek mindössze 36 százaléka. Ennek oka a Bulgáriából a régióba irányuló kapacitások szűkössége.
- a TS1 + NS2 esetben ezeket a szerződéseket az Északi Áramlat–2-n teljesítik, majd pedig egy része Csehországon és Szlovákián, egy része Ausztrián keresztül éri el Magyarországot és a régiót. Ebben az esetben a nagyobb szállítói kapacitások miatt jóval nagyobb mennyiséget, csaknem a teljes éves szerződött mennyiséget leszállítják.
- a TS1 + NS2 + TS2 esetben azt feltételezzük, hogy Oroszország a Török Áramlat–2 megépülése esetén a déli útvonalra áthelyezi a régió szerződéseinek a szállítási útvonalát, hogy ezáltal kapacitást szabadítson fel az Északi Áramlaton stratégiai értékesítési célokra. Ebben az esetben a szállítási útvonalak az első pontban leírt módon alakulnak, így a kapacitáskorlátok miatt a hosszú távú szerződésekből szintén csak egy kisebb mennyiséget tudnak teljesíteni.
- Következő lépésben megvizsgáltuk, hogy mi történik, ha kibővítjük a kapacitásokat a déli irányból (Törökország–Bulgária–Románia–Magyarország útvonalon, ami gyakorlatilag az Eastring-projekt terveinek felel meg), ezáltal lehetővé téve, hogy a szállítási kapacitás korlátai ne gátolják meg az orosz gáz megfelelő mennyiségének átvételét.

A 6. táblázatban bemutatott eredmények azt mutatják, hogy az Európai Unió jóléte tovább növekszik abban az esetben, ha az Északi Áramlat–2 mellett a Török Áramlat–2 is megépül, ekkor ugyanis – ahogy fentebb kifejtettük – a hosszú távú szerződések egy része átkerül a déli útvonalra, ezáltal pótlólagos kapacitás szabadul fel a bővített kapacitású Északi Áramlaton, amelyen keresztül kedvező árú spot orosz gáz érkezik Nyugat-Európába.

6. TÁBLÁZAT • Az infrastruktúra-fejlesztés jóléti hatásai az ukrán tranzit megszűnése mellett (millió euró)

	EU- jólétváltozás	Magyar jólétváltozás	Orosz profitváltozás	Egy évre jutó beruházási költség	Orosz profitváltozás beruházási költséggel	Leszállított mennyiség* (TWh)
(1) TS1	0	0	0	0	0	19,5
(4) TS1 + NS2	3408	309	4245	824	3421	52,4
(7) TS1 + NS2 + TS2	4644	152	4089	1318	2771	19,5
(7a) TS1 + NS2 + TS2 + bővített infrastruktúra	4917	401	4364	1544	2820	56,6

* A magyar, horvát, szerb és bosnyák szerződésekből.

Forrás: REKK EGMM-modellje alapján.

A magyar jólét ugyanakkor a Török Áramlat–2 megépülésével jelentősen csökken, hiszen a kapacitásszűköletek miatt a hosszú távú szerződések kisebb hányadát tudják csak leszállítani. A fentebb bemutatott bővített Eastring-projekt mellett a magyar jólét legfeljebb 401 millió euróval növelhető a modellezési eredmények alapján, ami jóval kisebb, mint ha nem épül új infrastruktúra, de lehetővé tesszük a spot és hosszú távú szerződéses gáz tranzitját Ukrajnán keresztül (435 millió, lásd 3. táblázat). Az Északi Áramlat–2 megépülésével ez a jólétkülönbség tovább növekszik. Fontos megjegyezni, hogy a jólétváltozás vizsgálata esetén az új infrastruktúra megépítésének költségeit Magyarország és Európa esetén 0 költséggel vettük figyelembe, mivel ennek költségét – a később bemutatott profithatások miatt – várhatóan fedezik az orosz fél kapacitáslekötései során a gázszállító infrastruktúra használatáért fizetendő kapacitás- és forgalmi díjak.

Fontos eredmény továbbá, hogy az orosz profit a Török Áramlat–2 megépülése és az Eastring-tervek megvalósulása esetén sem lenne nagyobb [(7a) forgatókönyv], mintha a mai infrastruktúra mellett a jelenlegi értékesítési stratégiáját követné, azaz használná az ukrán rendszert spot és hosszú távú szerződések szállítására is [(3) forgatókönyv]. Azaz Oroszországnak érdekében áll az ukrán rendszert használnia, amennyiben profitmaximalizáló stratégiát követ az európai piacon (vö. 6. táblázat). Ugyanakkor ki kell emelnünk, hogy az Oroszország számára elérhető modellezett éves árbevétel- és profitnövekmény messzemenően finanszírozza az alternatív vezetékrendszerek (Északi Áramlat–2, Török Áramlat) kiépítésének költségét, azaz amennyiben a profitmaximalizáláson túl politikai érdekeket is figyelembe veszünk, Ukrajna elkerülése akkor is gond nélkül kivitelezhető, ha a szükséges európai infrastruktúra-bővítéseket teljes mértékben az orosz fél kapacitáslekötései finanszírozzák. Várakozásaink szerint ezért a térségben meghirdetett kapacitáslekötési (*open season*) eljárásokon¹⁶ a Gazprom aktív érdeklődésére számíthatunk.

¹⁶ Új infrastruktúra esetén a piaci szereplők kapacitáslekötései. Az eljárást kötelező kiírni.

A Gazprom számára továbbá nem racionális csupán a Török Áramlat–2 vezetékrendszer megépíteni, amennyiben a Török Áramlat–1 és az Északi Áramlat–2 már megépült [(4) forgatókönyv], csak abban esetben, ha garantáltan kiépülnek a Balkánon és az Európán belüli szükséges vezetékbővítések [(7a) forgatókönyv]. Ez az eredmény szintén arra utal, hogy a Gazprom aktív részvételére számíthatunk egy esetleges Déli folyosó útvonalára kiírt kapacitáslekötési (*open season*) eljárásán.

Amennyiben az ukrán megegyezés költségét a választottbíróság döntése alapján a Gazpromra kirótt büntetéssel közelítjük (2,56 milliárd dollár, hozzávetőlegesen 2300 millió euró), és ezzel az összeggel korrigáljuk az ukrán megegyezéses forgatókönyvben elérhető orosz profitot [a (3.) forgatókönyvben 9208 millió euró – 2300 millió euró = 6908 millió euró], még mindig versenyképes az ukrán útvonal megtartása, tekintve, hogy a (7a) forgatókönyvben az Oroszország által megszerezhető maximális többletprofit az (1) referencia-forgatókönyvhöz képest 2820 millió euró.

KÖVETKEZTETÉSEK

Modellezési eredményeink szerint az Északi Áramlat–2 nélkül nem hihető az a fenyegetés, hogy az ukrán rendszeren teljesen megszűnik a tranzit, amennyiben a Gazprom célja a profitjának és eladásainak maximalizálása.

Jelen tanulmány megerősítette (*Paltsev* [2014]) eredményét és következtetését, hogy Oroszország számára csak akkor érdemes újabb gázvezeték építeni, ha diverzifikálni akarja a szállítási útvonalait Európába. Figyelembe véve a beruházások költségeit is, azt találtuk, hogy a legmagasabb orosz profit akkor realizálható, ha nem épül további infrastruktúra, és az ukrán rendszert évi közel 100 milliárd köbméter tranzit erejéig Oroszország használja tranzitra. Az azonban nem kétséges, hogy az orosz stratégia pont a diverzifikációt, sőt Ukrajna teljes elkerülését tűzte ki célul, ezért a tranzit politikai okokból való megszűnésének vizsgálata állt a tanulmányunk középpontjában.

Hasonlóan *Mitrova és szerzőtársai* [2016] eredményeihez, mi is azt találtuk, hogy amennyiben minden nagy orosz szállítói infrastruktúra megépül (Északi Áramlat–2 és Török Áramlat–2), az ukrán tranzit már nem nélkülözhetetlen ahhoz, hogy Oroszország jelenlegi közel 40 százalékos részesedése az európai uniós földgáz fogyasztásból fenntartható legyen. Ugyanakkor megmutattuk azt is, hogy az ukrán tranzit teljes megszüntetése akkor sem érdeke az orosz szállítónak, ha minden más tervezett infrastruktúraprojektje megvalósul, mert az ukrán útvonal használatával az importban való részesedése akár 50 százalékra is növekedhetne. Jelentős profitról mond tehát le, ha az ukrán tranzitútvonalat megszünteti: a maximális infrastruktúra kiépítése esetén évi 5 milliárd euróról.

Ha azt feltételezzük, hogy erről a profitról nem mond le az orosz fél, akkor vélhetően akkor is használni fogja az ukrán rendszert, ha kiépül a teljes alternatív szállítói infrastruktúra. Ebben az esetben, ha Európa gázfogyasztása nem csökken jelentősen,

akkor évi 62 milliárd köbméter szállítása várható az ukrán útvonalon, miközben az orosz gáz mennyisége az európai importban 50 százalékra nő.

A modellezési eredményeink alátámasztják saját korábbi (*Kótek és szerzőtársai* [2016], *Takácsné és szerzőtársai* [2018]) és mások (*Mitrova és szerzőtársai* [2016], *Vatansever* [2017]) azon eredményeit, hogy az ukrán tranzit megszüntetése Kelet-Európában és így Magyarországon is kínálatszűkülést és ezzel együtt a nagykereskedelmi gázár növekedését eredményezné. Ezt a magyar nagykereskedelmi gázár tekintetében részben, de nem teljesen ellensúlyozhatja további infrastruktúraelemek létesítése. Fontos eredmény, hogy Magyarország jóléte szempontjából az ukrán tranzit megszüntetése nem ellensúlyozható a Török Áramlat–2 és az ahhoz kapcsolódó teljes infrastruktúra-rendszer kiépítésével, még akkor sem, ha a beruházás teljes költségét Oroszország állja a kapacitáslekötésen keresztül. Magyarországon ezek mellett is nőni fog a gázár az ukrán tranzit megszűnésével, és a magyar szállítórendszer-üzemeltető is jelentős tranzitbevételektől esik el.

IRODALOM

- ACER [2018]: Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017. Gas Wholesale Markets Volume. https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202017%20-%20Gas%20Wholesale%20Markets%20Volume.pdf.
- BROOKS, R. E. [2017]: What Will Happen if Gazprom Stops Transiting Gas Across Ukraine? IAAE Energy Forum, First Quarter, <https://www.iaee.org/en/publications/newsletterdl.aspx?id=380>.
- CAPROS, P. [2016]: EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf.
- EASTRING [2018]: Eastring project website, 2018. <https://www.eastring.eu/page.php?page=financial-sources>.
- ENTSOG [2018]: 2nd ENTSOG Methodology for Cost-Benefit Analysis of Gas Infrastructure Projects. https://www.entsog.eu/sites/default/files/2018-11/1.%20ADAPTED_2nd%20CBA%20Methodology_Main%20document_for%20Commission%20Approval.pdf.
- GOLDTHAU, A. [2016]: Assessing Nord Stream 2: Regulation, Geopolitics & Energy Security in the EU, Central Eastern Europe & the UK. Strategy Paper, No. 10. The European Centre for Energy and Resource Security (EUCERS)–The King's Russia Institute–Eucers. eu. <https://www.kcl.ac.uk/sspp/departments/warstudies/research/groups/eucers/pubs/strategy-paper-10.pdf>.
- HENDERSON, J.–SHARPLES, J. [2018]: Gazprom in Europe – two „Anni Mirabiles”, but can it continue? Oxford Institute for Energy Studies, március, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/03/Gazprom-in-Europe-%E2%80%93-two-Anni-Mirabiles-but-can-it-continue-Insight-29.pdf>.
- <https://www.nord-stream2.com/media/documents/pdf/en/2018/07/factsheet-project-en.pdf>.

- IEA [2011]: Are we entering a golden age of gas? Special report. World Energy Outlook. https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf.
- KADERJÁK PÉTER–TAKÁCSNÉ TÓTH BORBÁLA–TÖRŐCSIK ÁGNES–VÉKONY ANDRÁS [2018]: Állandó fenyegetés, de kevés konkrét lépés Oroszország ellen. REKK Policy Brief, No. 1. https://rekk.hu/downloads/academic_publications/REKK_PB201801_A4_02.pdf.
- KISS ANDRÁS–SELEI ADRIENN–TAKÁCSNÉ TÓTH BORBÁLA [2016]: A Top-Down Approach to Evaluating Cross-Border Natural Gas Infrastructure Projects in Europe. The Energy Journal, Vol. 37. <https://doi.org/10.5547/01956574.37.SI3.akis>.
- KOTEK PÉTER–SELEI ADRIENN–TAKÁCSNÉ TÓTH BORBÁLA [2016]: Az Északi Áramlat–2 gázvezeték megépítésének hatása a gázárakra és a versenyre. Megjelent: *Valentiny Pál–Kiss Ferenc László–Nagy Csongor István* (szerk.): Verseny és szabályozás, 2015. MTA KRTK Közgazdaság-tudományi Intézet, Budapest, 241–261. o. <http://econ.core.hu/file/download/vesz2016/aramlat.pdf>.
- MITROVA, T.–BOERSMA T.–GALKINA, A. [2016]: Some future scenarios of Russian natural gas in Europe. Energy Strategy Reviews, Vol. 11–12. 19–28. o. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2016.06.001>.
- NORD STREAM [2018]: Fact Sheet. The Nord Stream 2 Project. Nord Stream 2 AG, április 18. <https://www.nord-stream2.com/media/documents/pdf/en/2018/07/factsheet-project-en.pdf>.
- PALTSEV, S. [2014]: Scenarios for Russia's natural gas exports to 2050. Energy Economics, Vol. 42. C 262–270. o. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.01.005>.
- PIRANI, S. [2018a]: After the Gazprom-Naftogaz Arbitration: Commerce Still Entangled in Politics. Oxford Institute for Energy Studies, március, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/03/After-the-Gazprom-Naftogaz-arbitration-commerce-still-entangled-with-politics-Insight-31.pdf>.
- PIRANI, S. [2018b]: Russian Gas Transit through Ukraine after 2019: The Options. Oxford Institute for Energy Studies, november 29. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/11/Russian-gas-transit-through-Ukraine-after-2019-Insight-41.pdf>.
- PIRANI, S.–YAFIMAVA, K. [2016]: Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019 – Pipeline Scenarios, Gas Flow Consequences, and Regulatory Constraints. Oxford Institute for Energy Studies. február, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Russian-Gas-Transit-Across-Ukraine-Post-2019-NG-105.pdf>.
- SELEI ADRIENN–TAKÁCSNÉ TÓTH BORBÁLA [2015]: Az ukrán krízis rövid távú hatásai Kelet-Közép-Európa és Magyarország gázellátásbiztonságára. Megjelent: *Valentiny Pál–Kiss Ferenc László–Nagy Csongor István* (szerk.): Verseny és Szabályozás, 2014. MTA KRTK Közgazdaság-tudományi Intézet, Budapest. 235–268. o. <http://econ.core.hu/file/download/vesz2014/gazellatas.pdf>.
- SHARPLES, J. [2018]: Ukrainian Gas Transit: Still Vital for Russian Gas Supplies to Europe as Other Routes Reach Full Capacity. Oxford Institute for Energy Studies, május 9. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/05/Ukrainian-gas-transit-Still-vital-for-Russian-gas-supplies-to-Europe-as-other-routes-reach-full-capacity-Comment.pdf>.
- TAKÁCSNÉ TÓTH BORBÁLA–KOTEK PÉTER–KADERJÁK PÉTER [2018]: Az első európai koordinált gázkapacitás-aukció hatékonysága és tanulságai. Megjelent: *Valentiny Pál–Kiss Ferenc László–Nagy Csongor István* (szerk.): Verseny és szabályozás, 2017. MTA KRTK Közgazdaság-tudományi Intézet, Budapest, 272–288. o. http://www.mtakti.hu/wp-content/uploads/2018/03/Vesz2017_09_TakacsneTothB_KotekP_KaderjakP.pdf.

- TASS [2019]: Gazprom plans to begin laying Turkish Stream in summer. TASS. április 27. <http://tass.com/economy/943604>.
- VATANSEVER, A. [2017]: Is Russia building too many pipelines? Explaining Russia's oil and gas export strategy. *Energy Policy*, Vol. 108. 1–11. o. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.038>.
- WEHRMANN, B.–WETTENGEL, J. [2018]: Putin and Merkel Meet to Find Solution on Gas Pipeline Nord Stream 2. *Euractiv.com*, augusztus 20. <https://www.euractiv.com/section/energy/news/putin-and-merkel-meet-to-find-solution-on-gas-pipeline-nord-stream-2>.
- YAFIMAVA, K. [2018]: Building New Gas Transportation Infrastructure in the EU. What Are the Rules of the Game? The Oxford Institute for Energy Studies, július, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/07/Building-New-Gas-Transportation-Infrastructure-in-the-EU-what-are-the-rules-of-the-game.pdf>.