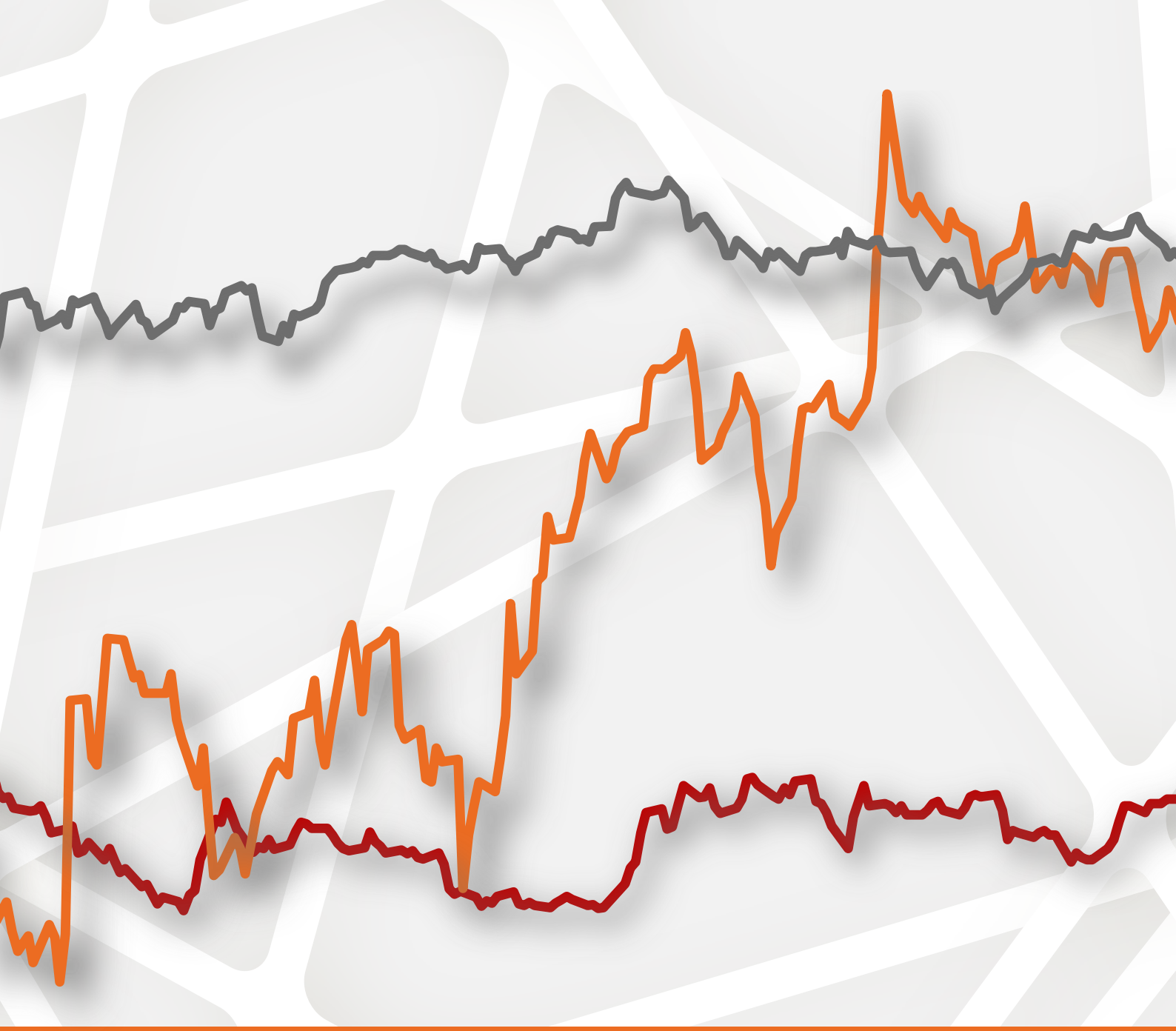


JELENTÉS AZ

# ENERGIA-PIACOKRÓL

2016. ÉVI IV. SZÁM

REKK

REGIONÁLIS ENERGIA- ÉS INFRASTRUKTÚRA-POLITIKAI EGYÜTTMŰKÖDÉSÉRT ALAPÍTVÁNY

Az energiarendszerek napjainkban zajló globális átalakulása minden korábbinál nagyobb kihívás elé állította a döntéshozókat. Az új kihívásokra stratégiai válaszokat kell adni. Az oktatásban, illetve a kutatásban elért eredményekre építve ezért jött létre 2016-ban a REKK Regionális Energia- és Infrastruktúra-politikai Együttműködésért Alapítvány. Az alapítvány célja, hogy hozzájáruljon ahhoz, hogy Közép-Európában üzleti és környezeti szempontból fenntartható energia- és infrastruktúra-rendszerek jöhessenek létre. Az alapítvány felvállalt küldetése, hogy a szektor holisztikus elemzésének keretében lehetőséget nyújtson európai léptékű, aktív és nyílt párbeszédre kormányzati és iparági szereplők, infrastruktúra-üzemeltetők, termelők és kereskedők, szabályozó hatóságok és fogyasztók, a szakmai sajtó vagy éppen az érdeklődő civil csoportok között. Az alapítvány tevékenységének eredményeképpen olyan szakmai vitaanyagok, javaslatok jönnek létre, amely az energia- és infrastruktúra-rendszerek működésével kapcsolatos aktuális kérdésekben előremutató válaszokat fogalmaznak meg, és a regionális és magyar fórumain a résztvevőknek lehetőségük nyílik az iparág technológiai és szabályozási fejleményeinek megismerésére.

A REKK Alapítvány a fenti célokat elsősorban a következő tevékenységeken keresztül kívánja elérni:

- Nyilvános szakmai fórum megteremtése a hazai, európai, regionális és nemzetközi energiapolitikai törekvések megismertetéséhez és megvitatásához.
- Az energiapiacok és más hálózatos közműszolgáltatások működésére, környezetére, szabályozására és az érintett szektorokban megvalósuló piaci működésre vonatkozó ismeretek bővítése, az alkalmazott gyakorlat megismertetése, oktatása és kutatása.

2016-ban szakmai fórumainkon sok más téma mellet tárgyaltuk az egyetemes szolgáltatás jövőbeni árazásának alternatíváit, a megújuló villamosenergia aukciók technikai részleteit, az EU 2030-as 27%-os megújulós célkitűzésének megosztását a régiós tagállamok között és a METÁR jövőbeni kereteit Magyarországon.

A 2017-es évben a következő témákat tervezzük megvitatni: az európai uniós „Winter Package” által javasolt szabályozási változások, az intraday kereskedés tapasztalatai, a villamos energiapiac regionális integrációja és az energiaipari innováció hozzájárulása a hazai versenyképességhez.

**Regisztráció a "Winter Package" workshopra**

**További információért az alapítvány aktuális rendezvényeiről és tevékenységéről látogasson el a rekk.org honlapra**

Kedves Olvasó!

Aktuális számunkban a szektorban tevékenykedő társaságok adatainak elemzésével képet adunk a villamosenergia- és földgáz kiskereskedelmi piacain lezajlott változásokról, megvizsgáljuk, hogyan fér meg egymás mellett a paksi bővítés és a megújuló alapú villamosenergia-temelés, illetve áttekintjük a közép-kelet-európai régió földgázszállítási tarifáiban nemrég lezajlott jelentős változásokat.

Első cikkünkben egyfajta körképet adunk a hazai energiakereskedelmi vállalatok működéséről. Elemzésünkben előbb áttekintjük az elmúlt két évtized villamosenergia- és földgázkereskedelmének fejlődését befolyásoló legfontosabb eseményeket, majd ezt követően számviteli beszámolók alapján elemezzük az energiakereskedelmi szektor reprezentatív vállalatainak adatait. Megvizsgáljuk a piaci részesedésekben lezajlott változásokat, az energiakereskedők jövedelmezőségének alakulását és a szektorban tevékenykedő vállalatok forgótőke-menedzsmentjét. Az adatok időbeli alakulásának vizsgálata minden módszertani nehézség ellenére hozzájárulhat, hogy pontosabb képet alkothassunk a hazai energiakereskedelem gazdasági hátterének változásáról, a vállalatok adaptációs képességéről és az előttük álló piaci és üzleti kihívásokról.

Második cikkünkben megvizsgáljuk, hogy a paksi bővítést követő években várható megnövekedett atomerőművi termelés és a megújuló kapacitások tervezett folyamatos növelése milyen hatással van egymásra. A hazai áramszektor jövőjéről szóló diskurzusokban gyakori a nukleáris és a megújuló termelés szembeállítása: a vitázó felek szerint a hazai árpiac méretéből és szerkezetéből kifolyólag a két technológia egyidejű expanziója nem lehetséges. A hazai piacméret, a határkeresztező kapacitások nagysága, a tartalékkapacitások biztosítása érdekében szükséges földgázüzemű must-run és a várható erőművi mix figyelembe vételével ezen állítás igazságtartalmát kívánjuk megvizsgálni. Arra a kérdésre keressük a választ, hogy a megnövekedett megújuló és nukleáris termelés képes-e az atomerőművi blokkok kényszerű visszaterhelése és profitjának csökkentése, illetve a tartaléktartás veszélyeztetése nélkül együttműködni a hazai villamosenergia-rendszerben.

Harmadik írásunk az európai földgázszállítási tarifákban nemrég lezajlott jelentős változásokat és azok lehetséges következményeit tekinti át. A régióban megfigyelhető jelentős mértékű tarifacsökkentések egyfajta „tarifaverseny" kialakulását vetítik előre, ahogy a csökkenő kereslettel szembesülő országok saját földgázhálózatukra kívánják terelni a forgalmat. Ha így lesz, az felpörgetheti a földgáz-kereskedelmet a közép-kelet-európai régióban, és akár versenyképesebb gázárak kialakulásához is vezethet mind a régió országai, mind déli szomszédjaik számára.

Kaderják Péter, igazgató

# Tartalom

**Energiapiaci folyamatok**
*Nemzetközi ártrendek* 4
*Hazai árampiaci helyzetkép* 6
*Hazai gázpiaci helyzetkép* 8

**Energiapiaci elemzések**
*Modellváltás után, közben, előtt? - Hazai energia-kiskereskedelmi körkép* 10

**Műhelytanulmányok**
*Elfér-e egymás mellett a megújuló és atomenergia - A megújulók hatása az atomerőművi kihasználtságra és profitra Magyarországon* 17

**Aktualitások**
*Fejlemények az európai gázszállítási tarifák kapcsán – tarifaverseny kialakulóban?* 20

**Főszerkesztő:**
Kerekes Lajos

**Szerzők:**
Beöthy Ákos, Felsmann Balázs, Kácsor Enikő, Mezősi András

**Olvasószerkesztő:**
Mészégető Dorottya

**Kiadja:**
REKK Regionális Energia- és Infrastruktúrapolitikai Együttműködésért Alapítvány (REKK Alapítvány)

**A kiadvánnyal kapcsolatos információk**:
Vári-Kiss Edina
Tel.: (+36 1) 482 5153
E-mail: edina.varikiss@rekk.hu

# Energiapiaci folyamatok

***A 2016-os év harmadik negyedévben meredeken emelkedett a szén világpiaci ára, ami az időszak végére az európai villamosenergia-árakban is éreztette hatását. Ennek, és a továbbra is alacsony gázáraknak köszönhetően érezhetően javult a gáztüzelésű erőműveknek a szenesekkel szembeni versenyképessége, bár a nagyon alacsony szén-dioxid-kibocsátási kvótaárak az utóbbiaknak kedveznek. Ukrajna nyugat-európai gázbeszerzéseinek köszönhetően éves alapon több mint 80%-kal nőtt az Ausztria felől Magyarországra szállított gázmennyiség, miközben a hazai gázexport több mint a kétszeresére nőtt.***

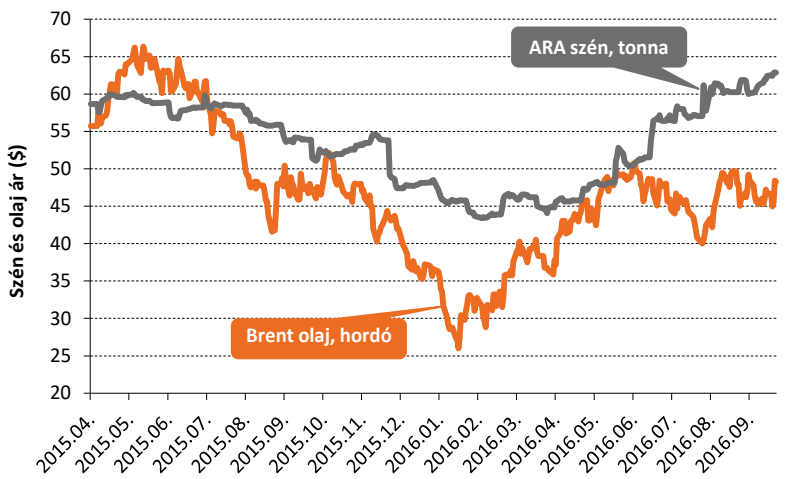
## Nemzetközi ártrendek

A szénárak első félévi mérsékelt – január és június között 15%-os - emelkedését valóságos száguldás követte a harmadik negyedévben: az ARA-jegyzésű energiahordozó július-szeptemberi átlagára negyedéves alapon közel 22%-kal nőtt (1. ábra). Mivel a szén árfolyama 2016 februárig folyamatosan csökkent, az áremelkedés éves szinten kevésbé látványos, mintegy 6%-os. A trendfordulót a világ legnagyobb széntermelőjének, Kínának a kapacitások csökkentését célzó lépései okozták, amelyek nyomán a bányavállalatok az eddigi évi 330 helyett csak 276 napon keresztül működhetnek. Az olajpiac nyugalmasabb negyedévet tudhat maga mögött: a Brent-típusú nyersolaj negyedéves átlagára gyakorlatilag megegyezett az április-júniusi értékkel.

A harmadik negyedéves japán spot LNG-átlagár jelentősen, euróban számolva a harmadával emelkedett a második negyedévhez képest, az egy évvel korábbi szinttől azonban még így is közel 30%-kal elmarad (2. ábra). Az árcsökkenés trendjének folytatódását elsősorban az teszi kérdésessé, hogy a gázos áramtermelési kapacitásokat kiváltó nukleáris blokkok visszaállítása a rendszerbe egyre nagyobb ellenállásba ütközik. A helyi lakosok júliusban elérték, hogy egy bírósági döntés felfüggesztette a Takahama erőmű két 870 MW-os blokkjának tervezett újraindítását, és elképzelhető, hogy a 2015. év végén két 890 MW-os blokkal újraindult Szendai erőmű sem folytathatja a működését az októberben kezdődött, három hónaposra tervezett biztonsági felülvizsgálatot követően. Az atomenergia jövőjével kapcsolatos bizonytalanság lassíthatja a japán LNGkereslet mérséklődését (a becslések szerint 1 GW nukleáris kapacitás évi 1 millió tonna LNG-t válthat ki), alternatív energiaforrásként azonban az LNG-nek a szén és a megújulók is erős versenyt támasztanak.

A TTF spot piaci jegyzése és a hosszú távú importszerződés keretében Oroszországból érkező gáz német határon regisztrált ára a harmadik negyedévben gyakorlatilag megegyezett, és mindkettő közel 40%-kal maradt el az egy évvel korábbi szinttől. A TTF árait a negyedév során jelentős mértékben befolyásolták a legnagyobb brit földgáztárolóval kapcsolatos hírek. A Rough üzemeltetői júliusban bejelentették, hogy a létesítményt 2017 tavaszáig technikai okok miatt kivonják a rendszerből. Az európai piacokon ez jelentős túlkínálatot okozott, hiszen a 3,3 milliárd $m^3$ kapacitású tárolóba szánt mennyiségeket részben a kontinensen kellett értékesíteni (másrészt megnőtt az európai LNG re-export is). A TTF-árak júliusi csökkenéséhez a holland kitermelésű L-gáz franciaországi exportját akadályozó – a belga-francia határon életbe léptetett – kapacitás-korlátozások is hozzájárultak. A negyedév végének enyhe áremelkedése a norvég termelést sújtó leállásokkal magyarázható.

**1. ábra A Brent nyersolaj azonnali, és az ARA-jegyzésű szén legrövidebb határidős havi árának alakulása 2015. áprilistól 2016. szeptemberig**




Forrás: CME, IEA

Az olajindexált szerződések kedvező árának köszönhetően az Európába irányuló orosz export az év első 9 hónapjában meghaladta a 113 milliárd $m^3$-t, ami közel 14%-kal több az előző év azonos időszaki értékénél. Az Gazprom – története során harmadszor aukción is értékesített gázt Európában augusztus végén – szeptember elején. A téli szállítású termék átvételi pontjai a németországi Greifswaldban (a Nord Stream végpontjánál), a GASPOOL virtuális hubban, a német-cseh határon, és most először Baumgartenben, valamint az osztrák-olasz határon voltak. A korábbi hasonló aukcióhoz képest kétszeres mennyiség, mintegy 2 milliárd $m^3$ talált gazdára; ennek negyede Baumgarten-

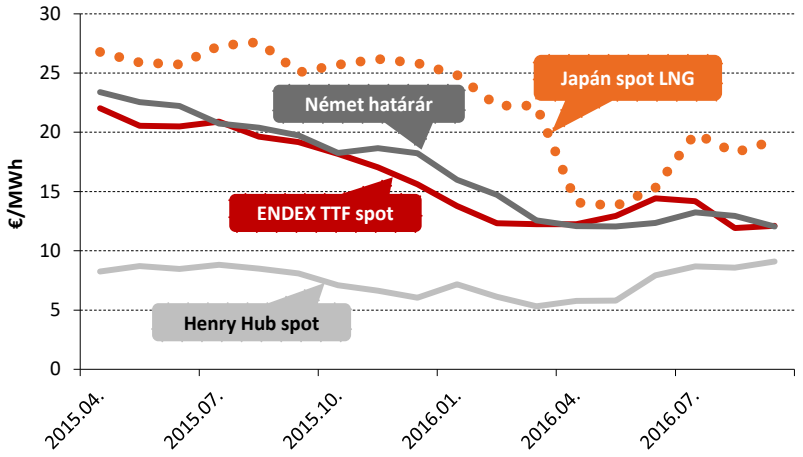
ben. A Gazprom szerint a korábbi aukcióval szemben az árak most alatta voltak a hosszú távú szerződéses áraknak. Megerősítette ugyanakkor, hogy európai értékesítési stratégiájának középpontjában továbbra is a hosszú távú szerződések állnak.

A 2017. évi német zsinór- és csúcsáramárak a harmadik negyedév jelentős részében meglehetősen stabilak voltak (3. ábra). Szeptember elején a szén-dioxid-kibocsátási kvóta ára – több mint három éve először – a tonnánkénti 4 euró alá csökkent, ami a szén árának átmeneti korrekciójával együtt a zsinórtermék esetében 26 EUR/MWh alatti mélypontot hozott. Ezt követően azonban gyors drágulás következett, amelyet a szén-, a gáz- és az EUA-árak emelkedése, illetve a nukleáris kapacitások rendelkezésre állásával kapcsolatos aggályok magyaráztak.

A szén árának emelkedése tovább javította a gázos erőműveknek a széntüzelésűekkel szembeni versenyképességét, amelyre az utóbbi hónapok gázárcsökkenése eddig is kedvező hatást gyakorolt (4. ábra). A német spot tőzsdei áramárak alapján számított clean spark spread augusztusban és szeptemberben is pozitív volt, vagyis a gázos erőművek nyereséges működésre voltak képesek. Ezt azok a piaci információk is alátámasztják, amelyek szerint a negyedév során Németországban valóban léptek be a termelésbe korábban nem működtetett gáztüzelésű erőművek. Augusztusban a szenes erőművek 1 TWh-val kevesebbet termeltek, mint egy évvel korábban, a gázos erőművek kibocsátása viszont hasonló mértékben nőtt.

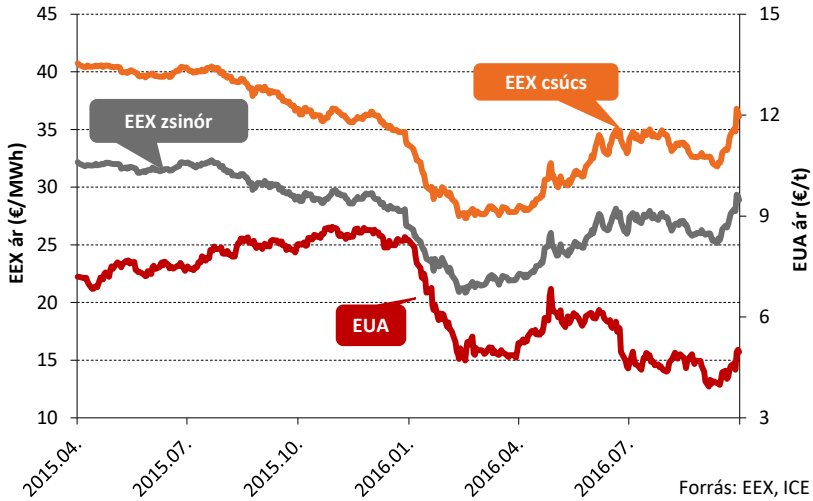
A széntüzelésű erőművek kilátásai ugyanakkor még mindig kedvezőbbek, ami elsősorban az alacsony kvótaáraknak köszönhető. Németországban a támogatásokat is élvező gáztüzelésű kapcsolt termelés helyzete javult egyértelműen, amit a szektor bővülése is alátámaszt. Magyarországon a jóval magasabb áramáraknak és a németországinál alig drágább gáznak köszönhetően a gáztüzelésű erőművek helyzete még kedvezőbbnek tűnik.

**2. ábra Irányadó nemzetközi gázárak alakulása 2015. áprilistól 2016. szeptemberig**



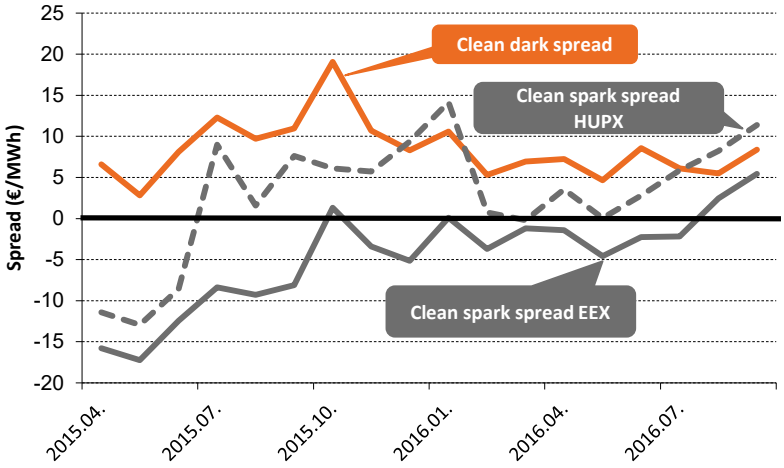

Forrás: Japán Statisztikai Hivatal, EIA, Gaspool, IMF

**3. ábra Az EEX áram éves határidős árának, illetve a decemberi szállítású határidős $CO_2$-kvóta árának (EUA) alakulása 2015. áprilistól 2016. szeptemberig**




Forrás: EEX, ICE

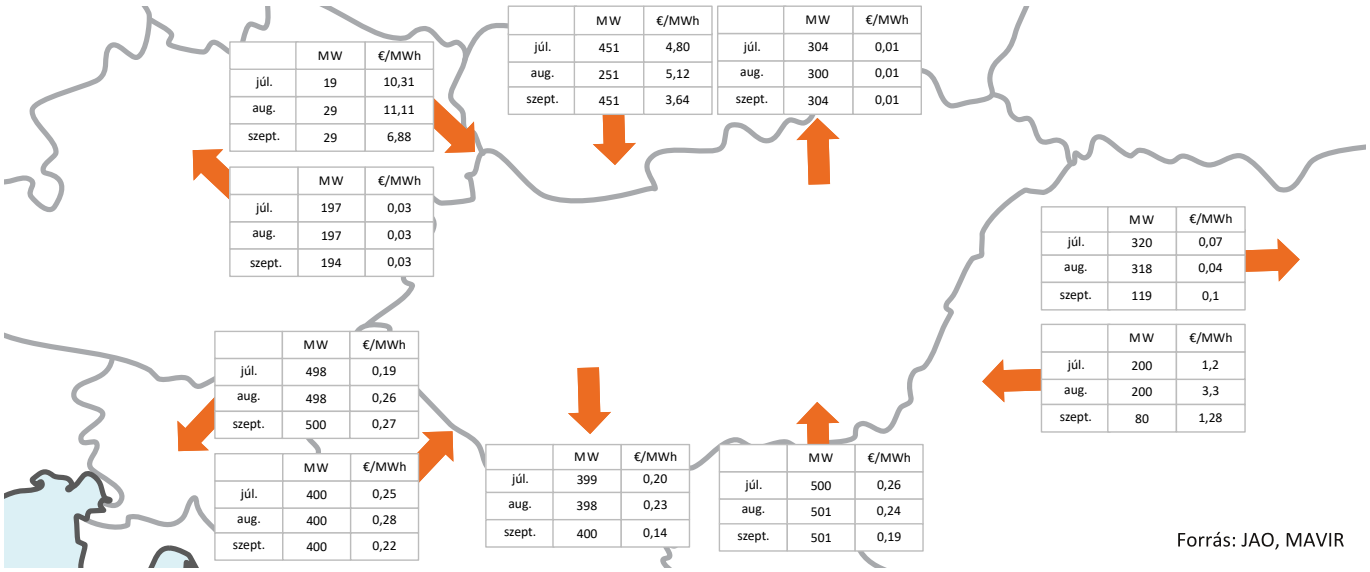
**4. ábra A clean spark spread (gáztüzelésű erőművek) és clean dark spread (széntüzelésű erőművek) alakulása 2015. április–2016. szeptember között**




Forrás: REKK számítás EEX, ICE és Gaspool adatok alapján

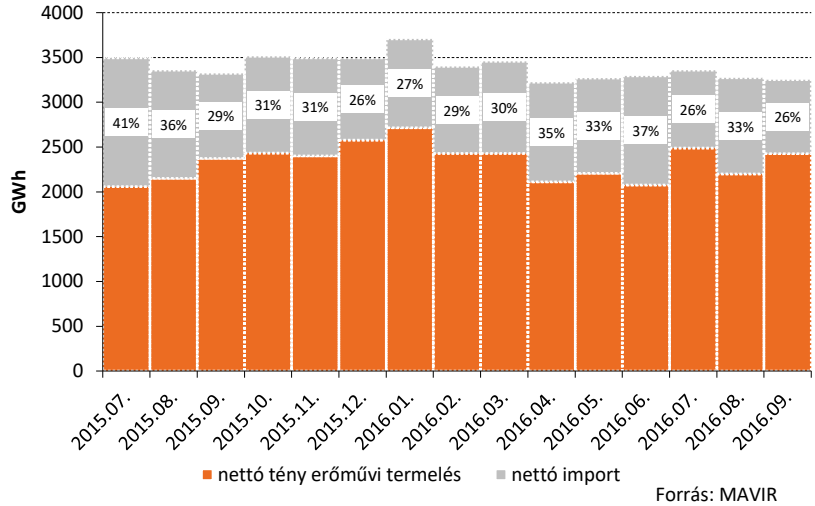
*Megjegyzés: Mindkét mutató a tőzsdei villamosenergia-árak és az erőművi termelési költségek különbözetét mutatja meg, ahol a termelés költsége az egy MWh villamos energia előállításához szükséges tüzelőanyag (földgáz, illetve szén) árából, továbbá a $CO_2$-kibocsátást fedező szennyezési jogok költségeiből adódik össze. A számításhoz a német EEX és a magyar HUPX tőzsde spot zsinóráramárat, valamint a hollandiai TTF hub spot gázárat és az ARA szénárat vettük alapul. A napi jegyzésárakkal és a gáztüzelésű erőművek esetében 50%-os, a széntüzelésűeknél pedig 38%-os hatásfok feltételezésével számított mutatókat havi átlagban tüntettük fel az ábrán.*

**5. ábra A havi határkeresztező kapacitásaukciók eredményei Magyarországon, 2016. III. negyedévben**



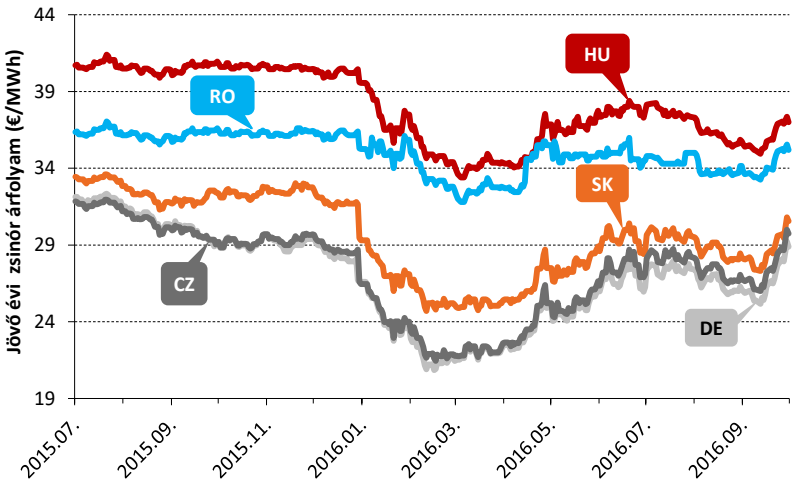

Forrás: JAO, MAVIR

**6. ábra A hazai erőművek havi nettó villamosenergia-termelése, valamint a havi nettó villamosenergia-import 2015. július és 2016. szeptember között**




Forrás: MAVIR

**7. ábra Az éves szállítású zsinórtermék jegyzési ára a régió egyes országaiban, 2015. július és 2016. szeptember között**




Forrás: EEX, PXE

## Hazai árampiaci helyzetkép

Miután júniusban egyáltalán nem ajánlottak fel havi kapacitást villamos energia behozatalára az osztrák-magyar határon, július-szeptember között is csak igen alacsony, 19-29 MW-os mennyiségeket; ami meglehetősen magas, augusztusban a 11 EUR/MWh-t is meghaladó árakat eredményezett (5. ábra). Szlovákia felől szintén augusztusban került a legtöbbe a behozatalhoz szükséges kapacitás, ám az osztrák szintnek a felét sem érte el. A megelőző negyedévhez képest számottevően drágult az importkapacitás a román-magyar metszéken: a júniusban 0,6 EUR/MWh-ás ár júliusra megduplázódott, augusztusban pedig 3,3 EUR/MWh-ra szökött, miközben az értékesített mennyiség mindkét hónapban meghaladta a júniusi szintet. Ez azt jelzi, hogy ténylegesen megnőtt a kereslet a Romániában vásárolt villamos energia behozatalára.

A hazai áramfogyasztás a harmadik negyedévben éves alapon közel 3%-kal csökkent, a termelés viszont – köszönhetően a gázos erőművek jobb kihasználtságának – 8%-kal bővült. Az átlagos importhányad így 35-ről 28%-ra esett (6. ábra).

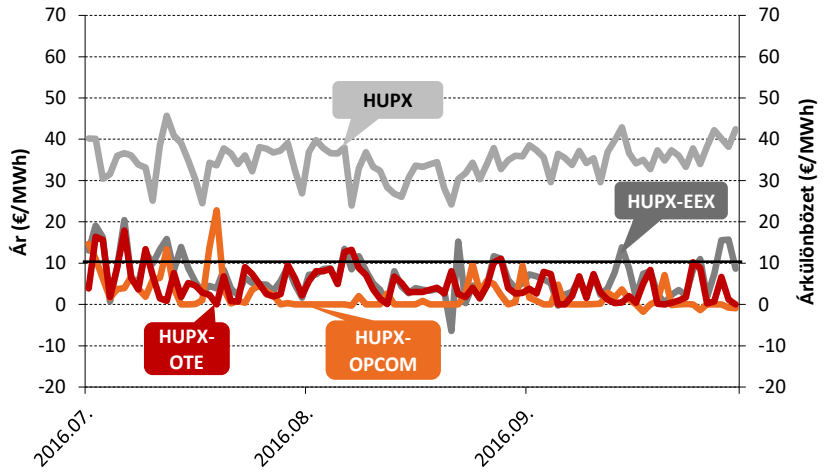
A HUPX 2017. évi zsinórtermékének ára a harmadik negyedév átlagában szinte teljesen megegyezett a második negyedéves szinttel. Mivel a német EEX árai ugyanebben az időszakban több mint másfél euróval emelkedtek, a magyar tőzsde felára 15%-kal, 9,72 EUR/MWh-ra csökkent (7. ábra).

A HUPX másnapi áraiban nem mutatkozott feltűnő kilengés a harmadik negyedév során (8. ábra). Július első felében a Mátrai Erőmű hűtési rendszerének problémáiból adódó kapacitáscsökkenés, majd az egyik paksi blokk nem tervezett kiesése okozott átmeneti áremelkedést. Augusztus elején tervezett karbantartás miatt állt le az egyik paksi blokk, és több gázos erőműben is voltak rövidebb kiesések, ezek hatását azonban az enyhe időjárás és a szabadságolások miatt alacsony kereslet enyhítette. A kereslet szeptemberi emelkedésének idejére a paksi erőmű ismét teljes kapacitással működött. A negyedév utolsó hónapjának második felében a 600 MW-os Győr-Gabcikovo távvezeték tervezett karbantartása miatt felére csökkent a Szlovákia felőli importkapacitás, amelyet Ukrajnából, Ausztriából és Szerbiából származó behozatallal, illetve a hazai gázos erőművek termelésének némi fokozásával sikerült pótolni. Szeptember utolsó hetében kisebb erőművi kiesések okoztak ismét áremelkedést.

A market couplingban résztvevő országok közül változatlanul Románia árait közelíti legjobban a magyar áramtőzsde: a harmadik negyedév legnagyobb együttmozgást mutató hónapjában, szeptemberben az órák számának 83%-ában nem volt különbség a két piac árai között. Érdekesség, hogy a szlovák és cseh árak a negyedév minden egyes órájában megegyeztek; a HUPX árai augusztusban csak az órák 28%-ában álltak ezzel azonos szinten, és az arány szeptemberben sem haladta meg az 55%-ot (9. ábra).

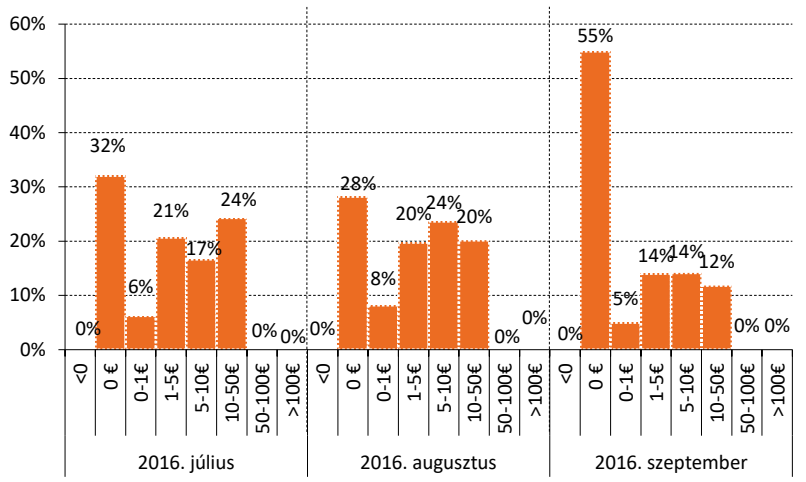
A tőzsdei árak nagyban meghatározzák a menetrendtől való eltérés költségét is. A kiegyenlítő energia elszámolásának rendszerét a MAVIR ugyanis úgy alakította ki, hogy arra ösztönözze a piaci szereplőket, hogy az előre látható hiányt vagy többletet elsősorban tőzsdei adásvétellel kezeljék – vagyis a várható hiányt ne érje meg a kiegyenlítőenergia-piacról beszerezni, illetve a várható többletet ne legyen érdemes ott értékesíteni. Ennek érdekében a fel irányú kiegyenlítő energia ára nem lehet alacsonyabb, mint az adott időszakra vonatkozó HUPX-ár, a le irányú kiegyenlítő energiáért pedig a rendszerirányító nem fizet többet, mint a tőzsdei ár. Az tavalyi év harmadik negye-

**8. ábra Az EEX, az OPCOM, az OTE és a HUPX tőzsde másnapi zsinórtermék árainak összehasonlítása, 2016. július–szeptember között**



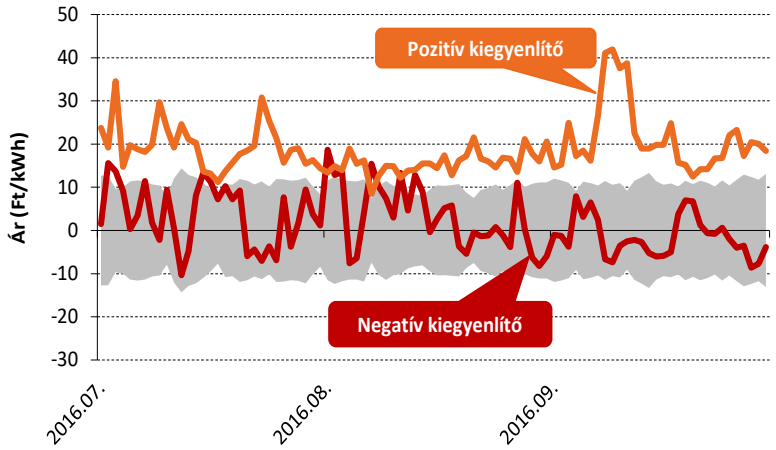

Forrás: EEX, OPCOM, OTE, HUPX

**9. ábra A magyar és cseh áramtőzsde különböző mértékű árkülönbözeteinek gyakorisága 2016. július–szeptember között**




Forrás: REKK számítás OTE adatok alapján

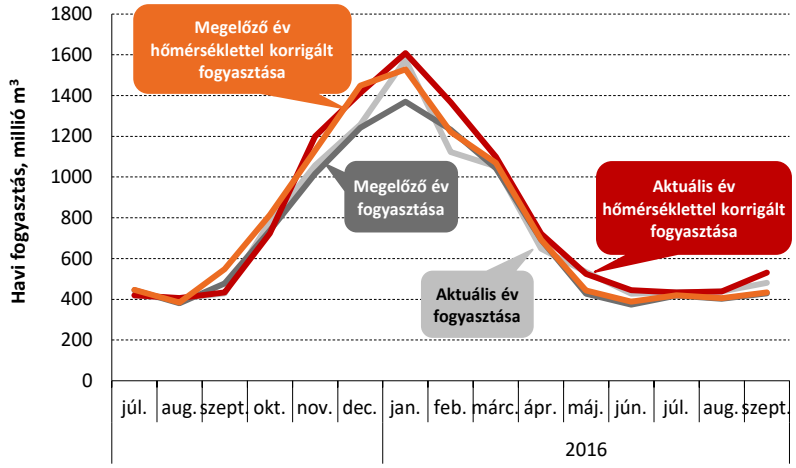
**10. ábra A kiegyenlítőenergia-árak és a spot HUPX ár napi átlagainak alakulása 2016 III. negyedévében**




Forrás: MAVIR, HUPX

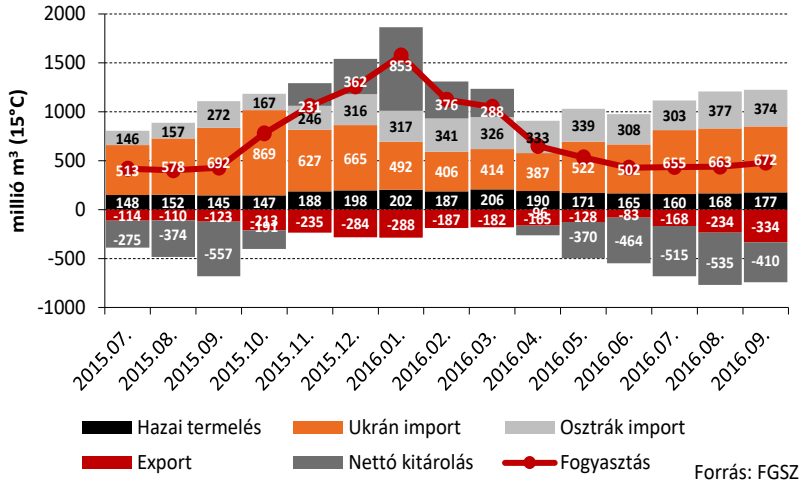
*Megjegyzés: Az ábrán a szürke sáv felső szélét a HUPX másnapi ára, az alsó szélét pedig a HUPX másnapi árának –1-szerese határozza meg. A MAVIR Kereskedelmi Szabályzata értelmében a HUPX másnapi ára a pozitív kiegyenlítő energia árának, míg a HUPX másnapi árának –1-szerese a negatív kiegyenlítő energia árának szab alsó korlátot.*

**11. ábra A kiigazítatlan és hőmérséklettel korrigált havi földgázfogyasztás alakulása 2015. július és 2016. szeptember között az előző év megfelelő havi fogyasztási adataival összevetve**



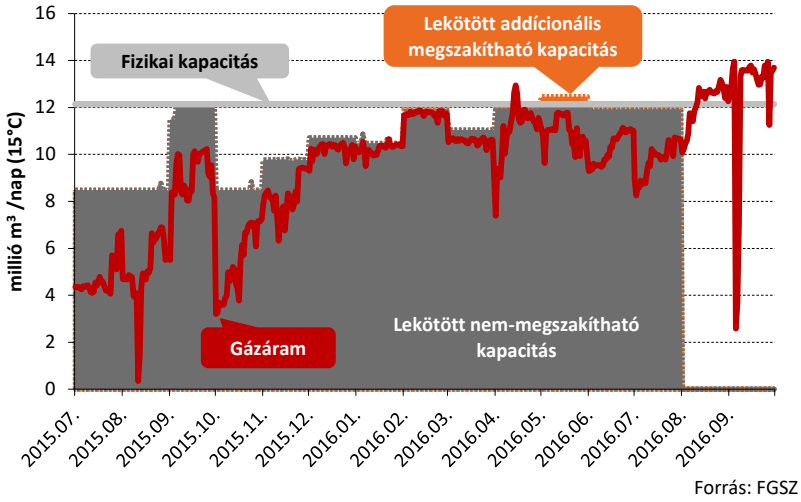

Forrás: FGSZ, European Climate Assessment & Dataset, ill. REKK számítás

**12. ábra A hazai gázpiac forrásszerkezetének havi alakulása 2015. július – 2016. szeptember között**




Forrás: FGSZ

**13. ábra A mosonmagyaróvári (osztrák) betáplálási pont forgalma 2015. július és 2016. szeptember között, a lekötött nem megszakítható és megszakítható kapacitások mellett**




Forrás: FGSZ

*Megjegyzés: A feltüntetett fizikai kapacitás az FGSZ által szolgáltatott érték. Az augusztusi és szeptemberi kapacitáslekötési adatok lapzártánkig nem voltak elérhetők*

dévében a pozitív kiegyenlítő energia átlagára nem érte el a 19 Ft/kWh-át, ami több mint négy forinttal alacsonyabb a megelőző negyedévi szintnél. A szeptember 8-11. között látható kiugró értékeket az magyarázhatja, hogy karbantartás miatt számos gázos erőmű, köztük a 400 MW-os csepeli létesítmény sem állt rendelkezésre.

## Hazai gázpiaci helyzetkép

A harmadik negyedév közel 1,4 milliárd $m^3$-es fogyasztása több mint 100 millió $m^3$-rel meghaladja az egy évvel korábbit. Bár az évnek ebben a – fűtési szezont megelőző – időszakában a hőmérsékleti hatásnak nincs nagy jelentősége, a 2015-ben tapasztaltnál jóval enyhébb szeptembernek köszönhetően a hőmérséklettel korrigált fogyasztás növekedése a negyedév során a ténylegesnél is mintegy 40 millió $m^3$-rel magasabb volt (11. ábra).

A hazai kitermelés a harmadik negyedévben a fogyasztást némileg meghaladó mértékben nőtt az előző év azonos időszakához képest, és annak 37%-át fedezte (12. ábra). Az Ukrajna felőli import 12, az Ausztria felőli több mint 80%-kal nőtt. Utóbbit elsősorban Ukrajna nyugat-európai gázbeszerzései magyarázhatják. Az Északi Áramlatot és a német-lengyel interkonnektort érintő karbantartási munkák szintén hozzájárultak a szokásos szállítási útvonalak átrendeződéséhez: augusztusban az Északi Áramlaton és a Lengyelországon keresztül szállított orosz gáz mennyisége egyaránt jelentősen visszaesett, elsősorban az ukrán-szlovák útvonalat értékelve fel. A Magyarországot érintő tranzit erősödését jelzi, hogy a hazai export a negyedév során éves alapon több mint a kétszeresére ugrott.

Az időszak végére a piaci szereplők 20%-kal nagyobb mennyiségű gázt helyezetek el tárolókban, mint egy évvel korábban, amiben szabályozási okok is közrejátszhattak. Míg ugyanis eddig az egyetemes szolgáltatóknak a téli időszakra várt lakossági igény 60%-át kielégítő gázmennyiséget kellett október 15-ig földalatti tárolókban elhelyezniük, addig mostantól a 60%-os arány az elmúlt tíz év legmagasabb téli fogyasztására vonatkozik. A hazai tárolók így a szeptembert a 2015. évinél annak ellenére is jóval maga-

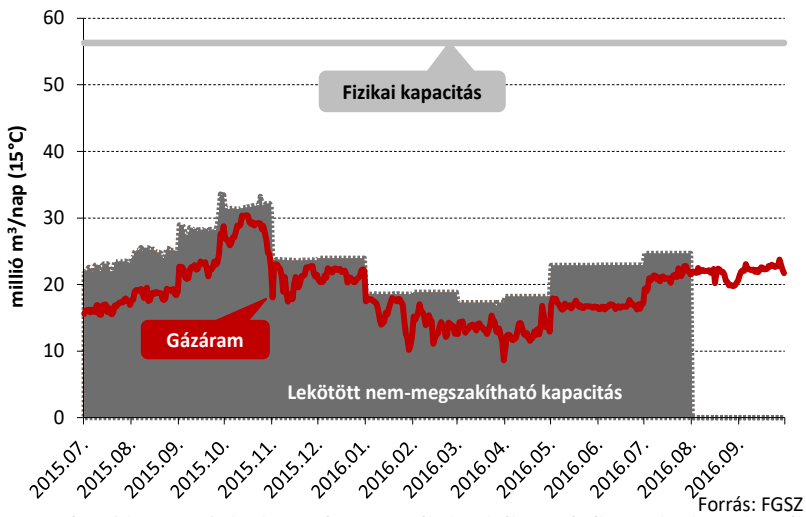
sabb – 48 helyett 57%-os – töltöttséggel zárták, hogy a betárolás csupán 17% alatti töltöttségi szintről indult.

A 13. ábra tanúsága szerint a mosonmagyaróvári betáplálási pont forgalma augusztusban ugrott meg jelentősen, amikor a hónap átlagában a meghirdetett fizikai kapacitáson, szeptemberben pedig azt is meghaladó kihasználtsággal működött a vezeték. A kihasználtság 94%-os negyedéves átlaga jócskán meghaladja az egy évvel korábbi 52%-ot. A beregdaróci betáplálási pont 38%-os negyedéves kihasználtsága némileg szintén magasabb a 2015. évi 34%-nál (14. ábra).

Az éves alapon több mint kétszeresére bővült export 57,4%-a Szerbia, 42,3%-a Ukrajna, 0,3%-a pedig Románia felé hagyta el az országot. A Szerbiába irányuló export 24%-kal bővült, Ukrajna pedig a 2015. év azonos időszakban gyakorlatilag semennyi gázt nem importált Magyarországról, szemben a július-szeptemberi több mint 310 millió m$^3$-rel. A felfutást az magyarázza, hogy keleti szomszédunk november óta nem vásárol gázt Oroszországtól, hanem teljes szükségletét nyugati forrásokból elégíti ki. Piaci információk szerint az is az ukrán kereslet növekedésével áll összefüggésben, hogy a harmadik negyedévben 98 GWh-ra nőtt a CEEGEX-en kereskedett gáz mennyisége, ami több mint 800-szorosa a korábbi 120 MWh-nak. Igaz, a 98 GWh-ás mennyiség is alig haladja meg a 10 millió m$^3$-t, vagyis az időszak hazai fogyasztásának 1%-át sem éri el. A negyedik negyedévtől a CEEGEX forgalmát ugyanakkor tovább bővítheti, hogy már a földgázszállító rendszer kiegyensúlyozására szolgáló termékek is kereskedhetők rajta.

A 16. ábra azt jelzi, hogy a nyugati irányú import harmadik negyedéves felfutásában a spot források kedvező áralakulása is szerepet játszhatott. Míg ugyanis az előző negyedévben az orosz importár a TTF-ár alatt maradt, addig a július-szeptemberi időszakban a spot források beszerzése volt a kedvezőbb választás. A REKK által az átlagos, spot- és olajindexált forrásokat is tartalmazó gázár becslésére számított kevert importár némileg meghaladta azt az ugyancsak becsült, rendeleti képlet alapján számított árat, amelyet a szabályozó az egyetemes szolgáltatók számára beszerzési költségként elismer.

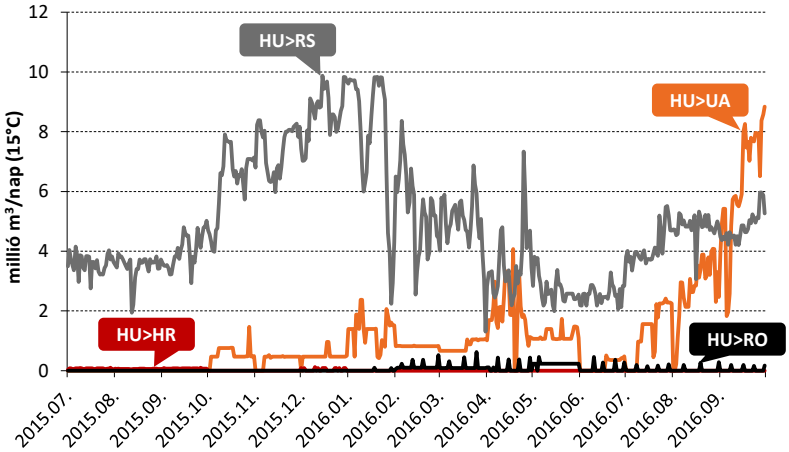
**14. ábra A beregdaróci (ukrán) betáplálási pont forgalma 2015. július és 2016. szeptember között, a lekötött nem megszakítható és megszakítható kapacitások mellett**




Forrás: FGSZ

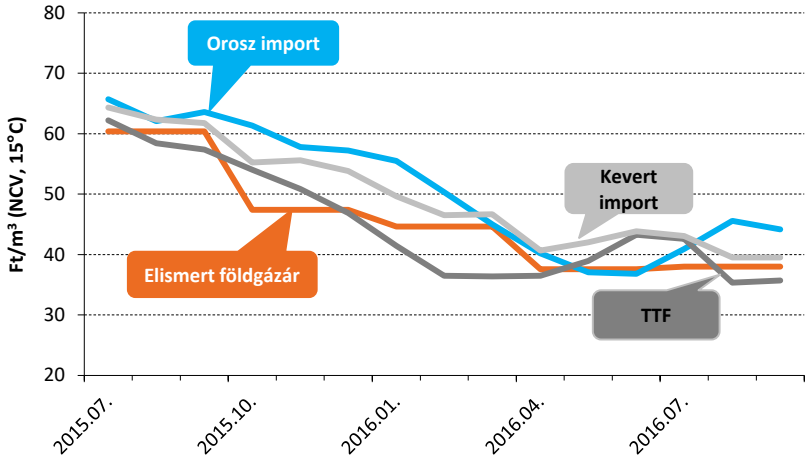
*Megjegyzés: A feltüntetett fizikai kapacitás az FGSZ által szolgáltatott érték. Az adatok az Ukrajnából érkező, szerb és bosnyák irányú tranzit gázáramot is tartalmazzák. Az augusztusi és szeptemberi kapacitáslekötési adatok lapzártánkig nem voltak elérhetők.*

**15. ábra Az ukrán, horvát, román és szerb irányba exportált gáz mennyisége 2015. július és 2016. szeptember között**




Forrás: FGSZ

**16. ábra Egyetemes szolgáltatók elismert földgázára és a tényleges beszerzési költségek alakulásának becslése 2015. július – 2016. szeptember között**




Forrás: REKK számítás EIA, Gaspool és Eurostat adatok alapján

*Megjegyzés: Az orosz importárat az Eurostat havi adataiból számoljuk, és piaci árfolyamon váltjuk át forintra. A TTF-ár a napi day-ahead árfolyamokból számított havi átlag, piaci árfolyamon forintra váltva. Az elismert földgázár a 29/2009 KHEM rendelet alapján becsült érték. A kevert import 60%-ban a rendeletben szereplő képlet alapján becsült olajindexált árat, 40%-ban TTF-árat tartalmaz. Az elismert földgázártól nem csak a spot és az olajindexált ár súlyozásában különbözik, hiszen a rendeleti spot ár az aktuális negyedévet megelőző negyedév 2. hónapjának 1. napjától a 15. napjáig terjedő időszak aktuális negyedévre vonatkozó határidős TTF-árainak átlagát jelenti, és az alkalmazott dollár- és euróárfolyam sem piaci.*

# Modellváltás után, közben, előtt? - Hazai energia-kiskereskedelmi körkép

***Az elmúlt évek folyamatos szerkezeti átrendeződést hoztak a gáz és a villamos energia kiskereskedelmi piacán. A lakossági gázpiacon lényegében megszűnt a verseny, több mint egy évtized után újra visszajutottunk oda, hogy a magyar háztartásoknak nincs választása, kitől vásárolják a földgázt. A gázpiacon gyakorlatilag befejeződött a 2011-ben, a Nemzeti Energiastratégiában meghirdetett közvetlen állami tulajdonszerzési program. 2016 októberétől az állami irányítás alá vont FŐGÁZ szolgálja ki a korábban a TIGÁZ által ellátott ügyfélkört. Az év végétől a GDF SUEZ csoporttól 2015 nyarán megvásárolt, majd később ENKSZ Észak-Dél Regionális Földgázszolgáltató Zrt. névre átkeresztelt egyetemes szolgáltató is beolvadt a FŐGÁZba. A FŐGÁZ így 2017-től egyedüli szereplővé vált a 3,5 milliárd köbméter éves volumenű (a teljes piac mintegy 45%-át kitevő) egyetemes szolgáltatói piacon.***

De elmondható-e, hogy ezekkel a tranzakciókkal az elmúlt másfél évtized permanens modell- és piaci szerkezetváltások végére értünk, vagy a most kialakult piaci helyzet is időleges? A kérdésre ma még nem egyértelmű a válasz. Egyfelől a villamos energia egyetemes szolgáltatási piacán – bár az EDF-DÉMÁSZ közelmúltban bejelentett állami megvásárlásával itt is megindult az állami tulajdon növelése – továbbra is két jelentős magántulajdonban álló társaság van jelen, így, szemben a gázszektorral, itt egyelőre nem valósult meg a kizárólagos állami szolgáltatói modell. Másfelől az Európai Bizottság egyre több fórumon hangsúlyozza, hogy a kiskereskedelmi piacokon meg kell szüntetni a hatósági árszabályozást. A 2016 decemberében napvilágot látott „Téli Csomag" belső piac szabályairól szóló irányelvtervezete szerint a tagállamoknak meg kell szüntetniük a végső fogyasztói árak szabályozását, mert ez piactorzító hatású. Bár a javaslat szerint az egyetemes szolgáltatás intézménye továbbra is megmaradhat a háztartásokra és a legfeljebb 50 főt foglalkoztató, maximum 10 millió euró éves árbevételű, illetve mérlegfőösszegű társaságokra, de a tervezett új szabályozási környezetben nem általános árszabályozással, hanem célzott szociálpolitikai intézkedésekkel biztosíthatják a tagállamok az energiához való általános hozzáférést. Az EU javaslatai egyelőre csupán a villamos energia piacát érintik, de valószínű, hogy a változások a későbbiekben a gázszektorra is kiterjednek. Ha ez megtörténik, úgy a most felépített központosított lakossági gázkereskedelmi rendszer fenntarthatósága erősen kérdésessé válik és várhatóan újabb átalakulások következnek a lakossági energiaszolgáltatás területén.

De addig is, a mostani időszak kiválóan alkalmas arra, hogy egyfajta korszakhatárt húzva áttekintsük a szektor elmúlt évtizedbeli fejlődését. Elemzésünkben előbb rövid áttekintést adunk az áram- és gázkereskedelem fejlődését befolyásoló legfontosabb eseményekről, majd ezt követően számviteli beszámolók alapján vizsgáljuk az energia-kereskedelmi szektor reprezentatív vállalatainak adatait. Huszonöt magyarországi bejegyzésű energiakereskedő vállalat számviteli adatsorát dolgoztuk fel 2008 és 2015 között. Az általunk vizsgált vállalatok az elmúlt öt év átlagában együttesen valamivel több, mint 2500 milliárd forintos éves árbevételt értek el, piaci részesedésük 95% feletti, így elmondható, hogy adataik jól reprezentálják a hazai energiakereskedelmi szektor egészét.

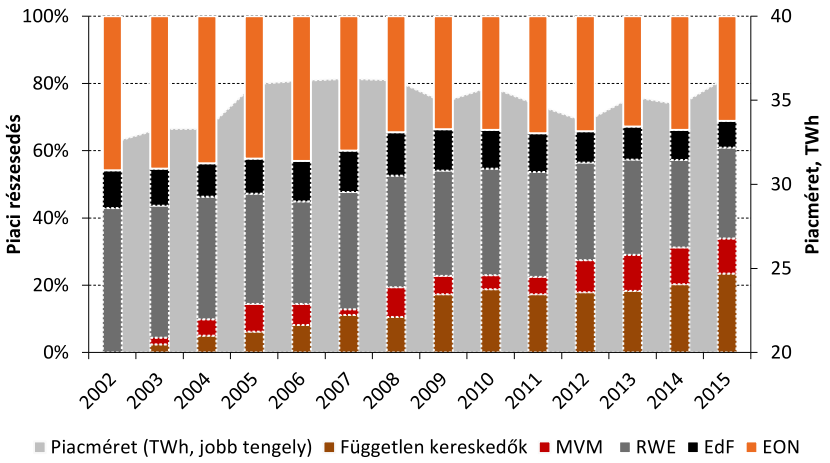
## Az elmúlt két évtized meghatározó eseményei

A magyarországi energiakereskedelem elmúlt két évtizedes fejlődését három jól elkülöníthető szakaszra oszthatjuk: (1) privatizáció érdemi verseny nélkül a területi monopóliumok fenntartásával (1995-2002); (2) liberalizáció és alternatív szolgáltatók megjelenése a lakossági piacon (2003-2011); (3) centralizációs törekvések és az állam tulajdonosi szerepvállalásának erősítése (2011-től).

(1) Az energia-kiskereskedelmi szektor sajátos magyarországi fejlődési útja az 1990-es évtized közepén lezajlott privatizációkra vezethető vissza. Az akkor még vertikális integrált energiakereskedő és elosztó vállalatokat a szektor meghatározó európai vállalatai, az árampiacon az E.ON, az RWE és az EDF, a gázpiacon az E.ON, a GDF és az ENI szerezték meg. A privatizációk révén Magyarországon - térségünkben egyedüliként - egy olyan egyedi piaci szerkezet alakult ki, ahol az egyedüli hazai többségi tulajdonú FŐGÁZ-t leszámítva (bár a társaság kisebbségi tulajdonosaként az RWE itt is jelentős menedzsment-jogosítványokat kapott) kizárólag multinacionális hátterű vállalatok birtokolták a hazai kiskereskedelmi pozíciókat a piac 2003-ban történő megnyitásakor.

(2) A magyarországi energiakereskedelem több szereplős versenypiaccá alakulása a 2003-as részleges liberalizációval indult. Ekkortól, az uniós csatlakozási tárgyalások részeként Magyarország fokozatosan megnyitotta áram- és gázpiacát. A 2003-as jogszabályváltozások hatására azonnal új, független energiakereskedők jelentek meg a piacon az úgynevezett feljogosított fogyasztók kiszolgálására, akiknek jogában állt szabadpiacról beszerezniük áram- vagy gázigényüket. 2003 után a már itt lévő, az 1990-es évtized közepén lezajlott privatizációk révén inkumbens pozíciókat szerző cégek mellett olyan jelentős regionális energiaszolgáltatók alapítottak magyarországi kereskedelmi leányvállalatot, mint a CEZ vagy az OMV. A nagykereskedelemben domináns pozíciókkal rendelkező állami tulajdonú MVM is kiterjesztette tevékenységét a kiskereskedelmi piacra az MVM Partner megalapításával. A korábbi közüzemi modell teljes megszűnése a VET 2007. évi és a GET 2008. évi elfogadásához kötődik. Az új törvények elfogadását követő, 2008-tól 2011-ig tartó időszakot a piacnyitás kiteljesedéseként jellemezhetjük az áram- és gázkereskedelemben, amit még a 2008 őszén kirobbant gazdasági válság sem tudott érdemben visszavetni. Újabb jelentős kereskedőcégek léptek a piacra, mint például a MOL résztulajdonával alapított MOL Energiakereskedő Kft. (későbbi nevén MET Zrt.) A liberalizált energiapiac másik nagy új belépője a Magyar Telekom, ráadásul ez a cég azzal a céllal jött létre 2011-ben, hogy a lakossági szegmensben is versenyt támasszon az egyetemes szolgáltatók számára. A társaság belépése az áram- és gázkereskedelem területére azonban már időben egybeesett a szabályozási környezet jelentős átalakításával, ami megkérdőjelezte a Telekom által kínált versenypiaci modell életképességét. Az egyetemes szolgáltatói árak befagyasztása, majd a korábbi árrés-szabályozás módosítása és hatósági ár meghatározása 2011-re gyakorlatilag olyan helyzetet eredményezett, mely az egyetemes szolgáltatói részpiacon lényegében visszaállította a liberalizációt megelőző időszakra jellemző piaci körülményeket.

**1. ábra Piaci részesedések és a villamos energia kiskereskedelmi piacának mérete Magyarországon, 2002 és 2015 között**



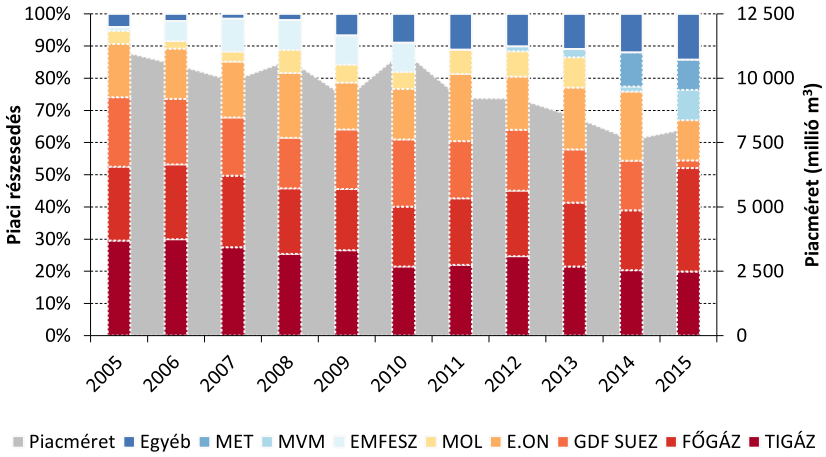

Forrás: REKK-szerkesztés a MEKH országgyűlési beszámolók adatai alapján

(3) A 2011-ben elfogadott „Nemzeti Energia Stratégia 2030" új prioritásokat határozott meg a szektor irányításában. Az új stratégia a közvetlen állami szerepvállalás erősítése mellett érvelt. A stratégia megalkotói szerint a "jogi és gazdasági feltételek koherenciájának biztosítása önmagában nem elégséges eszköz a közjó és a nemzeti érdek hatékony érvényesítéséhez." Szükséges a markáns tulajdonosi jelenlét és az erőteljes állami szabályozás is ahhoz, hogy az energiaszektor a kormány által elképzelt irányba fejlődjön. A változások kiterjedtek a kereskedelmi szektor szabályozási környezetére is, elsősorban a lakossági (egyetemes) szolgáltatások területén a korábbi árrés-szabályozás helyébe lépő hatósági ármegállapítás bevezetésével, illetve a földgáz egyetemes szolgáltatók, portfoliók állami megvásárlásával.

## A piaci részesedések alakulása

A piac változásainak jó indikátorai a MEKH által évente, az Országgyűlési Beszámoló részeként elkészített, piaci részesedéseket mutató adatsorok. A piaci részesedéseket a Hivatal naturáliákból számítja. Az adatsor alapján látható, hogy a villamos energia kiskereskedelmi piacán a 2003-ban megindult, előbb részleges, majd 2008-tól teljes liberalizáció hatására a három korábban területi monopóliumot élvező kereskedő (az E.ON, RWE és EDF hazai leányvállalatai) piaci részesedése fokozatos csökkenésnek indult. Az 1. ábra ugyanakkor rávilágít a piacnyitás korlátaira is, hiszen több mint tíz évvel az első liberalizációs intézkedések után még mindig közel 70%-os a korábbi inkumbens kereskedők részesedése.

**2. ábra Piaci részesedések és a gáz kiskereskedelmi piacának mérete Magyarországon, 2005 és 2015 között**



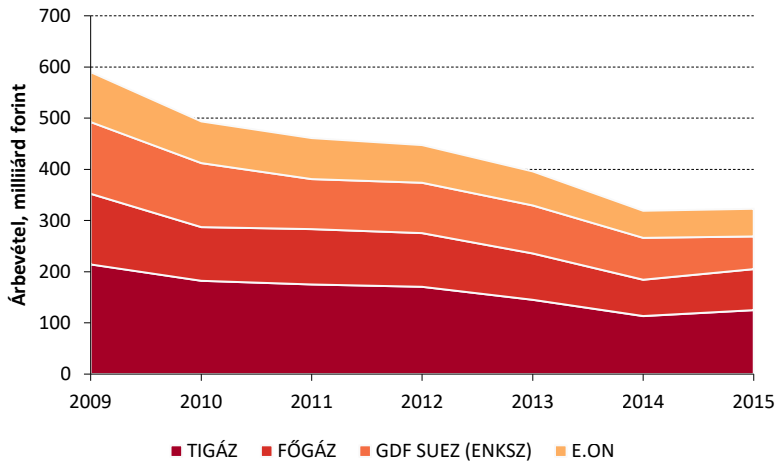

Forrás: REKK-szerkesztés a MEKH országgyűlési beszámolók adatai alapján

Az árampiacot tovább elemezve az elmúlt években a mennyiségi és értékbeli indikátorok ellentétes trendjei figyelhetők meg. 2013 és 2016 között a szabadpiaci villamosenergia-értékesítés havi átlagos mennyisége 1900 GWh-ról 2100 GWh-ra nőtt, míg az egyetemes szolgáltatásban 900 és 960 GWh között hullámzott. A piac mennyiségbeli növekedése ellenére értékben mindkét szegmens radikálisan csökkent, a 2013-as havi átlagosan 17,5 milliárdos egyetemes szolgáltatási piac 2016-ra 13,7 milliárd forintra zsugorodott, míg a szabadpiac a jelentős mennyiségi dinamika ellenére havi 36,4 milliárd forintról 31,8 milliárd forintra csökkent. A teljes időszakra jellemző az árak folyamatos eróziója, amely a bevételcsökkenés elsődleges magyarázó tényezője. Míg 2013 I. negyedévében a MEKH adatai szerint a szabadpiaci átlagár 19,07 Ft/kWh, az egyetemes szolgáltatói átlagár 18,76 Ft/kWh volt, addig ugyanezek az értékek 2016. II. negyedévében csupán 14,29 Ft/kWh, illetve 15,09 Ft/kWh voltak.

A gáz kiskereskedelmi piacán a piaci részesedések tekintetében ugyancsak elmondható, hogy a turbulens környezeti változások ellenére a szektor meghatározó kiskereskedelmi viszonyai csak lassan változtak az elmúlt évtizedben egészen 2014-ig. Egészen a közelmúltig megmaradt az inkumbens szereplők (TIGÁZ, FŐGÁZ, GDF SUEZ és E.ON) dominanciája, annak ellenére, hogy 2015-re 67%-ra csökkent együttes piaci részesedésük a 2005-ös 91%-ról. 2015-től azonban gyökeres szerkezetátalakulás kezdődött. Előbb az E.ON lakossági gázüzletága, majd a GDF SUEZ egyetemes szolgáltatást végző vállalata került az időközben állami tulajdonúvá váló FŐGÁZ irányítása alá. A tulajdonviszonyok átrendeződése, az egyetemes szolgáltatás szabályrendszerének átalakítása mellett a piac méretének erőteljes zsugorodása is komoly kihívás elé állítja a gázkereskedőket, hiszen a 2005-ös 11 milliárd $m^3$-rel szemben 2014-ben mindössze 8 milliárd $m^3$-re tehető a kiskereskedelmi piac mérete, így itt a vállalatok az egymás közötti pozícióik változása mellett a teljes piac zsugorodásával is meg kell, hogy küzdjenek.

A hatósági ármeghatározás és a csökkenő gázárak drámai értékbeni visszaesést hoztak az egyetemes szolgáltatói gázpiacon, mind a szabadpiaci, mind a lakossági szegmensben. A 3. ábra tanúsága szerint a négy egyetemes szolgáltató együttes üzletági árbevétele a 2009. évi 590 milliárd forintról 2015-re 323 milliárd forintra apadt. Nem meglepő, hogy a bevételcsökkenés az eredményességre is hatással volt. 2013 óta valamennyi egyetemes szolgáltatói üzletág már üzemi szinten is veszteséges volt, 2010 és 2015 között a szolgáltatók együttes üzemi eredménye -103 milliárd forint veszteséget tett ki.

**3. ábra Gáz egyetemes szolgáltatói üzletágak éves árbevételének alakulása 2009-2015**




Forrás: REKK szerkesztés a vállalati beszámolók kiegészítő mellékleteiben közölt üzletági adatok alapján

Ugyanakkor az is tény, hogy a nehézségek ellenére nőtt a gázpiacra újonnan belépő független kereskedők részaránya, akik mostanra mintegy 30%-os piaci részesedést mondhatnak magukénak. Ez az arány különösen jelentős, ha figyelembe vesszük, hogy az új belépők számára a piac mintegy 45%-át kitevő lakossági szegmens gyakorlatilag nem elérhető.

A következőkben a cégek pénzügyi beszámolói adatainak elemzése segítségével tekintjük át, milyen hatása volt piaci és szabályozási környezet változásainak a villamosenergia- és földgázszektor vállalatainak teljesítményére a teljes piacnyitás óta eltelt közel egy évtizedben.

## A vállalati adatok elemzési módszertana

Elemzésünkben összességében 25 energia-kiskereskedelemmel aktívan foglalkozó vállalat pénzügyi adatsorát vizsgáltuk 2008 és 2015 között. Az adatok forrása az Igazságügyi Minisztérium céginformációs szolgálata, közismert nevén az e-beszamolo.im.gov.hu volt. A választott mintánál arra törekedtünk, hogy a lehető legjobban reprezentálja a hazai piac egészét. A mintába valamennyi áram- és gázkereskedelmet folytató inkumbens (2003 előtt már a piacon lévő) társaság bekerült, a külföldi tulajdonúak közül az EDF, E.On, GDF SUEZ, RWE, ENI hazai leányvállalatai, a hazai inkumbensek közül a FŐGÁZ/ENKSZ és az MVM Csoport kereskedőcégei. A 2003 után alapított új belépők közül az Alteo, a Budapesti Energiakereskedő, a CEZ, a CYEB, az Econgas, az E-OS, a Greenergy, az IFC/Optenergy, a JAS, a Nordest Energy és a VPP kerültek be a vizsgálati mintába. Az általunk vizsgált vállalati kör bár nem teljes, de meggyőződésünk szerint jól reprezentálja a teljes iparágat, néhány korlátozó megjegyzéssel:

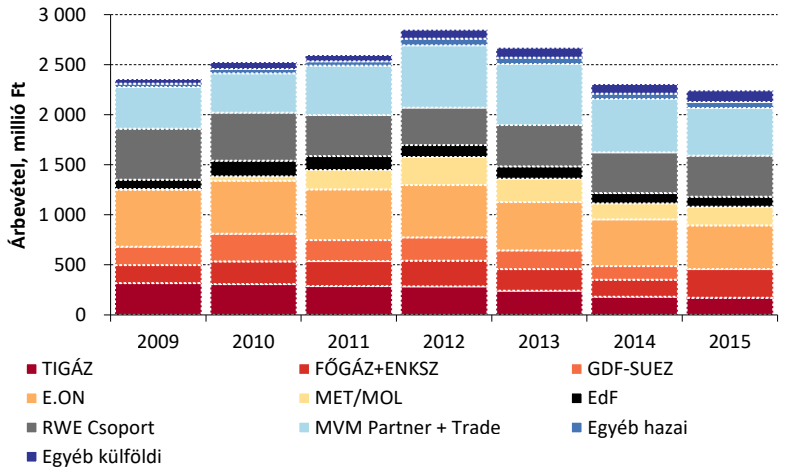
- Mivel a kiskereskedelmi piac vizsgálata volt az elsődleges célunk, nem vontuk be a mintába azokat a cégeket, melyeknél egyértelműen a nagykereskedelmi tevékenység áll középpontban (EFT, MFGK)
- Vannak olyan nemzetközi vállalatok, amelyek úgy folytatják magyarországi energiakereskedelmi tevékenységüket, hogy nem hoztak létre a magyar jog szerint működő helyi leányvállalatot, hanem fióktelepként működnek. Mivel e cégek beszámolóiból nehéz pontosan leválogatni a magyarországi aktivitás arányát, nem vettük őket figyelembe az elemzésnél
- Azon társaságok kerültek be a mintába, amelyek a vizsgálati időszakon belül egy évben legalább 10 milliárdos vagy legalább három évben 1 milliárd forintnál nagyobb árbevételt értek el.

Elemzésünket két mutatócsoportra szűkítjük a terjedelmi korlátok miatt. A jövedelmezőségi mutatók közül bemutatjuk a bruttó fedezeti hányad (árbevételből levonva az eladott áruk beszerzési értéke és a közvetített szolgáltatások értéke) és az árbevétel-arányos EBITDA alakulását. A működési mutatók között elsődlegesen a forgótőke-menedzsment kérdéskörét elemezzük. Vizsgáljuk a forgótőke-igény változását, illetve a vevőállomány forgási sebességét.

A jobb összehasonlíthatóság érdekében néhány tekintetben módosítottuk a nyers pénzügyi beszámolókat. Az adatbázisban szereplő cégek eltérő irányítási, szervezeti struktúrákban működnek. A legtöbb vállalat a kereskedelmi tevékenységét jogilag önálló leányvállalatban végzi, míg mások operatív holdingstruktúrában működnek, így a kereskedelem mellett a befektetési tevékenységet is ugyanazon vállalatban végzik. A leginkább jellemző iparági befektetés – amely az inkumbenseket jellemzi – az elosztó-vállalatok (DSO-k) tulajdonlása. Az ilyen kereskedők döntő része (ELMŰ-ÉMÁSZ, FŐGÁZ, GDF SUEZ, TIGÁZ, EDF-DÉMÁSZ) közvetlenül tulajdonolja a vállalatcsoportba tartozó elosztók üzletrészeit, így a kereskedelmet végző jogi egység egyben befektető vállalat is, amely leginkább az operatív holding szervezeti sémájával írható le. Az E.On eltérő szervezeti megoldást választott, és teljes jogi szétválasztást hajtott végre, melynek eredményeképpen valamennyi magyarországi befektetését egy stratégiai holdingvállalat (E.On Hungária Zrt.) alá szervezte önálló leányvállalatokként.

Más példákat is találunk a kevert tevékenységi profilú cégekre, amikor a szabadpiaci kereskedővállalat birtokában termelőegységek (erőműtársaságok) is vannak (pl. ALTEO, Greenergy). Annak érdekében, hogy biztosítsuk az adatok jobb összehasonlíthatóságát, korrigáltuk a számviteli beszámolójukban jelentős befektetésekkel rendelkező vállalatok beszámolóit. A mérleg eszközoldalán levontuk a befektetett eszközök közül a nem kereskedelmi célú befektetések könyv szerinti értékét és a forrásoldalon ugyanilyen mértékben csökkentettük a saját tőke értékét. Az eredménykimutatásban szereplő nyers pénzügyi eredményszámokat is korrigáltuk azzal, hogy levontuk az elosztó, illetve termelő célú leányvállalatoktól kapott osztalék mértékét.[1] Az így módosított beszámolókat használtuk fel a további elemzésekben.

**4. ábra Magyarországi áram- és gázkereskedők árbevételének alakulása 2009 és 2015 között**




*1 Felmerülhet, miért nem használtuk a több-üzletágas vállalatok esetében az éves beszámoló mellékleteként kötelezően elkészítendő tevékenységi (üzletági) beszámolókat. Mivel a tevékenységi beszámolók a vállalati általános költségeket nem osztják fel az egyes üzletágak között, illetve nem tartalmaznak tőkekonszolidációt, használatuk megítélésünk szerint nagyobb torzításhoz vezetett volna az elemzésben.*

## Az energiakereskedők jövedelmezőségének alakulása

Mivel a MEKH a piaci részesedések számításánál a forgalmazott mennyiségeket veszi alapul, így ezt érdemes kiegészíteni a vállalatok árbevételének idősoros elemzésével. A mintába bevont vállalati kör árbevétele a vizsgálati időszak első felében folyamatos növekedést, majd 2012-től 2015-ig csökkenést mutatott. Az elosztóhálózattal is rendelkező korábbi inkumbens vállalatok áram- és gázkereskedelemből származó együttes árbevétele2010-ben érte el a maximumát 1.974 milliárd forintos együttes bevétellel, ami 2015-re 1.404 milliárd forintra esett vissza.

Az új belépők közül az MVM Partner[2] 2012-ben érte el a legnagyobb bevételét 623 milliárd forinttal, amit 2013-ban lényegében megtartott, de 2015-re 477 milliárdra esett vissza a forgalma. Szintén 2012-ben tetőzött a MET árbevétele 280 milliárd forintos szinten, ami 2014-re 158 milliárd forintra zsugorodott, ám 2015-ben 187 milliárd forintos értékkel ismét növekedésnek indult.

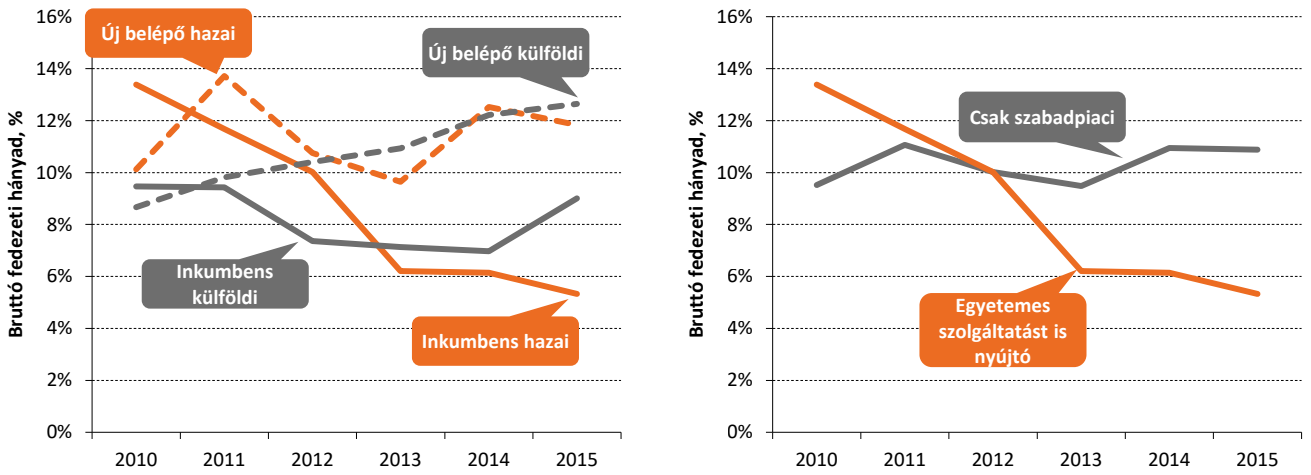
Az árbevétel mellett érdekes tendenciát mutat a fedezeti hányad (az árbevétel eladott áruk beszerzési értékével és a közvetített szolgáltatások értékével csökkentett hányada) vizsgálata is. A bruttó fedezeti hányadok átlagos értéke a vizsgált minta egészére nézve viszonylagos stabilitást mutat, a legalacsonyabb érték 2013-ban 8,5%, a legmagasabb 2011-ben 11,2%.

A 5. ábra azonban jóval árnyaltabbá teszi a képet. Látható, hogy az új belépők jellemzően a magasabb fedezeti szintekkel kecsegtető piaci szegmensekbe léptek be, bruttó fedezeti hányadaik tendenciaszerűen meghaladják az inkumbens vállalatokét. Érdekes a csak szabadpiaci, illetve vegyes profilú kereskedők összevetése is. Utóbbi csoportnál jól látszik a hatósági ármeghatározás drasztikus hatása az árrésre 2012-t követően.

A bruttó fedezeti hányadok alakulásánál is beszédesebb mutató az amortizációtól, adóktól és kamatfizetéstől megtisztított jövedelmezőség (EBITDA). Ez a mutatószám talán a legalkalmasabb arra, hogy összehasonlíthatóvá tegyük az eltérő tőkehelyzetű, eszközellátottságú és finanszírozású vállalatok jövedelmezőségét.

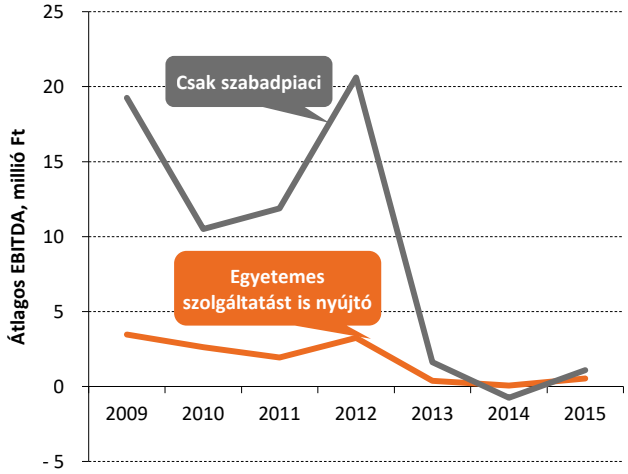
Az 6. ábra adatai jól szemléltetik, hogy a szektor „aranykora" 2012-ben egyértelműen véget ért. A rezsicsökkentés meghirdetésével egyidejűleg az egyetemes szolgáltatásban is érdekelt vállalatok átlagos jövedelmezősége drasztikusan visszaesett. Az egyedi céges adatokat vizsgálva ugyanakkor differenciáltabb képet kaphatunk. A három inkumbens áramszolgáltató közül az EDF és az RWE érdekeltségi körébe tartozó vállalatok végig pozitív tartományban tudták tartani a jövedelmezőségüket, sőt az EDF végig az iparág egésze fölött teljesített. Az E.On ugyanakkor, amely 2015-ig az áram mellett a gázszektorban is érdekelt volt, a vizsgált hét év közül ötben negatív EBITDA-t ért el. A kereskedelmi tevékenységét 2014 végén megszüntető GDF SUEZ-nél még rosszabb a kép, a társaságnak végig negatív az amortizációval korrigált üzemi eredménye. A legdrasztikusabb visszaesést a TIGÁZ szenvedte el 2012-ben és 2013-ban, amikor a korábbi szerény pozitív EBITDA előbb -5,1%-ra, majd -6%-ra romlott. Az MVM-nél is a 2013-as év tekinthető fordulópontnak. A társaság ezt megelőzően 3,2% és 8,7% közötti kiemelkedő jövedelmezőségi szinteket ért el, de 2013-tól látványos a visszaesés. A MET ugyanakkor a teljes időszakban jól teljesített, EBITDA mutatója minden évben pozitív maradt.

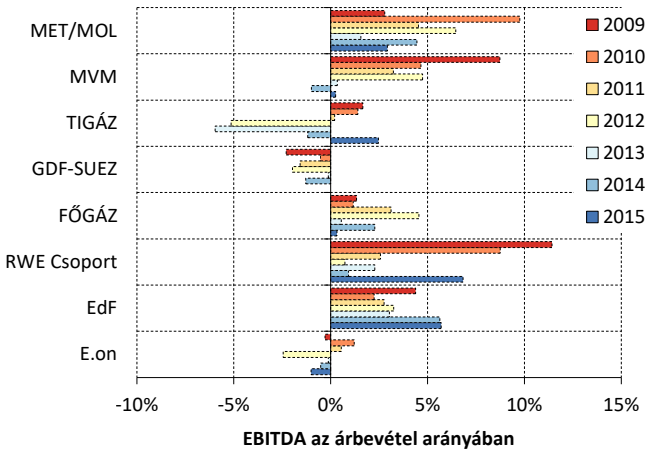
**5. ábra A bruttó fedezeti hányadok változásai 2010 és 2015 között az energia-kiskereskedelemben**




*2 Az MVM Partner 2012 júliusától vette át az MVM Trade tevékenységeit, így 2012 első félévében még mindkét MVM társaság adatait figyelembe vettük.*

**6. ábra Az átlagos EBITDA alakulása a csak szabadpiaci és az egyetemes szolgáltatást is folytató vállalatoknál (bal oldali ábra) és a meghatározó súlyú piaci szereplők árbevétel arányos EBITDA mutatói (jobb oldali ábra)**




Természetesen óvatosan kell bánni a vállalati adatsorokból levonató következtetésekkel. Egyes vállalatok jobb vagy rosszabb teljesítményét nem csupán a menedzsment minősége, de számos egyéb tényező is befolyásolja. A rosszabb számok hátterében meghúzódhat eltérő csoportszintű jövedelem-optimalizálási stratégia. Ez különösen azoknál a vállalatoknál fordulhat elő, amelyek a termelési és nagykereskedelmi értéklánc más szegmenseiben is aktívak. Egy, a portfolióban lévő erőműtől történő beszerzés ronthatja vagy javíthatja a kereskedelmi vállalat megtérülési számait, amennyiben a csoporthoz tartozó erőmű a piaci ártól eltérő áron értékesít a csoporton belüli kereskedő felé. Ez a helyzet akár az MVM, akár az E.On esetében jelentősen befolyásolhatja a beszámolókban szereplő éves eredményszámokat. Hasonlóképpen, a gáz-nagykereskedelmi pozíciók is befolyásolhatják az azonos csoportba tartozó kiskereskedő vállalat jövedelmezőségét. Ezzel együtt, az azonos vállalatra vonatkozó idősorok vizsgálata a fenntartásokkal együtt is jelentős információtartalmat hordoz.

A 7. ábra arra utal, hogy a szektor vállalatai viszonylag stabilan 30 nap körül tudták tartani vevőállományuk forgási idejét. Feltűnő a FŐGÁZ kiugró értéke a teljes vizsgálati időszakban, amelyet részben ugyan magyaráz, hogy a társaság 2014-15-ben több akvizíciót is végrehajtott, de az érték a korábbi években is messze magasabb a többi vállalaténál.

A vevőállomány alakulásánál beszédesebb mutató a nettó forgótőke igény alakulása. A pozitív forgótőke-igény értéke azt jelenti, hogy a vállalat rövid lejáratú eszközei (vevőállománya, készlete, egyéb követelései) meghaladják a kamatmentes folyó forrásait (szállítók, egyéb kötelezettségek), így a különbözetet jellemzően hitelfelvétellel vagy tulajdonosi finanszírozással kell biztosítani. A pozitív forgótőkeigénynek számos magyarázata lehet:

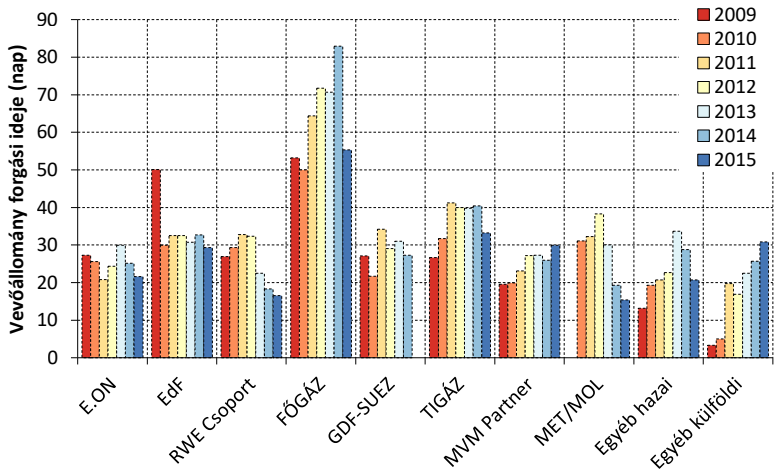
- az árbevétel növekedése;
- a vállalatcsoporton belüli átcsoportosítás;
- nem hatékony gazdálkodás.

## A forgótőke-menedzsment

Vállalati adatokra alapuló elemzésünk második részében az egyes vállalatok forgótőke-politikáját tekintjük át. Két mutató idősoros alakulását vizsgáljuk:

- a csoporton kívüli vevőállomány forgási sebességét
- az egyes vállalatok nettó forgótőkeigényének alakulását az árbevételük arányában. A nettó forgótőkeigényt a pénzeszközöktől és értékpapíroktól megtisztított forgóeszközök és a kamatköteles rövid lejáratú források nélkül számított rövid lejáratú forrásállomány különbségeként számítottuk.

**7. ábra A vevőállomány forgási ideje az energiakereskedő vállalatoknál**

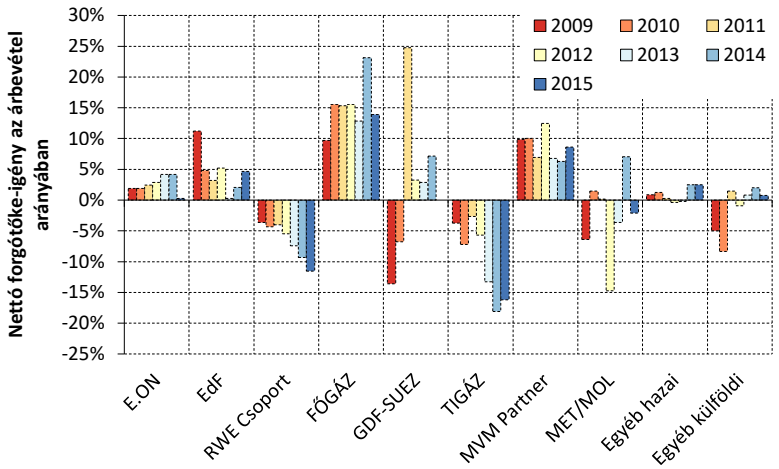


Negatív forgótőkeigényt okozhat az árbevétel csökkenése és a hatékonysági tartalékok feltárása és kiaknázása. A 8. ábra számos következtetés levonására ad lehetőséget. Az ábra alapján látható, hogy egyes vállalatoknál a mutató alakulása szinte tankönyvszerű, így például a TIGÁZ esetében az árbevétel 2009 óta folyamatosan csökken, ami szinte természetszerűen vezet a folyamatos negatív forgótőke-szükséglethez. Érdekesebb az RWE tulajdonú vállalatok esete, ahol annak ellenére mutat folyamatosan negatív értéket a forgótőkeigény mutatója, hogy 2013-tól már megállt a vállalatcsoport árbevételének csökkenése. Az utolsó három év adatai itt a forgótőke-menedzsment hatékonyságának javulására utalnak. Az MVM-nél a bevétel növekedése 2013-ig indokolja a pozitív forgótőkeigényt. 2013-ról 2015-re azonban 132 milliárddal csökkent a vállalat árbevétele. Ennek ellenére 34, illetve 41 milliárd forinttal nőtt a nettó forgótőkeigény ezekben az években, ami arra utal, hogy az MVM Partner a vállalatcsoport egyéb tevékenységeit finanszírozta. Hasonló tendencia figyelhető meg az E.Onnál is. Itt annak ellenére pozitív a forgótőkeigény, hogy a társaság árbevétele a rekord 2009-es 569 milliárd forintról 2015-re – részben a lakossági gázszolgáltatásból történő kivonulás miatt – 134 milliárd forinttal, 435 milliárd forintra csökkent. A társaságnál a teljes vizsgálati időszakban pozitív forgótőkeigény figyelhető meg, ami itt is a források vállalatcsoporton belüli átcsoportosításra utal.

## Összegzés

Elemzésünkben azt a célt tűztük ki, hogy egyfajta körképet adjunk a hazai energiakereskedelmi vállalatok működéséről. Nem kívántunk a bemutatott adatokból általános következtetéseket levonni, csupán a gáz- és áramkereskedelem meghatározó szereplőinek adatait feldolgozva bemutatni a szektor legfontosabb gazdálkodási jellemzőit. Az elmúlt évtized számos új kihívás elé állította a kereskedővállalatokat, amelyek többsége folyamatos adaptációval képes volt biztosítani saját működésének feltételeit a turbulens környezeti hatások és az erősödő verseny körülményei között. A hazai kereskedők mostanra számos eltérő üzleti modell és stratégia mentén végzik tevékenységüket. Ez a fokozódó diverzifikáció egyre nehezebbé teszi a szereplők pénzügyi adatainak közvetlen összehasonlítását. Ugyanakkor az adatok időbeli alakulásának vizsgálata minden módszertani nehézség ellenére hozzájárulhat, hogy pontosabb képet alkothassunk a hazai energiakereskedelem gazdasági hátterének változásáról, a vállalatok adaptációs képességéről és az előttük álló piaci és üzleti kihívásokról.

**8. ábra Energiakereskedők nettó forgótőkeigényének alakulása az árbevételük arányában**

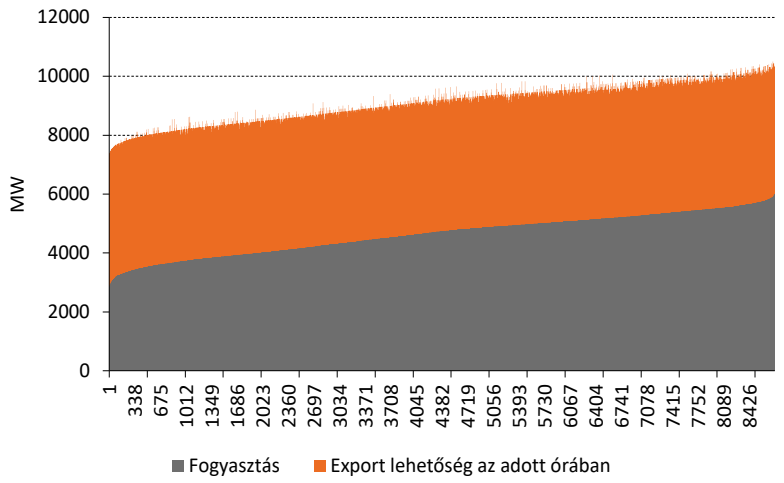


# Elfér-e egymás mellett a megújuló és atomenergia - A megújulók hatása az atomerőműve kihasználtságra és profitra Magyarországon

***A 2011-ben elfogadott Nemzeti Energiastratégia közel 20 éves távlatra előre felvázolta a kívánatos villamosenergia-mixet hazánkban. Az Energiastratégia a 2030-ig terjedő időszakban többféle erőművi forgatókönyvet is vizsgált, amelyek közül az ún. atom-szén-zöld forgatókönyvben felvázolt erőműpark kiépítését nevezte reális és megvalósítandó célnak. Ez a meglévő paksi atomerőművi blokkok 20 éves üzemidő-hosszabbítása mellett két új paksi telephelyű, egyenként 1200 MW-os nukleáris, illetve egy új, 440 MW-os széntüzelésű blokkal számol. A megújulók tekintetében a Nemzeti Energiahasznosítási Cselekvési Tervet veszi alapul, amely 2020-ra 1,4 GW megújuló kapacitással tervez, míg 2030-ra ennek trendszerű folytatásaként 2,2 GW-nyival. Ugyanakkor egy nemrégiben REKK által publikált jelentés[1] alapján ahhoz, hogy a 2020-as megújuló célokat teljesíteni lehessen, a mostani kapacitásokhoz képest további közel 2 GW-nyi naperőművi - vagy ezzel egyenértékű megújuló - kapacitásra lenne szükség. Az elemzésünkben azt vizsgáljuk, hogy különböző megújulós forgatókönyvek milyen hatással vannak a mostani, illetve a tervezett paksi blokkok termelésére és jövedelmezőségére.***

A hazai erőművek értékesítési lehetősége egyrészt a magyarországi piac, másrészt pedig a környező országokba is eladhatják a megtermelt villamos energiát. A hazai órás fogyasztás 2015-ben átlagosan 4650 MW volt, a minimális rendszerterhelés 2857 MW, míg a maximális 6106 MW volt, ahogyan azt a 1. ábra is mutatja. A környező országok felé értékesítési korlátot az egyes órákban meghatározott nettó átviteli kapacitással (Net Transfer Capacity – NTC) jellemezhetjük. Magyarország villamosenergia-hálózata a hét szomszédos ország közül egyedül Szlovéniával nincs még összekötve. A 2015-ben meghatározott órás NTC-értékek átlagosan 4250 MW-ot tettek ki, azaz a környező piacok által nyújtott exportlehetőségek közel azonos mértékűek, mind a hazai átlagos fogyasztás. Ugyanakkor ezen érték ingadozása lényegesen kisebb, az esetek 95%-ában 3800 és 4850 MW között mozgott. Ezek alapján a hazai erőművek potenciális értékesítetési piacmérete 7250 és 10360 MW között mozog.

**1. ábra A hazai fogyasztás tartamdiagramja, illetve az adott órára érvényes export irányú határkeresztező kapacitások összessége, MW**




A mindenkori hazai erőművi struktúra jelentős hatással bír arra, hogy a megújulók elterjedése hogyan érinti a paksi atomerőmű jövőbeli termelését és profitját. A hazai beépített kapacitás 2016 végén 8570 MW-ra tehető, ezekből azonban 1450 MW állandó hiányban van (Tisza 2. – 900 MW, Oroszlány – 240 MW, stb), így a rendelkezésre álló kapacitás 7120 MW-ot tesz ki. Ebből 2000 MW a paksi atomerő kapacitása, közel 3000 MW a földgázalapú, 936 MW a szénalapú kapacitások mérete, végül viszonylag alacsony részaránnyal bírnak a megújuló kapacitások (740 MW), illetve az olajtüzelésű erőművek (526 MW).

Mivel hazánkban a szabályozási energiát, illetve a rendszerszintű szolgáltatások piacán a szekunder tartalékot földgázos erőművek nyújtják, ezért ezeknek olyan esetben is működniük kell, amikor egyébként a megtermelt villamos energiát csak veszteség mellett tudják értékesíteni. Ezen tartaléktípusból le irányba 100-140 MW közötti mennyiséget, míg fel irányba 200-240 MW közötti mennyiséget szerez be a MAVIR. Ahhoz, hogy ennyi tartalékkapacitás rendelkezésre álljon, az erőműveknek bizonyos szinten folyamatosan működniük kell. Ennek becslése igen nehéz, mivel az egyes erőműtípusoknak más-más kapacitásszinten kell működniük, ahhoz, hogy ilyen szolgáltatást nyújthassanak. Míg a nagyobb méretű gázos erőművek a beépített kapacitás 30-40 %-a alatti tartományban nem tudnak tartósan működni, addig a kisméretű gázmotorok szinte minden teljesítménytartományban képesek hosszabb távon is üzemelni. Ezért megvizsgáltuk, hogy 2015-ben a földgáztüzelésű erőművek órás termelési adatai hogyan alakultak,

*1 A Megújuló villamosenergia-támogatási rendszer (METÁR) jövőbeli keretei Magyarországon, REKK Policy Brief, 2016/4*

ami alapján 200 MW-os ún. must-run kapacitással kalkulálunk a továbbiakban. A földgáztüzelésű erőművek 2015-ben megfigyelt órás terhelése az órák 15%-ában nem érte el ezt a szintet, tehát semmiféleképpen nem egy szélsőséges értéknek felel meg.

Kérdés, hogy hosszú távon hogyan alakulhat ez az érték. A tartaléktartás szintjére számos tényező van hatással, némelyikük csökkenti azt, némelyikük növeli. A tartaléktartási igényeket mérsékelheti, hogy a kereslet menetrendje a jövőben a technológia fejlődésével egyre pontosabbá válik, az erőművi kiesések valószínűsége pedig csökken. Ugyancsak csökkentheti a földgáz alapú tartaléknyújtás szintjére vonatkozó igényeket, hogy hosszabb távon mind a megújulók, mind pedig az új atomerőművi blokkok képesek lehetnek a rendszerszintű szolgáltatások piacán való részvételre, továbbá 2030-as időtávon valószínűsíthető a rendszerszintű szolgáltatások valamifajta nemzetközi integrációja is. Ugyanakkor a magasabb megújuló penetráció ezzel ellentétes, a szükséges lekötéseket növelő hatást gyakorolhat a tartalékokra. Az ellentétes hatások számszerűsítésére nem teszünk kísérletet, ezért a modellezés során hosszú távon is 200 MW-os földgáztüzelésű must-run kapacitással számolunk.

Az elemzés során a REKK által kifejlesztett Európai Árampiaci Modellt (EEMM) használjuk, amely képes különböző forgatókönyvek összehasonlítására, elemzésére. Az EEMM 40 európai ország órás árampiacát modellezi, amely szimulációk függetlenek egymástól, azaz az indítási és leállítási költségekkel nem számoltunk. Egy adott órára vonatkozó egyensúlyt a modellben (az árak és a mennyiségek tekintetében) a termelő és az átviteli szegmens szimultán, egy időben éri el. A modellezés során egy évben 90 referenciaóra kerül modellezésre. Az elemzés során 2020-ra, illetve 2030-ra is háromféle szimulációt végeztünk el: az ún. referencia-forgatókönyvet, ahol a megújuló kapacitások alacsonyabbak, illetve egy-egy olyan forgatókönyvet, ahol vagy a szeles (széltúlsúlyos forgatókönyv), vagy a PV (PV túlsúlyos forgatókönyv) kapacitások mérete lényegesen magasabb (ld.1. táblázat). A 2016-ban működő szenes kapacitások 2020-ra tovább szűkülnek a régi mátrai blokkok kiesésével, míg 2030-ra várhatóan teljesen megszűnik a szénalapú villamosenergia-termelés. A mátrai erőművi blokkok ekkorra ugyanis elérik élettartalmuk végét, új blokkal pedig nem számolunk, annak ellenére, hogy az Energiastratégiában megjelenik egy új blokk; ennek előkészítésére azonban nem látunk jeleket.

A modell táblázatban bemutatott főbb feltételezések mentén történő lefuttatásával – minden más tényezőt változatlanul hagyva –kapjuk meg a főbb eredményeket. A szimuláció alapján mindegyik forgatókönyv esetében azonos a Paksi Atomerőmű kihasználtsága, tehát nincs egyetlenegy olyan óra sem, amikor a magasabb megújuló penetráció miatt az atomerőművi termelést vissza kellene fogni. Ez igaz mind 2020-ra, mind pedig 2030 is, amikor már mindkét új paksi atomerőművi blokkal kalkulálunk, azaz összesen 4400 MW-nyi atomerőművi kapacitást feltételezve. A megnövekedett megújuló termelés elsősorban importot szorít ki; a hazai szén és a földgáz alapú villamosenergia-termelésre gyakorolt hatások elhanyagolhatóak.

A magasabb megújuló penetráció némileg alacsonyabb nagykereskedelmi árhoz vezet (ez természetesen a kiskereskedelmi, végfelhasználói árakra nem igaz), a csökkenés mértéke azonban meglehetősen kicsi: 2020-ban 0,08-0,17 €/MWh között mozog, míg 2030-ban a két megújulós forgatókönyvben 0,16, illetve 0,18 €/MWh. A csökkenő nagykereskedelmi ár hatással van mind a meglévő, mind az új atomerőművi blokkok jövedelmezőségére. A profitcsökkenés mértéke azonban egyik évben sem igazán jelentős:

**1. táblázat Az egyes forgatókönyvek főbb feltételezései**

| | 2 020 | | | 2 030 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | REF | PV túlsúlyos forgatókönyv | Széltúlsúlyos forgatókönyv | REF | PV túlsúlyos forgatókönyv | Széltúlsúlyos forgatókönyv |
| Atomenergia kapacitás, MW | 2 000 | | | 4 400 | | |
| PV kapacitás, MW | 500 | 500 | 2 500 | 1 000 | 1 000 | 4 000 |
| Szélerőművi kapacitás, MW | 330 | 1 500 | 330 | 1 000 | 2 500 | 1 000 |
| Szekunder tartalékok miatt must-run termelés, MW | 200 | | | | | |
| Bruttó villamosenergia-fogyasztás, TWh | 41,2 | | | 44,8 | | |

2020-ban 1,8 m€/év, míg az új blokkok belépésével 2030-ra 5,3 m€-ra növekszik, amely növekedés döntően az atomerőművi kapacitásnövekedéssel magyarázható.

Összegzésképpen megállapíthatjuk, hogy egy magasabb megújulós penetráció nem veszélyezteti sem a meglévő, sem az új blokkok termelését: jelentős atomerőművi termelés-visszafogással igen nagymértékű megújuló penetráció esetében sem kell számolni. Számításaink szerint legalább 600 MW-nyi tartalékkapacitás és 10000 MW-nyi PV kapacitás esetén lehet 2030-ban olyan helyzet, hogy néhány tizedszázalékkal csökken az atomerőművi termelés, mert azt kiszorítják a piacról. Ha bármelyik értéke ennél kisebbet vesz fel, akkor az atomerőművi kihasználtság nem változik. Persze az év során lehet néhány olyan óra, amikor ez mégis megtörténik, de ennek mértéke véleményünk szerint elhanyagolható. Az elemzés során megállapítottuk továbbá, hogy a paksi atomerőművi termelés profitjára csak igen kis hatással bírnak a megújulók, azaz kijelenthető, hogy a két technológia megfér egymás mellett, miközben elegendő tartalékkapacitás áll rendelkezésre hazánkban ahhoz, hogy a villamosenergia-rendszer biztonságosan működjön.

**2. táblázat Modellezési eredmények összefoglalása**

| | 2020 | | | 2030 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | REF | PV túlsúlyos forgatókönyv | Széltúlsúlyos forgatókönyv | REF | PV túlsúlyos forgatókönyv | Széltúlsúlyos forgatókönyv |
| Nagykereskedelmi ár, €/MWh | 31,49 | 31,38 | 31,38 | 47,14 | 46,98 | 46,96 |
| Nukleáris termelés, GWh | 15 536 | 15 536 | 15 536 | 34 179 | 34 179 | 34 179 |
| Szén alapú termelés, GWh | 2 257 | 2 124 | 2 135 | 0 | 0 | 0 |
| Megújuló termelés, GWh | 2 618 | 4 601 | 5 017 | 5 201 | 8 176 | 8 277 |
| Gázos termelés, GWh | 5 601 | 5 598 | 5 580 | 9 020 | 8 936 | 8 939 |
| Nettó import, GWh | 15 233 | 13 387 | 12 978 | -3 725 | -6 614 | -6 717 |
| Fogyasztás, GWh | 41 245 | 41 246 | 41 246 | 44 676 | 44 678 | 44 678 |
| Paksi profitváltozás, m€/év | - | -1,8 | -1,8 | - | -5,3 | -6,3 |

# Fejlemények az európai gázszállítási tarifák kapcsán – tarifaverseny kialakulóban?

***A csökkenő kereslet és a piacok közötti szűkülő árolló a szállítói tarifák csökkentésére ösztönöz. A legfrissebb gázszállítói tarifák a nemzeti szabályozó hatóságok és a rendszerirányítók honlapjain minden októberben és januárban elérhetőek, attól függően, hogy az adott területen mikor kezdődik a gázév vagy a szabályozási ciklus. Ennek megfelelően minden decemberben (az októberi változásokat már ismerve, és a legtöbb esetben a januártól érvényes tarifákra vonatkozó előzetes publikációkat is elérve) érdemes egy pillantást vetni az új tarifatáblázatra. Ez idén különösen érdekes feladatnak ígérkezett, hiszen az elmúlt évek változásai Európa-szerte komoly hatással voltak a gázszállításra.***

Egyrészt ebben az időszakban nagy arányban csökkent a gázkereslet Európa legtöbb országában. Ez a szállított gáz mennyiségének csökkenéséhez vezetett, vagyis a rendszerirányítók alacsonyabb forgalommal szembesültek.[1] A másik fontos hatással bíró tényező az olajár volt: ennek csökkenése közelebb hozta a nyugat-európai és kelet-európai nagykereskedelmi árakat. Előbbiek nagy része jóval kisebb arányban olajindexált árakon alapuló, mint utóbbiaké, így a csökkenő olajárak a hagyományosan drágább keleti piacok gázárait közelebb hozták a nagyobb arányban spot alapú nyugati nagykerárakhoz. Az árolló szűkülése azt is jelenti, hogy a szállítás egyre alacsonyabb szállítási tarifák mellett éri meg.

Hipotézisünk szerint ez a környezet egyfajta „tarifaverseny" kialakulását ösztönzi a rendszerirányítók között. Mivel a tarifák komoly hatással vannak a lehetséges szállítási útvonalak közötti választásra, és minden rendszerirányító a saját vezetékein szeretne forgalmat generálni, így igyekeznek a lehető legversenyképesebb árakon kínálni a szolgáltatásaikat. Habár az ármeghatározás a legtöbb esetben szabályozó hatósági feladat, a szabályozók általában figyelembe veszik a rendszerirányítók által benyújtott javaslatokat, az általuk felvázolt terveket és stratégiát, így előfordulhat, hogy a felmerülő költségek fedezése a „magas tarifa-alacsony forgalom" párosítás helyett alacsonyabb tarifák és nagyobb szállított mennyiségek mellett valósul meg.

A legfrissebb tarifákkal számolva (ahol már elérhetőek voltak az adatok, a 2017. január 1-jétől érvényes tarifákat vettük figyelembe) a határkeresztező szállítás átlagos költsége[2] (vagyis a felmerülő kilépési és belépési tarifák összege) 2,276 €/MWh-nak adódott, amiből az átlagos kilépési költség 1,309, míg az átlagos belépési költség 0,967 €/MWh-t tett ki. Az országok nagy része magasabb tarifát határoz meg a kilépési pontok esetén, mint a belépési pontokra, vagy szállított mennyiséggel arányos plusz díjat csak a kilépési pontok esetén számít fel.

### Tarifaszámítási módszertan

A tarifák összehasonlíthatósága érdekében a szállítási költségek kalkulációja egy sztenderd termékre vonatkozik minden határkeresztező pont esetén, egy egységes mértékegységben kifejezve (€/MWh). A feltételezett szállítási szolgáltatás a következő paraméterekkel rendelkezik:

- a szállítói szerződés időtartama egy év
- a szerződés nem megszakítható termékre vonatkozik
- a lekötött kapacitás nagysága 10 000 kWh(/h/év)
- a kapacitás-kihasználtsági ráta 56,2%[3]
- minden tarifa €/MWh mértékegységben kerül kifejezésre

Első lépésben kiszámítjuk a feltételezett kapacitásnagyság és -kihasználtsági ráta esetén az éves, nem megszakítható termékre vonatkozó teljes szállítási költséget (euróban) minden határkeresztező pontra, a megfelelő (pl.: a gázreferencia-állapotok és valuták közötti különbségekből fakadó) átváltások elvégzésével. Ezt követően a teljes összeget elosztjuk a teljes éves szállított mennyiséggel (MWh-ban kifejezve), így egy MWh-nkénti költséget kapunk. Az adott határkeresztező pont esetén a teljes szállítási költség az entry-exit típusú tarifarendszert alkalmazó országok esetén a megfelelő exit (kilépési) plusz entry (belépési) díj összegeként áll elő (figyelembe véve a változó költség típusú, szállított mennyiségtől függő tarifaelemeket is).[4]

*1 További részletekért lásd az ACER/CEER Annual Market Monitoring Report kiadványokban szereplő európai határkeresztező áramlásokat bemutató ábrákat 2013-ra, 2014-re és 2015-re vonatkozóan.*

*2 A számok a fent bemutatott sztenderd termékre, és a REKK EGMM modelljében szereplő országok közötti összeköttetések költségeinek átlagára vonatkoznak.*

*3 A kapacitás-kihasználtsági ráta az átlagos szállított mennyiség és az átlagos lekötött kapacitás hányadosa. Az átlagos lekötött kapacitás-kihasználtsági rátára vonatkozó számok megtalálhatóak az Acer Market Monitoring Report 2015-ös kiadványának 251-252. oldalán.*

*4 Az aukción kialakuló árak esetén a referencia árakat használtuk, mert a legtöbb esetben az aukció végeredményéről nem állt rendelkezésre információ.*

**1. táblázat: Átlagos tarifaszintek és a legfrissebb változások Európában**

| | Nyugat-Európa* | | Közép-Kelet-Európa ** | | Energy Community országai*** | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | átlagos tarifa (€/MWh) | változás (2016/2017) | átlagos tarifa (€/MWh) | változás (2016/2017) | átlagos tarifa (€/MWh) | változás (2016/2017) |
| Exit (kilépés) | 0,74 | -3% | 0,99 | -24% | 2,67 | -6% |
| Entry (belépés) | 0,68 | -7% | 0,79 | -11% | 1,66 | -9% |

*forrás: REKK számítás;*
**Nyugat-Európa: BE, DE, DK, ES, FR, IT, LU, IE, NL, PT, UK;*
***Közép-Kelet-Európa: AT, BG, CZ, HR, HU, RO, SI, SK;*
****Energy Community országai: BA, MD, ME, MK, RS*

## Az ukrán nagyarányú tarifaemelkedés hatását kiszűrve 2016-ról 2017-re az európai szállítórendszerben egy 10-13%-os tarifacsökkenés valósult meg

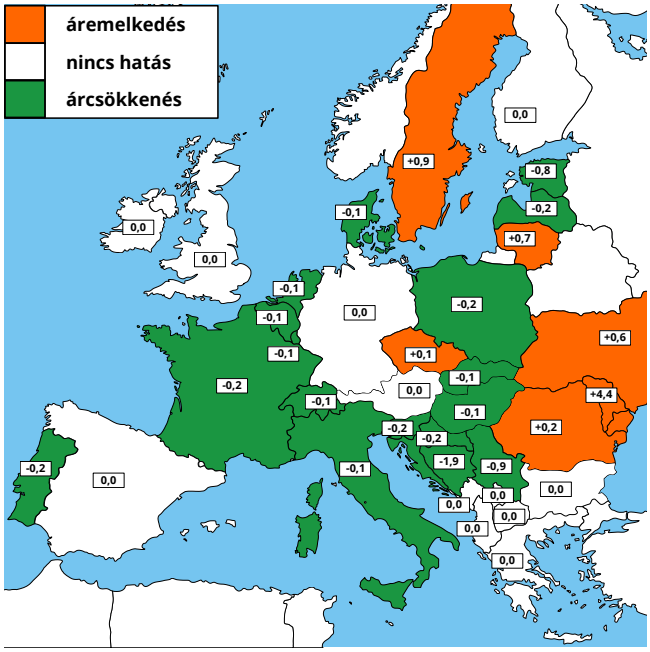
A teljes átlagos éves tarifaváltozás összeurópai szinten elhanyagolható mértékű, (0,025 €/MWh), bár ez a változás a belépési tarifa 0,096 €/MWh mértékű csökkenésének és a kilépési tarifa 0,121 €/MWh mértékű növekedésének összegeként adódik. Ez utóbbi azonban szinte teljes egészében egy ország tarifaváltozásának hatásából fakad: az ukrán rendszerben a kilépési tarifa 125-250%-kal növekedett. Amennyiben Ukrajna nélkül is kiszámítjuk a változásokat, a teljes szállítási költség már 0,270 €/MWh-val csökkent, melyből a belépési tarifákban bekövetkező csökkenés 0,096 €/MWh, míg a kilépési tarifák esetén egy jelentősebb, 0,174 €/MWh-os csökkenés látható. Ez a két esetben 10%-os, illetve 13%-os csökkenést jelent. A következő táblázatban régiós bontásban is bemutatjuk a tarifaváltozásokat.

A szállítói tarifák Magyarországon 40-50%-kal csökkentek majd minden határkeresztező pont esetén, hasonlóak a fejlemények Romániában is. Előbbi esetén a komoly tarifacsökkenés a 2016-os évre ütemezett, szabályozóhatóság által végrehajtott eszköz- és költség-felülvizsgálat eredménye. A szerb és román határkeresztező pontokon a tarifaszámítás egy diszkontált cash-flow (DCF) típusú modell alapján történik, egy előre meghatározott WACC érték alapján, míg a további határkeresztező pontokon egy ex post nyereség-korlát típusú számítás van érvényben. A jövőbeli költségekre (pl. karbantartási és üzemeltetési költségek, tőkeköltség, infláció) és bevételekre vonatkozó becslés mindkét esetben alapját képezi a tarifaszámításnak, ezen kívül pedig egy elvárt hatékonyság javulással is kalkulál a szabályozó. A kapacitás alapú tarifák a fix költségek alapján, míg a mennyiséggel arányos tarifa a változóköltségek alapján kerül meghatározásra. A felülvizsgálatot követően ily módon meghatározott tarifák jóval alacsonyabbnak adódtak, mint a korábbi években érvényesek. Szerencsés módon ez a változás a rendszerirányító törekvéseivel is összhangban áll, hiszen az alacsonyabb tarifa vonzóbbá teheti a régiót, így elősegítheti a forgalomnövekedést a vezetékhálózaton.

2016-ban a tarifa-felülvizsgálat mellett egy úgynevezett „open season" eljárás előkészítése és iparági egyeztetése is megkezdődött: a Romániából Magyarországon keresztül Ausztriába történő gázszállításra vonatkozó komplex kapacitás-lekötési csomagok értékesítése kapcsán. Az útvonalon tervezett kapacitásbővítéshez kapcsolódó kiírásban szereplő referenciaárak megegyeznek az adott határra vonatkozó referenciaárakkal – ez alól az osztrák határon érvényes belépési tarifa a kivétel, ahol az eredeti referenciaáron felül egy viszonylag magas, 0,67 €/MWh-s kiegészítő díjelemet is meg kell fizetni.

Összességében elmondható, hogy a legradikálisabb tarifacsökkentés a közép-kelet-európai régióban valósult meg. Ez összhangban áll a REKK korábbi, CESEC régióra vonatkozó elemzésével is, amiben megállapítottuk, hogy a régióban bőven van lehetőség még tarifacsökkentésre. A legmagasabb tarifával rendelkező határkeresztező pontokat a magyar, a román, az ukrán és a horvát határokon azonosítottuk (valamint bizonyos mértékig a szlovák és a lengyel tarifák is magasnak mondhatóak voltak).

**1. ábra A tarifaváltozás hatása a nagykereskedelmi árakra, €/MWh**

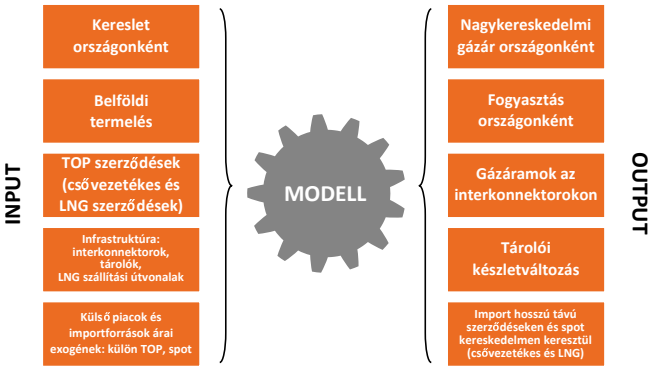


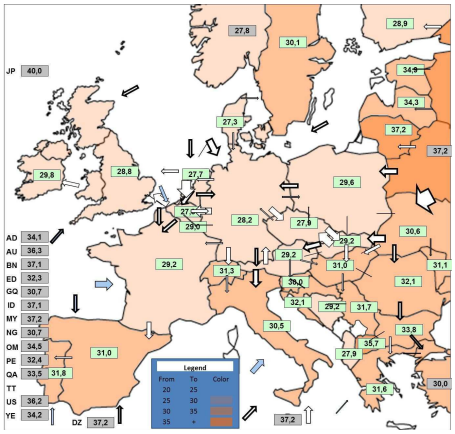
Úgy tűnik, egy kedvező folyamat indult meg a régióban. Horvátországban 2017 januárjában kezdődik meg az új szabályozási ciklus, cikkünk megírásakor sem ezek, sem a 2017-es évre vonatkozó szlovák tarifák nem voltak elérhetőek. Így elképzelhető, hogy ezekben az országokban is követni fogják a szomszédok példáját, és beszállnak a „tarifaversenybe", vagyis ezekben az országokban is csökkenhet a szállítási tarifa. Ha így lesz, az felpörgetheti a kereskedelmet a régióban, és akár versenyképesebb gázárak kialakulásához is vezethet mind a régió országai, mind déli szomszédjaik számára.

A REKK EGMM modelljének segítségével megvizsgáltuk, hogy a 2016-os tarifaszintekről áttérve a 2017-es szintre hogyan változnak a régió nagykereskedelmi árai. Az ukrán kilépési tarifák növekedése nem változtat a közép-kelet-európai régió árain, azonban az ukrán árakat megnöveli. A tarifacsökkenések hatására azonban Szerbia és Bosznia-Hercegovina árai is lecsökkennek. A nyugat-európai térség árváltozásai elhanyagolhatóak.

# EUROPEAN GAS MARKET MODEL (EGMM)

***Az EGMM a REKK 2010 óta fejlesztett, 35 ország gázpiacát szimuláló modellje.***




## FELTEVÉSEK

- Tökéletes versenypiaci körülmények
- Egy év (12 hónap) modellezése
- LTC és spot kereskedelem a modellezett országok között és csővezetéki és LNG szállítókkal
- A fizikai korlátok az interkonnektorok kapacitásai
- Kereskedelmi korlátok: TOP kötelezettség
- A belföldi kitermelést és a tárolókat a modell tartalmazza
- A modell számításba veszi a szállítási és tárolói díjakat

## ALKALMAZÁSI TERÜLET

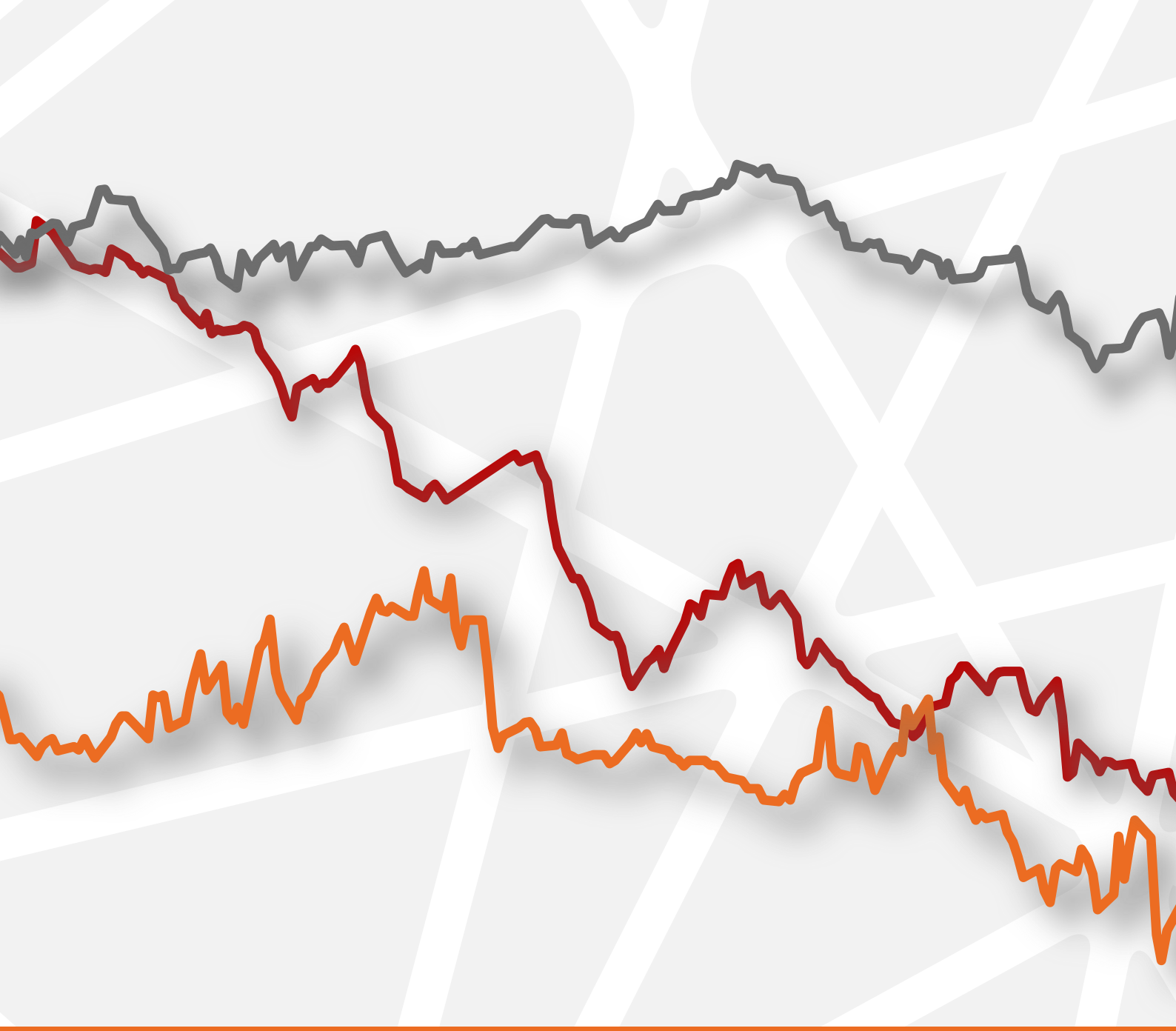
- Benchmarkként szolgáló versenyzői árakat nyújt a modellezett régióra
- Elősegíti az árak és a fundamentumok közötti összefüggések jobb megértését. Pl. LTC árak változása, tárolói piac
- Árelőrejelzés
- Közpolitikai intézkedések hatáselemzése
- Kereskedelem-korlátozási intézkedések elemzésére
- Határkeresztező kapacitásbővítések hatásának vizsgálatára
- Ellátásbiztonsági szcenáriók vizsgálata

## EREDMÉNYEK

- Földgázáramok és szűkületek a határkeresztező vezetékeken
- Egyensúlyi piaci árak az egyes országokban
- Forrásösszetétel
- Tárolt mennyiségek, LTC és spot kereskedelmi mennyiségek
- Jóléti mutatók

## REFERENCIÁK

- Project of Common Interest (PECI) projektek kiválasztása
- Ukrán gázválság hatásvizsgálata
- Infrastruktúra beruházások jóléti értékelése (TAP)
- Regionális ellátásbiztonsági elemzések N-1 piaci modellezéses vizsgálata
- Nemzeti Energiastratégia 2030
- Regionális tárolói piac keresleti előrejelzése

Kapcsolat: Takácsné Tóth Borbála

borbala.toth@rekk.hu