



A NEMZETI ENERGIASZTRATÉGIA 2030 GAZDASÁGI HATÁSELEMZÉSE

Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont

2011

A tanulmány Magyarország Nemzeti Energiastratégiájának háttér tanulmányaként készült

Készítette: Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont

Levelezési cím: 1093 Budapest, Fővám tér 8
Tel.: +36 1 482-7070 Fax: +36 1 482-7037
Email: rek@uni-corvinus.hu

2011. április

Vezetői összefoglaló

E jelentés célja a Nemzeti Energia Stratégia 2030 egyes prioritásaival kapcsolatos gazdasági hatáselemzés legfontosabb eredményeinek összefoglalása. A hatáselemzés a biztonságos, versenyképes és fenntartható energetikai szolgáltatások hosszú távú biztosításával kapcsolatos kormányzati intézkedések kiemelt kérdéseivel kapcsolódó gazdasági összefüggések feltárását segíti és figyelmet szentel a szektorral összefüggő gazdaságélénkítési lehetőségek azonosítására is. Az elemzés a hazai energetika három fő részpiacát (áram-, hő- és gázpiac) integrált módon vizsgálja.

Fontos leszögezni, hogy a szektor jelenlegi működési alapelve, azaz a döntően magántőke részvételével, szabályozott körülmények között folyó szabad piaci verseny jó rendezőelv és ebben nem számolunk lényeges változással a Stratégia időtávján. Vannak azonban olyan területek, ahol a szokásos piacsabályozási feladatokon túlmutató állami beavatkozás jótékony hatású lehet, mert olyan kívánatos célok elérését segítheti, amelyek a piacok hiányosságai miatt nagy valószínűséggel nem valósulnak meg. Kiemelt példaként említhetjük a villamosenergia-szektor széndioxid kibocsátásának drasztikus – közel százszázalékos – csökkentését célul tűző európai klímapolitikát, amely példátlan kihívás elé állítja az energiapiac szereplőit és az érintett kormányzatokat.

Az elemzés az alábbi, kiemelt kormányzati intézkedést igénylő területekre koncentrál:

- az atomenergia-hasznosítás kérdése;
- a megújuló energiahordozókon alapuló áram- és hőtermelés ösztönzésének kérdése;
- a villamosenergia-rendszer biztonságos működéséhez szükséges termelési kapacitások rendelkezésre állásának elősegítése;
- az import földgázforrások diverzifikációjának problematikája; és
- a lakossági és közösségi célú energiafelhasználás hatékonyságának javítása, elsősorban az épületek energiahatékonyságának javítása terén.

A következőkben a hatáselemzés legfontosabb eredményeit foglaljuk össze.

Áramszektor

1. Az európai átlagot meghaladó hazai GDP növekedésre vonatkozó várakozás (felzárkózási feltételezés) miatt 2050-es időtávon a hazai áramkereslet erőteljes növekedése valószínű. A vizsgált időtávon emellett jelentkező, az áramkeresletet befolyásoló jelentősebb, ellentétes hatású tényezők (energiahatékonyság javulás és a széndioxid-kibocsátás csökkentéséhez

kapcsolódó többlet elektrifikációs igények) lényegében kiegyenlítik egymást. 2050-es időtávon az áramkereslet meghaladhatja a 2010. évi értéket dupláját.

2. Hat, az új nukleáris és szén alaperőművi kapacitások nagysága és a megújuló villamosenergia-termelés részaránya tekintetében különböző erőművi forgatókönyv várható hatásainak elemzésére került sor módszertanilag konzisztens árampiaci modellek segítségével. A forgatókönyvek alapvető jellemzőit és azok legfontosabb várható hatásait az alábbi két táblázat értékei mutatják be.

Az erőművi mix alapjellezőire vonatkozó forgatókönyvek

Forgatókönyv megnevezése	Feltételezések 2050-ig			
	Új alaperőművek		Megújuló áram részaránya	
	Nukleáris	Szén	2030	2050
Paks bővítés és NCST*	2000 MW	0 MW	15%	20%
Nincs Paks bővítés és NCST	0 MW	0 MW	15%	20%
Paks bővítés és NCST+	2000 MW	0 MW	20%	35%
Paks bővítés + új atom és NCST	4000 MW	0 MW	15%	20%
Paks bővítés + új szén és NCST	2000 MW	440 MW	15%	20%
Nincs Paks bővítés és NCST+	0 MW	0 MW	20%	35%

*NCST: Nemzeti Megújuló Energia Hasznosítási Cselekvési Terv

Az áramszektorbeli eredmények összefoglalása

Forgatókönyv megnevezése	Teljes beruházási igény 2010-2050 között CCS* nélkül, ill CCS-sel (mrd Ft)	Széndioxid- kibocsátás 2030/2050-ben CCS nélkül, ill. 2050-ben CCS-sel (mt)	Nagykeres- kedelmi áramár és nettó import 2030-ban (€/MWh, TWh)	Megújuló átlagos támogatási igénye 2020-2030 között (mrd Ft/év)
Paks bővítés és NCST	7020 / 8052	9,0 / 17,3 / 3,4	91 / -3,3	62
Nincs Paks bővítés és NCST	5394 / 6616	11,5 / 21,8 / 4,4	104 / 4,7	52
Paks bővítés és NCST+	8875 / 9811	8,2 / 13,0 / 2,6	91 / -4,2	73
Paks bővítés + új atom és NCST	8628 / 9493	9,0 / 12,7 / 2,5	91 / -3,3	62
Paks bővítés + új szén és NCST	7222 / 8362	11,6 / 19,1 / 3,8	90 / -5,0	63
Nincs Paks bővítés és NCST+	7287 / 8435	10,7 / 17,6 / 3,5	101 / 3,9	64

*CCS: szénmentesítési és tárolási technológia (Carbon Capture and Storage)

- A két vérbeli „dekarbonizációs” forgatókönyv (fenti táblázatokban a 3. és 4.), azaz a 4000 MW új nukleáris kapacitást, vagy a Paksi bővítés mellett erőteljes megújuló áramtermelést is megvalósító és a gázos erőművekre szénmentesítést (CCS) tartalmazó forgatókönyvek jelentik a legtökeigényesebb alternatívákat. Ezek teljes beruházási igénye 10 ezer milliárd forint körülre becsülhető, de a kapcsolódó CO₂ kibocsátás 2050-ben mindössze 2 millió tonna/év (a 2010. évi érték ötöde). A két forgatókönyv közel azonos tökeigénye és környezeti teljesítménye igazi energiapolitikai dilemmát jelez, nevezetesen azt, hogy a (második) 2000 MW nukleáris kapacitás bővítés és a jelenlegi NCST-nél ambíciózusabb megújuló áramtermelési kapacitás bővítés reális alternatívái egymásnak.
- További adalék e kérdéshez, hogy a megújuló áramtermelés támogatási igénye – hatékony támogatási rendszert feltételezve – a megújuló részarányának jelentős növekedése ellenére sem növekszik robbanásszerűen. Ez annak köszönhető, hogy a növekvő olaj-, gáz- és szénárak miatt folyamatosan növekvő versenypiaci áramár miatt az egységnyi megújuló áramtermelés támogatási igénye a következő évtizedekben folyamatosan csökken. Az éves támogatási igény egyetlen évben és egyetlen forgatókönyv esetén sem haladja meg a 75 Mrd forintot (jelenlegi áron), amely a jelenlegi támogatási összeg két és félszerese. A kWh-ra vetített támogatási igény 1,5 Ft alatt marad.
- A másik végletet az új nukleáris beruházásoktól és CCS-től mentes, minimális megújuló pályát tartalmazó változat jelenti. Ez a lehetőség az előző felébe kerül és 11-szer több CO₂ kibocsátással jár.

6. A CCS technológia vízvásztónak tűnik a valóban alacsony széndioxid-kibocsátás elérése szempontjából. Amennyiben e technológia a kívánt nagyságrendben alkalmazhatóvá válik a 2030 utáni időszakban, akkor mérsékelt költséggel (~1000 mrd Ft) 10-15 millió tonna kibocsátás-csökkentés érhető el vele.
7. Negyvenéves átlagban a forgatókönyvek évente durván a (jelenlegi) nemzetgazdasági beruházások 3-5 százalékát igénylik a villamosenergia-termelésben.
8. A gázbázisú áramtermelés mind a 2030-as, mind a 2050-es időtávon meghatározó jelentőségű marad hazánkban. A beépített kapacitás alapján minden időtávon és forgatókönyvben a földgáztüzelésű erőművek képviselik a legnagyobb részarányt. Ezt részben az a feltételezés eredményezi, mely szerint az EU integrált belső árampiacának megteremtése mellett is érvényesül majd az a nemzeti energiapolitikai törekvés, hogy az ország villamosenergia-önellátásra képes legyen, azaz a fogyasztási csúcsigény fölötti 15%-os tartalékkal rendelkezzen áramtermelő kapacitásból.
9. Az elemzés egyik fontos üzenete az is, hogy a gázbázisú áramtermelés jövője és sikeressége Magyarországon döntően függ attól, sikerül-e az erőműveknek a ma jellemző olajindexált gázár helyett piaci árazású tüzelőanyagra szert tenniük. Ez ugyanis drámaian javíthatja a hazai gázbázisú erőművek regionális versenyhelyzetét. A regionális árampiaci modellel végzett számítások azt mutatják, hogy a nyugat-európai szintet meghaladó magyarországi gázárak ezzel ellentétes módon a hazai gáztüzelésű áramtermelés – és az ehhez kapcsolódó CO₂ kibocsátás – nagyarányú visszaesését és egyben jelentős nettó áramimportot eredményeznének.
10. Megállapítható, hogy az ország várható nettó áramimport (ill. export) pozíciója jelentős mértékben a hazai és a nemzetközi földgázárak viszonyának alakulásától – és ezáltal a gázos erőművek versenyképességétől – függ majd.
11. A piaci gázárra történő áttérés 2015 után lényegében megduplázza az áramszektor várható gázkeresletét. A gázárak alakulásától és az erőművi forgatókönyvektől függően a hazai áramtermelés gázkereslete 2030-ban a jelenlegi 2,3 mrd m³/éves értékhez képest az igen széles 1,8-6 mrd m³/év közötti sávban alakulhat.¹
12. 2030-as időtávon a nagykereskedelmi árak tekintetében a forgatókönyvek gyakorlatilag nem különböznek egymástól. Az általános felfelé ívelő (reál-)ártrend az olajár-növekedéssel összefüggő gáz- és szénár-emelkedéssel magyarázható. 2020 és 2025 között mindegyik scenárióban megfigyelhető egy felfelé ugrás, ami elsősorban a szén-dioxid kvóta 16 €/t-ról 30 €/t-ra való áremelkedésének tudható be (szigorodó uniós klímapolitika eredménye). Ugyanakkor a piaci árazású gázbeszerzési lehetőség mellett a piaci áramár a forgatókönyvek többségében 6-8 €/MWh-val alacsonyabb.

¹ A kapcsolt erőművek hőértékesítésre eső földgáz-felhasználását és széndioxid-kibocsátását a hőpiacnál vettük számításba.

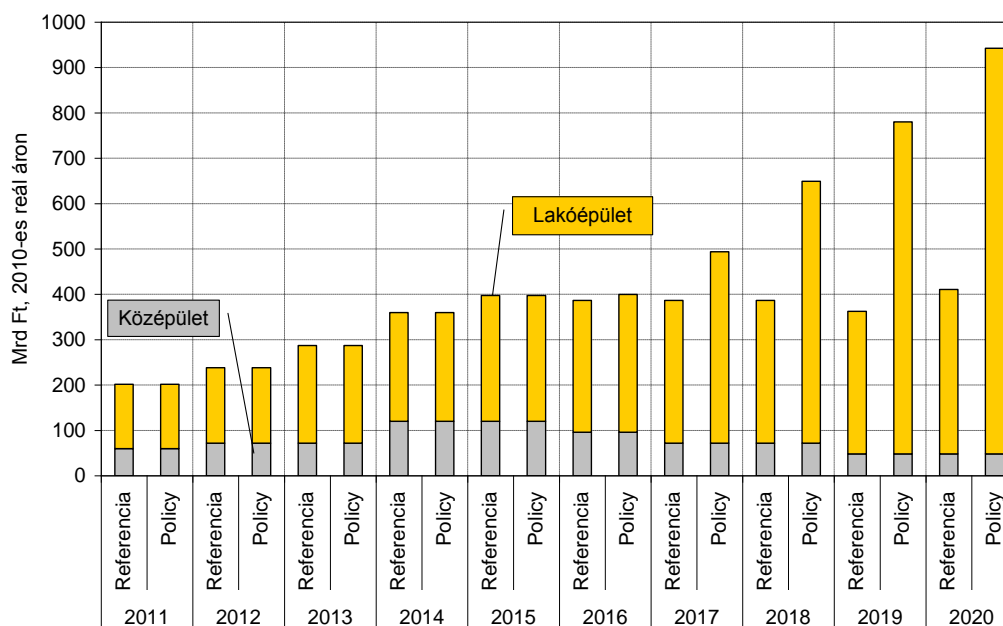
Hőpiac

13. A hazai energiafelhasználás 40%-a hűtés-fűtési célra történik. Ebből a lakosság és a tercier szektor részesedése 60% fölötti. A fűtés és hőtermelés döntő hányada ma földgáz bázison történik. A fűtéssel és hűtéssel kapcsolatos kiadások a lakosság és a közületi szektor rezsiköltségének jelentős tételét képezik.
14. A Stratégia egy jelentős épületenergetikai program megvalósítása révén a lakossági és közösségi épületállomány fűtési energiaigényét 84 PJ-lal, azaz 30 százalékkal csökkentené 2030-ra. A program a számottevő primerenergia (döntően földgáz) felhasználás csökkenéssel összefüggésben az ország üvegházgáz kibocsátását is csökkentené, illetve munkahelyeket teremtene. A program megvalósítása – az ár- és adójellegű támogatásokkal ellentétben – tartós segítséget jelenthet a lakossági rezsiterhek csökkentésében is, hiszen például egy átlagos méretű panellakás felújítása 40-50%-os fűtési célú energia megtakarítást eredményez.
15. A fűtési célú energiafelhasználás csökkentése mellett a Stratégia a megmaradó felhasználás tüzelőanyag szerkezetén belül a mai 10 százalékról 25 százalékra növelné a megújuló energiaforrások arányát 2030-ra. Ez természetesen további gázfelhasználás és CO₂ kibocsátás csökkenést eredményez.
16. A 2030-ig várható lakossági és tercier szektorbeli fűtési és főzési célú energiafelhasználás becslése a HUNMIT modell² energiahatékonysági programok megvalósulása nélküli előrejelzésével készült. Ez a BAU forgatókönyv.
17. A BAU pálya esetében (amikor nincsenek jelentős energiahatékonysági programok) a teljes hőcélú energiafelhasználás kismértékű növekedése várható a megcélzott fogyasztói körben 2030-ig. A másik jellemző trend, hogy jelentősen nő a megújuló alapú energiafelhasználás aránya, 2030-ra 32 %-ra (97,5 PJ) növekszik a teljes fűtési célú energiahasznosításon belül.
18. 2030-ra a BAU forgatókönyv esetében is jelentősen csökken a földgáz felhasználás, elsősorban a megújuló energiaforrások térnyerésének köszönhetően. A BAU esetben az előrejelzett fogyasztás valamivel meghaladja a 9 milliárd köbmétert, a referencia forgatókönyv esetén ez 7,4 mrd m³-re csökken.
19. A hatásvizsgálat egy ambíciózusabb, 111 PJ csökkenést eredményező program (policy forgatókönyv) hatásait is vizsgálta. Ennek megvalósulása esetén a szektor gázfelhasználása 2030-ra 5,8 milliárd köbméterre csökkenne.
20. Az energiamegtakarítás mellett az épületenergetikai program másik pozitív hatása a széndioxid-kibocsátás csökkenése. A referencia program a 2010. évi 15 millió tonna körüli kibocsátást 9 millió tonnára (40%-os csökkenés), a nagyobb volumenű policy program pedig ezt további 1 millió tonnával mérsékli.

² A HUNMIT a Környezetvédelmi és Vízügyi Minisztérium felkérésére az Ecofys (2009) tanácsadó cég által 2009-ben készített modell Magyarországra, mely 2025-ig becsüli az üvegházhatású gázok kibocsátását, illetve az elhárítási potenciálokat a következő hat szektorban: lakosság; szolgáltatások; ipar; közlekedés; energiaellátás és hulladék.

21. A tervezett épületenergetikai program harmadik lényeges haszna a foglalkoztatásra gyakorolt pozitív hatása lehet. Ürge-Vorsatz és szerzőtársai (2010) megbecsülték négy épületenergetikai program foglalkoztatási hatását, mely programok a felújítás „mélységében”, illetve a programokba bevont lakások/épületek számában különböztek. Ezek a programok az elkövetkező 20-40 évre egy 100-250 ezer lakás/év átlagos felújítási ütemet feltételeztek. Ez közelíti a Stratégiában jelzett programok ütemezését is. A tanulmány input-output módszerrel elemezte a programok direkt (építőipari foglalkoztatottság) és indirekt – a teljes gazdaságon átgyűrűző hatásból eredő – foglalkoztatási hatásait. A programok kiterjedtségétől és mélységétől függően 43 és 131 ezer fő közötti foglalkoztatottság-növekedést számszerűsített a tanulmány 2020-ra.
22. A tervezett épületenergetikai programok megvalósítása jelentős és folyamatos támogatást igényel, melynek mértékét és ütemezését az alábbi ábra mutatja. Mint látható, a támogatási igény a referencia forgatókönyv esetén a kezdeti 200 Mrd forint/évről 2013-ra 300, 2015-től kezdődően pedig évi 400 milliárd körüli értékre növekszik. A policy forgatókönyv támogatási igénye az időszak végén ettől is meredekebben nő. A stratégiában megfogalmazott program hitelességét csak az alapozhatja meg, ha az annak háttérével kapcsolatos finanszírozási és intézményi kérdések mielőbb tisztázódnak.

Az állami szerepvállalás becsült mértéke a két scenárióban 2010-2020 között a lakóépületekre és a középületekre vonatkozóan

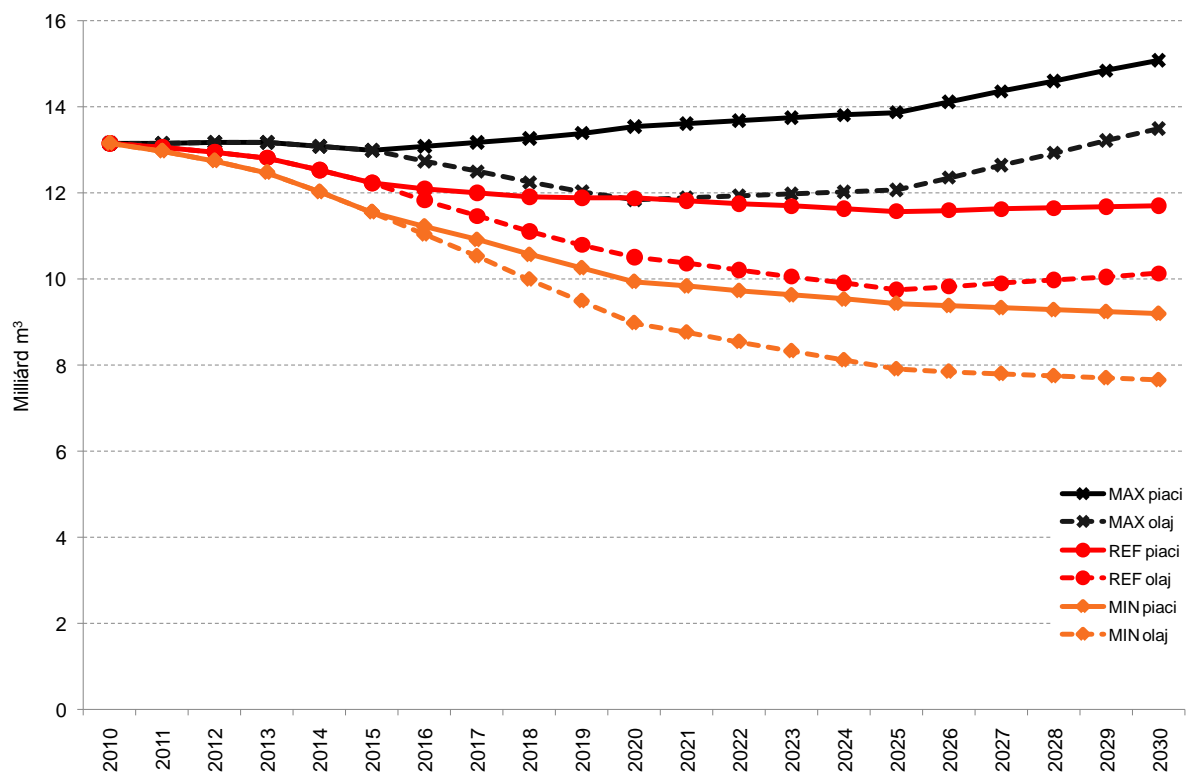


Gázpiac

23. Fejlett gázipari infrastruktúránk, a gázipar szempontjából kedvező geológiai adottságaink és földrajzi elhelyezkedésünk ellenére hazánk földgázpiaca közismerten sérülékeny helyzetben van. Hazai gázkitermelésünk csökkenő trendet mutat. Az európai összehasonlításban igen magas hazai fogyasztás 80-85%-át kitevő importunk háromnegyede hosszú távú szerződés alapján egyetlen forrásból érkezik hozzánk. A beszállítások zöme Ukrajnán keresztül bonyolódik. Ebből az irányból hosszú távon is csak orosz forrásból származó gázimportra számíthatunk, amely – a nyugati importiránytól eltérően – legfeljebb a határ felénk eső oldalán kerülhet versenyhelyzetbe. Eközben hazánk csak egy szűkös osztrák-magyar vezeték révén kapcsolódik az EU egyre versenyzőbbé váló fő gázpiacához (benelux – német – francia), illetve cseppfolyós földgázforrás is csak ezen az úton érhető el számunkra.
24. Egyoldalú gázimport függőségünk súlyos ellátásbiztonsági kockázatot, annak tartóssá válása pedig jelentős árkockázatot is jelent a hazai fogyasztók számára. Az európai földgázpiacokon kibontakozó éles gázpiaci verseny hasznából hazánk a fenti infrastrukturális és piacszerkezeti okok miatt alig tud profitálni. Ettől is súlyosabb kihívás, hogy a hazai ellátás gerincét jelenleg adó hosszú távú szerződés rövidesen lejár, s döntő kérdés, hogy 2015 után a hazai fogyasztók milyen forrásból és milyen áron juthatnak ezen alapvető primer energiaforráshoz. Ez a lakossági rezsijellegű kiadások szempontjából is fontos, de amint láttuk, a hazai gázbázisú áramtermelés jövőbeni versenyképességét is alapvetően befolyásoló energiapolitikai kérdés.
25. A fentiek okán a Stratégia energiapolitikai prioritásként kezeli a diverzifikált beszerzés lehetőségének megteremtését a – várhatóan jelentős szinten maradó – jövőbeni földgázimportunk tekintetében.
26. A hazai gázpiac jövőbeni fejlődése szempontjából a hatásvizsgálat két forgatókönyvet vizsgált:
- BAU.** Amennyiben a Stratégia időtávján nem valósulnak meg további, nem orosz irányú beszerzést is lehetővé tevő (nyugati irányú) gázhálózati fejlesztések, akkor 2015-2030 között a hazai gáz nagykereskedelmi árszint egy a jelenlegihez hasonló, olajindexált, pályán fog mozogni.
 - POLICY.** A Stratégia időtávján a hazai gázszállítási infrastruktúra olyan jellegű fejlesztésére kerül sor, amely Magyarország számára a kontinentális Európa gázpiacaihoz – s így közvetett módon az LNG forrásokhoz is – fizikai és kereskedelmi hozzáférést biztosít, és elősegíti a piaci alapú, az olajindexálttól várhatóan kedvezőbb európai nagykereskedelmi gázár hazai térnyerését. A nem orosz irányból történő importot lehetővé tevő határösszekötő vezetékekbe történő beruházás költséges ugyan, de javítja hazánk gázbeszerzési alkupozióját.
27. Az alkupozió erősítését szolgáló fejlesztések kettős hatást gyakorolnak a gáz fogyasztói árára:

- a. a fejlesztés költségeinek egy része vagy teljes egésze beépül a hatóságilag megállapított gázszállítási tarifába, s ezáltal emeli a végfogyasztói árakat;
 - b. a fejlesztések révén erősödő alkupozíció ugyanakkor egyre jelentősebb gáztermék árcsökkenést eredményez a BAU forgatókönyvhöz, azaz az olajindexált gázárhoz képest.
28. A stratégia gázpiacra vonatkozó prioritásával kapcsolatban a hatásvizsgálat fő kérdései a következők voltak:
- a. Mely gázhálózati fejlesztések elengedhetetlenek egy olyan alkupozíció kialakításához, amely mellett az orosz beszállító tényleges versenyhelyzetbe kerül a magyar piacra?
 - b. A jelenleg domináns olajindexált gáz importárhoz képest milyen mértékű árkülönbség és százalékos árelőny teszi társadalmi szempontból megtérülővé a fejlesztések megvalósítását?
 - c. Mit mondhatunk egy új hosszú távú szerződés árazási opcióiról egy infrastrukturális lehetőségeket számba vevő regionális gázpiaci modell segítségével?
29. A hatástanulmány a fenti kérdések megválaszolásához az árampiaci és hőpiaci elemzések alapján részletes előrejelzést ad a 2030-ig várható hazai földgázkeresleti forgatókönyvekre, a hazai kitermelés várható alakulására és a kettő különbségeként adódó hazai nettó földgáz importigényre. Ugyanakkor a gázipari rendszerirányító (FGSZ Zrt) 10 éves fejlesztési terve alapján elemzi a nem orosz irányú gázimport kapacitások növelésére rendelkezésre álló lehetőségeket és azok költségeit.
30. A jövőbeni kereslet bizonytalanságát 3*2 forgatókönyv segítségével vizsgáljuk, a három hőpiaci forgatókönyv és a két gázár forgatókönyv szerint:
- MAX GAZ: a BAU hőpiaci forgatókönyv (nincs épületenergetikai program) és a maximális áramkeresletre épített forgatókönyv. A legmagasabb jövőbeni gázkeresleti értékeket adja külön olajindexált és külön piaci gázár mellett.
 - MIN GAZ: a POLICY hőpiaci forgatókönyv (erőteljesebb épületenergetikai program) és a minimális árampiaci gázkeresletre épített forgatókönyv. A legalacsonyabb jövőbeni gázkeresleti értékeket adja olajindexált és piaci gázár mellett.
 - a REFERENCIA hőpiaci forgatókönyv (kisebb épületenergetikai program) és a medián árampiaci gázkeresletre épített forgatókönyv. Az általunk legrealisabbnak ítélt jövőbeni gázkeresleti értékeket adja külön olajindexált és piaci gázár mellett.

Alap gázkeresleti forgatókönyvek



Forrás: REKK elemzés

Mint látható, a piaci és olajindexált gázár forgatókönyvek között mindhárom esetben körülbelül 1.5 milliárd m³ különbség van az időszak végére. 2030-ra a minimális fogyasztást mutató forgatókönyv által jelzett fogyasztás 7,4 milliárd m³-rel marad a maximális értéket adó változat alatt. Ennek felét az ambiciózus épületenergetikai program hatásának tudhatjuk be, másik fele pedig az olajindexált gázár fennmaradásának következménye: a gázbázisú áramtermelés versenyképessége gyenge (az import kiszorítja), így gázkereslete is alacsony.

31. A keleti irányú beszállítástól független gázimportot jelenleg az osztrák-magyar HAG vezeték (4,4 milliárd m³/év) és potenciálisan a horvát-magyar vezeték tesz lehetővé. (6,5 milliárd m³/év). Miközben a HAG jelzett kapacitása teljes mértékben igénybe vehető gázimportra, a horvát-magyar vezeték importirányú kihasználhatósága csak fokozatosan, a horvát LNG és belső hálózati fejlesztések, illetve horvát-szlovén és szlovén-osztrák határkapacitás fejlesztések révén futhat majd fel. A nyugati irányú fejlesztési lehetőségek részleteit mutatja az alábbi táblázat.

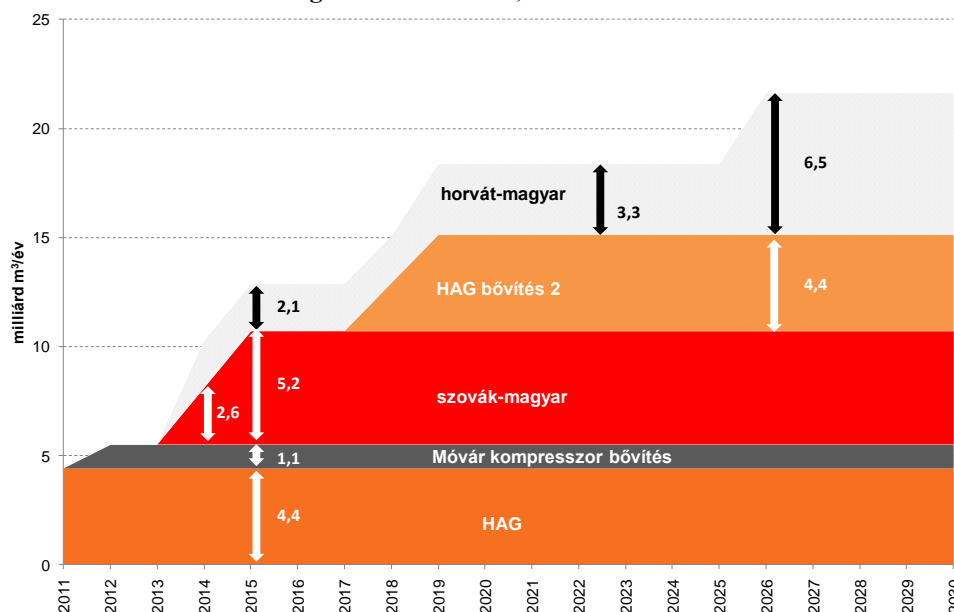
Az FGSZ Zrt nyugati irányú import bővítésére vonatkozó fejlesztési javaslatok

Fejlesztés	Beruházás, milliárd Ft					Import kapacitás bővítés, milliárd m ³ /év	1 m ³ importkapacításra jutó beruházási költség, Ft	Belépés éve
	2011	2012	2013	2016	2018			
Mosonmagyaróvár kompresszor bővítés	0,35					1,1	0,3	2011
Szlovák-magyar (Vecsés-Gödöllő-Balassagyarmat)	1,919	19,197	26,875			5,2	9,2	2014/2015
HAG bővítés				21,7	75,7	4,4	22,3	2018/2019

Forrás: FGSZ Zrt 10 éves hálózatfejlesztési terv, 2011. márciusi változat

32. A nem orosz irányú importkapacitás fejlesztési lehetőségeket illetve a várható nettó import igényeknek a nem orosz irányú importkapacitásokhoz való viszonyát az alábbi két ábra szemlélteti. A horvát-magyar vezeték importirányú igénybevételi lehetőségének alakulását alapvetően az FGSZ feltételezései alapján, de attól kissé konzervatívabban kezeljük. Ezek szerint 2014-2019 között a kapacitás 33%-a, 2019-26 között annak 50%-a, majd ezután a vezeték teljes kapacitása a reálisan figyelembe vehető mennyiség. A Magyarország - Horvátország irányú szállítások megindulását követően az aktuális szállítások mértékéig virtuális ellenirányú (backhaul) típusú kapacitás áll majd rendelkezésre a hazai rendszerhasználók részére Szlovénia-Horvátország útvonalon Ausztria és Olaszország irányából. Ezen szállítások megindulásának időpontja jelenleg bizonytalan. A horvát gázszállító társaság jelenleg tervezi egy kis LNG terminál létesítését, amely várhatóan elérhetővé teszi 2012-2013 körül az LNG gáz beszerzést a hazai és a Magyarországgal szomszédos országok felhasználói részére max. 2-2,5 Mrd m³/év kapacitás mértékéig. A Krk szigetére tervezett 15 Mrd m³/év kapacitású Adria LNG terminál várhatóan 2017-re valósul meg, ettől kezdve a Horvátország irányából rendelkezésre álló betáplálási kapacitás 50%-ával számolunk, amely 2026-tól már 100%.

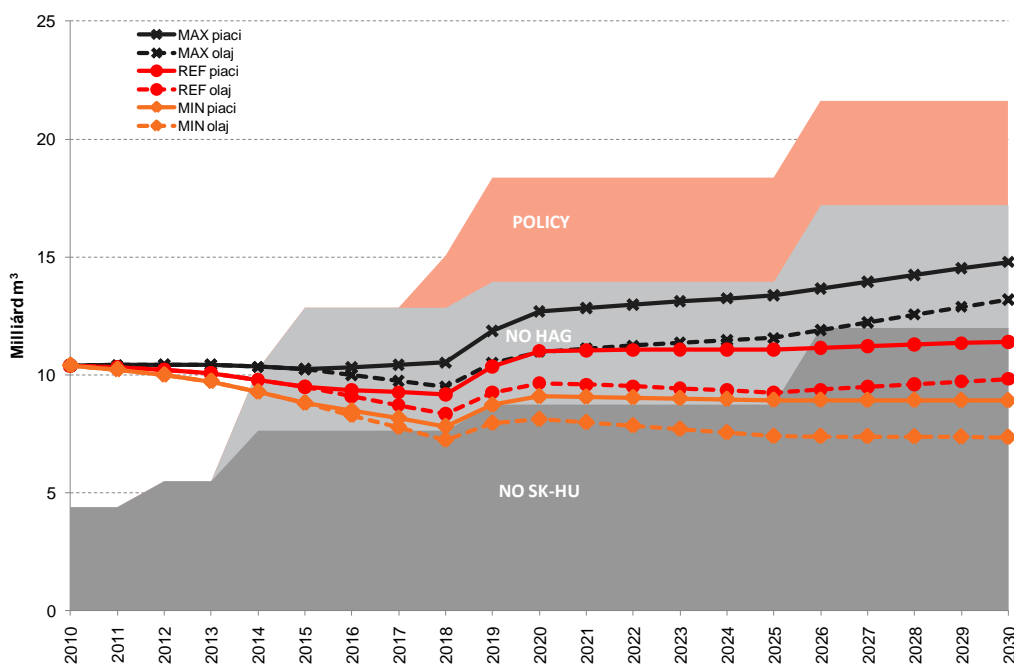
A nem orosz irányú hazai gázimport kapacitása az FGSZ által javasolt fejlesztések megvalósulása esetén, milliárd m³/év



*

Forrás: FGSZ, REKK

Nettó gázimport igény és nyugati importkapacitás forgatókönyvek*



*NO SK-HU: nem épül meg a szlovák-magyar összekötő vezeték; NO HAG: a szlovák-magyar vezeték megépül, de nem készül el a jelenlegi HAG vezeték kapacitását megduplázó fejlesztés; POLICY: a nem orosz beszállítás lehetőségét növelő minden rendszerirányítói fejlesztési javaslat elkészül

33. A REKK regionális gázpiaci modelljével végzett elemzés és megtérülési számításaink egybeesésén azt jelzik, hogy a következő évtizedre várható földgáz-importigény mellett a

szlovák-magyar összekötő vezeték vagy a HAG2 bővítés közül már az egyik is elegendő a piaci árakon történő gázbeszerzés lehetőségének megteremtéséhez 2015 utánra.

34. A 2020 utáni évtizedben feltehetően jelentősen nő majd az erőművi szektor földgáz-felhasználása, ami plusz 3-4 Mrd m³/év addicionális importigényt is generálhat, különösen akkor, ha ezzel egy időben a hazai kitermelés is visszaesik. Ugyan az ellátás biztonságát a szlovák-magyar összekötő vezetékkel vagy a HAG2-vel felfejlesztett infrastruktúra ebben az esetben is garantálni tudja majd, de a gázpiaci verseny fenntartásához a másik nagy vezetékprojekt megvalósítására is szükség lehet. Erről elegendőnek tűnik a 2010-es évek második felében dönteni.
35. A mosonmagyaróvári kompresszorbővítést és a szlovák-magyar vezeték magában foglaló fejlesztési változat megvalósításának energiapolitikai prioritásként kezelése kétséget kizáróan indokolt. E változat 5%-os reál diszkontráta mellett már 1% körüli árelőny realizálása esetén is társadalmilag megtérülő projekt. Ha a kapcsolódó belső fejlesztési igényeket is figyelembe vesszük, a szükséges árelőny értéke 1,5% körül alakul. Ezek az értékek messze alulmúlják a piaci és olajindexált árelőrejelzéseink közötti várható különbséget (10-20% között a piaci árazás javára).
36. A határkapacitások fejlesztése az eddig elemzett beszerzési költség csökkenés mellett további, jelen tanulmányban nem számszerűsített előnyökkel járhat a hazai gazdaság szereplői számára. Belföldi hálózatfejlesztésekkel kiegészülve a fenti fejlesztések többszörösére növelhetik a hazai földgázszállító vállalat tranzitforgalmát, de segítik a kiépült és tervezett földalatti földgáztárolók szolgáltatásainak regionális szintű értékesítését is. S amint láttuk, megteremtik a regionális szinten messze legjelentősebb gázbázisú erőműparkunk versenyképességének elsődleges feltételét.
37. A fizikai kapacitások kiépítése szükséges, de nem elégséges feltétele a piaci gázárzás hazai térnyerésének. Ahhoz a hálózatokhoz, ezen belül a határkereszteső kapacitásokhoz való hozzáférés szabályainak hazánkban és a hazai ellátás szempontjából meghatározó régiós országokban (elsősorban Ausztria, Csehország, Horvátország, Németország, Olaszország Szlovákia és Szlovénia) úgy kell alakulniuk, hogy azok ne akadályozzák a hazai piacra történő szabad és diszkriminációmentes gázszállítási szerződések megkötésének lehetőségét és ne tegyék lehetővé a szabad szállítási kapacitások kedvezményezett piaci szereplők által végzett „visszatartását”, stratégiai célzatú lekötését.

TARTALOMJEGYZÉK

I. VILLAGENERGIA-TERMELÉSI FORGATÓKÖNYVEK ÉS A FORGATÓKÖNYVEK FŐBB GAZDASÁGI JELLEMZŐINEK BEMUTATÁSA 2030-IG, 2050-RE VONATKOZÓ KITEKINTÉSEL	2
I.1. A villamosenergia-fogyasztás várható alakulása.....	5
I.1.1. Villamosenergia-fogyasztás: 1990-2010.....	5
I.1.2. Energiaintenzitási mutatószámok.....	7
I.1.3. 1. forgatókönyv: 1,5%-os áramkereslet-növekedés.....	9
I.1.4. 2. forgatókönyv: Referencia forgatókönyv gazdasági-statisztikai becsléssel.....	10
I.1.5. 3. forgatókönyv: Európai dekarbonizációs elképzelések fogyasztási pályáinak alkalmazása.....	17
I.2. Erőművi forgatókönyvek	19
I.2.1. A beépített kapacitások alakulása	24
I.2.2. Beruházási tőkeigény.....	26
I.2.3. Megújuló támogatási igény	28
I.3. Erőművi forgatókönyvek elemzése 2010-2030 között regionális kontextusban	30
I.4. Bemenő adatok jellemzése	32
I.4.1. Nyersolajár.....	32
I.4.2. Szénár.....	32
I.4.3. CO ₂ ár	32
I.4.4. Földgázár	32
I.4.5. Keresleti és kínálati forgatókönyvek	33
I.5. Modellezési eredmények.....	33
I.5.1. Modellezési eredmények olajindexált gázár fennmaradása esetén	36
I.6. A villamosenergia-szektorra vonatkozó eredmények összefoglalása.....	39
II. A HAZAI HŐPIAC VÁRHTÓ ALAKULÁSA ÉS A HŐPIAC FÖLDGÁZKERESLETÉNEK ALAKULÁSA	42
II.1. A Stratégia hőpiacra vonatkozó prioritásai és a hatásvizsgálat kérdései	42
II.2. A háztartások és tercier szektor	43
II.3. Épületenergetikai programok hatásai	45
II.4. A feldolgozóipar	51
II.5. Mezőgazdaság.....	55
II.6. Energiaszektor felhasználása	55
II.7. Anyagjellegű ráfordítás.....	56
II.8. Összefoglalás	57
III. A GÁZPIACI FORRÁS DIVERZIFIKÁCIÓ KÖLTSÉGEI ÉS HASZNAI	60
III.1. A Stratégia gázpiacra vonatkozó prioritásai	60
III.2. A hatásvizsgálat célja és módszere.....	61
III.3. A gázkereslet alakulása a BAU és a POLICY forgatókönyvek esetén.....	64
III.4. A hazai gáztermelés várható alakulása	66
III.5. Nettó importigény.....	68
III.6. Beruházási lehetőségek és alkupozíció.....	68
III.7. Piaci gázár prognózis.....	73

III.8. Egy új hosszú távú szerződés árazási opcióinak elemzése egy infrastrukturális lehetőségeket számba vevő regionális gázpiaci modell segítségével.....	74
III.9. A diverzifikált földgázbeszerzési lehetőség megteremtésének nettó társadalmi haszna	80
<i>III.9.1. Eredmények</i>	81
III.10. A gázpiacra vonatkozó eredmények összefoglalása	82
1. FÜGGELÉK. AZ ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEK KIALAKÍTÁSÁVAL KAPCSOLATOS TOVÁBBI EREDMÉNYEK	85
2. FÜGGELÉK. NUKLEÁRIS PROJEKTEK KÖZÉP-KELET EURÓPÁBAN	89
3. FÜGGELÉK. REGIONÁLIS ÁRAMPIACI MODELLEZÉSI EREDMÉNYEK A REFERENCIÁTÓL ELTÉRŐ OLAJÁR ÉS KERESLETI FORGATÓKÖNYVEKRE	106
4. FÜGGELÉK. A PIACI GÁZÁR PROGNÓZIS HÁTTERE	120
USA gázár-prognózis	120
Az USA és a brit gázárak kapcsolata.....	121
A brit és amerikai piac összekapcsolódásának várható hatása a kontinentális európai gázárakra.....	123
5. FÜGGELÉK. A REGIONÁLIS ÁRAMPIACI MODELL RÉSZLETES BEMUTATÁSA.....	126
A vizsgált országok	126
A keresleti oldal modellezése	127
A kínálati oldal modellezése	128
<i>Hatásfok és rendelkezésre állás</i>	129
<i>Tüzelőanyag-költség</i>	129
<i>Működési költség (OPEX)</i>	131
<i>Beépített kapacitások</i>	131
<i>Határkeresztező kapacitások</i>	132
<i>Környező piacok árszintje</i>	132

ÁBRAJEGYZÉK

1. ábra: A bruttó villamosenergia-fogyasztás és a reál GDP múltbeli alakulása	6
2. ábra: Áramintenzitási mutatók nemzetközi összehasonlításban	8
3. ábra: Egy főre eső háztartási villamosenergia-felhasználás nemzetközi összehasonlításban	9
4. ábra: Tényleges és előrevetített hálózati veszteség a nettó fogyasztás arányában	11
5. ábra: GDP alapján becsült és tényleges bruttó áramfogyasztás (a hálózati veszteség tényadatait utólag illesztettük a tényleges és a becsült nettó fogyasztási adatsorhoz)	12
6. ábra: Múltbeli és referenciaként használt jövőbeli GDP pálya	13
7. ábra: A közúti közlekedés energiafelhasználásának várható alakulása	15
8. ábra: Forgatókönyvek a megújuló áramtermelés volumenére és részarányára	21
9. ábra: Megújuló mix az egyes forgatókönyvekben (referencia kereslet mellett)	22
10. ábra: Kapacitás mix az egyes erőművi forgatókönyvekben referencia kereslet mellett 2020-2050	25
11. ábra: Az erőművi beruházási költségek referencia kereslet mellett 2011-2050 (2009-es árakon)	27
12. ábra: A megújuló áramtermelés támogatási igénye 2009-es árakon (referencia kereslet, referencia olajár és nyugati spotárakhoz indexált gázárak mellett)	29
13. ábra: Az egyes forgatókönyvek teljesítménye CAPEX és CO ₂ kibocsátás szerint	30
14. ábra: A regionális piacmodell működési váza	31
15. ábra: Modellezési alaperedmények referencia kereslet és olajár, valamint nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett	34
16. ábra: Olajindexált gázár mellett modellezési eredmények (referencia kereslet és olajár)	36
17. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO ₂ kibocsátások az áramtermelésben	37
18. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO ₂ kibocsátás alapján	38
19. ábra: A primerenergia-felhasználás megoszlása 2008-ban	43
20. ábra: A háztartási és a tercier szektor hőcélú energiafelhasználása, PJ	44
21. ábra: A háztartási és a tercier szektor hőcélú energiafelhasználása a múltban, és annak előrejelzése 2030-ig, PJ	45
22. ábra: A lakossági és tercier szektor energiafelhasználása és előrejelzése különböző forgatókönyvek esetén, PJ	46
23. ábra: Az állami szerepvállalás mértéke a két scenárióban 2010-2020 között a lakóépületekre és a középületekre vonatkozóan	48
24. ábra: A lakossági és tercier szektor CO ₂ kibocsátása 1990-2008 között, illetve a három scenárió esetében a CO ₂ kibocsátás várható alakulása, Mt	49
25. ábra: Az épületenergetikai programok direkt és teljes munkahelyteremtő hatása, ezer fő /év	50
26. ábra: A lakossági és tercier szektor földgáz-felhasználása 1990-2008 között, illetve a három scenárió esetében a földgáz-felhasználás várható alakulása, beleértve a távhő termelők tüzelőanyag-ráfordítását is	51
27. ábra: A feldolgozóipar hőcélú energiafelhasználásának tüzelőanyag-összetétele, 1990-2008, PJ	52
28. ábra: Hőintenzitási mutató nemzetközi összehasonlításban	53
29. ábra: A feldolgozóipar hőcélú energiafelhasználásának múltbeli alakulása és előrejelzése 2030-ig, PJ	54
30. ábra: A feldolgozóipar földgáz-felhasználása (beleértve a távhő termelők tüzelőanyag-ráfordítását is) és CO ₂ kibocsátása 1990-2008 között, illetve előrejelzése 2030-ig, PJ	54
31. ábra: A mezőgazdaságban a hőcélú energiafelhasználás alakulása, illetve a felhasznált földgáz mennyisége 1990-2008 között, illetve az előrejelzett értéke	55
32. ábra: Az energiaszektor hőcélú energiafelhasználás alakulása, illetve a felhasznált földgáz mennyisége 1990-2008 között, illetve az előrejelzett értéke	56
33. ábra: Nem energetikai célú olaj és földgáz-felhasználás, 1990-2008, PJ	57
34. ábra: A hőcélú és főzési célú energiafelhasználás tényadata és előrejelzése különböző scenáriók esetén, PJ	58
35. ábra: A hőcélú és anyagjellegű földgáz-felhasználás tényadata, és előrejelzése különböző scenáriók esetén, milliárd köbméter	59
36. ábra: A gázpiaci modellezés logikai menete	63
37. ábra: Árampiaci gázkereslet mennyiségi értékek tartománya olajindexált és piaci gázár mellett	64
38. ábra: Alap gázkeresleti forgatókönyvek	65
39. ábra: Magyarország földgázkitermelésének előrejelzése (millió m ³)	68

40. ábra: A nem orosz irányú hazai gázimport kapacitás (Iwest) az FGSZ által javasolt fejlesztések megvalósulása esetén, milliárd m ³ /év*	71
41. ábra: Nettó gázimport igény és nyugati importkapacitás forgatókönyvek	72
42. ábra: Olajindexált és Henry Hub árnövekedési dinamikán alapuló gázár-prognózisok, 2010. évi forint bázison	74
43. ábra: Infrastruktúra-fejlesztés forgatókönyvek a szerződéskötési alkupozíció vizsgálatához	77
44. ábra: Piaci alapú szállítási mennyiségek az egyes forgatókönyvek esetén	78
45. ábra: A spot indexálás éves földgázaladói profittöbblete az egyes forgatókönyvek esetén	79
46. ábra: Kapacitás mix az egyes erőművi forgatókönyvekben 1,5 %-os keresletnövekedés mellett 2020-2050.	85
47. ábra: Kapacitás mix az egyes erőművi forgatókönyvekben 1 %-os keresletnövekedés mellett 2020-2050....	86
48. ábra: Az erőművi beruházási költségek 1,5 %-os keresletnövekedés mellett 2011-2050 (2009-es reálárakon)	86
49. ábra: Az erőművi beruházási költségek 1 %-os keresletnövekedés mellett 2011-2050 (2009-es reálárakon)	87
50. ábra: Hagyományos erőművek fajlagos beruházási költségeinek alakulása (2009-es reálárakon)	87
51. ábra: Megújuló erőművek fajlagos beruházási költségeinek alakulása (2009-es reálárakon)	88
52. ábra: Megújuló erőművek önköltségének alakulása (2009-es reálárakon).....	88
53. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (referencia olajár, referencia kereslet).....	107
54. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (referencia olajár, referencia kereslet)	107
55. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO ₂ kibocsátások az áramtermelésben (referencia olajár, referencia kereslet)	108
56. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO ₂ kibocsátás alapján (referencia olajár, referencia kereslet)	109
57. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (referencia olajár, 1,5%-os keresletbővülés)	109
58. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (referencia olajár, 1,5%-os keresletbővülés) ..	110
59. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO ₂ kibocsátások az áramtermelésben (referencia olajár, 1,5%-os keresletbővülés)	110
60. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO ₂ kibocsátás alapján (referencia olajár, 1,5%-os keresletbővülés)	111
61. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (referencia olajár, 1%-os keresletbővülés)	111
62. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (referencia olajár, 1%-os keresletbővülés)	112
63. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO ₂ kibocsátások az áramtermelésben (referencia olajár, 1%-os keresletbővülés)	112
64. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO ₂ kibocsátás alapján (referencia olajár, 1%-os keresletbővülés)	113
65. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (magas olajár, referencia kereslet).....	113
66. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (magas olajár, referencia kereslet).....	114
67. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO ₂ kibocsátások az áramtermelésben (magas olajár, referencia kereslet)	114
68. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO ₂ kibocsátás alapján (magas olajár, referencia kereslet)	115
69. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (magas olajár, 1,5%-os keresletbővülés)	115
70. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (magas olajár, 1,5%-os keresletbővülés)	116
71. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO ₂ kibocsátások az áramtermelésben (magas olajár, 1,5%-os keresletbővülés)	116
72. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO ₂ kibocsátás alapján (magas olajár, 1,5%-os keresletbővülés)	117
73. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (magas olajár, 1%-os keresletbővülés)	117
74. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (magas olajár, 1%-os keresletbővülés)	118
75. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO ₂ kibocsátások az áramtermelésben (magas olajár, 1%-os keresletbővülés)	118
76. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO ₂ kibocsátás alapján (magas olajár, 1%-os keresletbővülés)	119

77. ábra: EIA Henry Hub földgázár előrejelzés. Annual Energy Outlook (AEO) 2010 és 2011	120
78. ábra: Olajár / Henry Hub földgázár aránya, EIA AEO2010 előrejelzés.....	121
79. ábra: Az egyes gázpiacok kapcsolata	121
80. ábra: Az amerikai Henry Hub, a brit NBP és a kontinentális olajindexált alapú földgázár összehasonlítása	122
81. ábra: Német olajindexált gázár és határár, NBP, €/MWh	124
82. ábra: Day ahead árak. 2010. január – 2011. január (€/MWh)	125
83. ábra: A REKK regionális árampiaci modelljének működési váza	126
84. ábra: A modellezés során vizsgált országok.....	127
85. ábra: Az áramtermelési határköltés becslésének módszere	128
86. ábra: Határkeresztező kapacitások nagysága.....	132

TÁBLÁZATOK JEGYZÉKE

1. táblázat: Bruttó áramfogyasztás alakulása a 1,5%-os keresletnövekedési forgatókönyvben (TWh).....	10
2. táblázat: Bruttó áramfogyasztás alakulása a BAU forgatókönyvben (TWh)	13
3. táblázat: Bruttó áramfogyasztás alakulása a referencia forgatókönyvben a BAU pályához képest (TWh)	17
4. táblázat: Bruttó áramfogyasztás alakulása az európai dekarbonizációs elképzelések szerinti forgatókönyvben (TWh).....	18
5. táblázat: Bruttó áramfogyasztás alakulása a különböző keresleti forgatókönyvekben (TWh).....	19
6. táblázat: Az erőművi mix alapjellemzőire vonatkozó forgatókönyvek	20
7. táblázat: A modellezésben figyelembe vet atomerőművi fejlesztések	33
8. táblázat: Az áramszektorbeli eredmények összefoglalása	40
9. táblázat: Az épületenergetikai projektek állami támogatási igényének becsléséhez használt inputadatok	46
10. táblázat: Az épületenergetikai felújításban érintett épületek száma a Referencia és a Policy scenárióban, ezer db	47
11. táblázat: A MOL csoport magyarországi bizonyított és valószínű földgázkészleteinek alakulása (millió m ³).....	66
12. táblázat: Magyarország földgázkitermelésének alakulása (millió m ³)	66
13. táblázat: Az FGSZ Zrt nyugati irányú import bővítésére vonatkozó fejlesztési javaslatok.....	70
14. táblázat: A POLICY és NO HAG2 földgázvezetési fejlesztési projektek megtérüléséhez szükséges árkülönbözet (forint/m ³) és százalékos árelőny (%).....	81
15. táblázat: A NO HAG2 változat megtérülése belföldi fejlesztési költségek feltételezése mellett. Árkülönbözet (dP, forint/m ³) és százalékos árelőny (%dP, %).....	82
16. táblázat: Az egyes technológiákra jellemző energiaátalakítási hatások értékei és az önfogyasztás mértéke	129
17. táblázat: A különböző technológiájú erőművek rendelkezésére állása és önfogyasztása.....	129
18. táblázat: Feltételezett tüzelőanyag-reálárak referencia olajár esetén.....	130
19. táblázat: Feltételezett tüzelőanyag-reálárak magas olajár esetén	131

BEVEZETÉS

Jelen tanulmány célja a Nemzeti Energia Stratégia 2030 egyes prioritásaival kapcsolatos gazdasági hatáselemzések elvégzése.

Az első rész a lehetséges főbb villamosenergia-termelési forgatókönyvek egyes jellemzőinek bemutatására vállalkozik 2050-re vonatkozó kitekintéssel. Ehhez először előrejelzést adunk a várható hazai áramkereslet alakulására, majd bemutatjuk a jövőbeni termelői kapacitás szerkezetek hat lehetséges változatát. Vizsgáljuk és összevetjük az erőművi forgatókönyvekre jellemző beruházási igényt, a várható nagykereskedelmi áramárakat, a megújuló termelés támogatási igényét, az egyes forgatókönyvekhez kapcsolódó nettó áramimport igényt, CO₂ kibocsátást és gázfelhasználási igényt. Elemzéseinkhez a REKK-ben kialakított árampiaci modelleket használjuk.

A második rész célja a hazai hőpiacon vonatkozó prognózis kialakítása mellett a Stratégia által prioritásként kezelt épületenergetikai programok energiafelhasználásra és foglalkoztatásra gyakorolt hatásainak számszerűsítése, illetve a program megvalósításához szükséges támogatási igény becslése.

A vizsgálat harmadik részében a hazai gázbeszerzés diverzifikációját szolgáló gázhálózat fejlesztési projektek nemzetgazdasági megtérülését és egyéb hatásait elemezzük.

Az elemzés sajátossága, hogy a hazai energetika három fő részpiacát (áram-, hő- és gázpiac) integrált módon vizsgálja. A hőpiacon és a közlekedés területén várható megújuló energia felhasználás térnyerésével kapcsolatos áramfelhasználás növekmény megjelenik az áramkeresleti előrejelzésekben. A gáz- és árampiaci elemzéseket is oly módon végeztük el, hogy a két szektor folyamatainak kölcsönhatására kiemelt figyelmet fordítottunk. Ily módon a gáz infrastruktúra-fejlesztésekhez kapcsolódó gázár előrejelzések „visszacsatolódnak” az árampiaci modellbe, amely ennek megfelelő, eltérő gázár forgatókönyvek esetén vizsgálja a gázbázisú áramtermelők versenyképességét és gázkeresletét.

I. VILLAMOSENERGIA-TERMELÉSI FORGATÓKÖNYVEK ÉS A FORGATÓKÖNYVEK FŐBB GAZDASÁGI JELLEMZŐINEK BEMUTATÁSA 2030-IG, 2050-RE VONATKOZÓ KITEKINTÉSEL

Ebben a fejezetben az Energiastratégia villamosenergia-szektorra vonatkozó főbb választási lehetőségeit elemezzük. Bár a Stratégia időtávja elsődlegesen a következő 20 évet öleli át, az áramszektor esetében két ok miatt is messzebbre kell tekintenünk.

Az első ok a szektorbeli beruházások élettartama és egyes fejlesztések megvalósulásának hosszú átfutási ideje. Mint látni fogjuk, az egyik központi stratégiai kérdés a nukleáris energiának szánt szerep a hazai villamosenergia-termelésben. A jelenlegi paksi atomerőmű-blokkok élettartama legkésőbb a 2030 utáni évtizedben lejár, új blokkokat pedig leghamarabb 2025-2030 körül lehet üzembe helyezni. A 2030-as év tehát éppen egy átmeneti időszak közepére esik, amelyhez képest a 10-15 évvel későbbi állapotok alapvetően különbözőek lehetnek az erőművi portfólió szempontjából. Amennyiben a stratégiai beruházási döntések hatására vagyunk tehát kíváncsiak, mindenképpen érdemes legalább a jelenlegi blokkok leállítása utáni időszakig, azaz a 2040-es évekig előre tekintenünk.

A másik ok az időhorizont tágítására az európai klímapolitikai célkitűzésekben található. Az alacsony széndioxid-kibocsátású („dekarbonizált”) gazdaság csak a villamosenergia-szektor emissziójának drasztikus – közel százszázalékos – csökkentésével érhető el, amit az Európai Unió 2050-re tűzött ki maga elé. Ez a vállalás alapvetően befolyásolja az áramtermelésbe történő beruházások megítélését. Mivel a 2020 után felépülő erőművek jelentős része 2050-ben is üzemelni fog, ezért a klímapolitika fontosságára való tekintettel nem kerülhetjük el, hogy 2050-es szemszögből is megvizsgáljuk az Energiastratégia előtt álló választási alternatívák következményeit.

Fontos leszögeznünk, hogy a szektor jelenlegi működési alapelvét, azaz a magántőke domináns részvételével, szabályozott körülmények között folyó szabad piaci versenyt jó rendezőelvnek tartjuk és 2050-ig nem feltételezzük ennek megváltozását.

Milyen választási lehetőségek állhatnak tehát egy állami energiastratégia előtt egy liberalizált villamosenergia-piacon? Meglátásunk szerint négy olyan terület van, ahol a szokásos piacsabályozási feladatokon túlmutató állami beavatkozás jótékony hatású lehet, mert olyan kívánatos célok elérését segítheti, amelyek a piacok hiányosságai miatt nem valósulnak meg.

Az első, hangsúlyos állami szerepvállalást igénylő terület az **atomenergia-hasznosítás** kérdése. Itt nem elsősorban a komoly és tartós sugárszennyezési hatások potenciális veszélyére gondolunk, hanem a nukleáris beruházások tisztán piaci alapú megvalósításának nehézségeire. Az atomerőmű-építésnek a többi erőművi fejlesztéshez képest teljesítményarányosan (MW-ra vetítve) és abszolút mértékben is kiugróan magas kezdeti tőke- és időigénye van. Ideális körülmények között is másfél-két évtizedig tarthat, amire a

blokkok egyáltalán elkezdenek termelni, a befektetett tőke megtérülése pedig további évtizedeket igényel. A pénzügyi szektor nálunk jelentősen stabilabb szabályozói és gazdaságpolitikai környezettel rendelkező országokban sem képes ezekkel a feltételekkel elfogadható tőkeköltésű finanszírozást biztosítani a szakmai beruházók számára, hacsak az állam komoly tulajdonosi szerepet és garanciákat nem vállal a beruházási fázisban.

A második területet a **megújuló energiahordozókon alapuló áramtermelés** jelenti. A fosszilis energiahordozók felhasználásakor keletkező széndioxid-kibocsátás olyan jellegű globális externália, amelyet a jelenlegi – és a stratégiai időtávon várható – költségviszonyok mellett piaci alapú kezdeményezések várhatóan nem fognak a kívánatos mértékben korrigálni. Ezen a következtetésen, úgy tűnik, az EU kibocsátás-kereskedelmi rendszerének működése sem változtat. Az állami döntéshozókra marad tehát, hogy meghatározzák azt a szerepet, amelyet a megújuló energiaforrásoknak szánunk a villamosenergia-szektorban, és ehhez hozzárendeljük a megfelelő hatékonysággal működő, legkevésbé piactorzító támogatási eszközöket.

A harmadik terület a **villamosenergia-rendszer biztonságos működéséhez szükséges termelési kapacitások rendelkezésre állásának biztosítása**. Ez a feladat az elkövetkező évtizedben még nem jelent sürgető problémát, azonban a Stratégia áramszektorra vonatkozó időtávján egyre fontosabb kérdéssé válhat. Az európai villamosenergia-szektor jelenleg alapvetően nemzeti rendszerekből épül fel, amelyek biztonsága – az egyes országok nyitottságától függetlenül – a mindenkori fogyasztási igények belföldi kielégítésére alkalmas erőműpark rendelkezésre állásán alapul. Egyelőre lezáratlan az a nemzetközi szakmai vita, amely szerint hosszú távon csak állami beavatkozással teremtett és működtetett kapacitás piacok képesek a magántőkéből finanszírozott csúcserőművi kapacitások megtérülésének (vagyis létrejöttének) biztosítására.

Az Energiastratégiára vonatkozó elemzésünket ez a probléma annyiban érinti, hogy a különböző forgatókönyvek beruházásigényének számításakor mindig a becsült maximális villamosenergia-fogyasztás tisztán belföldi termelésből történő kielégítéséhez szükséges erőműpark méretét vesszük figyelembe, a várható importaránytól függetlenül. Nem állítjuk ugyanakkor, hogy ez az erőműpark állami beavatkozás nélkül, tisztán magántőkéből megvalósul majd. Elképzelhető, hogy a fosszilis bázisú erőművek termelésének csökkenésével párhuzamosan hazai kapacitás piacok kialakítására, vagy ennek alternatívájaként egy jóval szorosabb európai áramszektor-integrációra lesz szükség a későbbiekben.

Végül a negyedik, potenciálisan állami beavatkozást igénylő terület az **import földgázforrások diverzifikációjának** problematikája, amely ugyan elsősorban gázszektorbeli kérdés (és ott is fogjuk részletesen tárgyalni), azonban közvetlen kihatással van a hazai villamosenergia-szektorra is. Amennyiben a magyar gázpiacon tartósan fennmarad a keleti irányból érkező szállítások dominanciája – és az ezt tükröző, nyugat-európai árszinttől érezhetően elváló import gázár –, akkor a hazai gázos erőművek tartós versenyhátrányba

kerülnek a régióban. Ennek következményeképpen magas importarány és alacsony erőművi kihasználtság állandósul, ami megnehezíti (és megdrágítja) az előző pontban említett, biztonságos méretű erőműpark fennmaradását.

A piaci kudarc – és az átgondolt állami szerepvállalással szembeni igény – ebben a pontban is jelentkezik. Erősen kérdéses, hogy magánkezdeményezésből (azaz a megtérülésre vonatkozó megfelelő állami garanciavállalás nélkül) létrejöhet-e olyan mértékű gázszállítási infrastruktúra-bővítés a szomszédos országok felé, amely elegendő az olajindexált árazás dominanciájának megtöréséhez. A piacteremtő beruházás hatására kialakuló versenyhelyzet hasznát ugyanis elsősorban a fogyasztók fogják érezni a keleti irányból érkező olcsóbb gázimport formájában, és nem a fizikai értelemben „fölös” összekötő vezeték megépítője.

Az áramszektorbeli elemzésünket a fenti, állami szerepvállalásra és stratégiai választási lehetőségekre vonatkozó négy pont mentén építettük fel. Hat kínálatoldali forgatókönyvet vizsgálunk a 2010-2050 közötti időtávon, amelyek elsősorban a nukleáris és a megújuló bázisú villamosenergia-termelés távlati szerepét illetően különböznek egymástól és lefedik a jelenleg reálisnak tűnő alternatívákat (1. és 2. pont). Minden forgatókönyv esetén értékeljük a biztonságos ellátáshoz szükséges erőművi kapacitások kiépítésének beruházásigényét (3. pont), a széndioxid-kibocsátás és a nagykereskedelmi áramárak várható alakulását, valamint a megújuló alapú áramtermelés előirányzott piaci részesedésének megteremtéséhez szükséges támogatásigényt (hatékonyan működő kötelező átvételi rendszert feltételezve). Vizsgálatainkat a földgázárakra vonatkozó két alternatív feltételezés – olajindexált, illetve piaci alapú árazás – mellett is elvégeztük (4. pont), amelyek, mint látni fogjuk, számottevő eltéréseket okoznak a végeredményekben.

Módszertani szempontból a villamosenergia-fogyasztás előrejelzésével kezdjük az elemzést, amit a kínálatoldali forgatókönyvek bemutatása követ. Ezen a ponton kétfelé válik a vizsgálat. Bizonyos kérdéseket, mint például a beruházásigény becslését, tisztán hazai szemszögből is meg tudunk ítélni, míg másoknál (importarány, árak, CO₂ kibocsátás, támogatásigény) nem hagyhatjuk figyelmen kívül a körülöttünk lévő régióban (azaz Közép- és Délkelet-Európában) várható fejleményeket.

A régiós elemzés a REKK saját fejlesztésű árampiaci szimulációs modelljén alapul, amely – a közép- és délkelet-európai régió 15 országának áramtermelési költségei, kapacitásai, keresleti jellemzői és határkeresztesző kereskedelmi lehetőségeinek figyelembe vételével – számszerű előrejelzéseket szolgáltat a nemzetközi árampiaci verseny következményeként kialakuló áramtermelési tüzelőanyag-portfolióról, annak széndioxid-kibocsátásáról, az importszaldó alakulásáról, továbbá a nagykereskedelmi áramárakról és az ennek függvényében változó megújuló támogatásigényről.

A regionális piacmodellezés azonban időtávját tekintve korlátozott: a régiós beruházásokról ismert információk 2025-2030 után erősen bizonytalanná válnak. Emiatt az időszak második felében (2030-2050 között) azzal az egyszerűsítő feltevessel élünk, hogy az ország

importpozíciója nullszaldós lesz, és egy hagyományos teherkiosztási számítás segítségével határozzuk meg a hazai erőművi szektor tüzelőanyagok szerinti termelését és széndioxid-kibocsátását.

A különböző kínálatoldali forgatókönyvekre vonatkozó eredményeinket a fejezet végén egy áttekintő táblázatban összegezzük.

1.1. A villamosenergia-fogyasztás várható alakulása

Ebben a fejezetben bemutatjuk a magyarországi áramfogyasztás múltbeli alakulását és előrejelzést készítünk a 2010-2050 közötti időszak várható növekedésére nézve. Három lehetséges keresleti forgatókönyvet vizsgálunk meg:

1. A MAVIR kapacitástervében alkalmazott évi 1,5 százalékos bővülést,
2. A múltbeli GDP-áramfogyasztás összefüggés segítségével készíthető gazdasági-statisztikai becslést (BAU), melyet kiegészítünk a várható új villamosítási területek (fűtés, közlekedés) igénynövelő, és a feltételezhető energia-megtakarítási intézkedések igénycsökkentő hatásával (Referencia); illetve
3. Az európai dekarbonizációs elképzelésekben található, fentieknél alacsonyabb keresletnövekedési pályát.

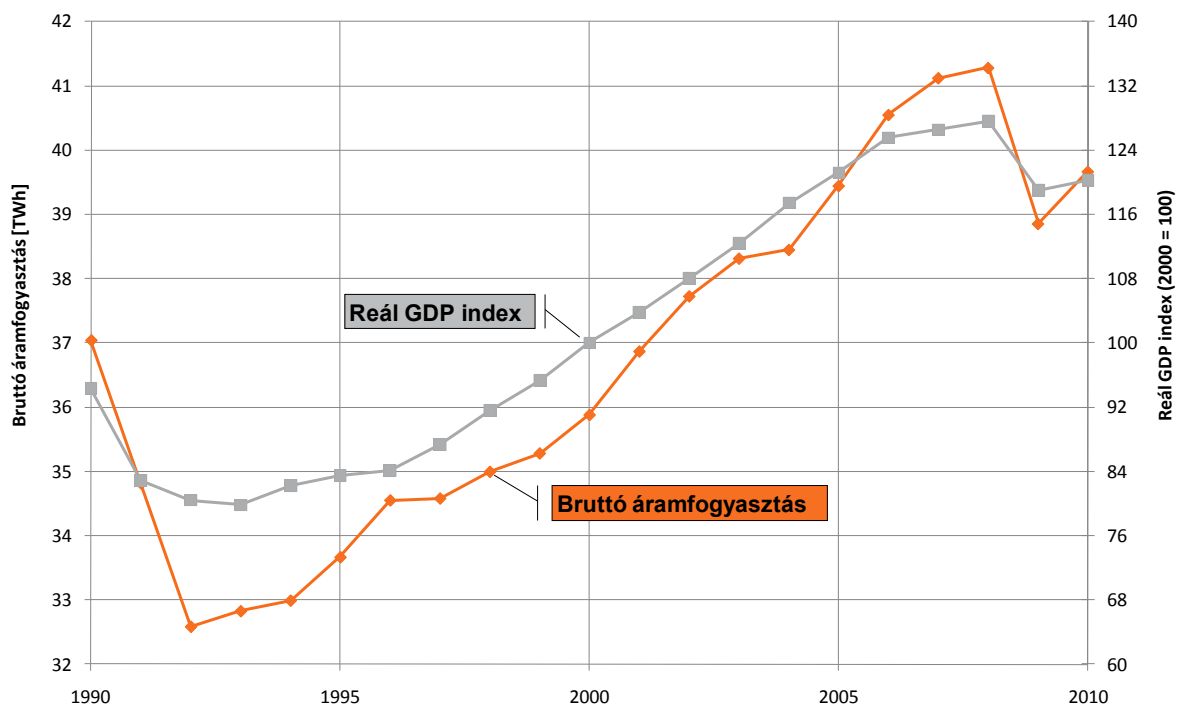
Előrejelzésünk tárgya az éves villamosenergia-fogyasztás alakulása. A fogyasztás lefutásának tekintetében a jövőre nézve is a jelenlegihez hasonló szerkezetet feltételezünk.³ Ennek következtében a keresleti forgatókönyvekben az éves csúcsterhelés nagysága is ugyanolyan sebességgel növekszik, mint az éves fogyasztás, aminek későbbi elemzéseinkben szerepe lesz.

1.1.1. Villamosenergia-fogyasztás: 1990-2010

Az 1. ábrán bemutatjuk a bruttó villamosenergia-fogyasztás és a reál GDP alakulását az elmúlt két évtized során.

³ Az áramfogyasztási tartamdiagram (pl. csúcs-völgy arány) változásai mellett mindkét irányban hozhatók fel kvalitatív érvek. Az okos hálózatok terjedése például feltehetően jobban ki fogja egyenlíteni a fogyasztás változékonyságát, a fűtés/hűtés villamosítása viszont a magas keresletű téli és nyári időszakok rendszerterhelését növelheti tovább. Általában véve erősebbnek gondoljuk a kiegyenlítés irányába ható tényezőket, de ezek különböző időtávokon történő számszerűsítésére az információk bizonytalansága miatt nem tudunk vállalkozni. Ebből következően a csúcsidei villamosenergia-igényre módszerünk óvatos felülbecslést ad.

1. ábra: A bruttó villamosenergia-fogyasztás és a reál GDP múltbeli alakulása



Forrás: MEH, KSH

Amint az 1. ábra is mutatja, a rendszerváltással járó gazdasági szerkezetváltozás következtében mind a hazai kibocsátás, mind a bruttó áramfogyasztás erősen lecsökkent és csak az 1990-es évek közepe táján indult újból számottevő növekedésnek.

Az ezt követő másfél évtized alatt többé-kevésbé töretlen bővülés mutatkozott mindkét mutatóban, egészen a 2008-as gazdasági válságig, amelyből csak a tavalyi évben indult meg egy mérsékelt sebességű kilábalás.

Az áramfogyasztás – mint a modern gazdasági tevékenységek nélkülözhetetlen termelési tényezője – az ábrán is látható módon tradicionálisan szorosan együtt mozog a gazdasági teljesítménnyel.

Definíciók és alapvető összefüggések

Nettó villamosenergia-fogyasztás: az áramfogyasztók által felhasznált villamos energia mennyisége.

Bruttó villamosenergia-fogyasztás: a nettó villamosenergia-fogyasztás és a hálózati veszteség összege.

Teljes villamosenergia-felhasználás: a bruttó villamosenergia-fogyasztás és az erőművek áramtermelés során bekövetkező önfogyasztásának összege.

Nettó villamosenergia-termelés: az erőművek által a villamos hálózatba kiadott energia mennyisége.

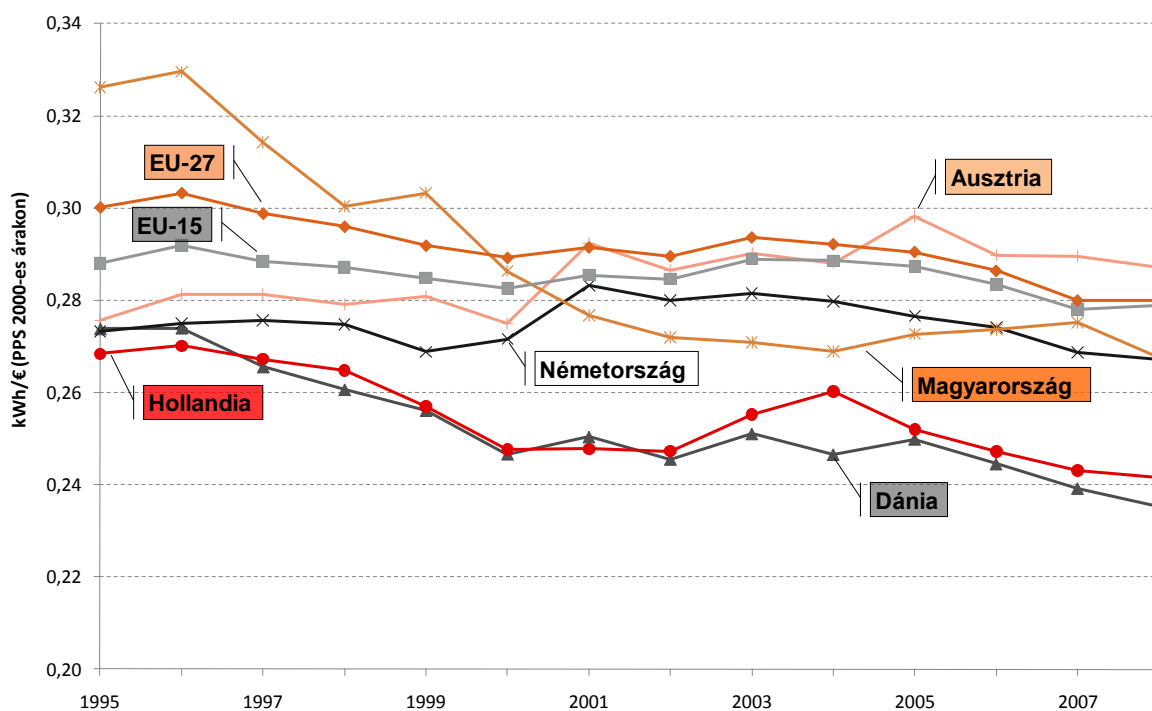
Bruttó villamosenergia-termelés: a nettó villamosenergia-termelés és az erőművi önfogyasztás összege.

I.1.2. Energiaintenzitási mutatószámok

A villamosenergia-felhasználás hatékonyságának gyakori mérőszáma a GDP villamosenergia-intenzitása, amely azt mutatja, hogy egységnyi bruttó hazai termék (vagy szektoronkénti hozzáadott érték) előállításához átlagosan mennyi villamos energiára van szükség. Kiszámítása egyszerű: az éves nettó áramfogyasztást elosztjuk a GDP reáláron kifejezett mennyiségével.

Bár első hallásra hihetőnek tűnik az az állítás, hogy a magyar gazdaság villamosenergia-felhasználása nemzetközi összehasonlításban nem hatékony, az adatok valójában éppen az ellenkező képet mutatják. A 2. ábrán a fenti módszerrel kiszámítottuk Magyarország mellett 4 fejlett, a magyaréhoz hasonló gazdasági szerkezetű európai gazdaság, illetve az EU-15 és EU-27 átlagos energiaintenzitási mutatóit. A konstans árszínvonal alkalmazása mellett a GDP vásárlóerő-paritásra való konvertálását is elvégeztük annak érdekében, hogy a különböző országok összevetése a valós energiaintenzitási különbségeket (és ne az általános árszínvonalban tapasztalható eltéréseket) mutassa.

2. ábra: Áramintenzitási mutatók nemzetközi összehasonlításban



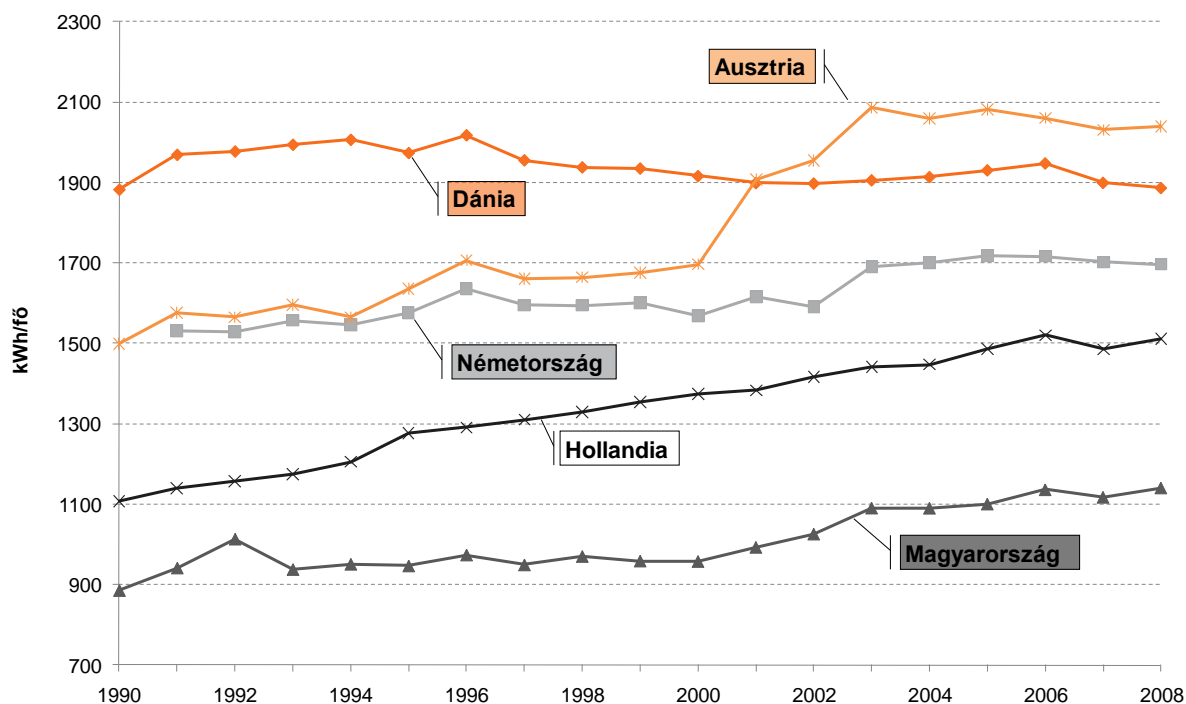
Forrás: Eurostat, REKK számítások

Amint a 2. ábra mutatja, a magyar gazdaság villamosenergia-felhasználásának intenzitása a '90-es évek közepén tapasztalt magas értékekről mára az EU-15 (EU-27) átlaga alattivá vált. Ez a folyamat részben az ipari termelés áramintenzitás-csökkenésének (10 év alatt 0,43-ról 0,33-ra), részben a relatíve „áramtakarékos” szolgáltatások előtérbe kerülésének köszönhető. Az elmúlt évtized második felében azonban mindkét folyamat stabilizálódott.

További áramintenzitás-csökkenés elsősorban a szolgáltatási szektorban képzelhető el, amelyben még mindig – vásárlóerő-paritáson is – az összehasonlításként használt országok átlaga felett vagyunk. Ugyanakkor a gazdasági szektorok egymáshoz viszonyított méretének radikális változása a jelenlegi, fejlett országokat általában jellemző 3-30-67 arányról (mezőgazdaság-ipar-szolgáltatás) rövid-közép távon nem várható.

A háztartási villamosenergia-felhasználás tekintetében továbbra is elmaradunk a fejlettebb európai államoktól. A 3. ábrán az egy főre jutó háztartási áramfogyasztás alakulását mutatjuk be az elmúlt 15 évben. Látható, hogy a hozzánk hasonló fűtési szerkezettel (magas földgázarány) rendelkező Hollandiához képest is viszonylag kevés villamos energiát használunk otthon. A trend ugyanakkor – nálunk és a bemutatott országokban is – felfelé ívelő.

3. ábra: Egy főre eső háztartási villamosenergia-felhasználás nemzetközi összehasonlításban



Forrás: Eurostat, REKK számítások

A fenti érveléssel azt igyekeztünk alátámasztani, hogy az európai szinten a fejlettség élvonalához tartozó országokhoz viszonyítva a villamosenergia-felhasználás tekintetében Magyarországnak nincs magasabb „energiahatékonysági tartaléka”. Ebből kifolyólag úgy véljük, hogy az európai áramszektor dekarbonizációjával foglalkozó tanulmányok általános villamosenergia-hatékonysági megállapításai (pl. lehetséges megtakarítások mértéke) Magyarországra is legfeljebb felső becslésként alkalmazhatók. A későbbiekben ezt a következtetést használni fogjuk az előrejelzések során.

I.1.3. 1. forгатókönyv: 1,5%-os áramkereslet-növekedés

A MAVIR rendszeres időközönként frissített, „A villamosenergia-rendszer rövid, közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásmérlege” c. tanulmányának legújabb, 2009-es kiadásában a rendszerirányító 2010-2025-ös időtávon évi 1,5%-os nettó fogyasztásbővüléssel számol. Ennek bruttó fogyasztásra gyakorolt hatását az 1. táblázatban szemléltetjük. Bár az idézett tanulmány ennél hosszabb távra nem tartalmaz előrejelzést, az összehasonlíthatóság kedvéért mi mégis továbbvetítjük ugyanezt a trendet 2050-ig.

1. táblázat: Bruttó áramfogyasztás alakulása a 1,5%-os keresletnövekedési forgatókönyvben (TWh)

Év	Bruttó áramfogyasztás, TWh
2010	39,7
2020	46,0
2030	53,4
2040	62,0
2050	72,0

Forrás: MAVIR (2025-ig), REKK számítások (2025-2050 között)

A rendszerirányító kereslet-előrejelzése hivatkozik az EU-ra – például az IEA által – prognosztizált évi 1%-os igénynövekedésre mint referenciaszámra, amelyhez képest a 1,5%-os erőteljesebb hazai áramkereslet-növekedési becslést indokoltnak tartja. A MAVIR előrejelzésében a bruttó áramkereslet a nettónál némiképp lassabban (1,44%-kal) növekszik, mivel az idő előrehaladtával a hálózati veszteségre vonatkozó feltételezés egyre alacsonyabbá válik.

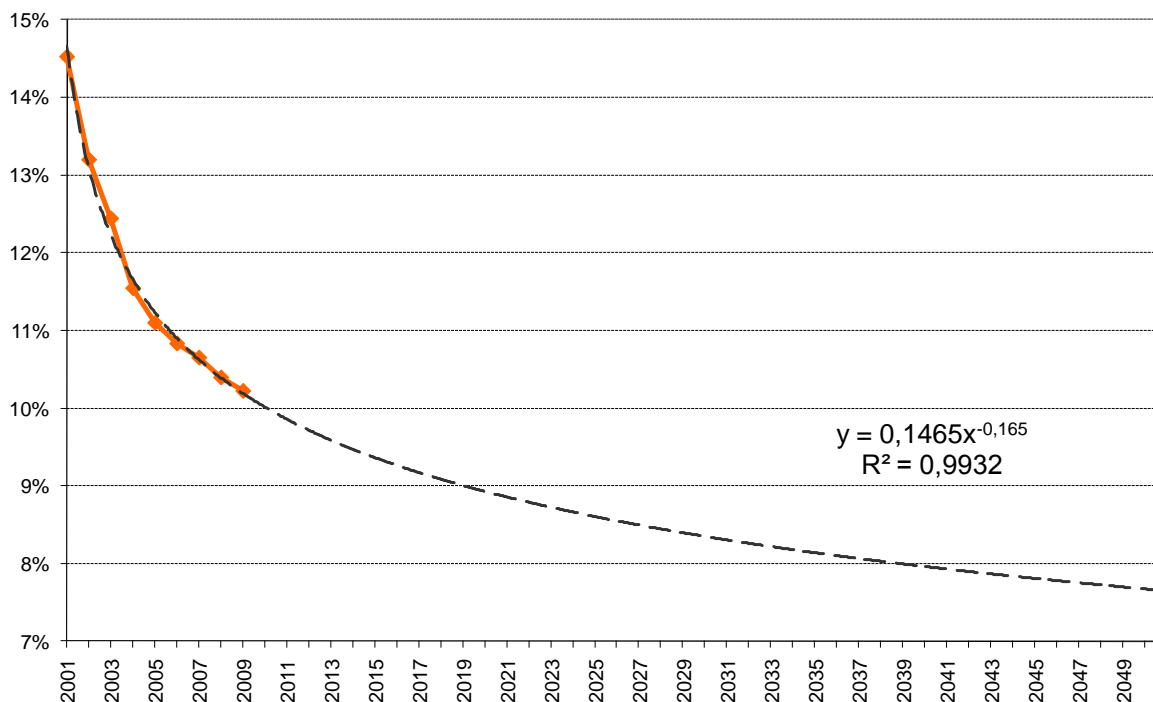
A rendszerirányító hazai áramszektorban betöltött szerepére való tekintettel úgy véljük, hogy fogyasztás-előrejelzését mindenképpen egy lehetséges forgatókönyvként kell figyelembe vennünk.

I.1.4. 2. forgatókönyv: Referencia forgatókönyv gazdasági-statisztikai becsléssel

A második forgatókönyv a REKK gazdasági-statisztikai alapokon nyugvó becslése, melyet kiegészítünk a várható új villamosítási területek (fűtés, közlekedés) igénynövelő, és a feltételezhető energia-megtakarítási intézkedések igénycsökkentő hatásával.

Az 1. ábrán bemutattuk, hogy az áramfogyasztás és a reál GDP szoros kapcsolatban van egymással. Előrejelzésünk erre az alapösszefüggésre támaszkodik.

A bruttó fogyasztásról érdemes először leválasztani a hálózati veszteséget, amelynek arányát nem a gazdaság általános teljesítménye, hanem a villamosenergia-rendszer állapota alakítja. A '90-es években a hálózati veszteség – különösebb megfigyelhető trend nélkül – a nettó fogyasztás 15%-a körül ingadozott. Az elmúlt évtizedben bevezetett, költségmegtakarításra és hatékonyabb működésre ösztönző ársapka-jellegű hálózatszabályozás viszont elindított egy lefelé ívelő pályát a hálózati veszteség terén, amelyet a 4. ábrán mutatunk be.

4. ábra: Tényleges és előrevetített hálózati veszteség a nettó fogyasztás arányában

Forrás: MEH, REKK számítások

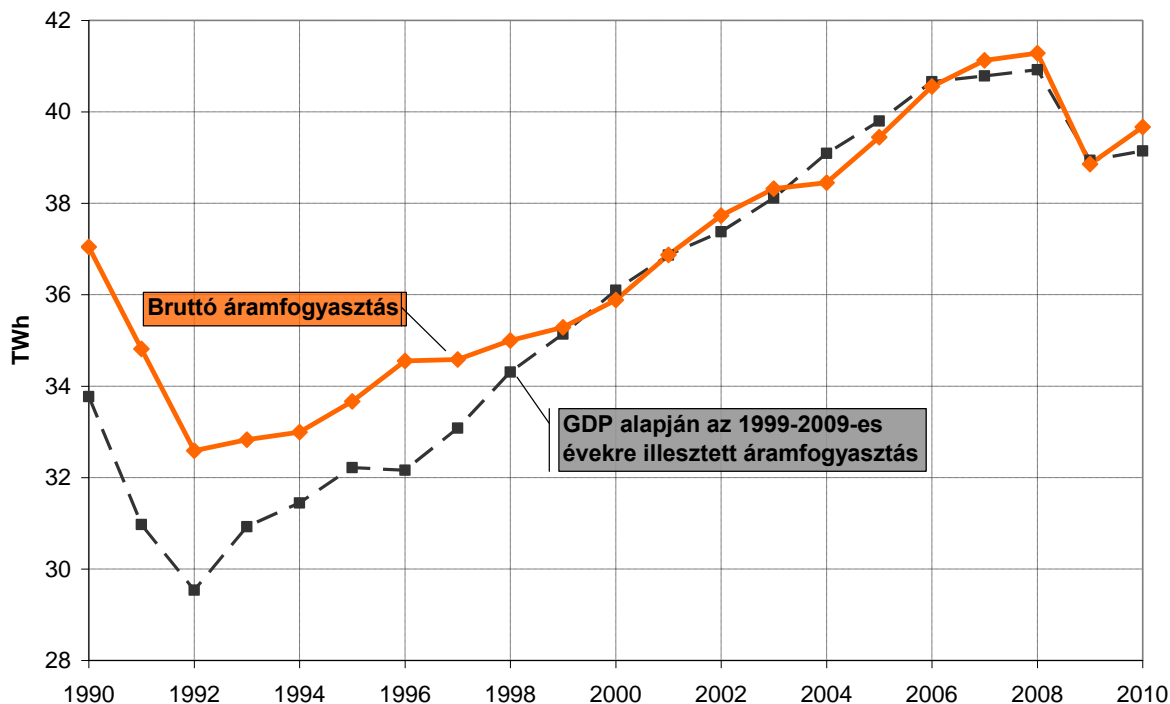
Az ábrán látható, hogy 8-10 év alatt erőteljesen lecsökkent a villamosenergia-átvitel és elosztás vesztesége. Nyilvánvalóan léteznek azonban fizikai korlátok is abban, hogy a hálózati veszteséget meddig lehet tovább mérsékelni. Emiatt úgy véltük, hogy 2030-2050-es időtávon egy lassuló hatékonyságjavulással érdemes számolni, amelyet a 4. ábra szaggatott vonala mutat.

A hálózati veszteségtől megtisztított bruttó fogyasztást a gazdasági kibocsátással log-log alapon vetettük össze, vagyis azt vizsgáltuk, hogy a reál GDP 1 százalékos növekedése hány százalékos nettó áramkereslet-növekedést generált az elmúlt években.

Ezen a ponton felmerül, hogy milyen mintát érdemes választanunk a gazdasági-statisztikai becsléshez. A 2. ábrán láthattuk, hogy a gazdaság áramintenzitása a 90-es évek alatt észrevehetően változott, ami azt sugallja, hogy nem érdemes túl sokáig visszamenni az időben az idősorok összeillesztésével, amennyiben a jövőbeli folyamatok előrejelzése a célunk. Ellenkező esetben túl nagy súlyt adnánk olyan gazdaságszerkezetű és áramintenzitású időszakoknak, amelyek a jelenlegi állapotokat már nem tükrözik.

Statisztikai megfontolások alapján ugyanakkor arra is figyelniünk kell, hogy elegendően nagy minta álljon rendelkezésünkre a becslés pontosságához. A két, egymással konfliktusban álló érdek között az 1999-2009-es évek kiválasztásával találtuk meg az egyensúlyt. Meg kell azonban jegyeznünk, hogy a mintát 1-2 évvel bővítve vagy szűkítve is nagyon hasonló következtetésekre jutnánk.

5. ábra: GDP alapján becült és tényleges bruttó áramfogyasztás (a hálózati veszteség tényadatait utólag illesztettük a tényleges és a becült nettó fogyasztási adatsorhoz)

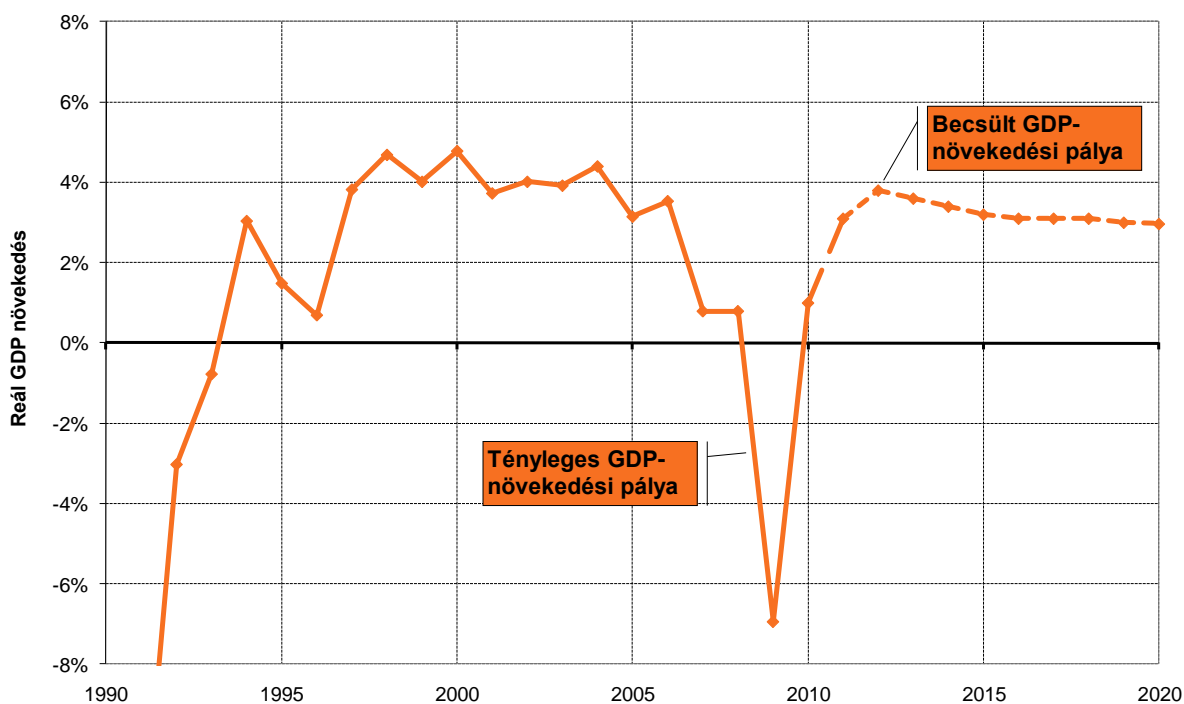


Forrás: KSH, MEH, REKK számítások

Az 5. ábra mutatja az illesztés pontosságát, amely a minta éveire (1999-2009) számszerűen 99 százalékos. Az is látható, hogy módszerünk a 90-es évek elejének-közepének bruttó áramfogyasztását alulbecsüli az akkori magasabb áramintenzitás miatt.

Az előrejelzés tekintetében egy mérsékelt optimista, a nyugat-európai életszínvonalhoz való fokozatos felzárkózást elősegítő reál GDP növekedési pályával számolunk, melyet a múltbeli adatokkal együtt a 6. ábrán mutatunk be 2020-ig.

6. ábra: Múltbeli és referenciaként használt jövőbeli GDP pálya



Forrás: KSH, MNB, REKK számítások

A 2020-2050 közötti időszakra egy fokozatosan lassuló, 2050-re évi 2%-ot elérő GDP-bővülést veszünk alapul.

A jelzett kibocsátás-növekedési pálya, a GDP és a nettó áramfogyasztás közötti becült összefüggés, illetve a hálózati veszteség becült jövőbeli alakulása alapján a 2. táblázatban mutatjuk be a bruttó fogyasztás *business-as-usual* (BAU) pályáját.

2. táblázat: Bruttó áramfogyasztás alakulása a BAU forgatókönyvben (TWh)

Év	Bruttó áramfogyasztás, TWh
2010	39,7
2020	48,5
2030	58,4
2040	69,0
2050	79,6

Forrás: REKK számítások

A BAU pályából a referencia forgatókönyvet három módosító tényező, a villamos energiát használó hőszivattyús fűtés, az elektromos autók és az energiahatékonysági beruházások hatásának figyelembe vételével alakítjuk ki.

Hőszivattyús fűtési rendszerek

A hőszivattyús fűtési rendszerek villamos energia befektetésével nyernek ki fűtésre (vagy hűtésre) alkalmas energiát a környezetből (talajból, talajvízből, levegőből). Általános jellemzőjük, hogy a magas vízmelegítési hőmérséklettel járó hatásfokromlás miatt elsősorban új, padló-, fal- vagy levegő-befűvós fűtési rendszerekkel együtt érdemes telepíteni őket, kiépített radiátoros központi fűtéshez nem. Ebből következően gazdaságos terjedésüknek korlátot szab az új épületállomány bővülési üteme.

Magyarország Megújuló Energia Hasznosítási Nemzeti Cselekvési Terve (NCST) 2020-ra 6 PJ-nyi hőszivattyús fűtést irányoz elő, ami az átlagosnak tekinthető 4 körüli COP (*coefficient of performance*) arányszámmal⁴ számolva mintegy 0,4 TWh-nyi villamos energiát igényel.

E szám 2050-re történő előrevetítése természetesen sok bizonytalanságot tartalmaz, azonban figyelembe véve a radiátoros fűtési rendszerek átalakítási szükségletét, az épületállomány bővülési mértékét, valamint a hőszigeteléstől várható erőteljes fűtésigény-csökkenést, úgy véljük, hogy a hőszivattyúk használata energiamennyiségben 2020-2050 között inkább lassabban növekszik majd, mint az elkövetkező évtizedben.

Referenciaként 2050-re 20 PJ-nyi felhasználást prognosztizálunk, amelynek a BAU pályához képest mért addicionális villamosenergia-felhasználása 1,4 TWh.

Elektromos autók

A közlekedés villamosítása a 2010-2050 közötti időszakban elsősorban a személyszállítási területen valószínű, ott is inkább az időszak második felében. Az Európai Bizottság 2011. márciusában megjelent dekarbonizációs hatástanulmánya az optimista forgatókönyvben 2030-ra hozzávetőlegesen 9%-os, 2050-re 39%-os villamosítással számol (a teljes közúti közlekedés arányában), azonban lehetőséget lát egy „késleltetett villamosítási forgatókönyvre” is (*delayed electrification*), amelyben az elektromos autók térnyerése csak 2030 után kezdődik és 13%-os szintet ér el 2050-re.⁵

Magyarországi vonatkozásban további hivatkozásként az Energiastratégiai munkaanyagban 2030-ra szereplő, kötött pályás közlekedés nélkül számított 9-11%-os közúti villamosítási arányt tekinthetjük, ami nagyjából egybevág a Bizottság gyors terjedést feltételező forgatókönyvével. A 2050-es előrejelzések tekintetében kissé óvatosabban a két dekarbonizációs forgatókönyv középértékével, 25%-kal számolunk.

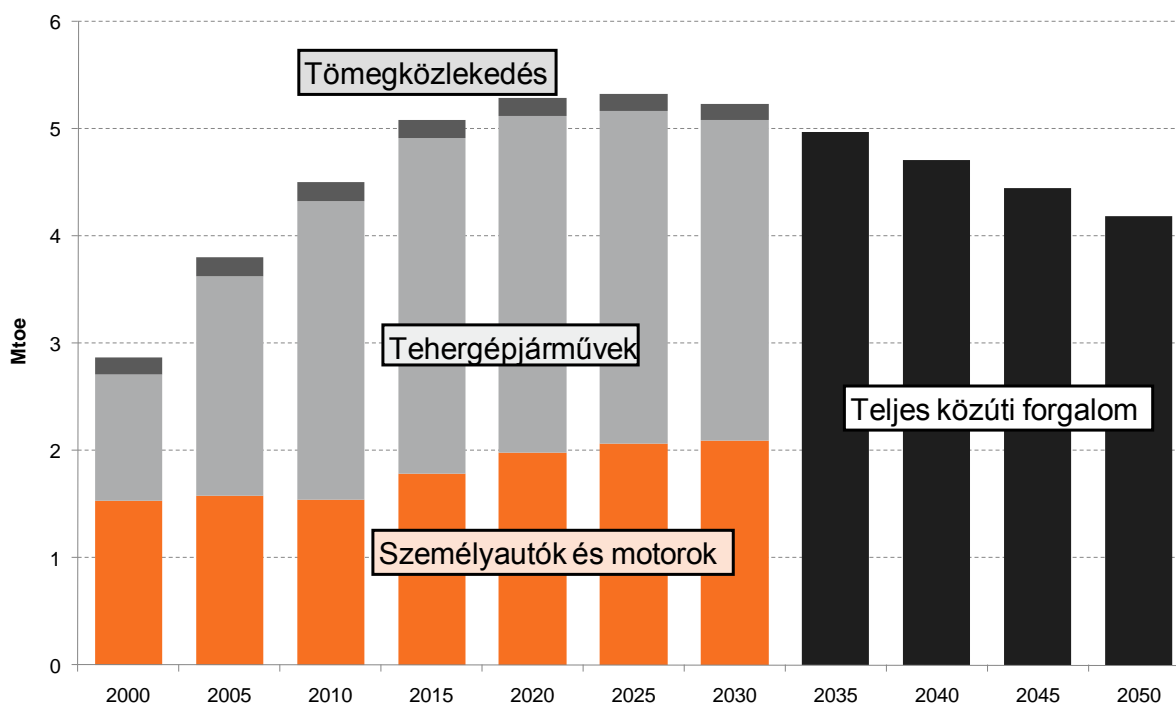
A közúti közlekedés teljes energiafelhasználásának előrejelzésekor az *EU Energy Trends to 2030 – Update 2009* elnevezésű EU bizottsági tanulmányból indultunk ki, amely Magyarországra a PRIMES modell segítségével 2025-ig növekvő, utána enyhe csökkenésnek

⁴ A COP arányszám azt mutatja, hogy egy egységnyi (villamos)energia-befektetéssel hány egységnyi hasznos (hő)energiát nyer ki a hőszivattyú a környezetből.

⁵ Impact Assessment, A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, 2011. március 8, 68.o.

induló felhasználást prognosztizál. Ehhez hozzáilleszhető a dekarbonizációs hatástanulmány 2030 utáni, erőteljes közúti energiafelhasználás-csökkenése, amely – szintén a PRIMES szerint – 2050-re az EU tagállamok tekintetében a 2030-as szint 70-75 százalékára esik vissza. Magyarország esetében a felzárkózási hatásra való hivatkozással egy ennél enyhébb, 20 százalékos csökkenést vettünk figyelembe a 2030-2050 közötti időszakban. A trendeket a 7. ábra mutatja.

7. ábra: A közúti közlekedés energiafelhasználásának várható alakulása



Forrás: PRIMES, REKK számítások

A teljes energiafelhasználást a villamosítás várható terjedési ütemével (2020: ~0%, 2030: 9%, 2050: 25%) összevetve azt kapjuk, hogy a BAU pályához képest a közúti közlekedésből származó addicionális villamosenergia-igény 2030-ban 5,5 TWh, 2050-ben pedig 12,2 TWh körül alakul majd.

Energiahatékonysági beruházások várható hatásai

Az általunk feltételezett villamosenergia-fogyasztás előrejelzésénél a múltbeli GDP és villamosenergia-fogyasztás közötti összefüggésre támaszkodtunk, ezáltal feltételeztük, hogy a jövőben is csak olyan mértékben valósulnak meg energiahatékonysági beruházások, mint a becsléshez alapul vett, 1999-2009 közötti időszakban. Ugyanakkor fontos megvizsgálni, hogy jelentősebb addicionális energiahatékonysági beruházások várhatóan hogyan csökkentik a villamosenergia-fogyasztást.

Kiindulásként egy EU Bizottság részére készített átfogó nemzetközi tanulmány⁶ eredményeit választottuk, melyben a szerzők a jelenlegi energia-felhasználási módok és az elérhető legjobb technológiák összevetésével meghatározták, hogy különböző feltevések mellett mekkora megtakarítás érhető el az egyes szektorokban. A tanulmány három scenáriót vizsgált:

- *Low policy intensity potential* (LPI): Ebben az esetben azzal a feltevéssel élt az elemzés, hogy csak az olyan energiahatékonysági intézkedések valósulnak meg, amelyek normális piaci körülmények között megtérülnek.
- *High policy intensity potential* (HPI): Ezen scenárió esetében a feltevés, hogy az adminisztratív korlátok jelentősen csökkennek az állami beavatkozások hatására, továbbá minden olyan beruházás megvalósul, amely aggregált szinten, tehát nem fogyasztói oldalról vizsgálva, megtérülő.
- *Technológiai potenciál*: Ezen scenárió figyelmen kívül hagyja az energiahatékonysági intézkedések költségeit, és minden esetben az elérhető legjobb, de reálisan figyelembe vehető eseteket vizsgálja meg.

Az elemzés a villamosenergia-fogyasztás esetében három szektorra vizsgálta az energiahatékonysági intézkedéseket: ipari, háztartási és tercier. Mindhárom szektornál jelentős mennyiségű, piaci alapon is megtérülő energia-megtakarítási lehetőségeket találtak, 2020-ra összesen 5,4 TWh, 2030-ra pedig 9,1 TWh nagyságrendben.

Bár nincs részletes képünk az idézett tanulmány elemzési módszertanáról, és így megállapításait sem tudjuk érdemben vitatni, ezeket a számokat a realitásokhoz mérten mégis túlságosan magasnak tartjuk.

2020-ra 5,4 TWh-nyi energia-megtakarítás például meghaladja a BAU áramfogyasztási pálya 11 százalékát. Ezt összevethetjük azzal a ténnyel, hogy Magyarország az Európa 2020 Stratégia végrehajtását megalapozó előzetes Nemzeti Intézkedési Tervében 2020-ra 10 százalékos *teljes* energia-megtakarítást vállalt, ami a szakmai közvélekedés szerint elsősorban a fűtési célú energiafogyasztás nagyobb arányú csökkentésén keresztül kivitelezhető.

Ennek fényében indokoltnak tartjuk, hogy a hivatkozott villamosenergia-megtakarítási potenciálok 10-20 évnél hosszabb időtávon történő megvalósulásával számoljunk. A referencia forgatókönyvben 2020-ra 2,5 TWh, 2030-ra 5,4 TWh, 2040-re 7,6 TWh, 2050-re pedig 9,1 TWh addicionális energia-megtakarítást szerepeltetünk, ami egy kétszeres időtávra

⁶ Fraunhofer ISI et al., Study on the Energy Savings Potentials in EU Member States, Candidate Countries and EEA Countries (2009). A tanulmány eredményeképpen előállt adatbázis a <http://www.eepotential.eu/> webcímen érhető el.

elnyújtott energiahatékonysági pályának felel meg az idézett uniós felméréshez képest. 2020-ig viszont ez a pálya tűnik konzisztensnek a nemzeti energia-megtakarítási vállalásainkkal.⁷

Mindezek után a 3. táblázatban bemutatjuk a fűtés és a közúti közlekedés részleges villamosításával, valamint a potenciális energia-megtakarítási intézkedésekkel együtt számított áramfogyasztási referenciapályát. Amint látható, a 2. táblázat BAU pályájához képest az időszak első harmadában alacsonyabb, az utolsó negyedében viszont számottevően magasabb növekedéssel számolunk. Az első hatás oka az energiahatékonysági beruházásokban, a másodiké a 2050-re jelentős méreteket öltő közlekedés-villamosításban található.

Összességében az európai dekarbonizációs hatástanulmányok következtetésével nagyjából egybeesik 2050-es prognózisunk abban a tekintetben, hogy a villamosításból fakadó addicionális igények és az energia-megtakarítási intézkedések nettósított hatása mérsékelten felfelé módosítja a BAU pályát.

3. táblázat: Bruttó áramfogyasztás alakulása a referencia forgatókönyvben a BAU pályához képest (TWh)

Év	Referencia forgatókönyv	BAU fogyasztási pálya	Hőszivattyúk (+)	Elektromos autók (+)	Energia-hatékonyság (-)
2010	39,7	39,7	-	-	-
2020	46,4	48,5	0,4	-	2,5
2030	59,1	58,4	0,6	5,5	5,4
2040	70,5	69,0	0,9	8,2	7,6
2050	84,0	79,6	1,4	12,2	9,1

Forrás: REKK számítások

I.1.5. 3. forgatókönyv: Európai dekarbonizációs elképzelések fogyasztási pályáinak alkalmazása

Az elmúlt időszakban több európai szervezet is végeztetett hatástanulmányokat a 2050-es dekarbonizációhoz kapcsolódóan,⁸ melyek többé-kevésbé egységesen 40-50%-os áramkereslet-bővülést vetítenek előre 2050-re a gazdasági válság előtti helyzethez képest. Éves szinten ez hozzávetőlegesen 1%-os keresletnövekedést jelent.

⁷ 2,5 TWh-nyi villamosenergia-megtakarítás a BAU pálya 5 százalékát jelenti. Mivel az áramfogyasztás és az áramtermeléshez kapcsolódó energiavesztés együttesen a teljes energiafelhasználás mintegy harmadát teszi ki, ezért a 10 százalékos teljes energia-megtakarítás teljesüléséhez az egyéb célú (főként fűtési és közlekedési) energia-felhasználásban 12,5%-os megtakarítást kell elérni. Ezek az arányok egymáshoz képest reálisnak tűnnek.

⁸ European Climate Foundation: *Roadmap 2050, A practical guide to a prosperous, low carbon Europe*, Eurelectric: *Power Choices*, International Energy Agency: *Energy Technology Perspectives*, illetve az Európai Bizottság idézett tanulmánya. Az anyagok a gazdasági válság bekövetkezése után készültek.

Amint említettük, a tanulmányok BAU (ill. *baseline*) forgatókönyve közel egybeesik az energiahatékonysági intézkedések keresletcsökkentő, illetve a közlekedés és fűtés-hűtés villamosításának keresletnövelő hatását is figyelembe vevő referencia forgatókönyvekkel.

A 4. táblázatban bemutatjuk, Magyarország esetében mekkora bruttó áramkereslettel számolhatunk, amennyiben a 2050-re 50%-os bővülést előrevetítő dekarbonizációs referencia- (vagy BAU-) pályát vesszük alapul (a 2007-es 41,2 TWh-hoz képest).

4. táblázat: Bruttó áramfogyasztás alakulása az európai dekarbonizációs elképzelések szerinti forgatókönyvben (TWh)

Év	Bruttó áramfogyasztás, TWh
2010	39,7
2020	44,3
2030	49,5
2040	55,2
2050	61,7

Forrás: REKK számítások

Bár a 4. táblázat adatai lényegesen alacsonyabb bruttó fogyasztást jeleznek előre, mint az első két forgatókönyv, a különbség mégsem a jövőbeli villamosenergia-felhasználás és a gazdasági teljesítmény között feltételezett összefüggés másságában, hanem sokkal inkább a gazdasági növekedés mértékében keresendő. Az évi 1%-os BAU (vagy referencia) keresletbővüléshez a tanulmányok alapfeltevésként évi 2%-os gazdasági növekedést társítanak, amely jól jellemzi a nyugat-európai országok átlagát.

A 6. ábrán bemutatott magyar GDP referenciapálya helyett 2010-2050 között 2%-os gazdasági növekedést feltételezve a 2. táblázat BAU pályája az időszak végére 66,2 TWh nagyságú bruttó fogyasztást jelezne előre, amely mindösszesen 7%-kal – 40 éves időtávon hibahatáron belül – haladja meg az alsó prognózisnak tekinthető 61,8 TWh-s értéket.

Az érvelésből következik, hogy a 3. forgatókönyv, azaz az 50%-os 2050-es áramkeresletbővülés alkalmazhatósága a GDP-növekedési pályára vonatkozó, Magyarország vonatkozásában viszonylag pesszimista feltevések elfogadásával együttesen értelmezhető.

Végezetül az alábbi táblázatban összefoglaló jelleggel bemutatjuk a három keresleti forgatókönyv számait.

5. táblázat: Bruttó áramfogyasztás alakulása a különböző keresleti forgatókönyvekben (TWh)

Év	1,5%-os kereslet- bővülés	Referencia forgatókönyv	Európai dekarbonizációs pálya
2010	39,7	39,7	39,7
2020	46,0	46,4	44,3
2030	53,4	59,1	49,5
2040	62,0	70,5	55,2
2050	72,0	84,0	61,7

Forrás: REKK számítások

1.2. Erőművi forgatókönyvek

A villamosenergia-termelés gazdasági és környezetterhelési jellemzőit – volumen, külkereskedelmi pozíció, tüzelőanyag-felhasználás, fejlesztési igény, ÜHG kibocsátás stb. – a regionális piaci viszonyok mellett elsősorban a belföldi kereslet és a belföldi erőműpark mérete és összetétele határozza meg. Bár az erőművi szektor liberalizált piaci környezetben működik, az erőművi mix jövőbeli alakulásában az energiapolitikai döntések is kulcs szerepet játszanak. A nemzeti energiapolitika döntően a nukleáris és a megújuló áramtermelés jövőjét képes közvetlenül befolyásolni. Kisebb mértékben ez a széntüzelésű villamosenergia-termelésre is igaz, amennyiben szenes erőművek versenyképességét döntően befolyásoló klímapolitikai eszközök alkalmazása – például a CO₂ kvóták allokációs szabályainak megállapítása – részben nemzeti hatáskörben történik.

A fentiek figyelembevételével hat – az erőművi mix alapstruktúrájára vonatkozó – erőművi forgatókönyvet állítottunk fel. Ezek a forgatókönyvek az új nukleáris és szenes alaperőművi kapacitások nagysága és a megújuló villamosenergia-termelés részaránya tekintetében különböznek egymástól (lásd 6. táblázat).

6. táblázat: Az erőművi mix alapjellemezőire vonatkozó forgatókönyvek

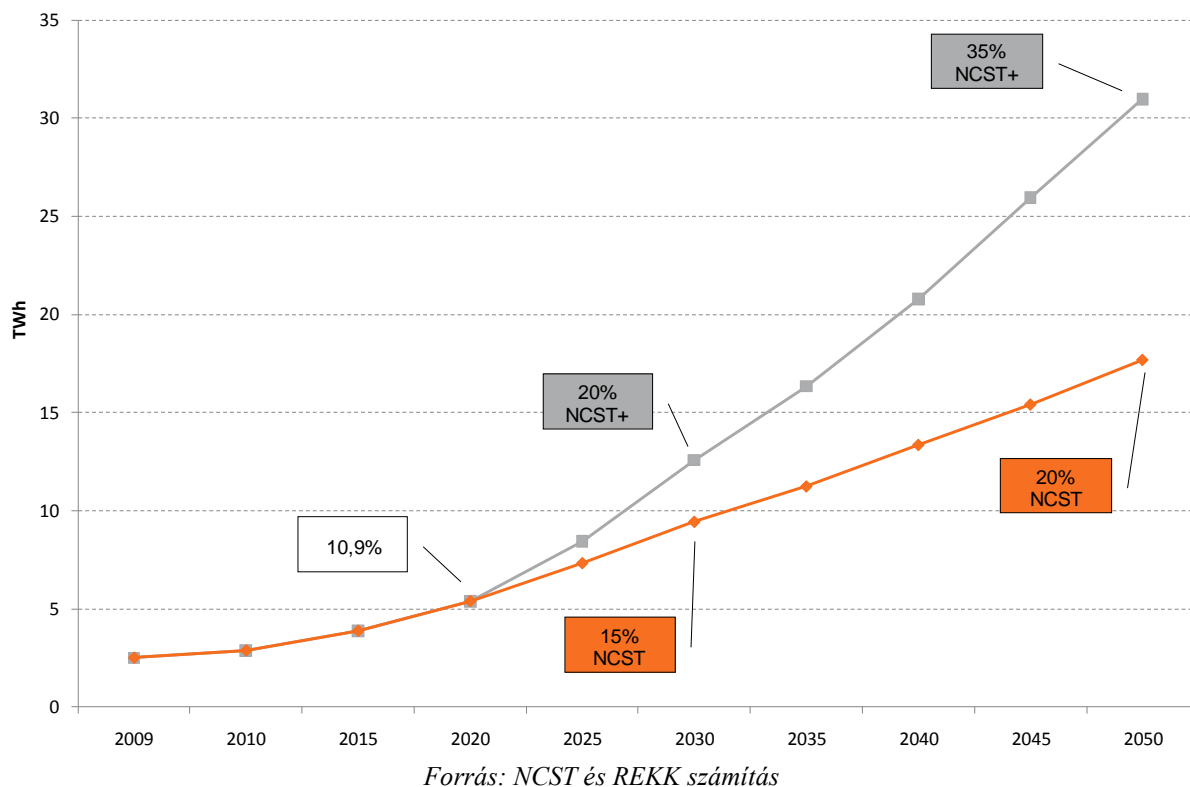
Forgatókönyv megnevezése	Feltételezések 2050-ig			
	Új alaperőművek		Megújuló áram részaránya	
	Nukleáris	Szén	2030	2050
Paks bővítés és NCST	2000 MW	0 MW	15%	20%
Nincs Paks bővítés és NCST	0 MW	0 MW	15%	20%
Paks bővítés és NCST+	2000 MW	0 MW	20%	35%
Paks bővítés + új atom és NCST	4000 MW	0 MW	15%	20%
Paks bővítés + új szén és NCST	2000 MW	440 MW	15%	20%
Nincs Paks bővítés és NCST+	0 MW	0 MW	20%	35%

Forrás: REKK feltételezések

Az új alaperőművi kapacitások tekintetében négy alternatívát vizsgálunk. Az első szerint két új – egyenként 1000 MW-os – nukleáris egység épül a Paksi Atomerőmű telephelyén 2025-ben és 2030-ban. Ez a forgatókönyv hosszú távon tehát 2000 MW atomerőművi kapacitással számol, azonban átmenetileg – az új blokkok üzemkezdése és a mai paksi blokkok leállítása közötti időszakban – ennél több nukleáris kapacitás lesz a hazai villamosenergia-rendszerben. Az atomerőművi kapacitások volumene 2025 és 2029 között 3000 MW-ra, majd 2030 és 2031 között 4000 MW-ra nő, majd 2032 és 2037 között fokozatosan 2000 MW-ra csökken. (A tanulmány a mai paksi blokkok üzemidő hosszabbításának megvalósulásával számol.) A második változatban a két új nukleáris egység mellett még további 440 MW lignittüzelésű erőmű is létesül. A harmadik alternatívában a két paksi telephelyű új nukleáris blokk mellett egy további atomerőmű létesül 2*1000 MW beépített kapacitással új telephelyen, a 2030-as évek második felében. Végül a negyedik scenárióban egyáltalán nem épül új nukleáris vagy széntüzelésű alaperőmű.

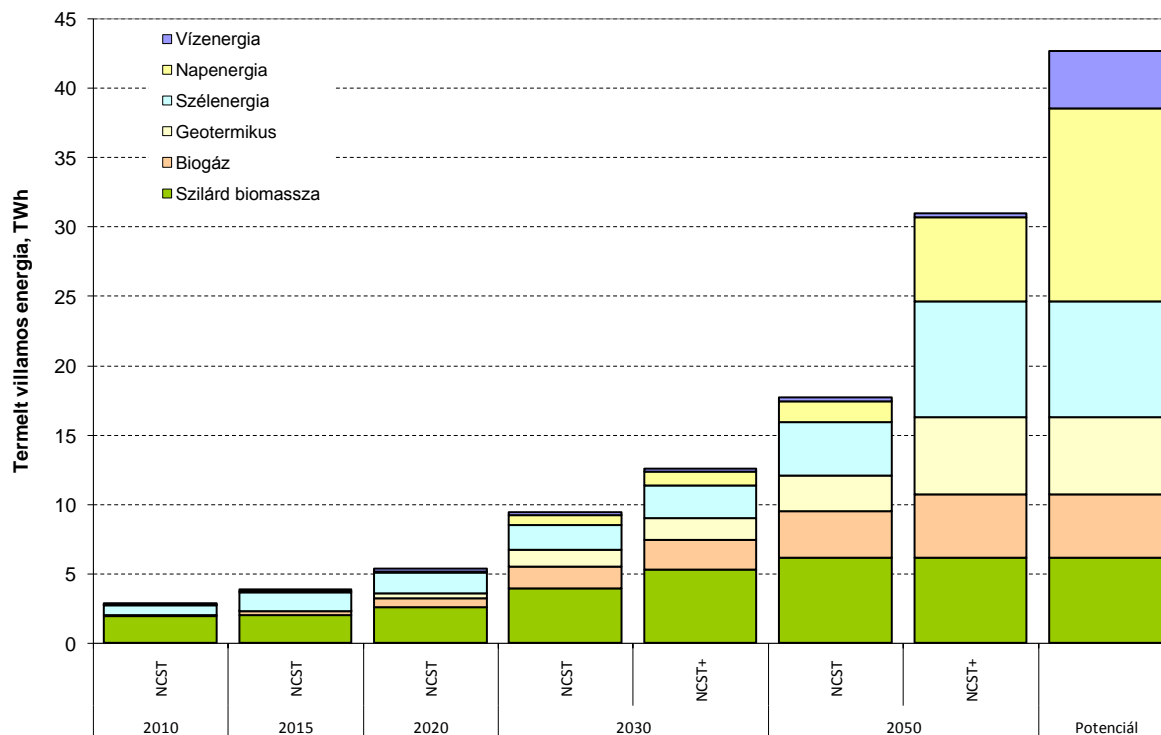
A megújuló áramtermelés tekintetében két forgatókönyvet vettünk figyelembe (lásd 8. ábra). Az első forgatókönyvben a zöldáram hazai villamos energia felhasználáson belüli részaránya az NCST által 2020-ra feltételezett 10,9%-ról 2030-ra 15%-ra, 2050-re pedig 20%-ra nő. Ezt a forgatókönyvet lényegében az NCST „meghosszabbításának” tekinthetjük, amennyiben a megújuló áramtermelés a 2020 utáni években is lényegében a 2010 és 2020 közötti időszakra tervezett ütemben nő. A második alternatíva egy ennél erőteljesebb megújuló áramtermelési növekedést vesz figyelembe. Ebben az „NCST+”-nak nevezett forgatókönyvben a megújuló áramtermelés részaránya 2030-ra 20% lesz, 2050-re pedig eléri a 35%-ot. Az NCST+ sarokszámainak meghatározásában a kiindulási alapot a korábban hivatkozott dekarbonizációs tanulmányok megújuló áramtermelésre vonatkozó feltevései jelentették.

8. ábra: Forgatókönyvek a megújuló áramtermelés volumenére és részarányára⁹



⁹ A mennyiségeket a referencia keresleti szcenárió alapján számoltuk

9. ábra: Megújuló mix az egyes forgatókönyvekben (referencia kereslet mellett)



Forrás: NCST, Pylon, REKK számítás

A megújuló áramtermelés energiaforrások szerint összetétele 2020-ig megegyezik az NCST-ben meghatározott arányokkal (lásd 9. ábra). A 2020 utáni időszakban az egyes megújuló energiaforrások részarányát az alábbi szabály szerint határozzuk meg. Minden termelési mód villamosenergia-kibocsátását azonos mértékben növeljük mindaddig, amíg az adott erőforrás növekedési potenciálja ki nem merül.¹⁰ Amelyik termelési mód kibocsátása eléri a villamosenergia-hasznosítási potenciálját, annak termelését ezen a szinten rögzítjük. Természetesen, ha egy (vagy több) termelési mód kibocsátása már tovább nem növelhető, akkor a következő időszakokra kitűzött (nagyobb) megújuló áramtermelési részarány elérése érdekében a többi termelési mód hozzájárulását kell növelni. Ezért a jelenleg még kevésbé preferált megújuló termelési módok jelentősége az idő előrehaladtával fokozatosan nő (lásd 9. ábra). A magyarországi megújuló energiaforrások potenciáljára vonatkozó adatok az NCST megalkotásához készült háttér tanulmányból származnak.¹¹

Az alaperőművek és a megújuló erőforrást használó erőművek termelése csak a belföldi igények egy részét fedezi. A teljes fogyasztás kielégítéshez és a biztonságos ellátás

¹⁰ A víz esetében eltérünk ettől a szabálytól, mert a vízenergia további villamos energia célú hasznosítása 2020 után már csak tározós vízerőművek létesítésével lenne lehetséges.

¹¹ Pylon (2010): Magyarország 2020-as megújuló energiahasznosítási kötelezettség vállalásának teljesítési ütemterv javaslata

garantáláshoz további, menetrendtartó és csúcserőművi funkciókat ellátó erőművekre van szükség.

Az erőművi mix hiányzó elemeit egy egyszerű teherkiosztási modell segítségével határozzuk meg. A teherkiosztási modell figyelembe veszi:

- az előrejelzett villamosenergia-fogyasztás és éves csúcsterhelés nagyságát,
- az alaperőművek termelését és az importált villamos energia volumenét,
- az időjárásfüggő erőművek (szél- és naperőművek) termelési és rendelkezésre állási sajátosságait,
- a befektetések megtérüléséhez szükséges teljesítmény kihasználási arány erőművi technológiáinként eltérő minimális mértékét, és
- a folyamatos és hosszú távon is biztonságos villamosenergia-ellátás fenntartáshoz szükséges tartalékkövetelményeket.

A modellezési módszer két fontos feltevésére szeretnénk felhívni a figyelmet. A modellezés során meghatározzuk az igények fedezéséhez szükséges erőműállomány méretét és összetételét, de – a megtérüléshez minimálisan szükséges teljesítmény kihasználási arány biztosításán túlmenően – azt nem vizsgáljuk, hogy a kapacitások kiépüléséhez szükséges beruházások megvalósulásának egyéb feltételei fennállnak-e.

A modellezés másik kiinduló premisszája az a doktrína, amely szerint a villamosenergia-ellátás biztonsága érdekében az ország önellátó képességét hosszú távon is fenn kell tartani. Ez azt jelenti, hogy az importszaldó alakulásától függetlenül az országnak rendelkeznie kell akkora erőműállománnyal, amely szükség esetén a teljes belföldi kereslet kielégítésére képes.

Az erőműpark teljes méretét ezért úgy határozzuk meg, hogy a hazai erőművek az éves csúcsterhelés idején is rendelkezzenek a csúcsterhelés 15%-nak megfelelő kapacitástartalékkal.¹² Ez ugyan kisebb a ma általánosan elfogadott 20%-os értéknél, de a nemzeti energiarendszerek egyre szorosabb integrációjának köszönhetően hosszabb távon már a 15%-os tartalékarány is feltételezhetően elégséges lesz a nemzeti villamosenergia-rendszer biztonságos üzemeléséhez.

Amennyiben a 15%-os tartalékarány biztosításhoz szükséges erőművi beruházások létrejöttéhez a tisztán energiapiacként működő nagykereskedelmi piac nem nyújt elég ösztönzést, akkor pótlólagos beruházás ösztönző intézkedések – például a kapacitáspiac valamilyen formájának – bevezetése válhat szükségessé.

¹² Az alacsony kihasználtság és a termelés bizonytalansága miatt az időjárásfüggő áramtermelők kapacitásainak teljesítmény értéke jóval kisebb a névleges kapacitásnál. A tartalékarány mutató számításakor azt feltételeztük, hogy a szél- és naperőművek teljesítmény értéke a beépített kapacitás 10%-val egyenlő.

Az erőműpark tervezése minden egyes erőművi és keresleti forgatókönyv kombináció esetében két lépésben történik. Az első lépésben ellenőrizzük, hogy az adott évi csúcsterhelésre, megújuló erőművi kibocsátásra és a rendszer ehhez kapcsolódó forgótartalék igényére¹³ vonatkozó előrejelzések mellett a forgatókönyvben meghatározott mennyiségű alaperőművi kapacitás képes-e a megtérüléshez szükséges kihasználtságot elérni. (A témában rendelkezésre álló nemzetközi elemzések alapján a megtérüléséhez szükséges kihasználási arányt az atom- és a szénerőművi technológia esetében is 85%-ban állapítottuk meg.)

Amennyiben igen, akkor a második lépésben meghatározzuk, hogy az alap- és megújuló erőművi kapacitásokon túlmenően mekkora méretű menetrend-, csúcs- és tartalékerőművi kapacításra van szükség az igények fedezésére. A menetrend- és csúcserőművi funkciókra CCGT vagyis kombinált ciklusú gázturbinás, a csúcs- és tartalékerőművi funkciókra pedig OCGT vagyis nyílt ciklusú gázturbinás erőműveket vettünk figyelembe. Amennyiben a nukleáris és szenes erőművi kapacitások nem elégségesek a zsinórterhelés kielégítésére, akkor a CCGT erőművek egy része alaperőművi üzemmódban működik. A rendszerirányításhoz szükséges forgó tartalékokat a CCGT erőművek biztosítják. A teljesítmény kihasználás minimális mértékét a CCGT erőművek esetében 40%-ban állapítottuk meg.

I.2.1. A beépített kapacitások alakulása

Az alábbi ábrán összefoglaltuk a kapacitás mixre vonatkozó részletes előrejelzésünket a referencia keresleti scenárióban. Forgatókönyveink 2020-ra vonatkozóan nem különböznek egymástól. Ez abból következik, hogy a következő 10 évben nem számolunk új alaperőmű felépülésével és a megújuló áramtermelés előrejelzésekor erre az időszakra vonatkozóan csak egy – az NCST-ben lefektetett – növekedési pályát veszünk figyelembe.

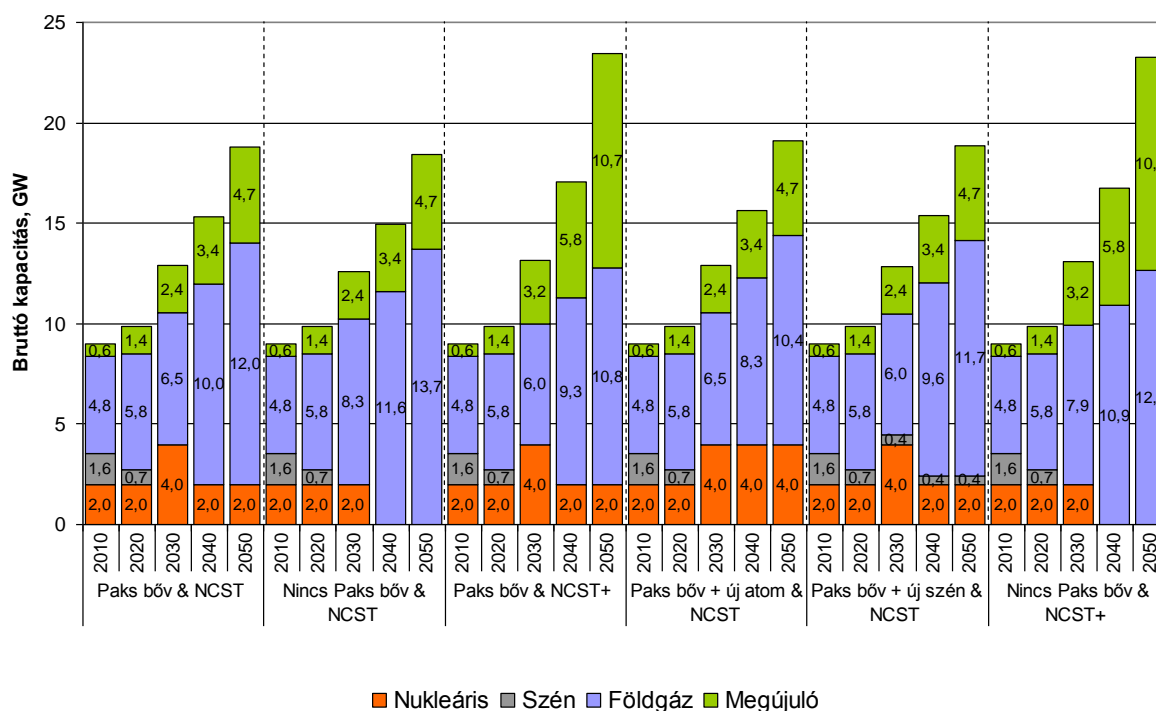
Előrejelzésünk alapján a hazai erőműpark beépített teljesítménye a jelenlegi 9000 MW-ról 2030-ig kb. 13000, 2050-ig pedig a megújuló áramtermelés részarányától függően 18500-23500 MW-ra nő. Az eltérés oka az, hogy a megújuló áramszektor a hagyományos erőművi szektorhoz képest kisebb kapacitáskihasználtsággal működik, és ebből következően egységnyi villamos energia előállítása a megújuló erőművi szektorban nagyobb erőműállománnyal történik, mint a hagyományos erőművi szektorban.

Kiinduló feltevéseinkből következően a hazai erőműpark alaperőművi állománya tartósan csak az új atomerőmű felépülésével számoló forgatókönyvben nő. A referencia keresleti pálya mellett a megújuló erőművek kapacitásai az NCST és az NCST+ scenáriókban a jelenlegi 650 MW-ról 2030-ra 2400 illetve 3200, 2050-re pedig 4700 illetve 10700 MW-ra bővülnek. Amint látható, a beépített kapacitás alapján minden forgatókönyvben a földgáztüzelésű

¹³ A forgó tartalékok a terhelésingadozásból és az időjárásfüggő erőművek sztochasztikus termeléséből fakadó menetrendi eltérések kiegyensúlyozását teszik lehetővé. A forgó tartalék igény meghatározásakor a csúcsterhelést (ENTSO-E metodológia) és az időjárásfüggő erőművek összes kapacitását vettük figyelembe. A vonatkozó nemzetközi tanulmányok alapján azt feltételeztük, hogy 100 MW időjárásfüggő kapacitáshoz 5 MW pótlólagos forgótartalék-igény járul.

erőművek képviselik a legnagyobb részarányt. A földgázos erőművek kapacitásai forgatókönyvtől függően 2030-ra eléri a 6000-8300 MW-os, 2050-re pedig 10400-13700 MW-os nagyságot. A földgáztüzelésű erőműpark 80-85%-át CCGT, 10-15%-át pedig OCGT erőművek alkotják.

10. ábra: Kapacitás mix az egyes erőművi forgatókönyvekben referencia kereslet mellett 2020-2050



Forrás: REKK becslés

Amint azt a következő – az erőművi forgatókönyvek piaci hatásait vizsgáló – fejezetben látni fogjuk, az ország várható nettó import (ill. export) pozíciója jelentős mértékben a hazai és a nemzetközi földgázárak viszonyának alakulásától függ. A regionális árampiaci modellel végzett számítások azt mutatják, hogy a nyugat-európai szintet meghaladó magyarországi gázárak jelentős nettó importot eredményeznek, a hazai gáztüzelésű áramtermelés nagyarányú visszaesése mellett.

Mindez nem változtat lényegesen az erőműpark méretére és összetételére vonatkozó előrejelzésünkön, amelynek alapját a 15%-os tartalékarány fenntartásának követelménye jelenti. Az azonban biztosra vehető, hogy amennyiben a hazai gázalapú áramtermelés nemzetközi versenyképessége tartósan gyenge marad, akkor a 15%-os tartalékarány fenntartásához szükséges erőműpark létrejötte és piacon tartása csak erős állami beavatkozás mellett lesz megvalósítható.

Az erőműpark méretére vonatkozó számításokat a másik kettő, a referencia forgatókönyvnél alacsonyabb fogyasztás-növekedést feltételező keresleti scenárióban is elvégeztük. A 1,5%-os fogyasztás-növekedési pálya mellett 2030-ra 11600, 2050-re pedig 11500-19000 MW nagyságú erőműparkot prognosztizálunk. Az alapesethez viszonyítva ez 2030-ra vonatkozóan

kb. 10-11, 2050-re vonatkozóan pedig hozzávetőlegesen 15,5-18,5%-os csökkenést jelent a beépített kapacitások tekintetében. Ha a legalacsonyabb keresleti forgatókönyvet vesszük figyelembe, akkor a fenti számok 2030-ra 10600-ra, 2050-re pedig 13300-15700 MW-ra módosulnak.

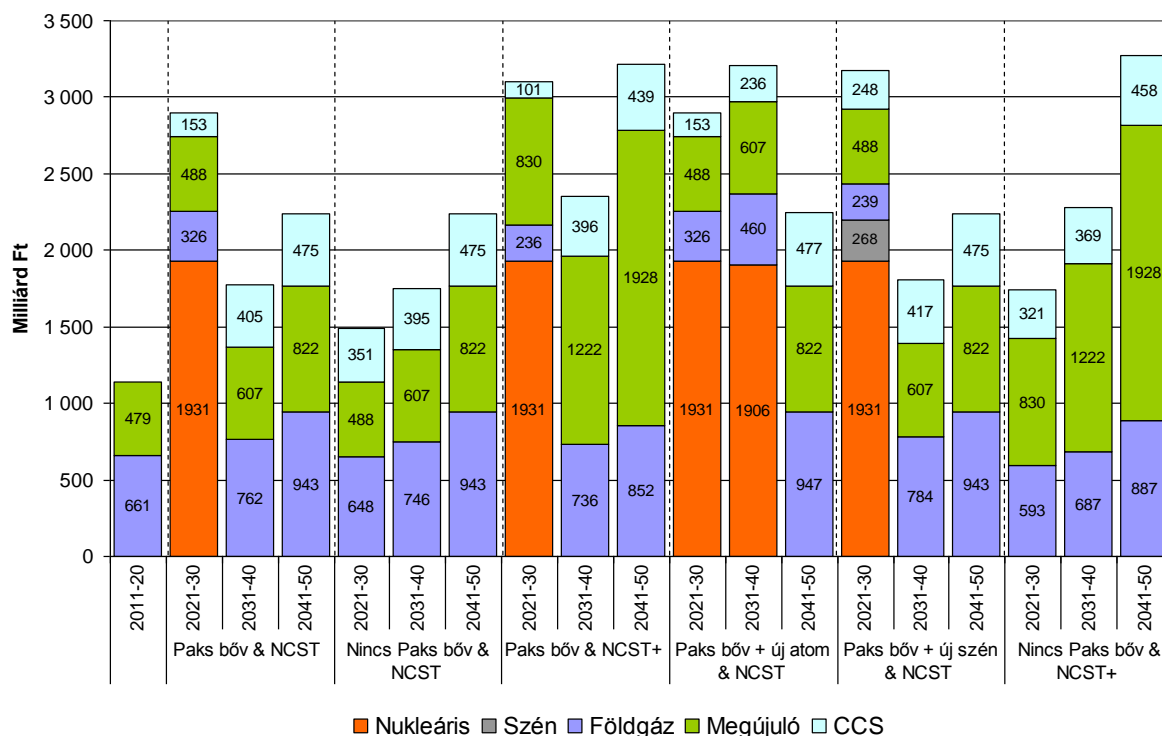
A kereslet csökkenése a kapacitás mix tekintetében a következő változásokat eredményezi. Az alaperőművi állomány nem változik, hiszen az alaperőművi kapacitások méretét az egyes erőművi forgatókönyvekben előre rögzítettük. A többi erőműtípus beépített kapacitása viszont – részben ebből adódóan – a kereslet csökkenésénél nagyobb mértékben csökken. Az alacsonyabb keresleti pályákon a legnagyobb csökkenés 2010 és 2030 között a földgáztüzelésű, 2030 és 2050 között pedig a megújuló erőművek állományában következik be.

1.2.2. Beruházási tőkeigény

A 11. ábra az egyes erőművi forgatókönyvek becsült beruházási költségeit tartalmazza 10 évenkénti összesítésben. A fajlagos beruházási költségek becslésekor a fosszilis és megújuló erőművi technológiák esetében külföldi tanulmányok¹⁴ adataira, a Paksra tervezett új nukleáris egységeknél pedig az Energiastratégia munkaanyagban szereplő számokra támaszkodtunk.

A hivatkozott tanulmányok az egyes erőművi technológiák beruházási költségeinek előrejelzésekor feltételeznek egy tanulási folyamatot, amely hosszabb távon a fajlagos beruházási költségek csökkenését eredményezik. Ez a „tanulási” hatás különösen az új és várhatóan nagy jövő előtt álló technológiák – mint például a naperőművi áramtermelés – esetében jelentős.

¹⁴ Energy Research Centre of the Netherlands (2010): *Technical and economic features of renewable electricity technologies*; Eurelectric (2010): *Power Choices*; European Climate Foundation (2010): *Roadmap 2050, A practical guide to a prosperous, low carbon Europe*,

11. ábra: Az erőművi beruházási költségek referencia kereslet mellett 2011-2050 (2009-es árakon)

Forrás: REKK becslések

Amennyiben a közösségi klímapolitika a villamosenergia-szektorra vonatkozóan szigorú, akár az 1990-es szén-dioxid kibocsátási szint 90-95 százalékos mértékű csökkentését írta elő 2050-ig, akkor a fosszilis tüzelésű erőművek zöménél meg kell oldani a szén-dioxid leválasztását és tárolását (Carbon Capture and Storage, CCS).

A CCS olyan, ma még fejlesztési fázisban lévő technológia, amely az erőművek által kibocsátott szén-dioxidot földalatti tárolókba (például kimerült gázmezőkbe) sajtolja.¹⁵ Meg kell jegyezni, hogy CCS technológia életképességével és költségeivel kapcsolatos bizonytalanságok igen jelentősek. Mindenesetre a beruházási költség ábrán jelezzük, hogy a karbon leválasztás és tárolás 2020 után létesülő széntüzelésű és CCGT erőművekben történő megvalósítása mekkora többletköltséggel járna.

Mind a nukleáris, mind a megújuló alapú áramtermelés beruházási igénye jelentősen meghaladja a földgáztüzelésű villamosenergia-termelését. Az egyes erőművi scenáriók összes beruházási költsége ezért a hangsúlyos nukleáris és megújuló kapacitásfejlesztéseket feltételező forgatókönyvekben a legmagasabb.

Paks bővítése esetén a fejlesztési igények nagyobb része az előrejelzési időszak első felében, míg az NCST+ forgatókönyv megvalósításánál az időszak második felében jelentkezne. Az alacsonyabb keresleti scenáriók mellett a beruházási igények is csökkennek, és a

¹⁵ A CCS technológia az erőmű szén-dioxid kibocsátását kb. 80%-kal csökkenti.

beruházási költségek nagyjából egyenes arányban változnak az erőműpark méretével (lásd korábban).

Végül megjegyezzük, hogy a fenti beruházási költségek nem tartalmazzák az erőművek létesítésével kapcsolatban felmerülő alap- és elosztóhálózati beruházások költségeit. Erre vonatkozóan csak a paksi bővítés és a megújuló áramtermelés esetében rendelkezünk információkkal. A Teller-projekt számításai szerint a 2×1000 MW-os paksi bővítés szükségessé teszi egy Paks-Albertirsa kétrendszerű 400 kV-os összeköttetés és egy új paksi 400 kV-os alállomás kiépítését, továbbá a jelenlegi paksi és albertirsai alállomások átalakítását. Ezek összes becsült költsége 42-44 milliárd forintra tehető.

A megújuló áramtermelés növekedése az elosztóhálózaton kíván többlet beruházásokat. Szakértői becslések szerint 1000 MW megújuló erőművi kapacitás addicionális hálózatfejlesztési költsége 22-25 milliárd forint között mozog.

1.2.3. Megújuló támogatási igény

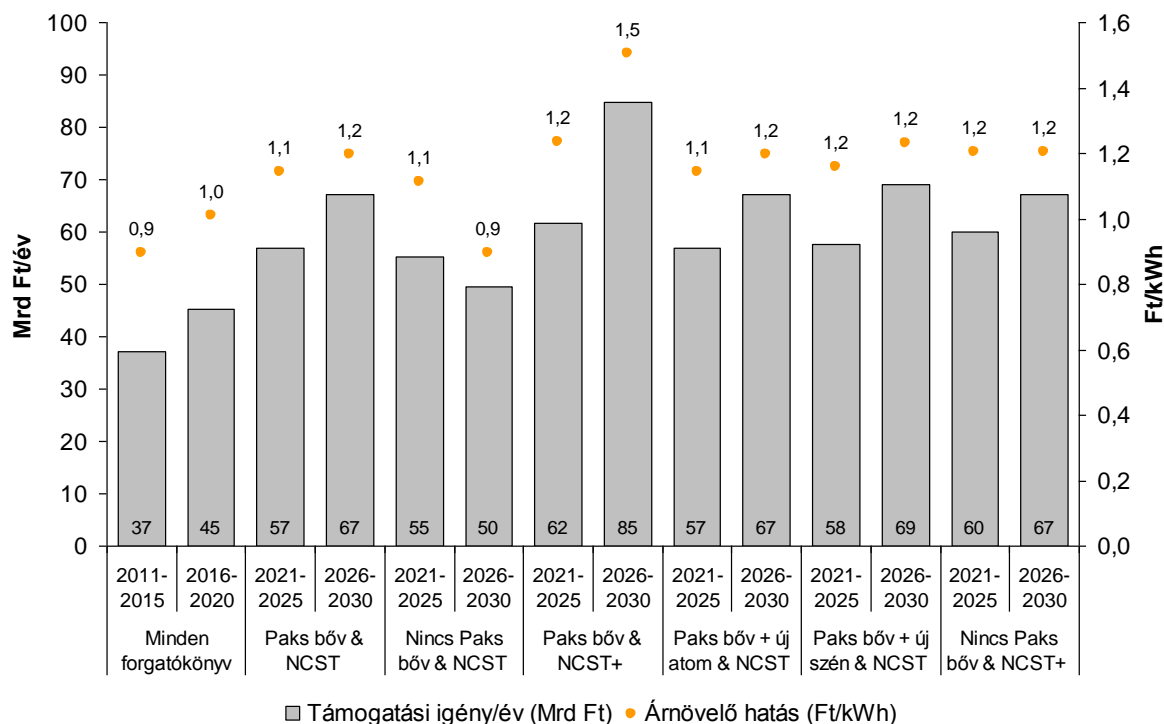
Az erőművi beruházási költségek mellett a megújuló áramtermelés támogatási igényét is előrejeleztük. A támogatási igény abszolút és fajlagos – az országos bruttó fogyasztásra vetített – nagyságának alakulását mutatja a 12. ábra.

A zöldáram támogatási igénye három tényezőtől: a megújuló áramtermelés volumenétől, a megújuló áramtermelés (átlagos) önköltségétől és a versenypiaci ár nagyságától függ. A megújuló áramtermelés önköltsége – amelyet a korábban idézett tanulmányok által közölt megújuló erőművi költségadatok felhasználásával és a korábban bemutatott megújuló áramtermelési pályák alapján számoltunk – az elkövetkező 20 évben kismértékű emelkedést mutat, az időszak egészét tekintve átlagosan 32,5 Ft/kWh (120 €/MWh) körüli értéken várható. (Ennek az az oka, hogy bár minden megújuló termelési mód önköltsége az idő előrehaladtával csökken, a relatíve drágább technológiák termelésen belüli részarányának növekedése ezt ellensúlyozza.)

A megújuló áramtermelés növekvő támogatási igénye, ami lényegében minden forgatókönyvet jellemez, a megújuló részarányának növekedésével magyarázható. Ugyanakkor a támogatási igény nem növekszik robbanásszerűen, köszönhetően annak, hogy a növekvő versenypiaci ár miatt a megújuló áramtermelés felára a következő évtizedekben folyamatosan csökken. (A piac áramár előrejelzését lásd a következő fejezetben.)

Az egyes forgatókönyvek közötti különbségeket a megújuló részarányára és a piaci árra vonatkozó feltevések okozzák. Az NCST+-t tartalmazó forgatókönyvekben a termelt zöldáram magasabb volumene, míg a paksi bővítés megvalósításával számoló scenáriókban a kedvezőbb versenypiaci árak miatt jelentkezik valamivel magasabb támogatási igény.

12. ábra: A megújuló áramtermelés támogatási igénye 2009-es árakon (referencia kereslet, referencia olajár és nyugati spotárakhoz indexált gázárak mellett)



Forrás: REKK becslés

Végezetül két, az energiapolitikai döntéshozatal szempontjából lényeges dimenzió, az összes fejlesztési CAPEX igény és a CO₂ kibocsátás alapján vetjük egybe a vizsgált erőművi forgatókönyveket a 2050-es időtávon.

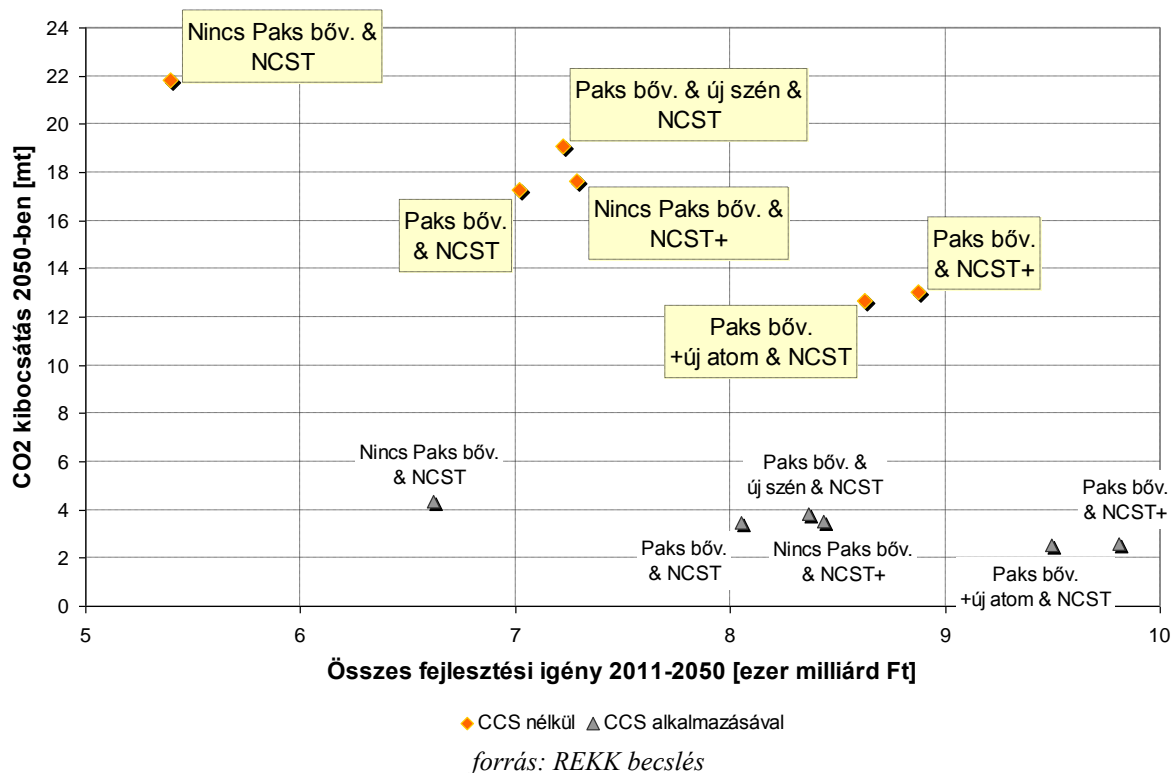
Külön vizsgáljuk a befektetési igényre és a kibocsátásra gyakorolt hatást annak függvényében, hogy a nem megújuló tüzelőanyagot felhasználó fosszilis erőműveket ellátják-e szénmentesítővel (CCS), vagy nem. A CO₂ kibocsátást a teherkiosztási modell segítségével, zéró importszaldó feltevés mellett jeleztük előre. Az eredményeket a 13. ábra tartalmazza.

Látható, hogy a két vérbeli „dekarbonizációs” forgatókönyv, azaz a 4000 MW új nukleáris kapacitást, vagy a Paksi bővítés mellett erőteljes megújuló áramtermelést is megvalósító és a gázos erőművekre CCS-t tartalmazó forgatókönyvek jelentik a legtókeigényesebb alternatívákat. Ezek CAPEX igényét majd 10 ezer milliárd forintra becsüljük, de a kapcsolódó CO₂ kibocsátás mindössze 2 millió tonna évente. A CCS alkalmazása nélkül is e két forgatókönyv a leginkább beruházás igényes és eredményezi egyben a legalacsonyabb CO₂ kibocsátást. A két forgatókönyv közel azonos tőkeigénye és környezeti teljesítménye igazi energiapolitikai dilemmát jelez, nevezetesen azt, hogy a második 2 GW nukleáris kapacitás bővítés és a jelenlegi NCST-nél ambíciózusabb megújuló áramtermelési kapacitás bővítés reális alternatívái egymásnak.

A másik végletet az új nukleáris beruházásoktól és CCS-től mentes, minimális megújuló pályát tartalmazó változat jelenti. Ez a lehetőség az előző felébe kerül és 11-szer több CO₂ kibocsátással jár.

Az eredmények egyébként is jól érzékeltetik azt a helyzetet, hogy az áramszektor dekarbonizációja nagyon magas tőkeigényű (s ugyanakkor alacsony működtetési költségű) termelőegységeket (nukleáris, megújuló) valamint a CCS tömeges alkalmazását igényli: ahogyan haladunk a bal felső sarokból a jobb alsó sarokba irányuló „dekarbonizációs” pályán, a befektetési költségek drasztikusan nőnek. Érdeemes még megfigyelni, hogy a CCS alkalmazása általában negyedére csökkenti egy-egy forgatókönyv CO₂ kibocsátását, miközben 0,8-1,2 ezer milliárd forinttal növeli a tőkeigényét.

13. ábra: Az egyes forgatókönyvek teljesítménye CAPEX és CO₂ kibocsátás szerint



I.3. Erőművi forgatókönyvek elemzése 2010-2030 között regionális kontextusban

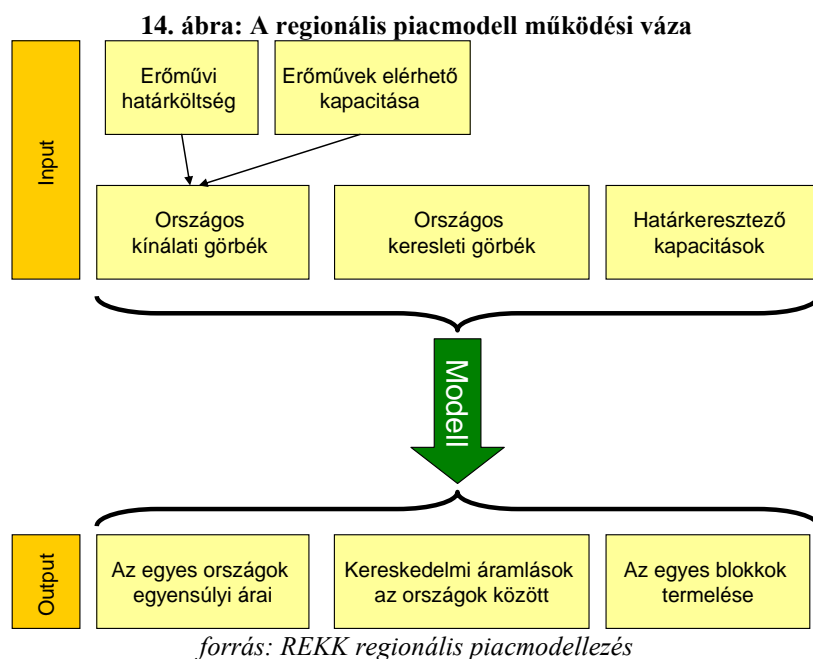
Az előző fejezetben bemutatott kínálatoldali forgatókönyvek villamosenergia-piaci hatását a 2010 és 2030 közötti időszakra a REKK saját fejlesztésű regionális árampiaci modelljének segítségével becsüljük meg.

A regionális kontextus vizsgálata elsőrendű fontosságú az árampiaci esetében. Magyarország villamosenergia-szektora méretéhez képest rendkívül nyitott: export-import kapacitásaink meghaladják az átlagos rendszerterhelés felét, illetve a maximális rendszerterhelés harmadát. A határkeresztező kapacitásokon aktív kereskedelem folyik, amely jelentősen befolyásolja a

villamos energia nagykereskedelmi árát és az ország export-import pozícióját. Ez utóbbi pedig közvetlen kihatással van a hazai erőművek termelésére, tüzelőanyag-felhasználására és széndioxid-kibocsátására.

Természetesen ugyanez mondható el a szomszédos országok, illetve – kissé kitekintve – a közép- és délkelet-európai régió más országainak áramszektoráról is. A nemzetközi kereskedelmet az összes, egymáshoz közvetlenül vagy közvetve kapcsolódó ország keresleti és kínálati adottságai egyszerre határozzák meg. Ahol a belföldi kereslethez képest többlet van viszonylag olcsó energiából, onnan exportálni fognak, ahol ugyanebből hiány tapasztalható, ott pedig kialakulnak az importpozíciók.

Regionális árampiaci modellünkkel pontosan ezeket a hatásokat számszerűsítjük. Explicit módon figyelembe vesszük a közép- és délkelet-európai régió 15 országának áramtermelési költségeit és kapacitásait, keresleti jellemzőit és a határkeresztező metszések kereskedési kapacitását. A modell működésének sematikus vázát a 14. ábra mutatja.



A modellben folyó versenyt és a kialakuló egyensúlyt a következők jellemzik:

1. Az erőművek árelfogadó módon viselkednek a piacon, vagyis akkor jelennek meg piaci kínálattal, ha a nagykereskedelmi ár meghaladja rövid távú termelési egységköltségeiket.
2. A határokon hatékony kereskedelem folyik, vagyis mindaddig növekszik az export az olcsóbb országokból a szomszédos drágábbak felé, amíg az árak ki nem egyenlítődnek, vagy a kereskedett mennyiség el nem éri az összekötő metszések kapacitáskorlátjait.

I.4. Bemelő adatok jellemzése

A modell nagy számban fogad bemelő információkat, amelyek részletes jellemzését a tanulmány mellékletében közöljük. Az alábbiakban csak a legfontosabb, költségjellegű tényezőket emeljük ki.

I.4.1. Nyersolajár

A világpiacon nyersolaj árának 2010-2030 közötti előrejelzését az amerikai Energy Information Administration (EIA) hosszú távú prognózisára alapoztuk.¹⁶ Az EIA referencia forgatókönyvében a nyersolajár (2009-es reálárakon) a 2010-es 78 \$/hordó átlagáról 2020-ra 108 \$/hordós, 2030-ra pedig 123 \$/hordós szintet ér el. Ezzel szemben a magas olajár melletti forgatókönyv 2020-ra 169 \$/hordós, 2030-ra pedig 196 \$/hordós árszintet prognosztizál.

I.4.2. Szénár

A régiós szénárát az ARA nemzetközi árjegyzéshez kötöttük, amely 2011. elején 120 \$/tonna körül alakult. Itt hosszú távú előrejelzés nem áll rendelkezésünkre, így a nyersolajárhoz képest egy 50%-os gyorsaságú árnövekedést feltételeztünk a szénkészletek olajhoz mért relatív bősége miatt. A helyi kitermelésű lignit költségét a feketeszen árának 80%-ában határoztuk meg.

I.4.3. CO₂ ár

2010 és 2020 között a második kereskedési időszak megmaradó kvótáinak bankolhatósága miatt a jelenleg megfigyelhető, 16 €/tonnás szén-dioxid kvótaárral számoltunk. 2021-től kezdve szigorúbb európai klímapolitikát és ezzel együtt egy magasabb, 30 €/tonnás kvótaárat feltételeztünk.

I.4.4. Földgázár

A referencia gázár-forgatókönyvben azt feltételeztük, hogy a jelenlegi hosszú távú szerződés által determinált, olajindexált ár marad 2015-ig a meghatározó. 2015 és 2020 között egy átmeneti, relatív árcsökkenéssel járó időszakkal számoltunk, mely után 2020-tól Magyarország számára is realitássá válna a nyugat-európai gázárpálya.¹⁷

Az alternatív gázár-forgatókönyvben azt vizsgáljuk, milyen árampiaci következményekkel járna az ország 2030-ig tartó „beragadása” a mostani szerződés által determinált gázárszintre.

¹⁶ Annual Energy Outlook 2011, Early Release Report, 2010. december. A jelenleg zajló észak-afrikai események árfelhajtó hatásával a hosszú távú előrejelzés nem számol.

¹⁷ A piaci indexálású gázárpálya kialakulási feltételeiről a földgázszektorról szóló fejezetben nyújtunk részletes elemzést.

I.4.5. Keresleti és kínálati forgatókönyvek

Magyarország tekintetében a tanulmány első részében bemutatott keresleti és kínálati forgatókönyvek kombinációit elemeztük, míg a régiós országokra egyetlen referencia forgatókönyvet definiáltunk mind keresleti, mind kínálati oldalról.

Régiós szempontból különös figyelmet érdemelnek az atomerőművi fejlesztések, melyek tekintetében viszonylag konzervatív megközelítést alkalmaztunk. Feltételeztük a jelenleg előrehaladott állapotban levő projektek befejezését, valamint a régióban tervezett új blokkok közül összesen három projekt megvalósulását a 2030-ig terjedő időszakban (az esetleges paksi bővítésen kívül, amit külön forgatókönyvekben vizsgáltunk).

Az alábbi, 7. táblázatban látható, mely blokkok belépésével számoltunk – és melyekkel nem – a modellezés során.

7. táblázat: A modellezésben figyelembe vet atomerőművi fejlesztések

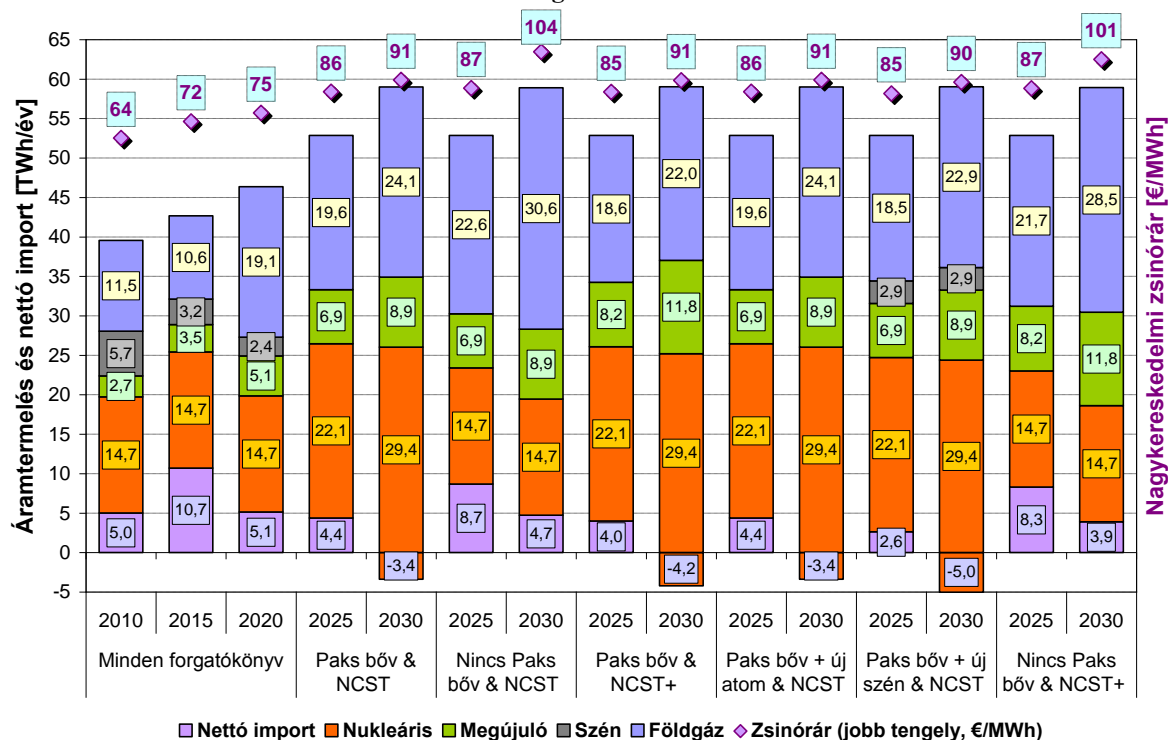
2030-ig megvalósuló projektek				2030-ig meg nem valósuló projektek		
Név	Méret	Ország	Belépés	Név	Méret	Ország
Dukovany (bővítés)	200 MW	CZ	2011-13	Belene	2000 MW	BG
Mochovce 3-4	2 × 440 MW	SK	2012-13	Kozloduy	1000 MW	BG
Temelin	2000 MW	CZ	2024	Dukovany 1	1000 MW	CZ
Cernavoda 3-4	2 × 720 MW	RO	2025	Klempicz	3000 MW	PL
Zarnowicz	3000 MW	PL	2025	Krsko	1000 MW	SI
				Bohunice V3	1000-1600 MW	SK

Forrás: REKK regionális piacomodellezés

I.5. Modellezési eredmények

Regionális piacomodellezésünk alapesete a referencia olajár- és keresleti forgatókönyvből indul ki, a földgázár tekintetében pedig 2015-2020 között fokozatos átállást feltételezünk egy jelenleginél alacsonyabb, ám továbbra is időben növekvő tendenciát mutató nyugat-európai pályára. A 15. ábrán összefoglaló jelleggel bemutatjuk a modellfuttatások legfontosabb eredményeit.

15. ábra: Modellezési alaperedmények referencia kereslet és olajár, valamint nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett



Forrás: REKK regionális piacmodellelés

Az ábrán 2010 és 2030 között öt éves időközönként szerepel az áramtermelés nagysága és tüzelőanyagokénti összetétele, a nettó import (ill. export) pozíció, a bruttó áramfogyasztás nagysága és a várható nagykereskedelmi zsinórár (2009-es reálárakon). Mindezen adatokat az előző fejezetben bemutatott 6 kínálati forgatókönyv esetében külön-külön közöljük.

Az időszak első felében (2010-2020 között) nincs különbség az egyes kínálati forgatókönyvek között, így ezeket az éveket csak egyszer mutatjuk be a 15. ábra bal szélén. Látható, hogy stabil nukleáris termelés mellett a szénalapú termelés tíz év alatt megfelelőedik (a Vértesi Erőmű és Mátrai Erőmű 1960-as években épült blokkjainak leállítása miatt), amit azonban nagyjából ellensúlyoz a megújuló villamosenergia-termelés EU-s vállalások szerinti növekedése. A bruttó fogyasztás, amelyet az oszlopok összesített magassága jelez, 39 TWh-ról 2020-ra fokozatosan 46 TWh fölé emelkedik.

A nyugat-európai gázárszintre való áttérés előtt, azaz 2015-ig, a kereslet bővülését a megnövekvő áramimport fedezi, amely a földgázalapú termelés enyhe visszaesésével is együtt jár. 2015 után azonban a földgáz árának csökkenő tendenciája miatt a folyamat megfordul, és egyre inkább a gázbázisú áramtermelés kerül előtérbe. Tízéves távlatban a 7-8 TWh-nyi keresletbővülést teljes egészében a gáztüzelésű erőművek termelésnövekedése fedezi, a nettó import pedig a maihoz hasonló szintre áll vissza.

A piaci árak tekintetében enyhe növekedésre számítunk. Az évtized második felében a nyugat-európai gázárpályára való átállás némiképp ellensúlyozza az olaj- és szénárak felfelé ívelő trendjét.

A 2020 utáni években a bruttó fogyasztás a referenciapálya mentén egyöntetűen 53 TWh-ra (2025), majd 59 TWh-ra (2030) növekszik. A termelési összetétel elemzésénél azonban el kell választanunk egymástól a különböző kínálati forgatókönyveket.

Látható, hogy a paksi telephelyen való 5. és 6. blokk létesítését tartalmazó négy scenárióban a nukleáris termelés az új blokkok piacra lépésével először 22,1 TWh-ra (2025), majd 29,4 TWh-ra (2030) növekszik. Ez a jelenség a forgatókönyvek többségében átmeneti, mivel 2030 és 2040 között a 1-4. paksi blokkok üzemideje lejár, vagyis 2040-re ismét $29,4 - 14,7 = 14,7$ TWh-ra esik majd vissza az atomerőművi termelés. Kivétel ez alól a 4. forgatókönyv, amely plusz két nukleáris blokkal számol (új telephelyen). Jelenlegi elemzésünk szempontjából (2030-as időtávon) azonban a 4. forgatókönyv pontosan megegyezik az elsővel (a két forgatókönyv költségei és hatásai közötti különbségeket – 2050-es időtávon – a forgatókönyveket leíró részben tárgyaljuk).

A megújuló áramtermelés scenáriótól függően 8,9 TWh-ra, illetve 11,8 TWh-ra emelkedik, amely a 2030-as bruttó (referencia) fogyasztás 15, illetve 20 százalékát jelenti. A lignitalapú termelés ugyanakkor 2025-re a ma létező blokkok üzemidejének lejártával teljesen eltűnik, kivéve az 5. forgatókönyvet, amely explicit módon számol egy új blokk üzembe helyezésével a Mátrai Erőműben.

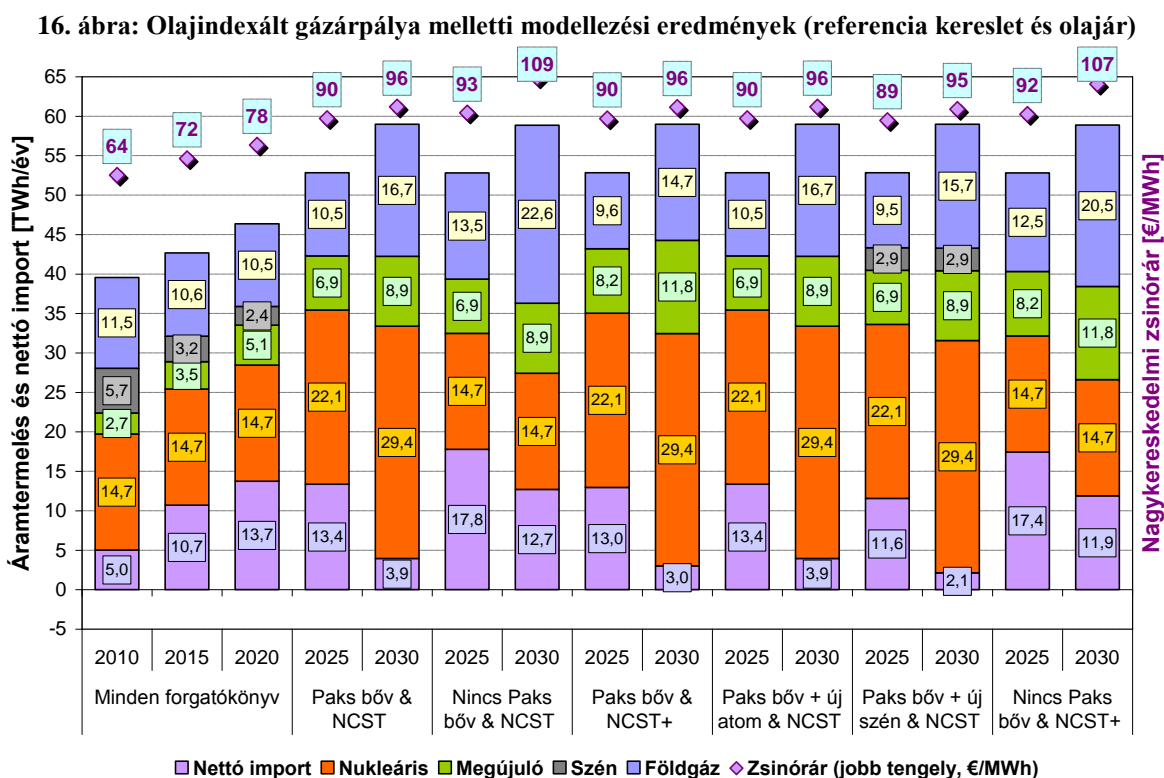
További jelentős változást mutat az importszaldó és a gáztüzelésű termelés helyzete. A nukleáris kapacitás bővülésével Magyarország várhatóan nettó exportórré válik (évi 3-5 TWh mértékben), és ezzel együtt a földgázalapú termelés is jelentősen megnő. A gáztüzelésű erőművek az évtized közepére 18-20 TWh, a végére 22-28 TWh körüli villamos energiát állítanak elő. A második új paksi blokk belépése szinte teljes egészében az importszaldó „korrigálására” fordítódik.

Amennyiben az atomerőmű bővítése 2030 előtt nem történik meg (2. és 6. forgatókönyv), a gáztüzelésű áramtermelés még magasabb értékeket vesz fel, ugyanakkor ezzel párhuzamosan az importszaldó is pozitív marad.

A nagykereskedelmi árak tekintetében 2020 és 2025 között mindegyik scenárióban megfigyelhető egy felfelé ugrás, ami elsősorban a szén-dioxid kvóta 16 €/t-ról 30 €/t-ra való áremelkedésének tudható be. Maguk a forgatókönyvek azonban piaci ár szempontjából gyakorlatilag nem különböznek egymástól, az általános felfelé ívelő (reál-)ártrend az olajár-növekedéssel összefüggő gáz- és szénár-emelkedéshez kapcsolódik. Két kissé kiugró (100 €/MWh közeli) értéket látunk 2030-ban, ezek a paksi bővülés meghiúsulásának következményei.

I.5.1. Modellezési eredmények olajindexált gázár fennmaradása esetén

A modellezési alapeset után megvizsgáltunk egy olyan alternatívát is, amelyben Magyarország kimarad a nyugati gázpályához való, 2015-2020 közötti igazodásból és a húszéves időszak végéig fennmarad a jelenlegi hosszú távú földgáz-vásárlási szerződés folytatásának tekinthető import gázár. Ezen elemzés eredményeit a 16. ábra mutatja.



Forrás: REKK regionális piacmodellezés

Az alapesethez képest a szembetűnő különbség a gáztüzelésű áramtermelés és a nettó import egymáshoz való viszonyában, valamint a nagykereskedelmi áramárak alakulásában mutatkozik. A többi eredmény változatlan marad.

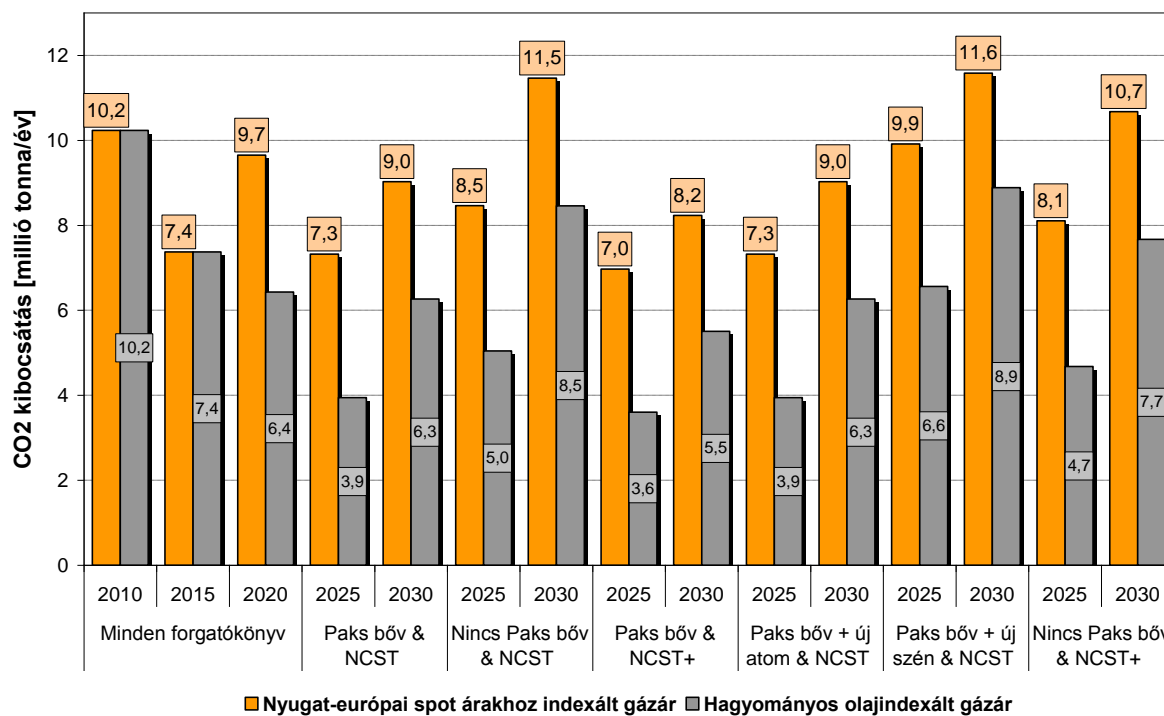
Látható, hogy az importszaldo minden forgatókönyvben erőteljesen pozitív marad, jellemzően a 12 TWh-t is meghaladja. A második új paksi blokk üzembe helyezése némiképp semlegesíti ezt a fejleményt, azonban ne feledjük, hogy a scenáriók többségében a 4 GW-nyi nukleáris kapacitás csak pár évig tartó, átmeneti helyzetet jellemez. A jelenleg létező blokkok leállításával újra számottevő importra számíthatunk majd.

Ezzel párhuzamosan a gázos erőművek termelése is 8-12 TWh-val elmarad az alapesettől, különösen a 2025-ig tartó időszakban. (A megmaradó gáztüzelésű termelés nagy része kapcsolt vagy tartalékpiacon okokból üzemelő termelőktől származik.)

A magas gázár következményeként a piaci áramár a forgatókönyvek többségében 6-8 €/MWh-val haladja meg az alapesetben bemutatott eredményeket.

A 17. ábrán bemutatjuk a modellezési eredményekből származtatható, áramtermeléshez kapcsolódó CO₂ kibocsátásokat a vizsgált időszak alatt. Hangsúlyoznunk kell, hogy a kapcsolt termelésű erőművek esetén a tüzelőanyag-felhasználást megosztottuk a villamos és a hőenergia között. Az ábrán csak az előbbi által okozott széndioxid-kibocsátás szerepel, a hőtermelésre jutó részt külön számoljuk el.

17. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO₂ kibocsátások az áramtermelésben

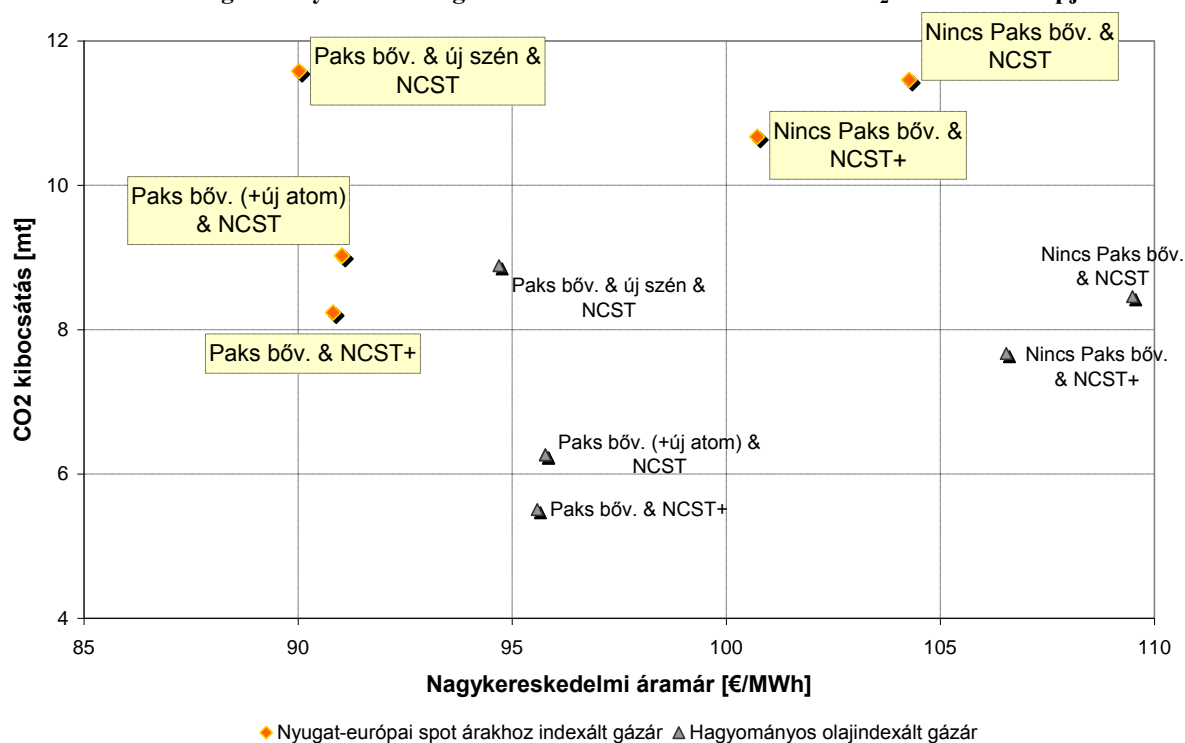


Forrás: REKK regionális piacmodellezés

A modellezési alapesetet – 2015 után fokozatos áttérés a nyugat-európai spot piacokhoz indexált gázára – tekintve a forgatókönyvek többségében 2030-ig nagyjából a mai szinttel egyező CO₂ kibocsátásra számíthatunk. Ez két hatás eredményeként alakul: a széntüzelésű áramtermelés leépülését ellensúlyozza a földgáztüzelés erőteljesebb felfutása.

Az alternatív – jelenlegi állapotnak megfelelő – gázár-szenárió tartós fennmaradása esetén a mainál lényegesen alacsonyabb hazai széndioxid-kibocsátás várható az import termelészelyettesítő hatása miatt.

A 18. ábrán két fontos tényező, a nagykereskedelmi áramár és a 2030-as CO₂ kibocsátás mentén összegeztük a regionális piacmodellezésünk eredményeit. Kiemelten mutatjuk az alapesetbe tartozó forgatókönyveket (az 1. és 4. forgatókönyvet az azonos eredmények miatt összevonva, ám az alábbiakban két forgatókönyvként hivatkozunk rájuk), és láthatók az olajindexált gázár fennmaradásának következményei is.

18. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO₂ kibocsátás alapján

Forrás: REKK regionális piacmodellelés

Széndioxid-kibocsátás szempontjából az alapesetben három, viszonylag „klímabarátabb” forgatókönyvet (1., 3., 4.) láthatunk, amelyek a nukleáris kapacitás bővítésével jellemezhetők, azonban nem tartalmaznak új szenes egységeket. Ezekhez a maihoz képest mintegy 10-20 százalékkal alacsonyabb emisszió tartozik. A fogyasztásarányosan 20 százalékos megújuló-részesedést tartalmazó (NCST+) scenárió körülbelül 1 millió tonnával csökkentené az éves CO₂ kibocsátást a 15 százalékos (NCST) verzióhoz képest.

A maradék három forgatókönyv esetén enyhén növekvő CO₂ kibocsátás várható, azonban ne feledjük, hogy mindehhez a maihoz képest másfélszeres bruttó fogyasztás tartozik, tehát a kiadott energiamennyiségre vetített fajlagos emisszió itt is jelentősen csökken.

A nagykereskedelmi áramárát tekintve a paksi bővítés megvalósulása erősebbé teszi az olajár-növekedés hatását a villamos energia árában, ami hozzávetőlegesen 10-12 €/MWh-t pluszt jelent (reáláron).

Az NCST+ scenárióhoz tartozó alacsonyabb piaci ár (az NCST-hez képest) annak köszönhető, hogy a megújuló energiaforrások tekintetében kedvezőbb átvételi körülményeket (pl. kötelező átvétel, ártámogatás) feltételeztünk, így a megújulók magasabb részesedése a hagyományos termeléssel szemben mutatkozó maradék piaci keresletet csökkenti, ami piaci árcsökkenéshez vezet. Ugyanakkor a végfogyasztói árak szempontjából ellenkező hatást fejt ki a magasabb megújuló-arányhoz tartozó addicionális támogatásigény, amelyet az előző alfejezetben mutattunk be részletesen.

Az alternatív, tartósan olajindexált gázpálya esetében érezhetően magasabb piaci árakra és alacsonyabb széndioxid-kibocsátásra számíthatunk. Az előbbi a magasabb földgázár, az utóbbi az importszaldó növekedésének tudható be.

Az alapeset és a fenti alternatív scenárió mellett a korábban vázolt keresleti forgatókönyvekkel, és erőteljesebben növekvő világpiaci olajárat feltételezve is végeztünk elemzéseket. Ezek minőségileg megerősítik a 15. ábra és a 16. ábra vizsgálata alapján levonható következtetéseket, mennyiségileg pedig a várt irányban módosítják a számszerű eredményeket.

Alacsonyabb keresleti pályák esetén például erősödik a nettó exportpozíció és csökken a földgázalapú termelés iránti igény, ami a piaci árakat is mérsékli. A magas olajár ezzel szemben növeli a nagykereskedelmi áramárakat és még inkább kihangsúlyozza a nyugat-európai gázpiachoz igazodó, illetve az eddigi olajindexált pályát követő gázárak áramszektorra gyakorolt eltérő hatásait. A részletes eredményeket a tanulmány mellékletében közöljük.

1.6. A villamosenergia-szektorra vonatkozó eredmények összefoglalása

A következő táblázatban bemutatjuk vizsgálatunk főbb eredményeit a villamosenergia-szektorra vonatkozóan. Az elemzés alapesetét tárgyaljuk, vagyis a referencia keresleti és olajár-scenáriók mellett piaci indexálású gázpályát feltételezünk.

8. táblázat: Az áramszektorbeli eredmények összefoglalása

Forgatókönyv megnevezése	Teljes beruházásigény 2010-2050 között CCS nélkül, ill CCS-sel (mrd Ft)	Széndioxid- kibocsátás 2030/2050-ben CCS nélkül, ill. 2050-ben CCS-sel (mt)	Nagykeres- kedelmi áramár és nettó import 2030-ban (€/MWh, TWh)	Megújuló átlagos támogatásigénye 2020-2030 között (mrd Ft/év)
Paks bővítés és NCST	7020 / 8052	9,0 / 17,3 / 3,4	91 / -3,3	62
Nincs Paks bővítés és NCST	5394 / 6616	11,5 / 21,8 / 4,4	104 / 4,7	52
Paks bővítés és NCST+	8875 / 9811	8,2 / 13,0 / 2,6	91 / -4,2	73
Paks bővítés + új atom és NCST	8628 / 9493	9,0 / 12,7 / 2,5	91 / -3,3	62
Paks bővítés + új szén és NCST	7222 / 8362	11,6 / 19,1 / 3,8	90 / -5,0	63
Nincs Paks bővítés és NCST+	7287 / 8435	10,7 / 17,6 / 3,5	101 / 3,9	64

Forrás: REKK számítások

Amint korábban utaltunk rá, a jövőbeli piaci körülményekhez kötődő eredményeket legfeljebb 2030-ig tudjuk előre jelezni a REKK regionális árampiaci modelljének segítségével. Ide tartoznak a nagykereskedelmi árak, a nettó importpozíció, a várható CO₂ kibocsátás és a megújuló átlagos éves támogatásigénye (3., 4. és 5. oszlop).

A hazai áramtermelés széndioxid-kibocsátásának 2050-es becsléséhez (akár CCS-sel, akár anélkül) szintén szükség van egy feltételezett importszaldóra, amelyet a korábban már jelzett módon nullának választottunk (3. oszlop). Ennek elsődleges oka a 2050-re vonatkozó termelési és export-import előrejelzések magas bizonytalansági fokában keresendő. Egyéb támpontok híján a nullszaldós importtegyenleg (vagyis a villamosenergia-fogyasztáshoz kapcsolódó széndioxid-kibocsátási „felelősség”) prudens stratégiai feltevésnek tűnik.

A beruházási igényeket (2. oszlop), amelyeket a várt referencia csúcskereslet biztonságos kiszolgálásához igazítottunk, nagyságrendileg érzékeltetheti az éves nemzetgazdasági beruházások értékéhez való viszonyítás. A KSH adatai szerint ez utóbbi az elmúlt 4-5 évben 2009-es reáláron átlagosan 5000 mrd Ft/év körül alakult. Vagyis 40 éves átlagban a forgatókönyvek a (jelenlegi) nemzetgazdasági beruházások 3-5 százalékát igénylik a villamosenergia termelésben.

A táblázatba foglalt eredményeket összehasonlíthatjuk egyfajta „dekarbonizáció költsége” típusú szemléletben, megvizsgálva, hogy adott nagyságú 2030-as vagy 2050-es CO₂

kibocsátás-csökkentés mekkora addicionális beruházást igényel, milyen hatással van a nagykereskedelmi áramárakra és mennyi plusz megújuló támogatással jár. Az alábbiakban két érdekes összevetést emelünk ki:

1. Az 1-2. és 1-4., valamint az 1-3. és 2-6. forgatókönyv-párok összehasonlításából kitűnik, hogy 40 éves időtávon egy 2000 MW körüli nukleáris fejlesztés addicionális beruházási igénye nagyjából megegyezik az NCST és NCST+ megújuló scenáriók közötti beruházás-különbséggel (~1600-1800 mrd Ft). Emissziócsökkentés szempontjából szintén körülbelül egyenértékű a két opció (4-4,5 mt/év).
2. A CCS technológia vízválasztónak tűnik a valóban alacsony széndioxid-kibocsátás elérése szempontjából. Amennyiben a kívánt nagyságrendben alkalmazhatóvá válik, akkor mérsékelt költséggel (~1000 mrd Ft) 10-15 mt kibocsátás-csökkentés érhető el vele.

Végezetül két, óvatosságra intő megjegyzést teszünk az eredmények értelmezése kapcsán. Először is, a nagykereskedelmi áramárak előrejelzése tekintetében meglehetősen nagy a bizonytalanság ahhoz, hogy a táblázatban látható értékeket készpénznek vegyük. A modellfuttatások viszonylag konzisztens módon magasabb árakat eredményeznek a paksi bővítés elmaradása esetén, azonban az árkülönbség arányaiban nem elég jelentős ahhoz, hogy nagy súlyt helyezzünk rá.

Hasonlóképpen elővigyázattal kell kezelni a megújulók folyó támogatási igényét is, amely a becsült termelési önköltség és a modellezésből kapott nagykereskedelmi áramár különbségeként adódik. Ez utóbbira erősen hat például az olaj- és gázár-előrejelzés, ami – a múltbeli tapasztalatokból kiindulva – ilyen időtávon kevésbé vehető biztosra.¹⁸

¹⁸ Ráadásul a megújulók támogatási igényének döntési inputként való kezelése azt a problémát is felveti, hogy a hagyományos technológiákkal történő beruházásokra nem végeztünk hasonló megtérülés-számítást, ami aszimmetrikussá teheti a forgatókönyvek értékelését.

II. A HAZAI HŐPIAC VÁRHATÓ ALAKULÁSA ÉS A HŐPIAC FÖLDGÁZKERESLETÉNEK ALAKULÁSA

II.1. A Stratégia hőpiacra vonatkozó prioritásai és a hatásvizsgálat kérdései

A hatástanulmány jelen fejezetében a Stratégia hőpiacra vonatkozó alábbi két prioritásával kapcsolatos néhány gazdasági hatást számszerűsítünk:

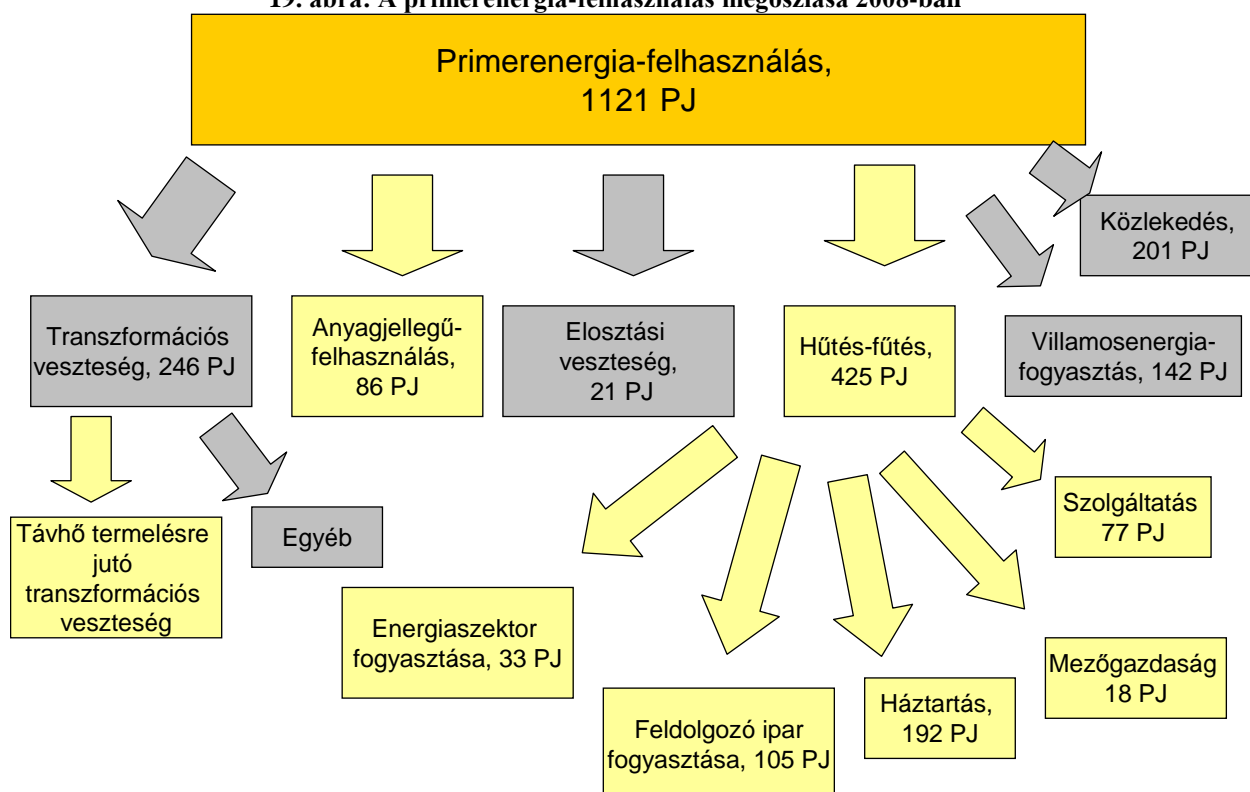
- Egy jelentős épületenergetikai program megvalósítása révén az épületállomány fűtési energiaigényének 84 PJ-lal, azaz 30 százalékkal való csökkentése 2030-ra. A program a számottevő primerenergia (döntően földgáz) felhasználás csökkenéssel összefüggésben az ország üvegházgáz kibocsátását is csökkentené, illetve munkahelyeket teremtene.
- A fűtési és hűtési célú energiafelhasználás esetén a megújuló energiaforrások aránya a mai 10 százalékról 25 százalékra nő 2030-ra.

A következő kérdéseket vizsgáljuk részletesen:

- Várhatóan hogyan alakul az egyes hőpiaci szegmensek energiafogyasztása 2030-ig?
- Várhatóan hogyan alakul az egyes szegmensek földgázfogyasztása 2030-ig?
- A háztartás és a tercier szektor esetében vizsgáljuk, hogy mekkora tere van az energiahatékonysági programoknak és azok megvalósítása mekkora kormányzati támogatást igényel.
- A háztartási és a tercier szektorok, valamint a feldolgozóipar esetén vizsgáljuk, hogy a fűtési hatékonyság és a megújuló felhasználási részarány javítási célok együttes teljesülése esetén hogyan alakul e szektorok szén-dioxid kibocsátása.

Bemutatjuk, hogyan alakult a magyarországi fűtés és hűtés célú energiafelhasználás, azok milyen szegmensekre oszthatóak, illetve 2030-ig előrejelzést adunk ezen piac várható energiafelhasználásáról. Habár a fűtés és hűtés célú energiafelhasználásba nem tartozik bele az energiahordozók anyagjellegű felhasználása, ezen tételre vonatkozóan is ebben a fejezetben adunk előrejelzést. Így gyakorlatilag a villamosenergia-felhasználás és a közlekedés célú felhasználáson kívüli összes energiahordozó felhasználást vizsgáljuk. A következő ábrán sárgával jelöltük, hogy mely szektorokat vizsgáljuk részletesen ebben a fejezetben. A szürkével jelölt szektorok az anyag más fejezetiben kerülnek elemzésre.

19. ábra: A primerenergia-felhasználás megoszlása 2008-ban



Forrás: Eurostat

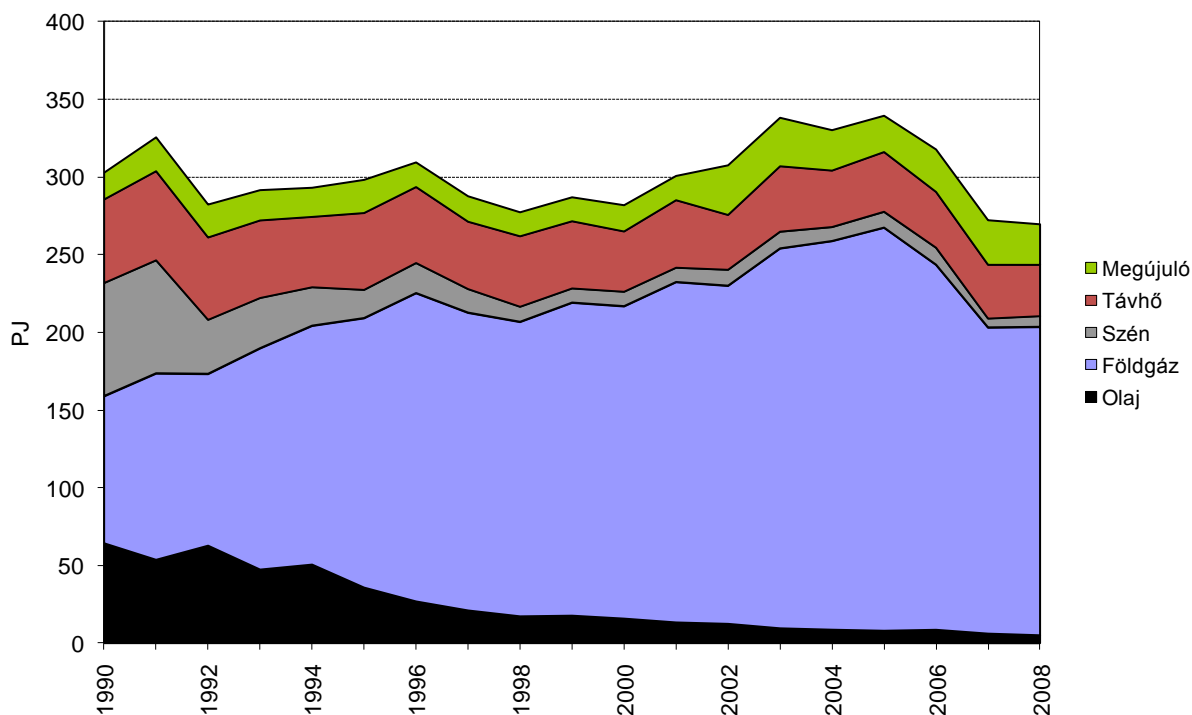
A következőkben először szektoronként vizsgáljuk a fenti kérdéseket, majd a fejezet végén összefoglalást nyújtunk a legfontosabb eredményekről.

II.2. A háztartások és terciér szektor

A 20. ábra bemutatja a háztartási és a terciér szektor fűtés és főzés célú¹⁹ energiafogyasztásának és tüzelőanyag-összetételének alakulását. Ahogyan az ábrán látható, az utolsó két évet leszámítva viszonylag stabil energiafogyasztás jellemzi ezt a szektort. A 2007-es és a 2008-as év alacsony fogyasztásának oka az átlagosnál melegebb téli időjárás volt, amely kisebb fűtési célú energiafelhasználással járt. A tüzelőanyag-összetételt vizsgálva elmondható, hogy nagyon erős a földgáz dominanciája a 2000-es évektől kezdve: a teljes energiafogyasztás közel háromnegyedét ezen tüzelőanyag teszi ki. Ráadásul jelentős a távhő részesedése is, amelynek a tüzelőanyaga jellemzően szintén földgáz.

¹⁹ A fűtés és főzés célú energiafelhasználás megegyezik a teljes primerenergia-felhasználás csökkentve a villamosenergia-felhasználással (legyen az akár fűtési célú) és a közlekedés célú felhasználással.

20. ábra: A háztartási és a tercier szektor hőcélú energiafelhasználása, PJ



Forrás: Eurostat

A 2030-ig várható fűtési és főzési célú energiafelhasználás becsléséhez a HUNMIT modell²⁰ energiahatékonysági programok megvalósulása nélküli előrejelzését használtuk. Ezt tekintettük a BAU forgatókönyvnek²¹. Ugyanakkor nem csak az energiafelhasználás, hanem annak összetétele is fontos a CO₂ kibocsátás és a földgáz-felhasználás szempontjából.

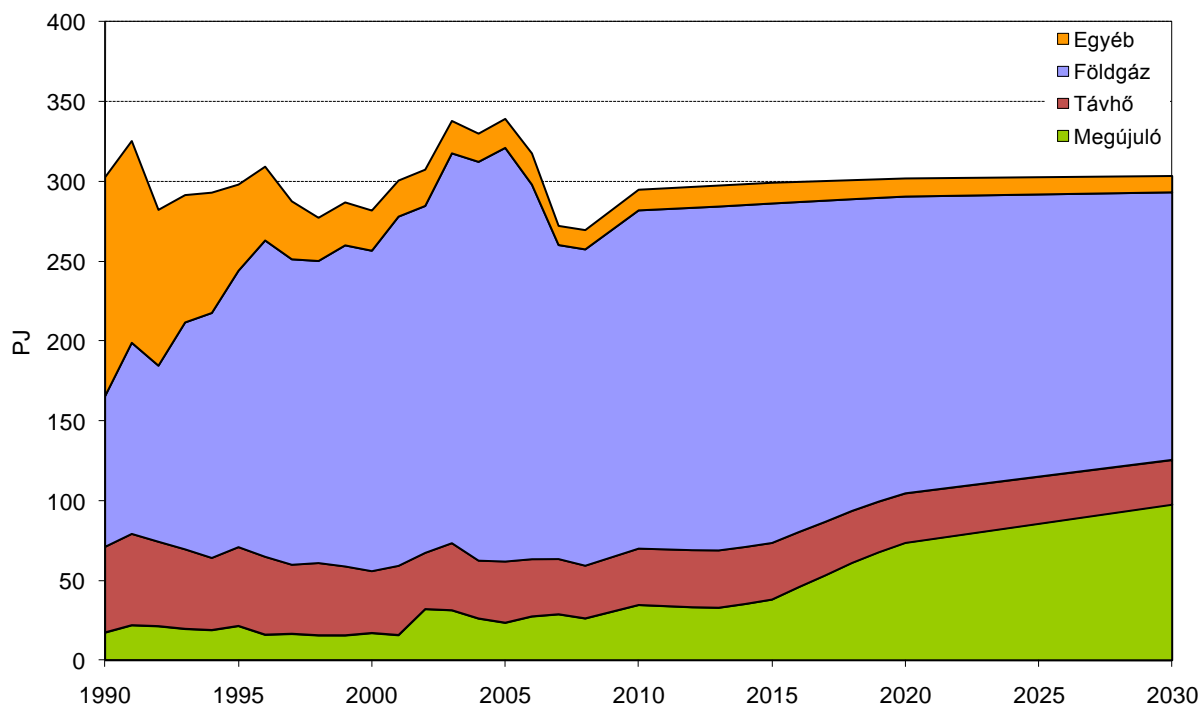
Az energiafelhasználás összetételének becslése során a Nemzeti Megújuló Hasznosítási Cselekvési Terv (NCST) adataiból indultunk ki, amely 2010 és 2020 között meghatározza, hogy adott évben mekkora a fűtési célú energiafelhasználáson belül a megújulók aránya. Az NCST 2020-ra 18,9 %-ot jelez előre, míg 2030-ra feltételezzük, hogy ezen arány 25 %-ra növekszik, egyenletes ütemben. Ez az arány azonban a teljes hőfelhasználásra vonatkozik, amely magában foglalja az ipari üzemek energiafelhasználását, a mezőgazdasági és az energiaszektor önfogyasztását is. Azzal a feltevéssel éltünk, hogy a fűtési célú megújuló energiaforrások megoszlása a teljes előrejelzési időszak alatt a 2008. évi állapotnak megfelelően alakul, azaz 82,6 %-át a lakossági és tercier szektor, 13,3 %-át az ipar, 3,2 %-át a mezőgazdaság, míg 0,9 %-át az energiaszektor fogyasztása teszi ki. Ezen feltevések mellett a

²⁰ A HUNMIT a Környezetvédelmi és Vízügyi Minisztérium felkérésére az Ecofys (2009) tanácsadó cég által 2009-ben készített modell Magyarországra, mely 2025-ig becsüli az üvegházhatású gázok kibocsátását, illetve az elhárítási potenciálokat a következő hat szektorban: lakosság; szolgáltatások; ipar; közlekedés; energiaellátás és hulladék.

²¹ A BAU forgatókönyv esetében is enyhe energiafelhasználás növekedést tapasztalhatunk. Ennek egyik fő oka, hogy habár a lakosság szám várhatóan csökkenni fog, a lakásállomány azonban a HUNMIT modell alapján ennek ellenére növekszik, azaz a fűtendő terület növekedése hat az energianövekedés irányába.

lakossági és terciér szektor fűtési és főzési célú energiafelhasználásának mennyiségére és összetételére a következő értékek adódnak.

21. ábra: A háztartási és a terciér szektor hőcélú energiafelhasználása a múltban, és annak előrejelzése 2030-ig, PJ



Forrás: Eurostat és REKK becslés

Látható, hogy a BAU scenárióban (amikor nincsenek energiahatékonysági programok) a teljes hőcélú energiafelhasználás kismértékű növekedése várható 2030-ig. A másik szembetűnő trend, hogy jelentősen nő a megújuló alapú energiafelhasználás aránya, 2030-ra 32 %-ra (97,5 PJ) növekszik a teljes fűtési célú energiahasznosításon belül.

II.3. Épületenergetikai programok hatásai

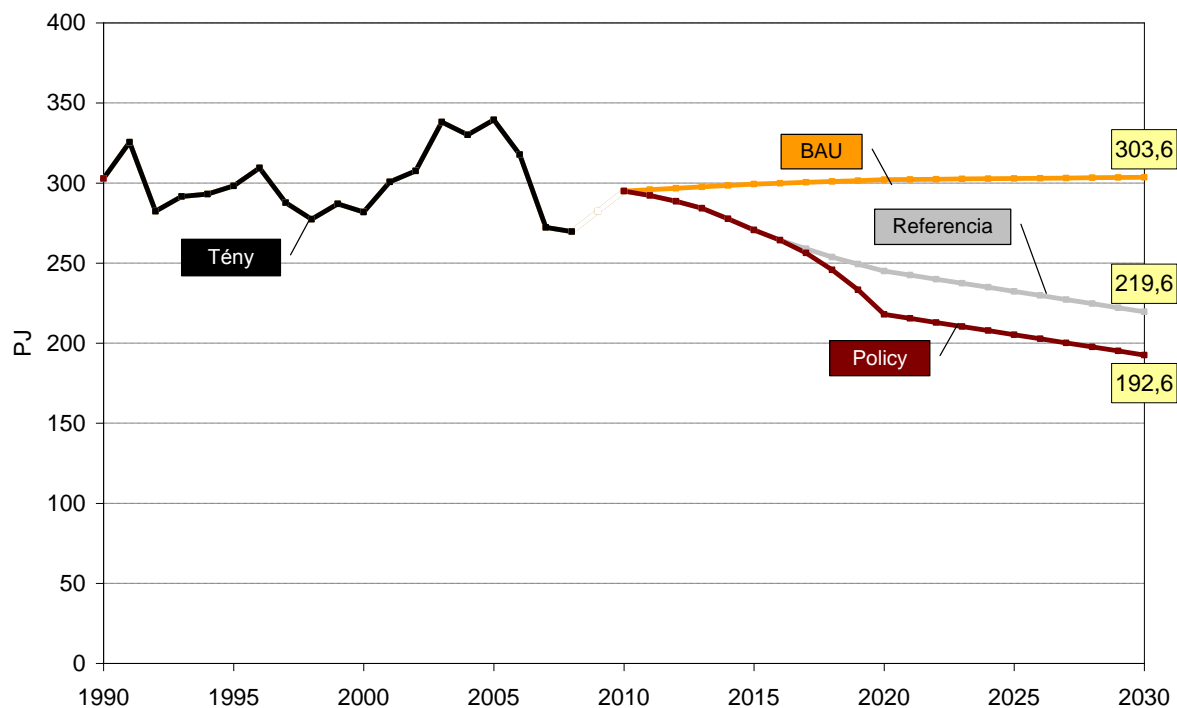
A lakossági és a terciér szektor fűtési célú energiafelhasználása jelentősen csökkenthető energiahatékonysági projektek megvalósítása révén.²² Szakértői becslések alapján 2030-ig egy Referencia (84 PJ csökkentés 2030-ra) és egy Policy (111 PJ csökkentés 2030-ra) forgatókönyvet vázolunk fel az épületenergetikai projektekre vonatkozóan²³. A 22. ábra mutatja a BAU, a Referencia és a Policy forgatókönyvek esetében ezen szektor hő és főzési célú energiafogyasztását. A tüzelőanyag-szerkezet esetében azzal a feltevéssel éltünk a

²² Forrás: Energiaklub (2011): Negajoule 2020 tanulmány, illetve Novikova - Ürge-Vorsatz (2008): Szén-dioxid kibocsátás-csökkentési lehetőségek és költségek a magyarországi lakossági szektorban.

²³ Forrás: Magyar Építőanyagipari Szövetség - KÉK Munkacsoport

Referencia és a Policy forgatókönyvek esetében is, hogy az energiamegtakarítás a szektorok energiafelhasználásával arányosan következik be.

22. ábra: A lakossági és tercier szektor energiafelhasználása és előrejelzése különböző forgatókönyvek esetén, PJ



Forrás: Eurostat, Magyar Építőanyagipari Szövetség - KÉK Munkacsoport alapján REKK becslés

Megjegyezzük, hogy a fentebb említett tanulmányok szerint a társadalmi hasznokat is eredményező épületenergetikai beruházások jelentős része piaci alapon is megtérülő fejlesztés. Ugyanakkor a lakosság részéről alacsony hajlandóság mutatkozik arra, hogy ilyen célból eladósodjon. Ezért e fejlesztések jelentős állami szerepvállalást igényelnek. A következőkben bemutatjuk azokat a feltevéseket, amelyek alapján a két forgatókönyv esetében (Referencia és Policy) az éves állami támogatási igényt számítottuk.

9. táblázat: Az épületenergetikai projektek állami támogatási igényének becsléséhez használt inputadatok

ALAPFELTEVÉSEK (2010. évi referencia értékek)	családi ház	panel	középületek	új építés
átlagos alapterület (m ² /lakás)	90	55	1200	80
átlagos fajlagos hőenergia-felhasználás (kWh/m ² /év)	320	200	340	100
átlagos fajlagos beruh. Költség (Ft/m ²)	50 000	40 000	50 000	150 000
felújítási "mélység" (%) (új építésnél: 25 kWh/m ² /év)	60	60	60	75

átlagos támogatás intenzitás (%)	55	50	40	40
----------------------------------	----	----	----	----

Forrás: Magyar Építőanyagipari Szövetség - KÉK Munkacsoport

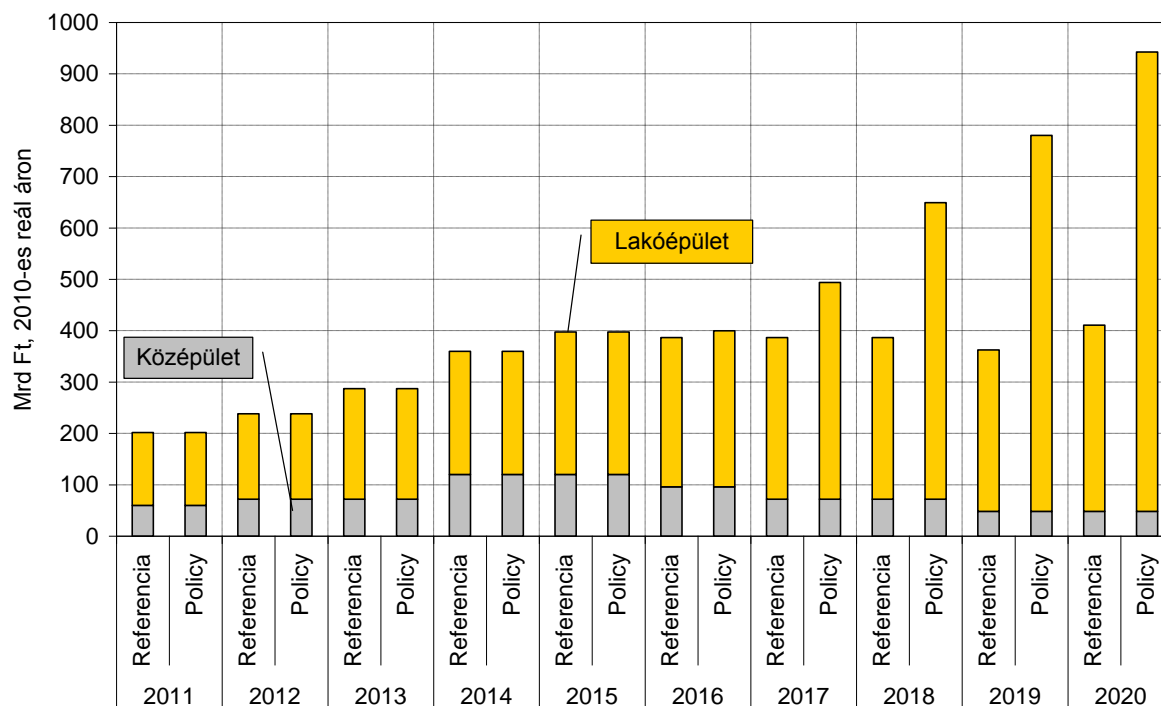
10. táblázat: Az épületenergetikai felújításban érintett épületek száma a Referencia és a Policy szcenárióban, ezer db

	Policy forgatókönyv				Policy forgatókönyv			
	Családi ház	Panel	Új építés	Középületek	Családi ház	Panel	Új építés	Középületek
2011	20	40	10	2,5	20	30	10	2,5
2012	30	40	10	3,0	30	33	12	3,0
2013	40	40	15	3,0	40	36	14	3,0
2014	50	40	15	5,0	50	39	16	5,0
2015	60	30	20	5,0	55	42	19	5,0
2016	60	20	25	4,0	60	45	22	4,0
2017	60	20	30	3,0	90	50	30	3,0
2018	60	20	30	3,0	120	80	40	3,0
2019	60	20	30	2,0	150	110	50	2,0
2020	60	20	40	2,0	185	135	60	2,0
Összesen	500	290	225	32,5	800	600	273	32,5

Forrás: Magyar Építőanyagipari Szövetség - KÉK Munkacsoport

A fenti két táblázatban közölt inputadatok alapján számított állami támogatási igényt mutatja a 23. ábra. Fontos hangsúlyozni, hogy az ábrán jelzett költségek a felújítási beruházáshoz kapcsolódnak, így azok pozitív energia megtakarítási hatásai hosszabb távon is megmaradnak.

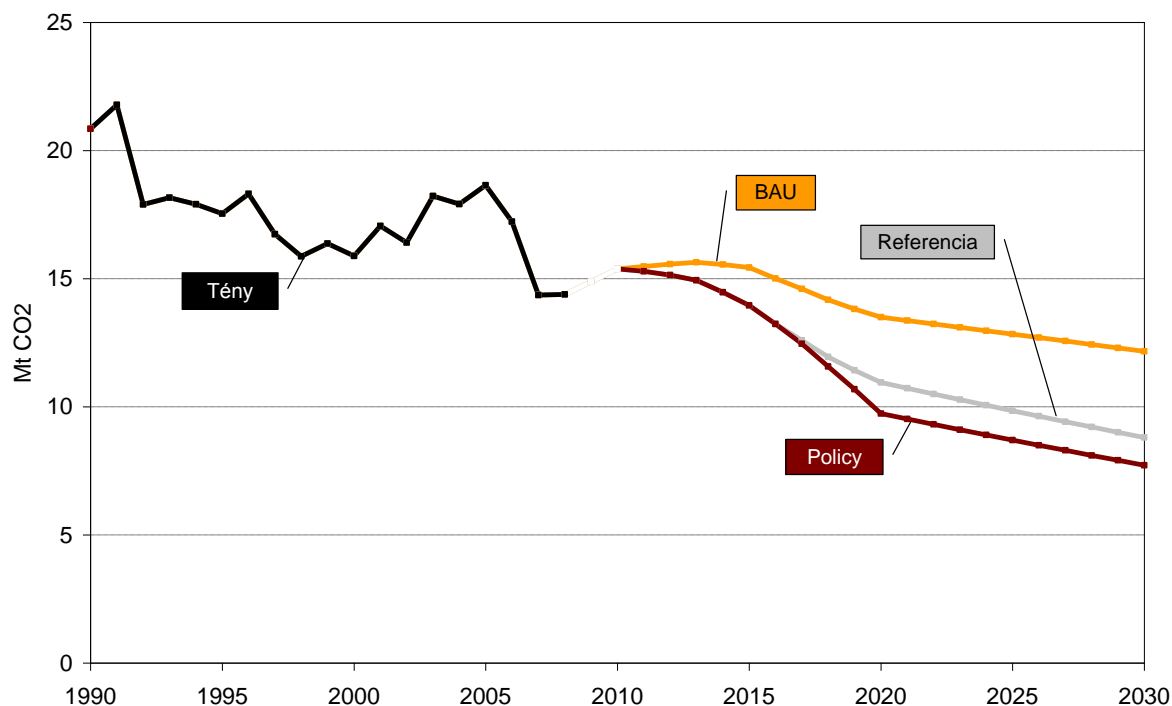
23. ábra: Az állami szerepvállalás mértéke a két scenárióban 2010-2020 között a lakóépületekre és a középületekre vonatkozóan



Forrás: Magyar Építőanyagipari Szövetség - KÉK Munkacsoport

Az energiamegtakarítás mellett az energiahatékonysági programok másik pozitív hatása a szén-dioxid kibocsátás csökkenése. A 24. ábra mutatja, hogy 1990 és 2008 között hogyan alakult ezen szektor szén-dioxid kibocsátása, illetve az előzőekben meghatározott tüzelőanyag-összetétel milyen várható kibocsátást jelent.

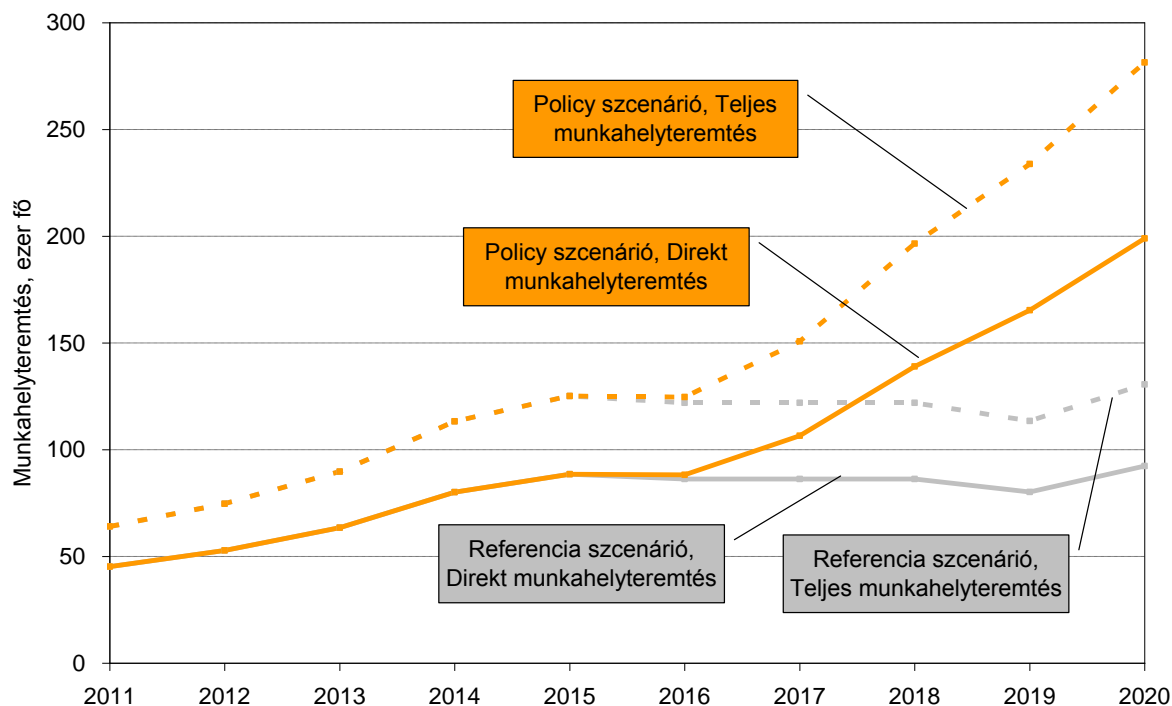
24. ábra: A lakossági és tercier szektor CO₂ kibocsátása 1990-2008 között, illetve a három scenárió esetében a CO₂ kibocsátás várható alakulása, Mt



Forrás: Eurostat és REKK becslés

Végül az épületenergetikai program harmadik lényeges haszna a foglalkoztatásra gyakorolt pozitív hatása lehet. A CEU 3CSEP munkacsoportja 2010-es tanulmányában (Ürge-Vorsatz et al. 2010) megbecsülte négy épületenergetikai program foglalkoztatási hatását, mely programok a felújítás „mélységében”, illetve a programokba bevont lakások/épületek számában különböztek. Ezek a programok az elkövetkező 20-40 évre egy 100-250 ezer lakás/év átlagos felújítási ütemet feltételeztek. Ez közelíti a Stratégiában jelzett programok ütemezését is. A 3CSEP tanulmány input-output módszerrel elemezte a programok direkt (építőipari foglalkoztatottság) és indirekt - a teljes gazdaságon átgyűrűző hatásokból eredő - foglalkoztatási hatásait. A programok kiterjedtségétől és mélységétől függően 43 és 131 ezer fő közötti foglalkoztatottság-növekedést számszerűsített a tanulmány 2020-ra. Ezekből a számításokból az látszik, hogy 6,6 – 7,4 millió Ft (illetve 9.2 – 10.6 millió Ft, ha csak a direkt építőipari foglalkoztatottságra vetítjük a beruházási volument) épületenergetikai beruházás generál egy új munkahelyet. A 25. ábra mutatja a Referencia és Policy épület-energetikai programok esetén a direkt és teljes foglalkoztatás-növekedést.

25. ábra: Az épületenergetikai programok direkt és teljes munkahelyteremtő hatása, ezer fő /év

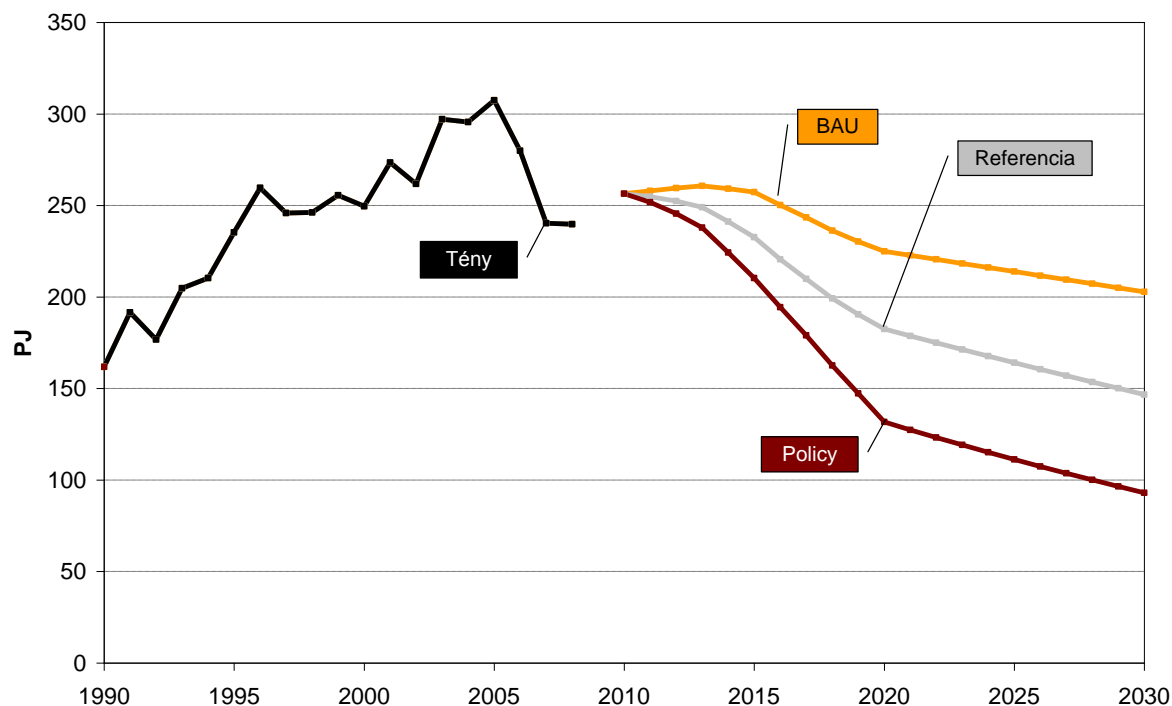


Forrás: Ürge-Vorsatz alapján REKK becslés

A 26. ábra mutatja a lakossági és a terciér szektor földgáz-felhasználását. A számítás során azzal a feltevéssel éltünk, hogy a távhő esetében a tüzelőanyag teljes egészében földgáz alapú, és 80 %-os hatásfokkal állítható elő hő, amelyben már a hálózati veszteségek is szerepelnek.²⁴ További fontos megjegyzés, hogy a kapcsolt erőműveknek csak a hőtermelésre fordított tüzelőanyagát számoljuk el, míg a villamosenergia-termelésre jutó földgázfelhasználása az erőművi szektor felhasználását növeli.

²⁴ Ezen feltevés első hallásra erősnek tűnhet, mivel az NCST alapján várhatóan jelentős mértékű lesz a kapcsolt megújuló alapú hőtermelés. Ugyanakkor ezen tételt a megújuló kategóriában számoljuk el, nem pedig a távhő esetében, ezért ezen leegyszerűsítés nem vezet hibához.

26. ábra: A lakossági és tertiér szektor földgáz-felhasználása 1990-2008 között, illetve a három scenárió esetében a földgáz-felhasználás várható alakulása, beleértve a távhő termelők tüzelőanyag-ráfordítását is

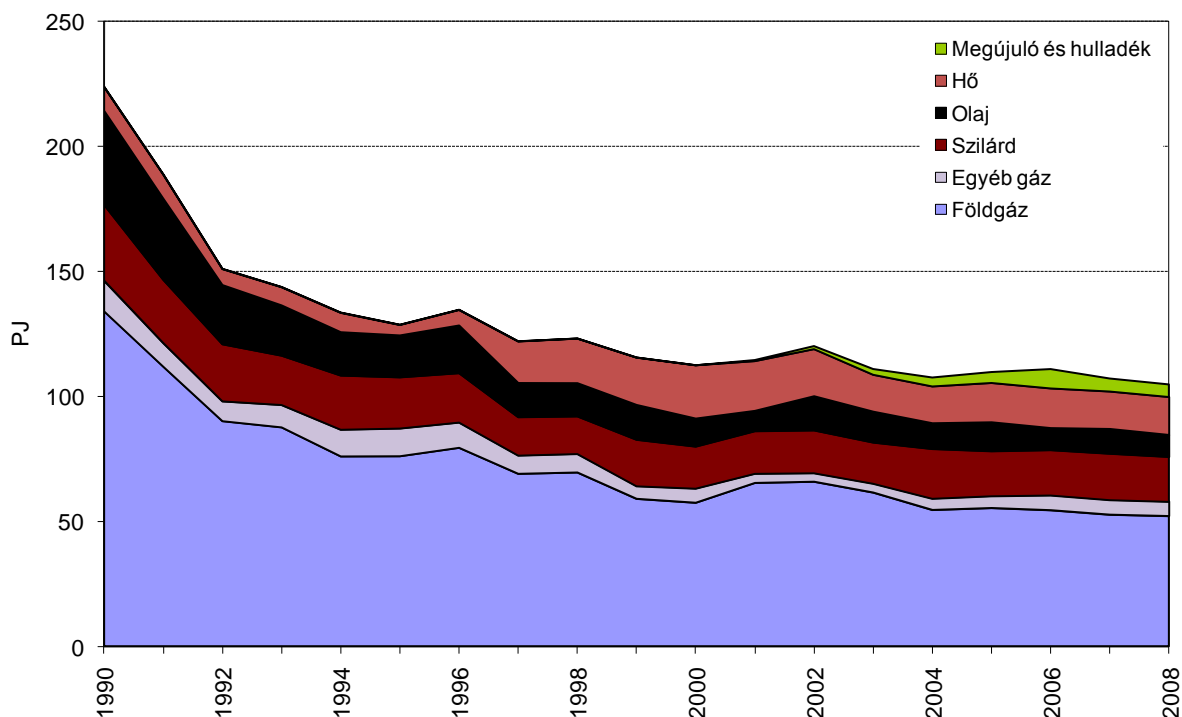


Forrás: Eurostat és REKK becslés

II.4. A feldolgozóipar

A következőkben a feldolgozóipar energiafogyasztását vizsgáljuk. A 27. ábra mutatja ezen szektor energiafelhasználását és annak tüzelőanyag-összetételét 1990-2008 között. A 90-es években folyamatosan csökkenő energiafelhasználást tapasztalhatunk, majd a 2000-es évek elejére viszonylag stabil szinten maradt a szektor energiafelhasználása. A tüzelőanyag-összetételt vizsgálva elmondható, hogy a földgáz adja a teljes felhasználás felét, míg jelentősnek mondható a szilárd és a hő felhasználás is. Ez utóbbi azonban döntően szintén földgáz alapú.

27. ábra: A feldolgozóipar hőcélú energiateljesítményének tüzelőanyag-összetétele, 1990-2008, PJ

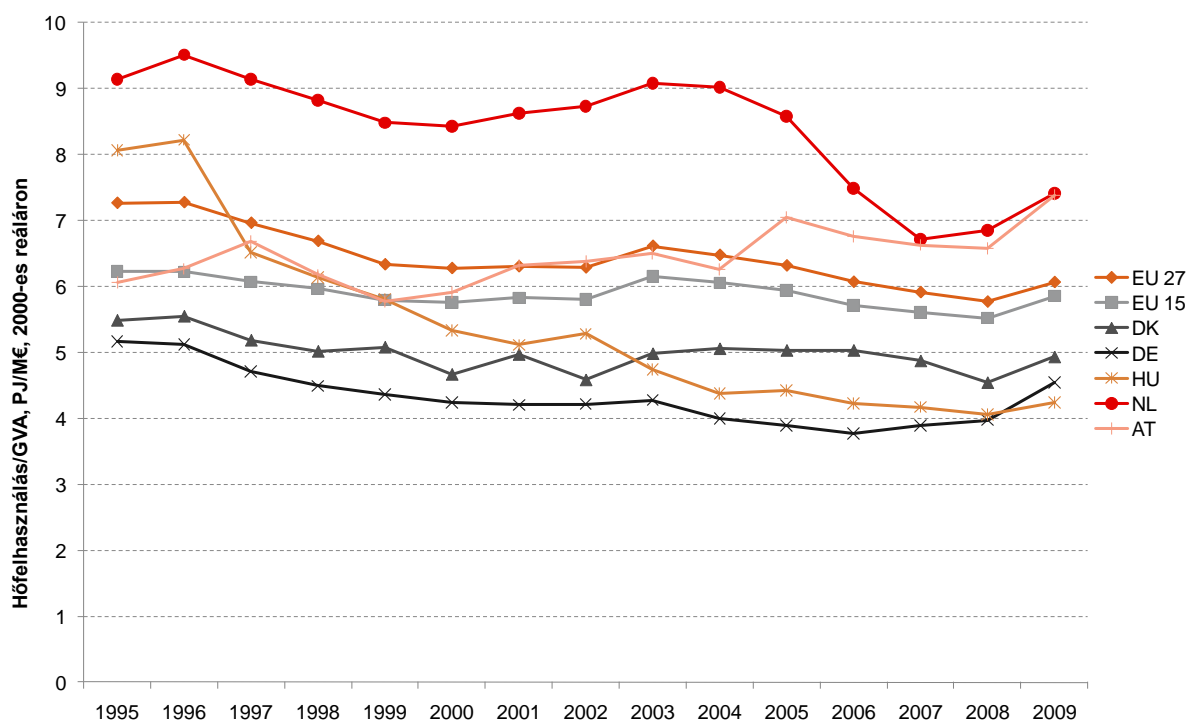


Forrás: Eurostat és REKK becslés

Hasonlóan a villamosenergia-szektorhoz, a hőcélú energiateljesítmény esetében is érdemes megvizsgálni a szektor hozzáadott értékének hőenergia-intenzitását, amely azt mutatja, hogy egységnyi hozzáadott érték előállításához átlagosan mennyi hőenergiára van szükség.

Az alábbi ábrán kiszámítottuk Magyarország mellett négy fejlett, a magyaréhoz hasonló gazdasági szerkezetű európai gazdaság, illetve az EU-15 és EU-27 átlagos hőenergiaintenzitási mutatóját a feldolgozóipar esetében. A konstans árszínvonal alkalmazása mellett a hozzáadott érték vásárlóerő-paritásra való konvertálását is elvégeztük annak érdekében, hogy a különböző országok összevetése a valós energiaintenzitási különbségeket (és ne az általános árszínvonalban tapasztalható eltéréseket) mutassa.

28. ábra: Hőintenzitási mutató nemzetközi összehasonlításban

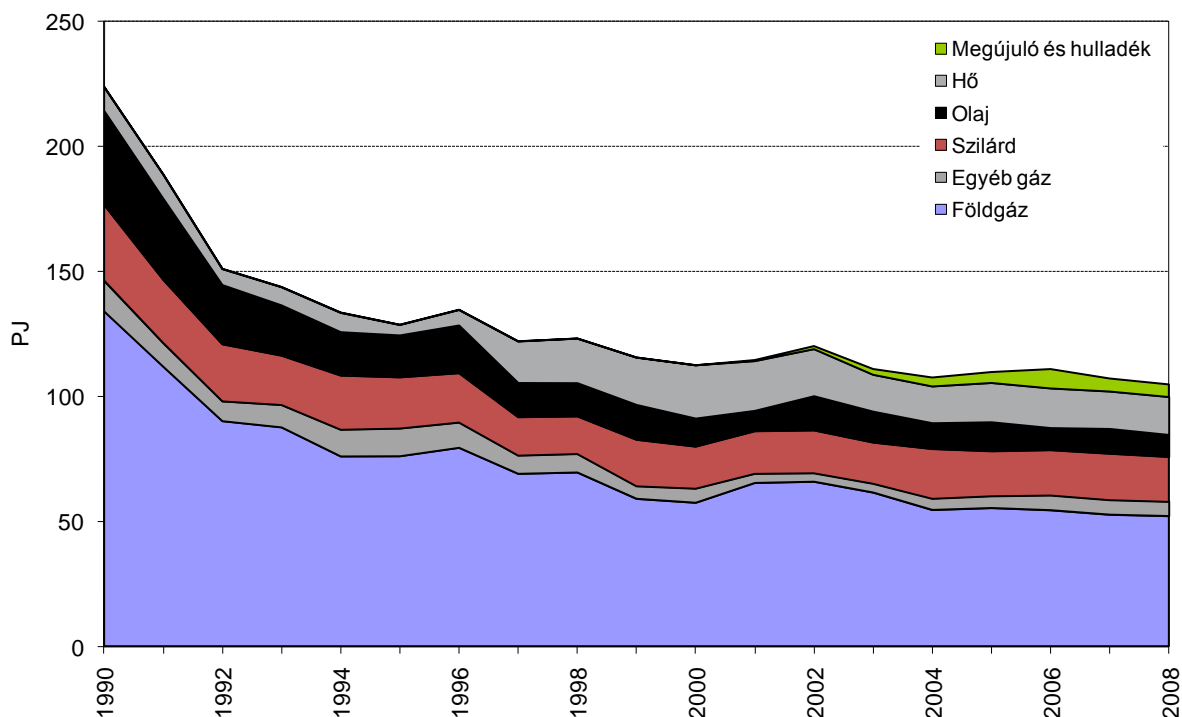


Forrás: Eurostat, REKK számítások

Látható, hogy igen alacsony a magyar feldolgozóipar hozzáadott értékre vetített hőfelhasználása. Ezért vélhetően nincsen nagyobb hőenergia-felhasználás megtakarítási potenciálunk ebben a szegmensben, mint a többi EU-s országnak. A hőintenzitás, ha kis mértékben is, de csökkenő trendet mutat mind Magyarországon, mind az EU27-ben.

A fentiekből következően azzal a feltevessel élünk, hogy a várható energiaigény növekedés és az energiahatékonysági beruházások hatásai kiegyenlítik egymást ezen szegmensben, ezért az elmúlt 10 év hőenergia-felhasználásának átlagát jelezzük előre jövőbeni fogyasztásként. A tüzelőanyag-összetételben azonban jelentős változások várhatóak, elsősorban a megújuló energiaforrások elterjedése miatt. Hasonló feltevessel élünk mind a megújuló, mind a többi energiaforrás tekintetében, mint a lakossági és tercier szektor esetében.

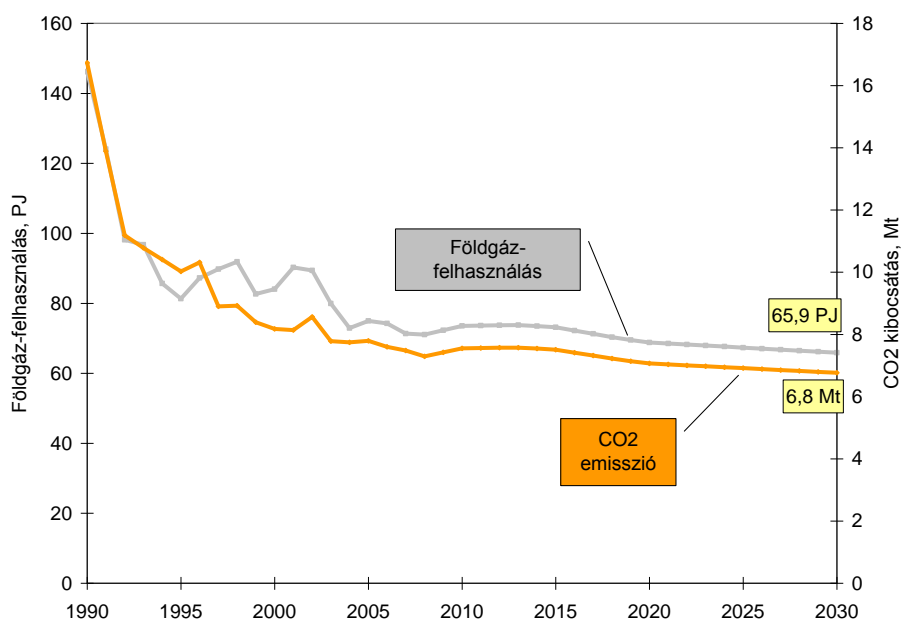
29. ábra: A feldolgozóipar hőcélú energiafelhasználásának múltbeli alakulása és előrejelzése 2030-ig, PJ



Forrás: Eurostat és REKK becslés

Hasonlóan a lakossági szegmenshez, a direkt földgázfelhasználáson kívül a távhő földgázfogyasztását ebben az esetben is beleszámítottuk a teljes tüzelőanyag-felhasználásba. Az alábbi ábrán a teljes földgáz-felhasználáson kívül feltüntettük a szén-dioxid kibocsátást is.

30. ábra: A feldolgozóipar földgáz-felhasználása (beleértve a távhő termelők tüzelőanyag-ráfordítását is) és CO₂ kibocsátása 1990-2008 között, illetve előrejelzése 2030-ig, PJ

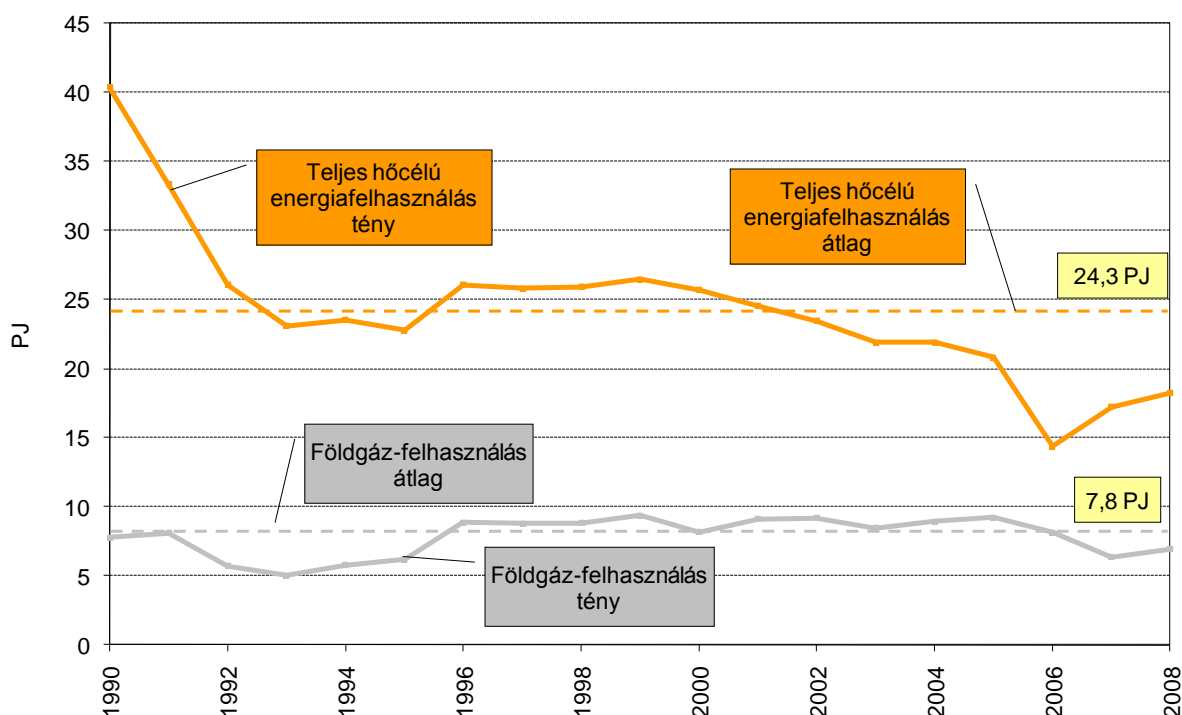


Forrás: Eurostat és REKK becslés

II.5. Mezőgazdaság

A mezőgazdasági szektorban 1990-1992 között jelentősen csökkent a hőcélú energiafelhasználás, majd ezt követően stabilizálódott 25 PJ környékén. 2006-ban radikálisan, 15 PJ-ra csökkent a felhasználás, majd ezt követően 17 PJ-ra növekedett 2008-ra. E szektor földgáz-fogyasztása lényegesen stabilabb pályán mozgott, ahogyan az a következő ábrán is látható. Az átlagos földgáz-felhasználás 1990-2008 között 7,8 PJ volt. Feltételezzük, hogy ez a jövőben sem fog változni.

31. ábra: A mezőgazdaságban a hőcélú energiafelhasználás alakulása, illetve a felhasznált földgáz mennyisége 1990-2008 között, illetve az előrejelzett értéke

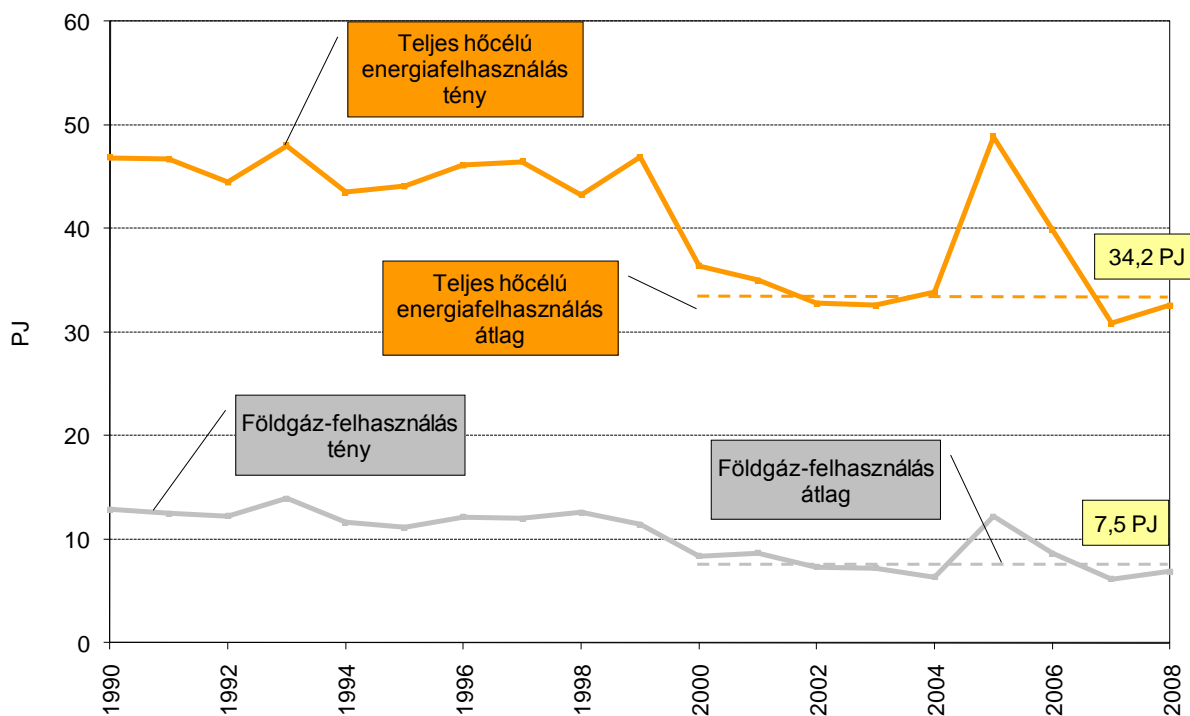


Forrás: Eurostat, REKK becslés

II.6. Energiaszektor felhasználása

Az energiaszektor tüzelőanyag-fogyasztásának döntő részét a finomítók és az erőművek teszik ki, azonban ebben a kategóriában csak az üzemeltetéshez kapcsolódó tüzelőanyag-ráfordítás kerül elszámolásra. Az energiaszektor földgáz-fogyasztása 1990-2000 között egy magasabb szinten mozgott, majd a 2000-es évek elejétől egy alacsonyabb fogyasztási szintre állt be, amelynek az átlagos földgáz-fogyasztása 7,5 PJ-t tett ki. Azzal a feltevéssel élünk, hogy ez a szám nem változik a következő két évtizedben. Az ábrán a teljesség kedvéért feltüntettük ezen kategória teljes hőcélú energiafelhasználását is.

32. ábra: Az energiaszektor hőcélú energiafelhasználás alakulása, illetve a felhasznált földgáz mennyisége 1990-2008 között, illetve az előrejelzett értéke

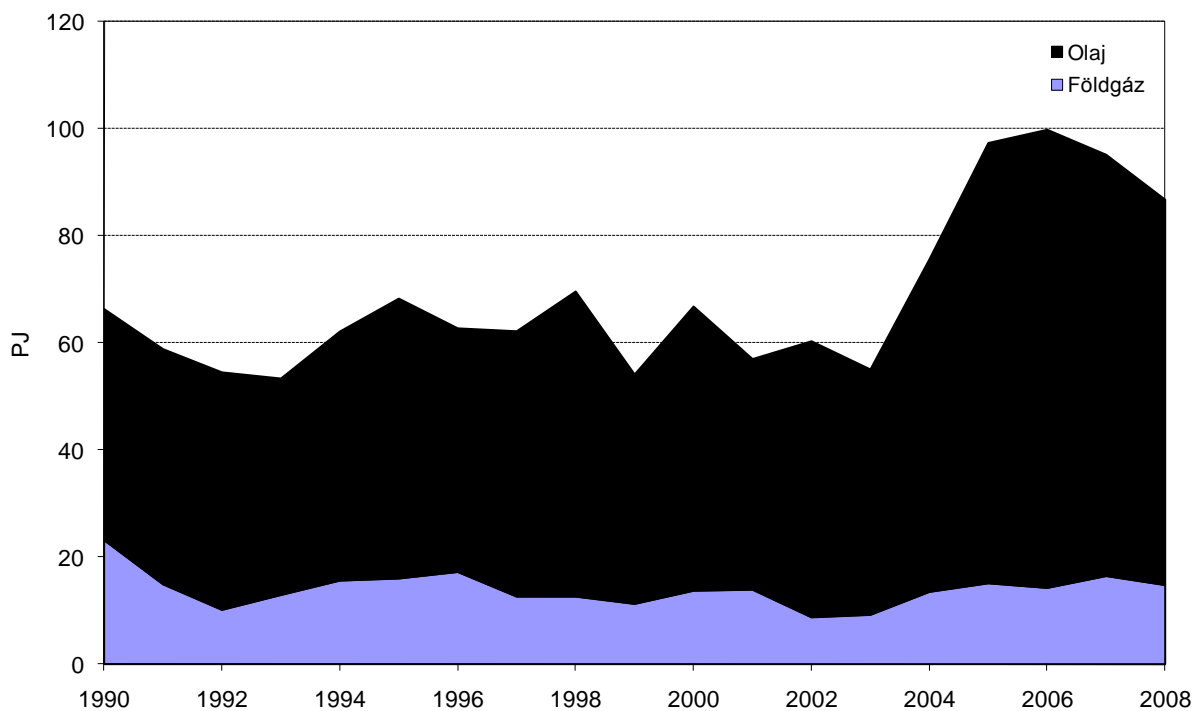


Forrás: Eurostat, REKK becslés

II.7. Anyagjellegű ráfordítás

A vegyiparban jelentős a nem energetikai célú földgáz-felhasználás. Ahogyan az alábbi ábrán is látható, ennek mennyisége 10-15 PJ között mozgott az elmúlt 20 évben, viszonylag kisebb kilengésekkel. Azzal a feltevéssel éltünk, hogy a jövőben ez nem változik, a mértéke megegyezik az 1990-2008 közti felhasználás átlagával, amely 13,5 PJ-nak adódik. A teljesség kedvéért az ábrán feltüntettük az összes magyarországi anyagjellegű tüzelőanyag-felhasználást is.

33. ábra: Nem energetikai célú olaj és földgáz-felhasználás, 1990-2008, PJ



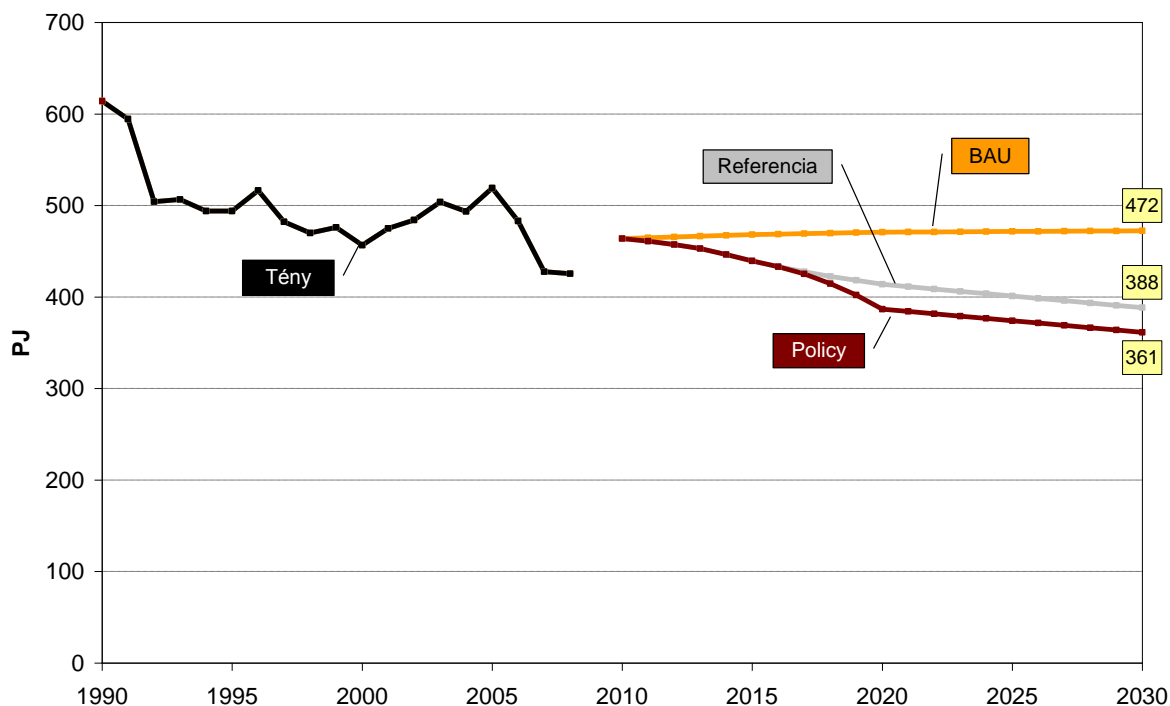
Forrás: Eurostat

II.8. Összefoglalás

Az előzőekben részletesen bemutatottuk a különböző szektorok hőcélú és főzési célú energiafelhasználását. A 34. ábra mutatja ezen szektorok teljes hőenergia-felhasználását a múltban és a három scenárió esetében az előrejelzést 2030-ig²⁵. Látható, hogy a BAU pálya esetében a hőcélú energiafogyasztás nagyon kismértékű emelkedésére lehet számítani, míg jelentős épületenergetikai program megvalósításával 2030-ra akár 15%-kal is csökkenthető az összes felhasznált energia a jelenlegihez viszonyítva.

²⁵ Ebben tehát nincsen benne a nem energetikai célú felhasználás.

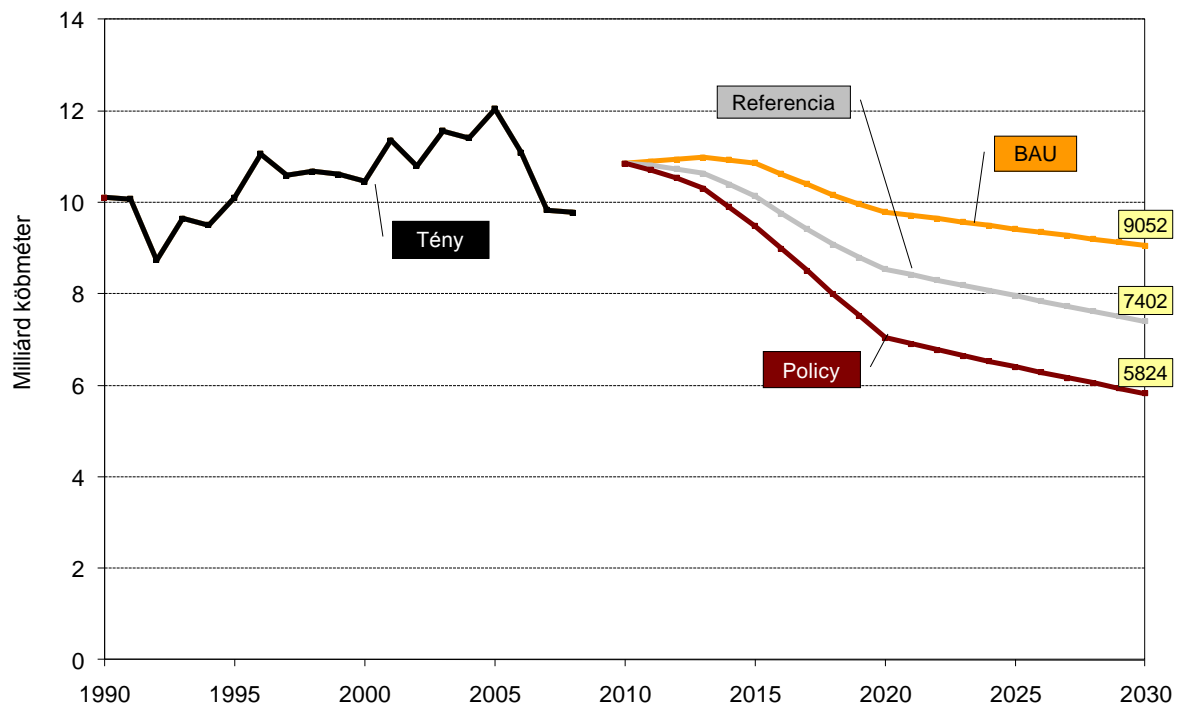
34. ábra: A hőcélú és főzési célú energiafelhasználás tényadata és előrejelzése különböző scenáriók esetén, PJ



Forrás: Eurostat és REKK becslés

A 35. ábra mutatja a földgáz-fogyasztás tényadatát, illetve az előrejelzésünket 2030-ig. Ezen adatok a villamosenergia-termelésre fordított földgázon, a földgáz elosztói és átviteli hálózati veszteségén, illetve a közlekedési célú földgázfogyasztáson kívül mindent tartalmaznak. Látható, hogy 2030-ra a BAU forgatókönyv esetében is jelentősen csökken a felhasználás, elsősorban a megújuló energiaforrások térnyerésének köszönhetően. A BAU esetben az előrejelzett fogyasztás valamivel meghaladja a 9 milliárd köbmétert, a REF scenárióban 7,4, míg a policy scenárióban mindössze 5,8 milliárd köbmétert tesz ki.

35. ábra: A hőcélú és anyagjellegű földgáz-felhasználás tényadata, és előrejelzése különböző scenáriók esetén, milliárd köbméter



Forrás: Eurostat és REKK becslés

III. A GÁZPIACI FORRÁSDIVERZIFIKÁCIÓ KÖLTSÉGEI ÉS HASZNAI

III.1. A Stratégia gázpiacra vonatkozó prioritásai

Fejlett gázipari infrastruktúránk, a gázipar szempontjából kedvező geológiai adottságaink és földrajzi elhelyezkedésünk ellenére hazánk földgázpiaca közismerten sérülékeny helyzetben van. Hazai gáztermelésünk csökken. Az európai összehasonlításban igen magas hazai fogyasztás 80-85%-át kitevő importunk háromnegyede hosszú távú szerződés alapján egyetlen forrásból érkezik hozzánk. A beszállítások zöme Ukrajnán keresztül bonyolódik. Ebből az irányból hosszú távon is csak orosz forrásból származó gázimportra számíthatunk. Eközben hazánk csak egy szűkös osztrák-magyar vezeték révén kapcsolódik az EU egyre versenyzőbbé váló fő gázpiacához (benelux – német – francia), illetve cseppfolyós földgázforrás is csak ezen az úton érhető el számunkra.

A 2006-ik, majd különösen a 2009-ik évi gázválság megmutatta, hogy **egyoldalú gázimport függőségünk súlyos ellátás-biztonsági kockázatot jelent** az országnak. Az elmúlt két év földgázpiaci fejleményei azt is jelzik, hogy egyoldalú függőségünk tartóssá válása jelentős **árkockázatot** is jelent a hazai fogyasztók számára. A 2009. év elejétől az európai földgázpiacokon megjelenő túlkínálat és ennek hatására kibontakozó éles gázpiaci verseny 30-50%-os árcsökkenést eredményezett az azonnali gázkereskedelemben. A földgázárzás hagyományos, olajtermékekhez indexált módja megroppant, középtávon vélhetően általánossá válik a gáz piaci (a kereslet és kínálat változása által meghatározott) árazása. Ez nem azt jelenti, hogy a gáz- és olajár alakulása a jövőben függetlenné válik egymástól, de a gáznak explicit módon és kizárólagosan az olajtermékhez történő árazása várhatóan megszűnik. E fejleményekből hazánk a fenti infrastrukturális és piacszerkezeti okok miatt alig tudott profitálni. Ettől is súlyosabb kihívás, hogy a hazai ellátás gerincét jelenleg adó hosszú távú szerződés rövidesen lejár, s döntő kérdés, hogy 2015 után a hazai fogyasztók milyen forrásból és milyen áron juthatnak ezen alapvető primer energiaforráshoz.

A fentiek okán a Stratégia **energiapolitikai prioritásként kezeli a diverzifikált beszerzés lehetőségének megteremtését** a – várhatóan jelentős szinten maradó – **jövőbeni földgázimportunk tekintetében**. Hangsúlyozzuk, hogy a beszerzési diverzifikáció **lehetőségének** megteremtése nem jelenti azt, hogy orosz importunk mennyisége vagy aránya a jövőben feltétlenül csökken, vagy adminisztratív korlátozás alá kerül. Inkább azt, hogy a keleti és a nyugati beszállítású gáz tényleges versenyhelyzetbe kerülhet a magyar piacon.

A diverzifikált földgázbeszerzés lehetőségének megteremtése az alábbi főbb célokat szolgálja.²⁶

²⁶ E célok összhangban vannak az EU gázellátás biztonság javítására és a belső gázpiac integráltságának erősítésére vonatkozó jogalkotásával (Regulation 994/2010/EU) és középtávú kezdeményezéseivel (Energy

- A hazai földgázpiac integrálása az európai piacba, s ezáltal annak garantálása, hogy a hazai fogyasztók nem jutnak kedvezőtlenebb áron földgázhoz, mint az unió más fogyasztói.
- A hazai gázellátás biztonságának javítása.²⁷
- A hazai gázipar regionális versenyelőnyének kihasználása a földgáz földalatti tárolás, a gáztüzelésű erőművi termelés kiszolgálása és a tranzitszállítások területén.

A fenti lehetőség megteremtése és a jelzett célok elérése igen **jelentős gázhálózat fejlesztési beruházásokat** igényel részben új határkeresztező szállítási kapacitások kiépítése, részben a hazai hálózat megerősítése révén. Az alábbiakban a legvalószínűbb fejlesztési alternatívák becsült költségeit vetjük össze azok várható nemzetgazdasági hasznaival. Amennyiben a nemzetgazdasági hasznok meghaladják a fejlesztési költségeket, a gázinfrastruktúra fejlesztés társadalmilag hasznos befektetésnek minősíthető.²⁸

III.2. A hatásvizsgálat célja és módszere

Az alábbiakban két lehetséges gázpiaci forgatókönyv gazdasági hatásait igyekszünk számszerűsíteni.

BAU. Amennyiben a Stratégia időtávján nem valósulnak meg további, nem orosz irányú beszerzést is lehetővé tevő (továbbiakban: nyugati irányú) gázhálózati fejlesztések, akkor 2015-2030 között²⁹ a hazai gáz nagykereskedelmi árszint egy a jelenlegihez hasonló, olajindexált, pályán fog mozogni. Ezt az árpályát jelöljük P_o –val. Ez a Business As Usual (BAU) eset, hiszen kormányzati támogatás híján feltehetően ez a változat valósul meg.³⁰

infrastructure priorities for 2020 and beyond – a Blueprint for an integrated European energy network, European Commission, November 2010).

²⁷ Bizonyos fejlesztések megvalósulása akkor is indokolt lehet, ha a klasszikus engedélyezési rendszerben nem valósulna meg (vagyis a várható kihasználtság alacsony szintje következtében – piaci alapon – az nem tűnik gazdaságosnak). Jelen elemzésben nem térünk ki a nemrég hatályba lépő Európai Unió ellátásbiztonsági rendeletből (Regulation 994/2010) következő fejlesztési szükségletekre, a rendeletben megfogalmazott ellátási és infrastrukturális standardok teljesítése érdekében szükségessé váló fejlesztések vizsgálata ugyanis szétfeszítené jelen tanulmány kereteit. Azt azonban megemlíjtjük, hogy a szükséges vizsgálatok és elemzések (pl. kockázatértékelés) lefolytatását követően egyéb, a klasszikus hálózatfejlesztési elvek alapján elvetett beruházások is szükségessé válhatnak (sőt, az általuk elhárított kockázatokat figyelembe véve pedig nettó társadalmi hasznot eredményezhetnek).

²⁸ Pozitív nemzetgazdasági hasznosságú projekt esetén is lényeges kérdés azonban, hogy a fejlesztés költségeit kik és milyen mértékben fizessék meg.

²⁹ 2015 a jelenlegi hazai gázellátás zömét biztosító gázimport szerződés lejártának az ideje.

³⁰ A határkeresztező hálózatfejlesztésekre vonatkozó uniós szabályozás azt az elvet követi, hogy egy fejlesztés költsége a szállítói tarifa alapjául szolgáló eszközalapba (RAB-Regulated Asset Base) akkor kerülhet bele, ha a potenciális rendszerhasználók előzetes igényfelmérése alapján az kellően kihasznált lesz (vagyis a rendszerhasználók által igényelt fejlesztéseknek ad prioritást). A fenti szabályrendszer keretei között bizonyos, a szomszédos régiókban jelentkező árelőny kiaknázásához szükséges és indokolt beruházások nem feltétlenül valósulnának meg. A szlovák határmetszék fejlesztése pl. a 2010. évi *open season* igényfelmérési fázisának lefolytatását követően erősen bizonytalanná vált, ugyanis a rendszerhasználók igényei nem érték el a beruházó által előzetesen megszabott minimális kapacitás-lekötési szintet. A rendszerhasználók igényfelmérésére

POLICY. A Stratégia gázpiaccal kapcsolatos stratégiája – a fentiekkel ellentétben – az alábbi gondolatmeneten alapul:

- A hazai gázszállítási infrastruktúra olyan jellegű fejlesztése, amely Magyarország számára a kontinentális Európa gázpiacaihoz – s így közvetett módon az LNG forrásokhoz is – fizikai és kereskedelmi hozzáférést biztosít, elő fogja segíteni a piaci alapú európai nagykereskedelmi gázár hazai térnyerését.³¹
- A piaci gázár a stratégia időtávján a jelenleg domináns olajtermék indexált gázárhoz képest olcsóbb lesz. Ideális esetben a hazai gáz nagykereskedelmi ár megegyezik a kontinentális piaci gázárral, amelyet P_{piaci} –val jelölünk.
- A nem orosz irányból történő importot lehetővé tevő határösszekötő vezetékekbe történő beruházás költséges ugyan, de javítja hazánk gázbeszerzési alkupozícióját.
- Az alkupozíciót az alábbi módon értelmezzük:

$$L(\text{average}) = \frac{C - P - I_{\text{west}}}{C},$$

ahol L az alkupozíció mérőszáma, C az éves hazai gázfogyasztás mennyisége, P a hazai gázkitermelés mennyisége és I_{west} a nem orosz irányú éves gázbeszállítási kapacitás mértéke. Minél alacsonyabb az L érték, annál erősebb az alkupozíció, de annál költségesebb a program. **Az $L \leq 0$ esetén** az éves hazai fogyasztás teljes mértékben kiszolgálható hazai termelésből és nyugati importból, azaz **létrejön a diverzifikált gázbeszerzés lehetősége**. Ezért nevezzük az ezen alkupozíciót biztosító forgatókönyvet POLICY-nak.

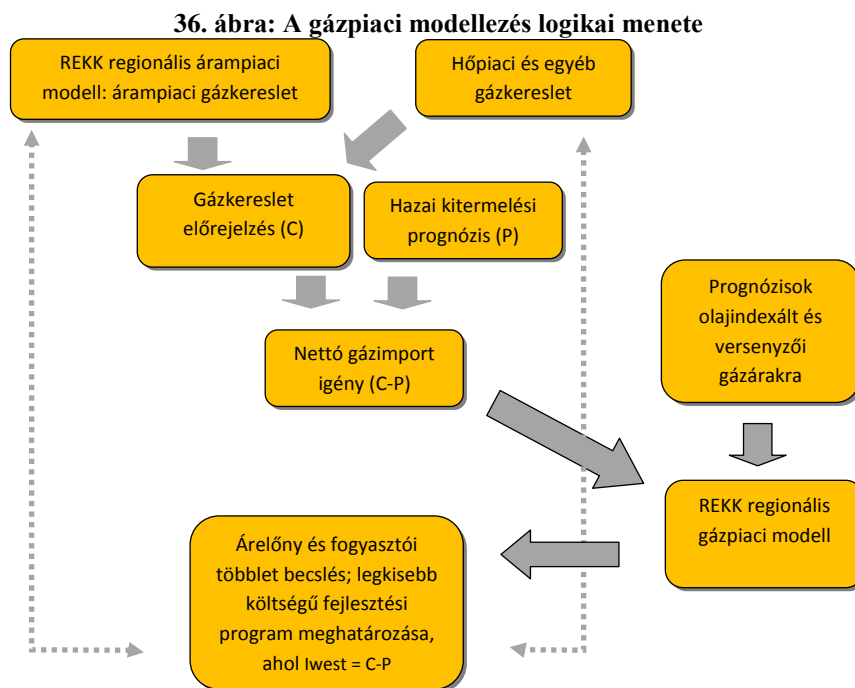
- Az alkupozíció erősítését szolgáló fejlesztések kettős hatást gyakorolnak a gáz fogyasztói árára:

alapozott fejlesztéseknek ugyanis van egy alapvető hiányosságuk: a kellő számú és nagyságú határkeresztező kapacitás hiányában az inkumbens piaci szereplők potenciális versenytársai nem képesek belépni a piacra, ennél fogva a fejlesztéseket megelőző igényfelmérés során sem képesek megfelelő kapacitásszükségletet felmutatni (illetve valós lekötési szándékot kinyilvánítani). A fejlesztések megvalósulását követően azonban az új határkeresztező vezeték lehetőséget teremt ezen piaci szereplők megjelenésére, és a vezeték tényleges kihasználtsága jelentős mértékben meghaladhatja az előzetesen becsült szintet. A legjobb példát minderre a jelenlegi magyar-osztrák határkapacitás (HAG) története szolgáltatja. Egykori megépítése kormányzati döntés eredményeképpen, tisztán ellátásbiztonsági megfontolások alapján történt, piaci igények még a látóhatáron sem voltak. Mára pedig a piaci verseny első számú eszközévé nőtte ki magát.

³¹ Felhívjuk a figyelmet arra, hogy – az elmúlt évek ezirányú vitáinak tartalmától eltérően – a Stratégia nem foglalkozik részletesen az energiapolitikai döntéshozók befolyási körén kívül eső fejlesztési opciókkal, azaz a nagy nemzetközi gázvezeték projektekkel (Nabucco, South Stream, stb). Ezek megvalósulása ugyanis komplex nemzetközi együttműködés függvénye, míg a határösszekötő projektek engedélyezésére, szabályozására és finanszírozására a hazai piaci szereplőknek és a magyar hatóságoknak közvetlen befolyásuk van. A vonatkozó nemzetközi gázvezeték projektekkel kapcsolatos magyar stratégia kialakítására – bár azt kulcsfontosságúnak tartjuk – annak komplexitására tekintettel jelen elemzésben nem teszünk kísérletet.

- a fejlesztés költségeinek egy része vagy teljes egésze beépül a hatóságilag megállapított gázszállítási tarifába, s ezáltal emeli a végfogyasztói árakat.
- a fejlesztések révén erősödő alkupozíció ugyanakkor egyre jelentősebb gáztermék árcsökkenést eredményez a BAU forgatókönyvhöz, azaz az olajindexált gázárhoz képest. Jelöljük az olajindexált és a piaci ár különbségét $dP = P_o - P_{piaci}$ -vel.
- Optimális esetben a Stratégia olyan beruházási programot (I) támogat, amely maximalizálja a programmal kapcsolatos társadalmi jólétet,³² azaz közelítőleg a teljes fogyasztói gázköltség-csökkenés (haszon) és az infrastruktúra beruházás költségének különbségét. Lényeges megérteni, hogy a gázköltség csökkenés mértéke nem csak az alkupozíció erejétől függő árelőnytől, hanem a fogyasztás mennyiségétől is függ.

Az alábbiakban a legvalószínűbb gázhálózat fejlesztési alternatíva költség-haszon elemzését végezzük el. A 36. ábra foglalja össze az elemzés menetét:



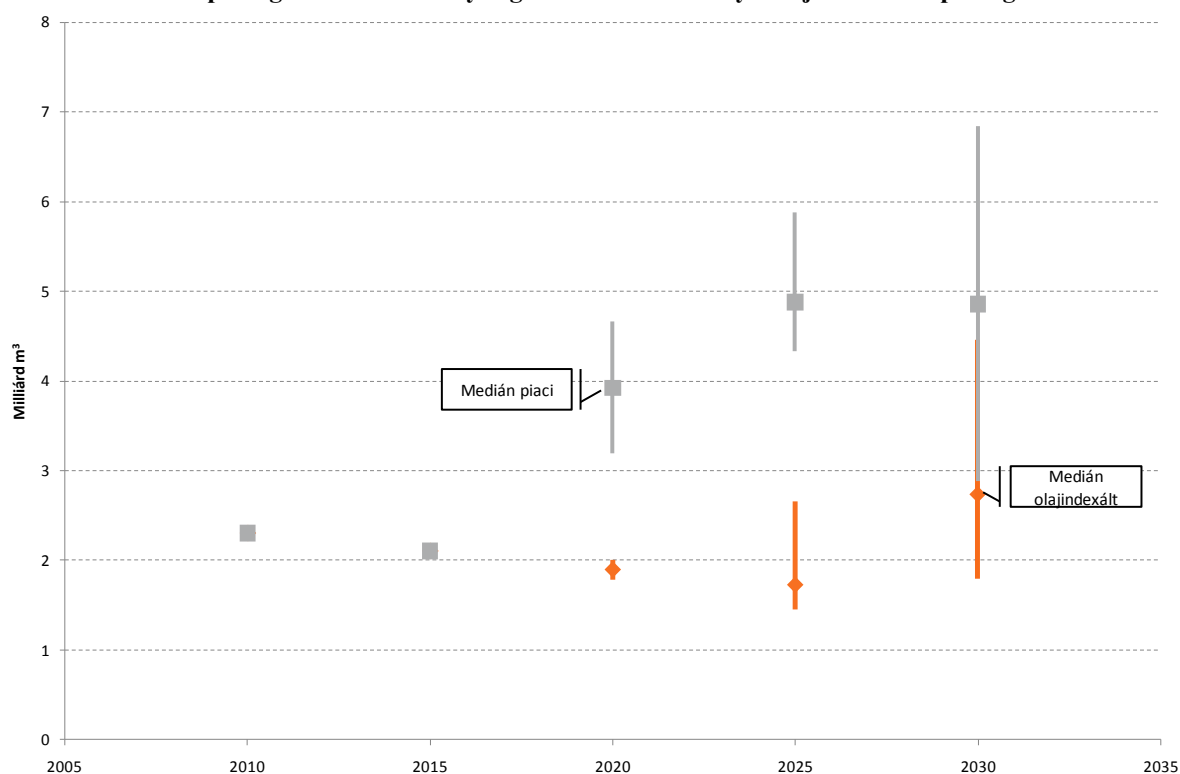
Forrás: REKK gázpiaci modellezés

³² Azaz – lineáris gázkeresletet feltételezve – maximalizálja a $dP \cdot (C_o + C_{piaci}) / 2 - K(I)$ értéket, ahol dP az olajindexált és a piaci gázár különbsége, C_o az olajindexált ár melletti gázfogyasztás, C_{piaci} az – alacsonyabb – piaci ár melletti gázfogyasztás, $K(I)$ pedig a beruházási költség.

III.3. A gázkereslet alakulása a BAU és a POLICY forgatókönyvek esetén

A hazai gázkereslet előrejelzéseink az áram- és hőpiaci elemzéseink eredményeiből adódnak. A hőpiaci³³ elemzésből három gázkeresleti előrejelzést nyertünk (BAU, illetve eltérő mélységű épületenergetikai programok esetére), az árampiaci fejezet elemzéseiből pedig hetvenkettőt (2 olajár × 2 gázár × 3 keresleti × 6 erőművi forgatókönyv). A hőpiaci gázkeresleti előrejelzést egy korábbi ábrán már bemutattuk (lásd 35. ábra). Az alábbi 37. ábra az árampiaci forgatókönyvekből adódó gázkeresleti értékek mediánját és minimum-maximum tartományát mutatja a később részletesen bemutatásra kerülő két gázár forgatókönyv szerinti megosztásban, 2030-ig. Jól látható, hogy a piaci gázárra történő áttérés 2015 után lényegében megduplázza az áramszektor várható gázkeresletét, mivel egy ilyen fejlemény az olajindexált helyzethez képest drasztikusan javítja a gázbázisú erőművek versenyhelyzetét.

37. ábra: Árampiaci gázkereslet mennyiségi értékek tartománya olajindexált és piaci gázár mellett



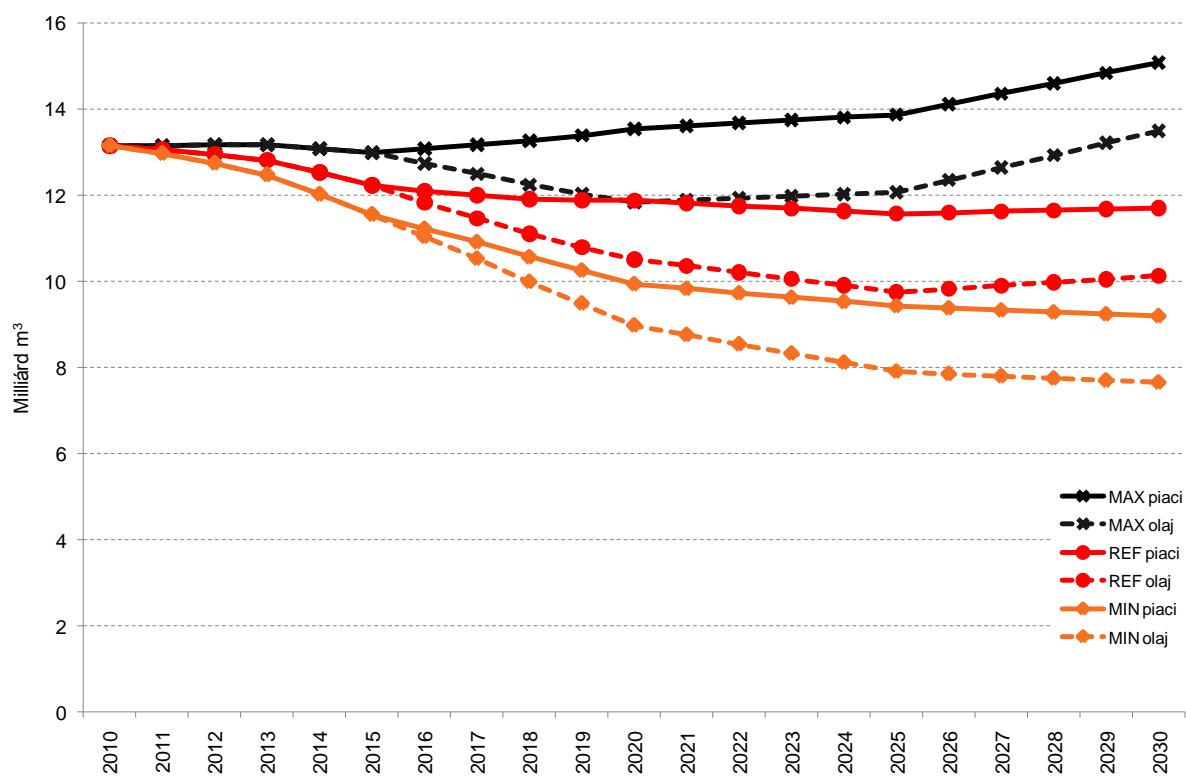
Forrás: REKK becslés

Végző soron a jövőbeni hazai importigényt és a rendelkezésre álló nyugati gázimport kapacitást akarjuk összehasonlítani. A jövőbeni kereslet bizonytalanságát 3*2 forgatókönyv segítségével vizsgáljuk, a három hőpiaci forgatókönyv és a két gázár forgatókönyv szerint:

³³ Pontosabban nem-árampiaci elemzésből, hiszen a hőpiac mellett a teljes hazai gázkereslet további összetevőit is becsültük.

- MAX GAZ: a BAU hőpiaci forgatókönyv (nincs épületenergetikai program) és a maximális áramkeresletre épített forgatókönyv. A legmagasabb jövőbeni gázkeresleti értékeket adja külön olajindexált és külön piaci gázár mellett.
- MIN GAZ: a POLICY hőpiaci forgatókönyv (erőteljesebb épületenergetikai program) és a minimális árampiaci gázkeresletre épített forgatókönyv. A legalacsonyabb jövőbeni gázkeresleti értékeket adja olajindexált és piaci gázár mellett.
- a REFERENCIA hőpiaci forgatókönyv (kisebb épületenergetikai program) és a medián árampiaci gázkeresletre épített forgatókönyv. Az általunk legrealisabbnak ítélt jövőbeni gázkeresleti értékeket adja külön olajindexált és piaci gázár mellett.

38. ábra: Alap gázkeresleti forgatókönyvek



Forrás: REKK elemzés

Mint látható, a piaci és olajindexált gázár forgatókönyvek között mindhárom esetben körülbelül 1,5 milliárd m³ különbség van az időszak végére. A referencia szcenáriók esetén a gázkereslet 2030-ig a 13 milliárd m³/év értékről 10 illetve 12 milliárd m³/év körüli értékre csökken. Ugyanakkor a legalacsonyabb fogyasztási szcenárió, az olajindexált árak melletti MIN GAZ az időszak végére 5,5 milliárd m³ fogyasztás csökkenést, a legmagasabb fogyasztás melletti pálya, a piaci árak MAX GAZ megvalósulása pedig 2 milliárd m³ körüli fogyasztásnövekedést eredményezne a 2010. évi helyzethez képest. 2030-ra a MIN GAZ forgatókönyv által jelzett fogyasztás 7,4 milliárd m³-rel marad a maximális értéket adó

változat alatt. Ennek felét az ambiciózus épületenergetikai program hatásának tudhatjuk be, másik fele pedig az olajindexált gázár fennmaradásának következménye: a gázbázisú áramtermelés versenyképessége gyenge (az import kiszorítja), így gázkereslete is alacsony.

III.4. A hazai gázkitermelés várható alakulása

A hazai földgázkitermelés legnagyobb szereplője a MOL csoport, amely a magyar kitermelés több mint négyötödét adja. A MOL csoport mellett számos kisvállalat rendelkezik koncessziós jogokkal és végez kitermelést vagy próbafúrásokat az országban. A bizonyított és valószínű készletekről nem áll rendelkezésre egységes országos adat. A termelő vállalatok közül csupán a MOL csoport közöl adatot bizonyított és valószínű készleteinek alakulásáról 2008 óta.

11. táblázat: A MOL csoport magyarországi bizonyított és valószínű földgázkészleteinek alakulása (millió m³)³⁴

	2008	2009
Bizonyított készletek	14129	12125
Bizonyított és valószínű készletek	21544	22351

Forrás: MOL éves jelentés 2008, 2009

A kisebb, független termelők eredményeiről az Energia Hivatal által közölt éves kitermelési adat és a MOL Csoport kitermelési adatának különbségéből lehet következtetni, amelyet a 12. táblázat foglal össze.

12. táblázat: Magyarország földgázkitermelésének alakulása (millió m³)

	2007	2008	2009
MOL kitermelés	2488	2620	2751
Független termelés	83	188	339
Összesen	2571	2808	3090

Forrás: REKK becslés MOL, MEH adatok alapján

A 12. táblázat szemlélteti, hogy a MOL csoporttól független termelés részaránya az elmúlt években nőtt, így a teljes hazai termelés millió m³-ben számított értéke az elmúlt években nőtt. A teljes hazai földgázkitermelés fűtőértéken számított értéke azonban a kilencvenes évek

³⁴ Az adatok 100%-ban tartalmazzák az MMBF Zrt. készleteit

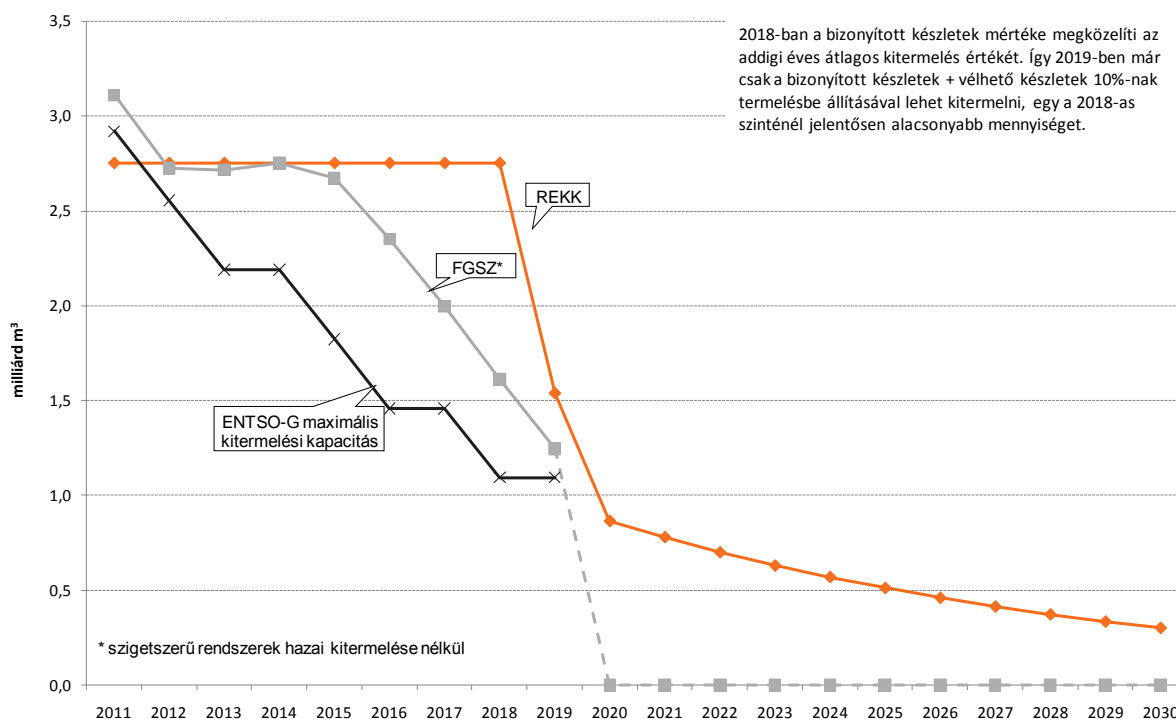
folyamán bekövetkezett jelentős csökkenést követően az utóbbi években ~82 PJ értéken stagnált.³⁵

Ezeket a trendeket, valamint a koncessziós jogok formájában végzett kutatásokat és kísérleti fúrásokat figyelembe véve Magyarország földgázkitermelése a jelenlegi 80 PJ körüli érték mentén stagnálhat 2019-ig. A becsléshez a MOL csoport által közölt bizonyított készletértéket vettük alapul, amelyhez a valószínűsített készletek előző évi értékének 10%-át adtuk hozzá³⁶ az évek során. A bizonyított készletekből minden esetben kivontuk az előző évi termelést. Az így kapott eredményeket a 39. ábra kitermelési görbéje írja le. 2019-ben a bizonyított készletek eléri az addigi éves átlagos kitermelés szintjét, így a kitermelhető mennyiséget az előző év bizonyított készletének szintjén (tehát a +10% hozzáadása nélkül) maximalizáltuk. Ennek következtében, amennyiben a ma ismert bizonyított és valószínű készletek nem bővülnek, a termelés drasztikus mértékben csökkeni fog az adott évben. Ezt követően a termelési szintet az évente kitermelésbe vont új mezők kitermelésével lehet fenntartani, amely így a készletek csökkenését követve csökken. Amennyiben feltételezzük, hogy 2020-at követően a ma ismert valószínűsített készletek 10%-a minden évben új kitermelésű mezők formájában megjelenik, úgy Magyarország még 2030-ban is rendelkezni fog kismértékű kitermelhető földgázkészlettel.

A becslés során a koncessziós jogokkal rendelkező kisebb kitermelők készleteinek és termelésének alakulásával adatok hiányában nem számoltunk. Termelésnövekedési potenciáljukat a valószínű készletek 10%-nak bizonyított készletekbe való éves átvezetésével vettük figyelembe.

³⁵ A fűtőértéken számított magyar földgázkitermelés 2000 óta stagnáló értéket mutat. A 2006-ról 2007-re bekövetkezett egyszeri jelentős termelés csökkenés a szőregi mező stratégia gáztárolóvá alakítása miatt következett be. A MOL csoport csökkenő termelését a kis vállalatok egyéni termelése ellensúlyozni tudta az elmúlt években.

³⁶ A 10% a MOL csoport által az elmúlt évtizedben közölt, az új mezők termeléséből és a bizonyított készletek átértékeléséből bekövetkező készletnövekedés átlagértékét közelíti, amely 5,7% volt. Ezt egészítettük ki a független kitermelés-bővülés dinamikájának konzervatív becslésével. A MOL csoport adatai esetében a Szőreg mező stratégiai gáztárolóvá alakításának hatását e mutató meghatározásakor nem vettük figyelembe.

39. ábra: Magyarország földgázkitermelésének előrejelzése (millió m³)

Forrás: REKK becslés, FGSZ, ENTSO-G

III.5. Nettó importigény

Értelemszerűen a nettó importigényt a várható kereslet és a hazai kitermelés különbsége határozza meg. A keresletre alapvető hatással van az áramtermelési célú gázkereslet, amely, mint láttuk, döntően függ a várhatóan megvalósuló jövőbeni erőművi mixtől és a várható áram külkereskedelmi pozícionktól. Ugyanakkor a jövőbeni hazai földgáz importigényt tendenciaszerűen növeli a hazai kitermelés várható csökkenése.³⁷

III.6. Beruházási lehetőségek és alkupozíció

A Stratégia e helyen vizsgált prioritása a diverzifikált gázbeszerzés lehetőségét megteremtő fejlesztések mielőbbi megvalósítása. Mivel a keleti-orosz irányú beszállítási kapacitás éves szinten már ma (sőt az egész vizsgált időszakot illetően is) meghaladja a hazai igényeket, ezért a diverzifikáció lehetőségét a nem orosz irányú (nyugati) kapacitások növelése jelentheti. Ilyen jellegű beszállításra jelenleg az osztrák-magyar HAG vezeték (4,4 milliárd m³/év) és potenciálisan a horvát-magyar vezeték alkalmas (6,5 milliárd m³/év). Miközben a HAG jelzett kapacitása teljes mértékben igénybe vehető gázimportra, a horvát-magyar vezeték importirányú kihasználhatósága csak fokozatosan, a horvát LNG és belső

³⁷ Ezt a helyzetet gyökeresen megváltoztathatja, ha a – makóihoz hasonló – hazai nem konvencionális gázkitermelés technológiailag lehetségessé és gazdaságilag jövedelmezővé válik. A 2030-ig terjedő időtávon ezzel a lehetőséggel a Stratégia nem számol.

hálózati fejlesztések, illetve horvát-szlovén és szlovén-osztrák határkapacitás fejlesztések révén futhat majd fel.

A nyugati importlehetőségek (I_{west}) bővítése és ennek révén alkupozíciónk erősítése a keleti beszállítókkal szemben sarkalatos pontja a Stratégiának. A konkrét további fejlesztési javaslatok részletei a hazai földgáz rendszerirányító, a Földgázszállító Zrt. (FGSZ Zrt.) tíz éves hálózatfejlesztési tervéből olvashatók ki. Jelen vizsgálat során eltekintünk a belső hálózati elemek bővítésére vonatkozó FGSZ javaslatoktól és csak a határkapacitások bővítését szolgáló projektekre koncentrálnak. A belső hálózatfejlesztési költségek bizonyos, a határkeresztező vezetékhez szorosan (műszakilag is) kötődő része joggal szerepelhetne elemzésünkben, viszont ennek pontos meghatározása, vagy épp a tranzitcélú belső hálózatfejlesztések költségének szerepeltetése meghaladja jelen tanulmány kereteit. Ugyanakkor a végső számítások során érzékenységvizsgálatot készítünk ezen addicionális beruházási költségekre fiktív arányokkal számolva.

Az FGSZ által javasolt, nyugati irányú fejlesztési lehetőségek részleteit a 13. táblázat tartalmazza. A táblázat a múltbeliség okán nem tartalmazza a horvát határkeresztező kiépítésének költségét, ugyanakkor megjegyezzük, hogy ezen beruházás megvalósulása (a szükséges horvát és szlovén hálózatfejlesztések és beruházások megvalósulása esetén) a jövőben számottevően hozzájárulhat a keleti irányú importfüggőség csökkentéséhez, illetve az esetleges árelőny kiaknázásához, és ezért ezen fejlesztés 80 Mrd forintos költsége egy két évvel ezelőtti jóléti számításban bizonyosan szerepelt volna.

A Nabucco magyarországi szakaszainak fejlesztési költségét szintén nem szerepeltetjük a táblázatban, annak ellenére, hogy az alternatív piacok elérhetővé tételében és az alkuerő növelésében ezen projektnek kiemelt szerepe lehet. A Nabucco megvalósulása ugyanis komplex nemzetközi együttműködés függvénye, így a magyar kormány ráhatása a projekt megvalósulására korlátozott. Ezzel szemben a határösszekötő projektek engedélyezésére, szabályozására és finanszírozására a hazai piaci szereplőknek és a magyar hatóságoknak közvetlen befolyásuk van.

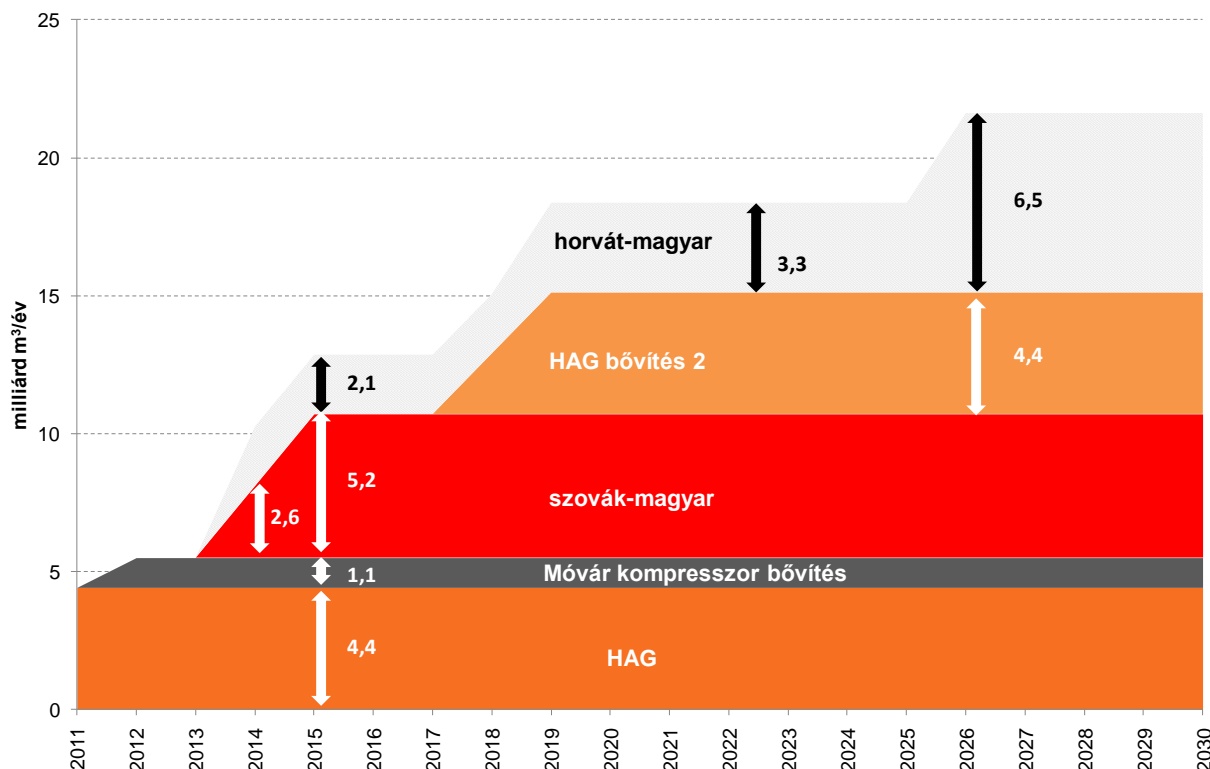
13. táblázat: Az FGSZ Zrt nyugati irányú import bővítésére vonatkozó fejlesztési javaslatai

Fejlesztés	Beruházás, milliárd Ft					Import kapacitás bővülés, milliárd m ³ /év	1 m ³ importkapacításra jutó beruházási költség, Ft	Belépés éve
	2011	2012	2013	2016	2018			
Mosonmagyaróvár kompresszor bővítés	0,35					1,1	0,3	2011
Szlovák-magyar (Vecsés-Gödöllő-Balassagyarmat)	1,919	19,197	26,875			5,2	9,2	2014/2015
HAG bővítés				21,7	75,7	4,4	22,3	2018/2019

Forrás: FGSZ Zrt 10 éves hálózatfejlesztési terv, 2011. márciusi változat

Látható, hogy az FGSZ a fejlesztések ütemezését nemzetgazdasági szempontból (is) előnyös módon, az importkapacitás bővítés egységköltségének növekvő sorrendjében javasolja megvalósítani. A 40. ábra összefoglaló módon mutatja, hogy a jelenlegi kapacitások és a fenti bővítési javaslatok fokozatos üzembe lépése révén hogyan alakulna a nem orosz irányú hazai gázimport kapacitás (I_{west}) a jövőben az FGSZ javaslata szerint.

40. ábra: A nem orosz irányú hazai gázimport kapacitás (Iwest) az FGSZ által javasolt fejlesztések megvalósulása esetén, milliárd m³/év*

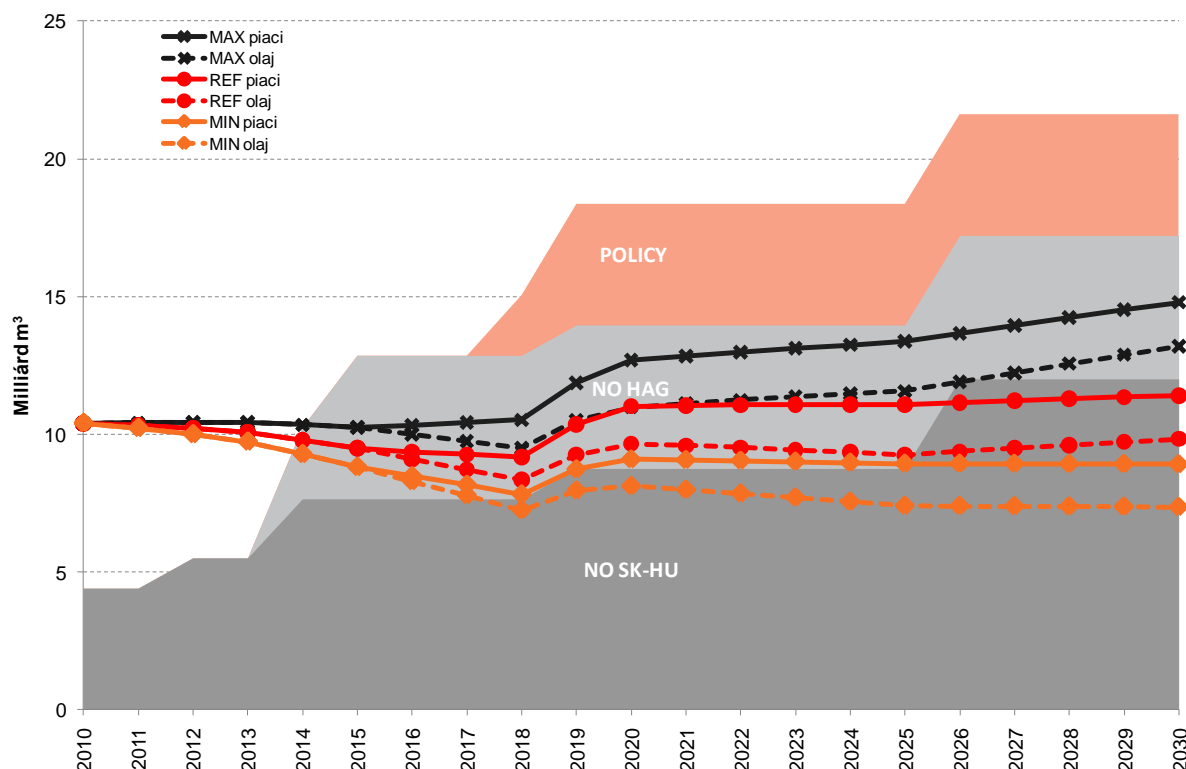


*A horvát-magyar vezeték importirányú igénybevételi lehetőségének alakulását alapvetően az FGSZ feltételezései alapján, de attól kissé konzervatívabban kezeljük. Ezek szerint 2014-2019 között a kapacitás 33%-a, 2019-26 között annak 50%-a, majd ezután a vezeték teljes kapacitása a reálisan figyelembe vehető mennyiség. A Magyarország - Horvátország irányú szállítások megindulását követően az aktuális szállítások mértékéig virtuális ellenirányú (backhaul) típusú kapacitás áll majd rendelkezésre a hazai rendszerhasználók részére Szlovénia-Horvátország útvonalon Ausztria és Olaszország irányából. Ezen szállítások megindulásának időpontja jelenleg bizonytalan. A horvát gázszállító társaság jelenleg tervezi egy kis LNG terminál létesítését, amely várhatóan elérhetővé teszi 2012-2013 körül az LNG gáz beszerzést a hazai és a Magyarországgal szomszédos országok felhasználói részére max. 2-2,5 Mrd m³/év kapacitás mértékéig. A Krk szigetére tervezett 15 Mrd m³/év kapacitású Adria LNG terminál várhatóan 2017-re valósul meg, ettől kezdve a Horvátország irányából rendelkezésre álló betáplálási kapacitás 50%-ával számolunk, amely 2026-tól már 100%.

Forrás: FGSZ, REKK

Vizsgáljuk meg azt, hogyan viszonyulna az egyes keresleti forgatókönyvekhez rendelhető nettó importigényhez a nyugati importkapacitások mennyisége, ha az FGSZ javaslatok közül nem mindegyik valósulna meg. A fejlesztések esetén három lehetőséget vizsgálunk: első esetben a 13. táblázatban szereplő mindegyik fejlesztés megvalósul (POLICY), második esetben elmarad a HAG 2 bővítés (NO HAG2), harmadik esetben a szlovák-magyar sem épül meg (NO SK-HU).

41. ábra: Nettó gázimport igény és nyugati importkapacitás forgatókönyvek



Forrás: REKK elemzés

Láthatjuk, hogy ha az FGSZ által javasolt fejlesztések (lásd 13. táblázat), illetve a horvát vezeték kihasználásához szükséges külföldi fejlesztések a megadott ütemezésben mind elkészülnek, azok a meglévő nyugati kapacitásokkal együtt bármely keresleti forgatókönyv esetén nagyon erős alkupozíciót biztosítanak hazánknak a gázbeszerzés területén 2015-től. Ez egyben **esélyt adna** arra, hogy piaci alapú gázárak legyen jellemző 2015-től Magyarországon. Az is látható, hogy a HAG2 fejlesztés nélkül is a többi nyugati irányú határkeresztező kapacitás fedezni tudja 2014 után még az általunk előrejelzett legmagasabb keresleti forgatókönyv szerinti fogyasztást is. A HAG2 beruházásra tehát akkor lehet szükség, ha a földgázkereslet a jelenleg várhatónál sokkal nagyobb lesz akár a környezetvédelmi célok szigorodása, akár az általunk előrejelzett piaci árál jelentősen alacsonyabb földgázárak kialakulása miatt. Az mindenképpen kijelenthető, hogy a HAG2 beruházásra vonatkozó kormányzati álláspontot elegendőnek tűnik a 2010-es évek vége felé kialakítani.

A szlovák-magyar fejlesztés elmaradása a legalacsonyabb fogyasztási forgatókönyv kivételével az időszak egészében konzerválná jelenlegi egyoldalú keleti importkitettségenket, s nagy valószínűséggel jelentősen a nyugati piaci feletti gázárakat eredményezne az országban.

III.7. Piaci gázár prognózis

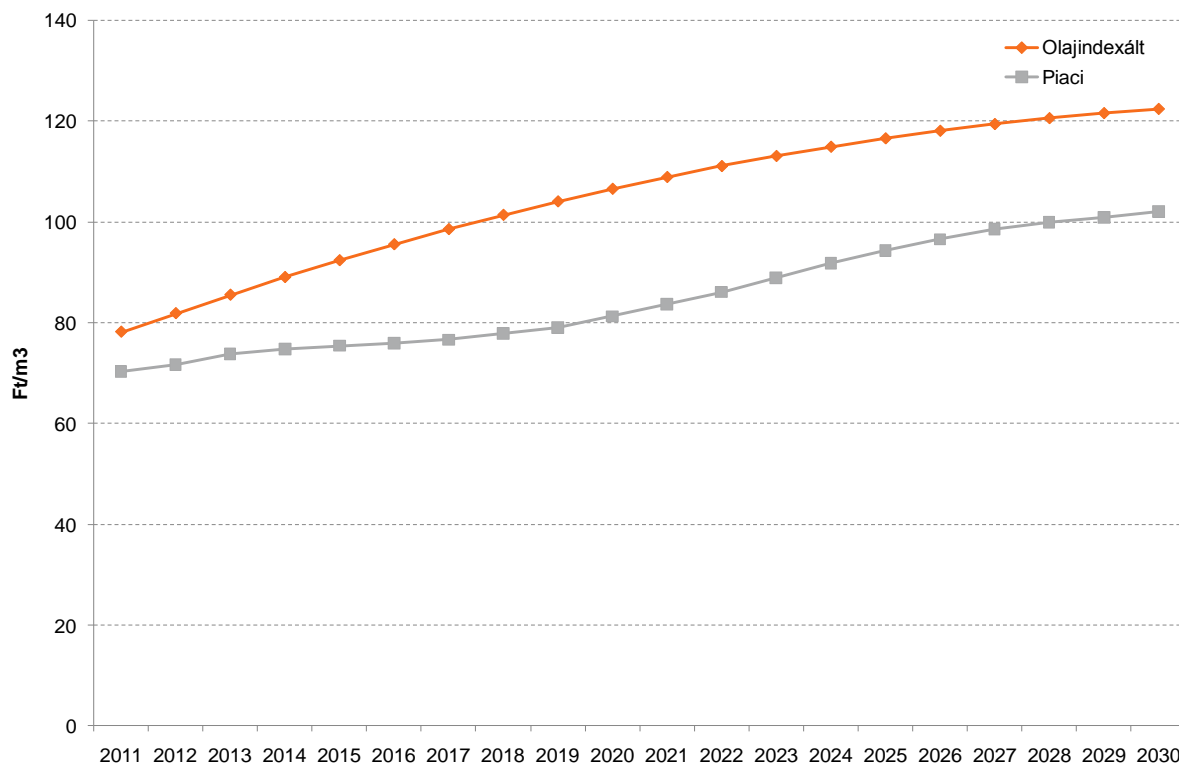
Elemzésünk kritikus pontjához értünk. A Stratégiában felvázolt, a gázbeszerzés diverzifikációját célzó fejlesztések társadalmi hasznának fő forrása az a gázimport költségcsökkenés, amelyet a hazai fogyasztók a jelenlegi olajindexált árat felváltó piaci árazás révén realizálhatnak. Ahhoz, hogy ezt a hasznot becsülhessük, előrejelzéssel kell rendelkezünk mind a várható olajindexált gázárról, mind pedig a számunkra releváns kontinentális piacon várható gázárról.

Egyszerűbb az eset az olajindexált gázárral (P_o): itt az árampiaci elemzésnél használt prognózissal dolgozunk a 2030-ig terjedő időszakra vonatkozóan.

A kontinentális európai gázár-prognózisunkat (P_{piaci}) a keleti forrású olajindexált gázárhoz képest – konzervatívan – 10%-kal alacsonyabb szinten rögzítjük. Ennek háttérében a 2009 óta tapasztalt nyugati azonnali piaci árcsökkenés és a mögötte meghúzódó döntő tényező, a nem-konvencionális gáztermelés tartós amerikai térnyerésére áll. **Az árampiaci modellfuttatásokat ezzel a piaci árprognózissal végeztük el.**

Ugyanakkor elképzelhetőnek tartunk egy ennél optimistább kontinentális európai gázár-prognózist is, amelyet az USA földgáz nagykereskedelmi piaci (Henry Hub árák) árelőrejelzésére alapozunk. A 2011. évre az olajindexált árhoz képest egy 10%-kal olcsóbb induló árral számolunk, és feltételezzük, hogy 2030-ig az árnövekedés dinamikája a Henry Hub árnövekedési pályáját követi (Energy Information Administration – EIA – alapján). Ezzel azt feltételezzük, hogy az atlanti térségi gázpiaci verseny ereje ugyan nem lesz elég ahhoz, hogy az amerikai gáz nagykereskedelmi árszint legyen a jövőben mérvadó Európában, arra azonban elegendő lesz, hogy az árák kis mértékben az olajindexált árák alatt maradjanak. Az így kapott árelőrejelzésünket és az olajindexált előrejelzést a 42. ábra hasonlítja össze.

42. ábra: Olajindexált és Henry Hub árnövekedési dinamikán alapuló gázár-prognózisok, 2010. évi forint bázison



Forrás: EIA, REKK becslés

Az utóbbi előrejelzés mögött húzódo jelenségek újkeletűek és az alkalmazott gondolatmenet sem magától értetődő, ezért az érdeklődő olvasók ennek összefoglalóját a függelékben olvashatják.³⁸ **Noha az előrejelzést megalapozottnak tarjuk, túlzottan optimista eredménye miatt nem alkalmazzuk sem az árampiaci modellezésben, sem a fejlesztési projektek megtérülésének elemzésekor.**

III.8. Egy új hosszú távú szerződés árazási opcióinak elemzése egy infrastrukturális lehetőségeket számba vevő regionális gázpiaci modell segítségével

A hosszú távú szerződések megkötéséhez kapcsolódó vevői és eladói alkupozíciók értékelése összetett feladat, különösen annak fényében, hogy a döntésben a szektorhoz közvetlenül nem kötődő politikai szempontok is szerepet játszhatnak mindkét fél részéről. Jelenleg azonban ez utóbbiaktól eltekintünk és egy lehetséges, tisztán gazdasági alapú gondolkodási keretet mutatunk be a különböző infrastruktúra-fejlesztési opciók szerződéses árhatásainak értékelésére. A gondolkodási keret erősen egyszerűsítő, azonban jól mutatja a főbb alternatívákat.

³⁸ Megjegyezzük, hogy ezzel az árprognózissal nem futattuk a modelleket, amelyek ekkor még nagyobb árelőnyt és nagyobb földgázfogyasztást eredményeztek volna.

Az elsődleges kérdés az, hogy az évtized második felében (a jelenlegi hosszú távú importszerződés lejárta után) melyik összekötő vezetékkel milyen árszinten levő piacokat érhetünk el. A REKK saját fejlesztésű regionális földgázpiaci modelljének segítségével elemeztük a környező országok lehetséges árszintjeit, és arra az eredményre jutottunk, hogy az olasz-osztrák, illetve az osztrák-szlovák vezetékek kétirányúsításával mind Ausztrián, mind Szlovákián keresztül elérhetővé válnak a jelenlegi olajindexátnál alacsonyabb árú forrást biztosító piacok. Ugyanezek a lehetőségek korlátozott mértékben Horvátországon és Szlovénián keresztül is rendelkezésre állhatnak, miután a horvát-magyar vezeték kétirányúsítása megtörténik.

Az évtized közepére becsült keleti-nyugati (olajindexált vs. spot) árkülönbségre egy óvatosabb 10 százalékos és egy optimistább, a Henry Hub dinamikával becsült³⁹ 20 százalékos scenáriót vizsgálunk. Mindez független attól, hogy a nyugati irányból érkező molekula is nagy valószínűséggel orosz eredetű lesz. A versenyhelyzet nem arra alkalmas, hogy teljes egészében kizárjon egy drágább árat kérő szállítót a piacról, mindössze elegendő mértékben lecsökkenti piaci részesedését ahhoz, hogy jobban megérje számára inkább egy alacsonyabb árat kérve nagyobb mennyiséget értékesíteni, mint kitartani a magas ár és kis részesedés mellett.

Az alábbi elemzésben azt feltételezzük, hogy az Európai Unió harmadik energiacsomagjának megvalósulásával a térség földgázpiacai jelentős mértékben integrálódnak, így a régió földgáz piaci likviditása oly mértékben megnő, hogy a térség országaival hatályos hosszú távú szerződéses szállítások ellenére a nem olajindexált árazású földgáz termékek rendelkezésre fognak állni. Ennek köszönhetően mind az osztrák-magyar, mind a tervezett szlovák-magyar vezetéken keresztül importált földgáz teljes egészében orosz eredetű lehet, vagyis a kifizetett ár végső soron ugyanúgy az orosz szállítóhoz kerül, mintha az ukrán-magyar határon keresztül importáltuk volna. Az egyetlen különbség az, hogy Ausztrián⁴⁰ vagy Szlovákián⁴¹ keresztül vásárolva a kifizetett – és a szállító által megkapott – összeg csak a jelenlegi olajindexált árpálya 90, illetve 80 százalékát teszi ki 2015-ben.

Ezzel szemben Horvátországon keresztül ténylegesen alternatív szállítótól történő forrásbeszerzést feltételezünk, ami összhangban áll azzal, hogy a verseny kialakulása a közép-európai régió nyugati szélén elhelyezkedő országokban sem jönne létre alternatív szállítók nélkül. A horvát-magyar vezetéken keresztül érkező import tehát – feltevéseink szerint – tényleges kiszorító hatással van az orosz eredetű gázértékesítésekre.

³⁹ A becslés háttérét lásd a 4. Függelékben és III.7 fejezetben.

⁴⁰ Az osztrák gázhálózat német határkeresztező kapacitásainak köszönhetően jelenleg is jól integrált a nyugat-európai rendszerbe. A nyugat-európai forrásokhoz való hozzáférésnek köszönhetően az orosz gáznak versenyeznie kell ezekkel az árakkal, így alacsonyabb árszint alakul ki az orosz import gáz árazásában azokhoz a piacokhoz képest, ahol a nyugati vagy más alternatív források nem érhetőek el.

⁴¹ A meglévő szlovák szállítóvezeték infrastruktúra 2013-ra történő megfordításával Szlovákia integrálódhat a nyugat-európai gázhálózatba, ez által megteremtve a gáz-gáz versenyt az ország területén.

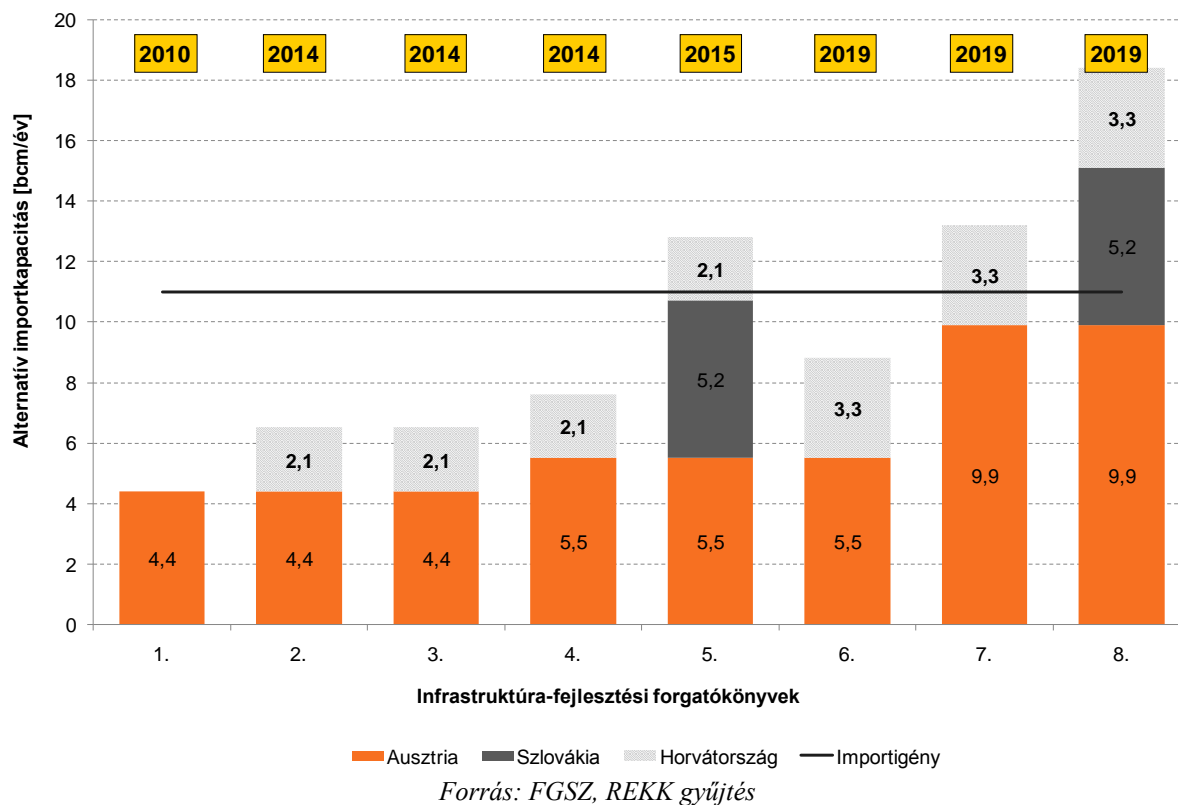
Az elemzés során a magyar importigényre 11 bcm-nyi gázmennyiséget feltételeztünk, ami konzervatív felülbecslése a 2010-2020 közötti tényleges kitétségünknek. Az importlehetőségek mennyiségi számításakor – a regionális gázmodell segítségével – nem csak a közvetlen összekötő kapacitások fizikai nagyságát, hanem a vezeték másik oldalán levő országok keresleti-kínálati viszonyait és egyéb határokon való importkapacitárait is figyelembe vettük.

Az alábbi 8 forgatókönyvet hasonlítottunk össze egymással az infrastruktúra-fejlesztési opciók mentén:

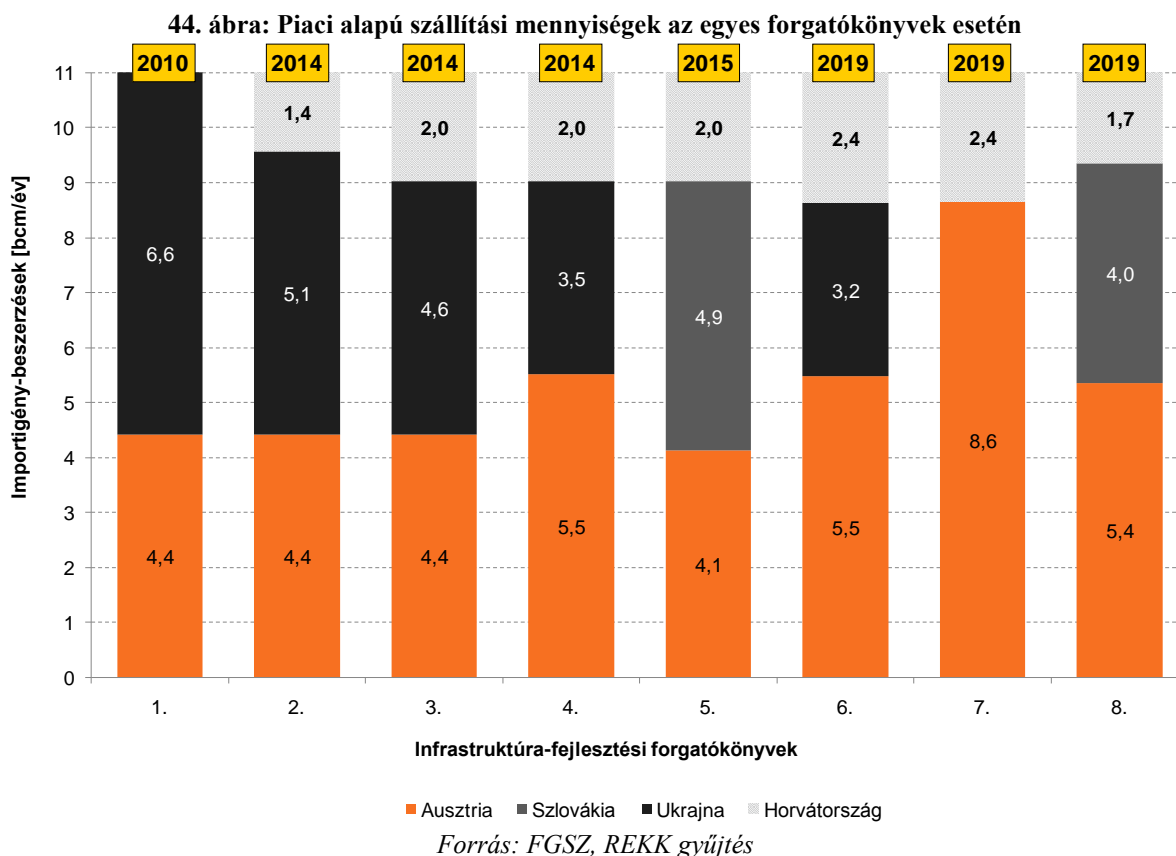
1. Jelenlegi infrastruktúra (ukrán és osztrák irányú importlehetőség).
2. Horvát-magyar vezeték kétirányúsításának első fázisa (2,1 bcm, 2014).
3. Horvát irányú importlehetőség (2,1 bcm) plusz a tervezett olasz-szlovén (0,26 bcm, 2014), osztrák-szlovén (0,15 bcm, 2014) és szlovén-horvát (1,1 bcm, 2011) bővítések megvalósulása.
4. Horvát irányú importlehetőség (2,1 bcm és kapcsolódó bővítések) plusz HAG bővítés első fázisa (1,1 bcm, 2011).
5. Horvát (2,1 bcm) és osztrák (+1,1 bcm) import, plusz szlovák-magyar összeköttetés (5,2 bcm, 2015)
6. Horvát (2,1 bcm) és osztrák (+1,1 bcm) import, plusz a horvát-magyar irányú bővítés második fázisa (1,1 bcm, 2019)
7. Horvát (3,3 bcm) és osztrák (+1,1 bcm) import, plusz az új osztrák-magyar vezeték (4,4 bcm, 2019).
8. Teljes horvát (3,3 bcm), osztrák (5,5 bcm) és szlovák (5,2 bcm) irányú importkapacitás-bővítés 2019-ig.

A forgatókönyvek szerinti maximális közvetlen importkapacitást – az ukrán-magyar vezetéken kívül – az alábbi ábra mutatja. Az egyes forgatókönyvek felett feltüntettük a bővítés kivitelezésének évét a jelenlegi hálózatfejlesztési tervek szerint

43. ábra: Infrastruktúra-fejlesztés forgatókönyvek a szerződéskötési alkupozíció vizsgálatához



A regionális gázpiaci modellezésünkből kapott éves szállítási mennyiségeket a 44. ábra mutatja be. A közvetlenül Ukrajnán keresztül érkező földgáz mennyisége maradékelven alakult ki, mivel az alternatív irányokból olcsóbb források elérhetőségét feltételeztük.



Látható, hogy a 4. forgatókönyvtől kezdve erős csökkenésnek indul a magas árú, Ukrajnán keresztül érkező „közvetlen” orosz forrás iránti igény. Amennyiben akár a szlovák-magyar, akár a második osztrák-magyar összeköttetés megvalósul, az ukrán-magyar vezeték teljesen kiváltható olcsóbb forrásokkal.

Érdeemes azonban azt is megvizsgálni, hogy miként alakul az 1-4. illetve 6. forgatókönyvekben az ukrán vezetéken keresztül érkező gáz árazása az alternatívák ismeretében. Ehhez elsősorban a szállító által viselt költségek becslésére van szükség, amihez a jelenlegi, 1996-2015 közötti időszakra szóló szerződés olajindexált árazási képletét használjuk fel.

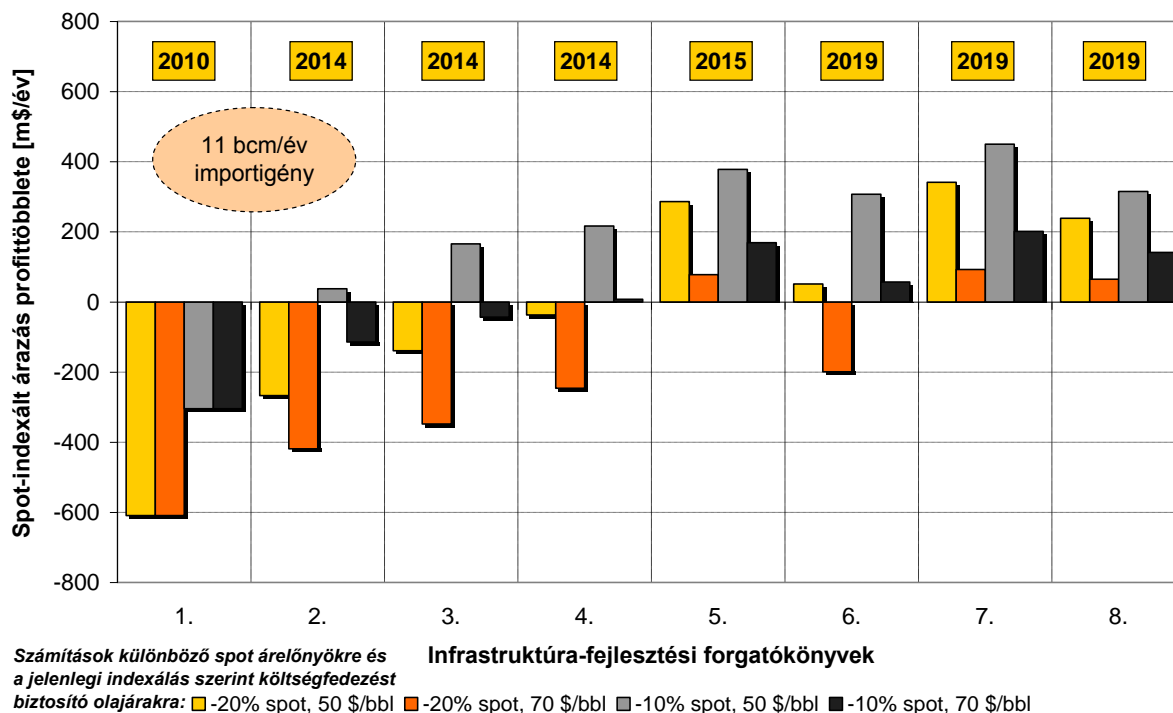
Az 1990-es évek közepén végzett EIA olajár-becslések (Annual Energy Outlook, 1995-1996) alapján a szerződéses időszakra 2009-es reáláron hozzávetőlegesen 34 dollár/hordós átlagos olajárral lehetett számolni. Az erre épített olajár-indexált gázárképlet és az évi átlagosan 10 bcm-nyi importált mennyiség feltehetően már fedezte volna a szállító költségeit és megfelelő megtérülést biztosított volna számára. Az alábbiakban – részint a szállított mennyiség várható csökkenésének okán – azt feltételezzük, hogy a szállító költségei 2015-ben 50-70 dollár/hordós ár mellett térülnének meg, ha a szerződéses importár továbbra is a jelenlegi olajindexálás szerint alakulna.

Kétféle stilizált árazási stratégiát elemzünk. Az elsőben („olajindexált árazás”) fennmarad az ukrán-magyar vezetéken keresztül érkező import eddigi árképlete (95 dollár/hordós várható

olajár mellett), míg a másodikban („spot árazás”) az orosz szállító elfogadja a 10, illetve optimistább szemléletben 20 százalékkal olcsóbb spot indexálást, viszont így cserében – közvetlen és közvetett módon – megtartja a teljes 11 bcm-es importpiacot.

A két árazási stratégia várható éves profitja összevethető egymással a különböző forgatókönyvek és a különböző költségfedezési szintekre vonatkozó feltevések mellett. Ennek eredményét mutatja a következő ábra.

45. ábra: A spot indexálás éves földgázfeladáói profittöbblete az egyes forgatókönyvek esetén



Forrás: REKK számítások

A 45. ábra minden egyes infrastruktúra-fejlesztési forgatókönyvhöz négyféle esetben mutatja a spot-indexált árazás éves profittöbbletét (11 bcm/év importigényt feltételezve). Az első eset viszonylag olcsón leszállítható (50 \$/hordós olajár mellett megtérülő) földgázra és 20 százalékos spot árelőnyre vonatkozik. A második esetben a spot árelőny változatlan, viszont a gáz beszállítói költsége magasabb (csak 70 \$/hordós olajár mellett térül meg). A harmadik és negyedik eset egy óvatosabb, 10 százalékos spot árelőnyt tartalmaz alacsony és magas beszállítói gázköltség mellett.

Ha az egyes esetekhez és hálózatfejlesztési forgatókönyvekhez negatív profittöbbletek tartoznak (mint például az 1. forgatókönyv mind a négy esetéhez), akkor az orosz fél számára jobban megéri a magasabb, olajindexált áron adni a földgázt. Pozitív értékek mellett a következtetés fordított.

Általánosságban igaz, hogy a kisebb spot árelőny egyben növeli is annak valószínűségét, hogy sikerül spot-indexált árazást kialakítani az importszerződésben, hiszen ekkor az orosz

szállító vesztesége is kisebb az olajindexálás feladásával. Természetesen a kisebb spot árelőny egyúttal kevesebb megtakarítást is jelent a piaci árazásra való áttérés esetén.

A gáz költségek növekedése ugyanakkor ezzel éppen ellentétes hatást fejt ki. Minél magasabb költséget okoz ugyanis a földgáz leszállítása az orosz fél számára, annál kevesebbet nyerhet az alternatív (modellünkben a horvát határon keresztül érkező) források agresszív – vagyis spot-indexált – árazással történő kiszorításával. Ebből következően kevésbé is fog hajlani az olajindexálás feladására.

A számításaink alapján elmondható, hogy az 1-3. forgatókönyvek mellett, vagyis kizárólag a jelenlegi infrastruktúrára (és a horvát-magyar vezeték 2019 előtt várható importkapacitásbővítésére) hagyatkozva, az orosz fél számára szinte bármelyik költség szintet és spot árelőnyt tekintve megéri az olajindexálás fenntartása. Vagyis további bővítés nélkül nem valószínűsíthető a nyugati árszinthez történő igazodást lehetővé tevő „árendemény” megadása.

Mérsékelt spot árelőny és/vagy alacsony beszállítói földgáz költség mellett a 4. és a 6. forgatókönyv (mérsékelt HAG-bővítés, illetve a horvát-magyar kétirányúsítás második szakasza) már tartalmaz olyan kimeneteket, amelyek szállítói szempontból indokoltá tehetik a spot-indexálásra való áttérést.

Valójában azonban – amint azt az 5. és 7. forgatókönyvek mutatják – egy második HAG-vezeték vagy a szlovák-magyar összeköttetés közül legalább az egyikre szükség lenne ahhoz, hogy viszonylag széles költségfedezési skálán mozogva (amiről sajnos nem állnak rendelkezésünkre további információk) és nagyobb spot árelőnyök mellett is megérje az orosz fél számára a nyugati spot árazás – vagy egy ezzel egyenértékű olajindexált árcsökkenés – elfogadása a következő gázszállítási szerződésben.

Az 5. és 7. forgatókönyvekből következő erős magyar alkupoziáció egyben azt is valószínűsíti, hogy a következő évtizedre várható földgáz-importigények mellett a két nagy beruházás közül már az egyik is elegendő a piaci árakon történő gázbeszerzés megvalósításához.

Nem szabad ugyanakkor figyelmen kívül hagynunk, hogy a 2020 utáni évtizedben feltehetően jelentősen megnövekszik majd az erőművi szektor földgáz-felhasználása, ami plusz 3-4 bcm/év addicionális importigényt is generálhat, különösen akkor, ha ezzel egy időben a hazai kitermelés is visszaesik. Ugyan az ellátás biztonságát a szlovák-magyar összekötő vezetékkel vagy a HAG 2-vel felfejlesztett infrastruktúra ebben az esetben is garantálni tudja majd, de a gázpiaci verseny fenntartásához a másik nagy vezetékprojekt megvalósítására is szükség lehet. Ennek elkerülhetetlenségét azonban jelenleg nem lehet határozottan állítani.

III.9. A diverzifikált földgázbeszerzési lehetőség megteremtésének nettó társadalmi haszna

Minden együtt áll ahhoz, hogy a diverzifikációs fejlesztések társadalmi szempontú „kívánatosságát” megítélhessük. Erre az alábbi két fő lehetőség nyílik. Egyrészt

számszerűsíthetjük a fejlesztések nettó társadalmi hasznát. Ehhez a 2010-2030 évek között minden évre ki kell számolnunk a fejlesztési projekt megvalósítása következtében keletkező nettó jólétváltozást, majd ezen értékeket előre megadott diszkontráta mellett jelenértékre kell hoznunk. Adott évre a nettó jólét változás értékét az olajindexált árhoz képest realizált árelőny ($dP = P_o - P_{piaci}$) és a két gázár forgatókönyv esetén jelentkező kereslet számtani átlagának szorzataként adódó érték⁴² (haszon, pozitív érték) és az adott évi fejlesztési beruházási igény (költség, negatív érték) összege adja meg.

A projektek nettó társadalmi haszna természetesen döntő mértékben függ attól, hogy milyen feltételezéssel élünk a nyugatról elérhető földgázforrások jövőbeni áráról (lásd III.7 rész). Az e feltételezéssel kapcsolatos bizonytalanság kizárása érdekében a megtérülési számításaink során egy, a nettó társadalmi haszon számításnál sokkal konzervatívabb megközelítést alkalmazunk.

Azt az olajindexált árhoz képest értelmezett **árkülönbséget** (dP), illetve **árelőnyt** (%dP) keressük, **amely mellett** a bemutatott infrastrukturális **fejlesztések éppen megtérülnek**. A jóléti többlet számítását is leegyszerűsítjük, és ezáltal konzervatívabbá tesszük olyan módon, hogy csak az olajindexált árazás melletti fogyasztással szorozzuk meg az árkülönbséget, figyelmen kívül hagyva azt a további társadalmi haszon többletet, ami abból származik, hogy alacsonyabb piaci ár mellett a fogyasztás is nagyobb.⁴³

III.9.1. Eredmények

A 14. táblázat tartalmazza, hogy a teljes fejlesztési projekt (POLICY), illetve a HAG2 nélküli infrastruktúra-fejlesztés (NO HAG2) a különböző reál diszkontráták esetén milyen nyugatkeleti állandó árkülönbséget és százalékos árelőnyt mellett térülne meg.⁴⁴

14. táblázat: A POLICY és NO HAG2 földgázvezetési fejlesztési projektek megtérüléséhez szükséges árkülönbséget (forint/m³) és százalékos árelőnyt (%)

	Diszkontráta	MAX GAZ		MIN GAZ		REF	
		dP	%dP	dP	%dP	dP	%dP
Policy	5%	2,7	2,5%	3,2	3,1%	2,8	2,6%
	8%	5,5	5,1%	6,4	6,2%	5,6	5,4%
NO HAG 2	5%	1,0	0,9%	1,2	1,2%	1,1	1,0%
	8%	2,3	2,2%	2,7	2,6%	2,3	2,3%

Forrás: REKK elemzés

⁴² Fogyasztói többlet növekmény.

⁴³ Azaz a holttehervesztéssel már nem számolunk.

⁴⁴ Nulla nettó jelenérték, azaz az árkülönbségek mellett a projektek ilyen reál haszonkulcsokat eredményeznek.

Mint látható, az infrastrukturális fejlesztések megtérüléséhez szükséges nyugat-keleti árkülönbözet HAG2 nélkül a társadalmi projektek esetén indokolt 5%-os reálhozam mellett nagyon alacsony 1 – 1,2 HUF illetve 0,9%-1%. Még 8%-os reálhozam mellett is mind a három forgatókönyv esetén 3% alatt marad a megtérüléshez szükséges árelőny, azaz az általunk feltételezett piaci ár mellett (10%-kal olcsóbb) mindkét esetben nagy biztonsággal megtérülne ez a fejlesztési változat.

Az összes infrastrukturális fejlesztés (Policy) megtérüléséhez már minden diszkontráta mellett magasabb árkülönbözet szükséges. Ugyanakkor a 8%-os reál diszkontráta melletti megtérüléshez szükséges árelőny még ebben az esetben is 7% alatt marad.

A fentiekén túl a HAG2 bővítés nélküli változat esetében még megvizsgáltuk, mennyire érzékeny a megtérülés a beruházási összeg növekedésére. Tökéletesen számszerűsíteni nem tudtuk, hogy a vizsgált infrastruktúra-fejlesztésekhez milyen mértékű belföldi hálózatfejlesztésekre van szükség, ezért két esetet vizsgáltunk meg. Az egyik amikor a belföldi fejlesztések költsége a határkeresztező beruházás 30%-ának felel meg, a másik, amikor a belföldi fejlesztési igény eléri annak 50%-át.

15. táblázat: A NO HAG2 változat megtérülése belföldi fejlesztési költségek feltételezése mellett. Árkülönbözet (dP, forint/m³) és százalékos árelőny (%dP, %)

	Diszkontráta	MAX GAZ		MIN GAZ		REF	
		dP	%dP	dP	%dP	dP	%dP
Beruházás*1,3	5%	1,3	1,2%	1,6	1,5%	1,4	1,3%
	8%	3,0	2,8%	3,5	3,4%	3,1	2,9%
Beruházás*1,5	5%	1,5	1,4%	1,9	1,8%	1,6	1,5%
	8%	3,5	3,2%	4,0	3,9%	3,5	3,4%

Mint látható, az eredmény ezekben az esetekben is nagyon kedvező. Ha a társadalmi projekteknél indokolt 5%-os reálhozam melletti megtérülést vizsgáljuk, a megtérüléshez minden esetben elegendő 2% alatti árelőny és 8%-os reálhozam mellett 4%-os árdifferencia biztosítja a projektek pozitív nettó jelenértékét.

III.10. A gázpiacra vonatkozó eredmények összefoglalása

A jelen fejezetben bemutatott elemzések egybehangzóan támasztják alá annak a kérdésnek energia- és gazdaságpolitikai jelentőségét, hogy milyen gázbeszerzési lehetőségeket tudunk kialakítani a jelenlegi hosszú távú gázbeszerzési szerződésünk lejártának (2015) időszakára. A nem orosz irányú beszerzési lehetőségeink nettó importigényünkhöz viszonyított aránya döntő módon fogja meghatározni a későbbi beszerzésink árazását meghatározó alkupozíciónkat. Az alkupozíció felépítése nem orosz irányú gázimportot lehetővé tevő határkapacitás bővítő

fejlesztéseket igényel. E fejlesztések tehetik lehetővé, hogy az olajindexált gázárzás helyett idehaza is a piaci alapú gázárzás válhasson a meghatározóvá 2015 után.

Vizsgáltuk egyrészt azt a kérdést, hogy mely hálózatfejlesztések elengedhetetlenek egy olyan alkupozíció kialakításához, amely mellett már az orosz félnek sem éri meg az olajindexált árázashoz történő ragaszkodás. Másrészt becsültük, hogy az olajindexált gázárhoz képest milyen mértékű árkülönbözet és százalékos árelőny teszi társadalmi szempontból megtérülővé e fejlesztések megvalósítását. Az alábbi eredményeket emeljük ki:

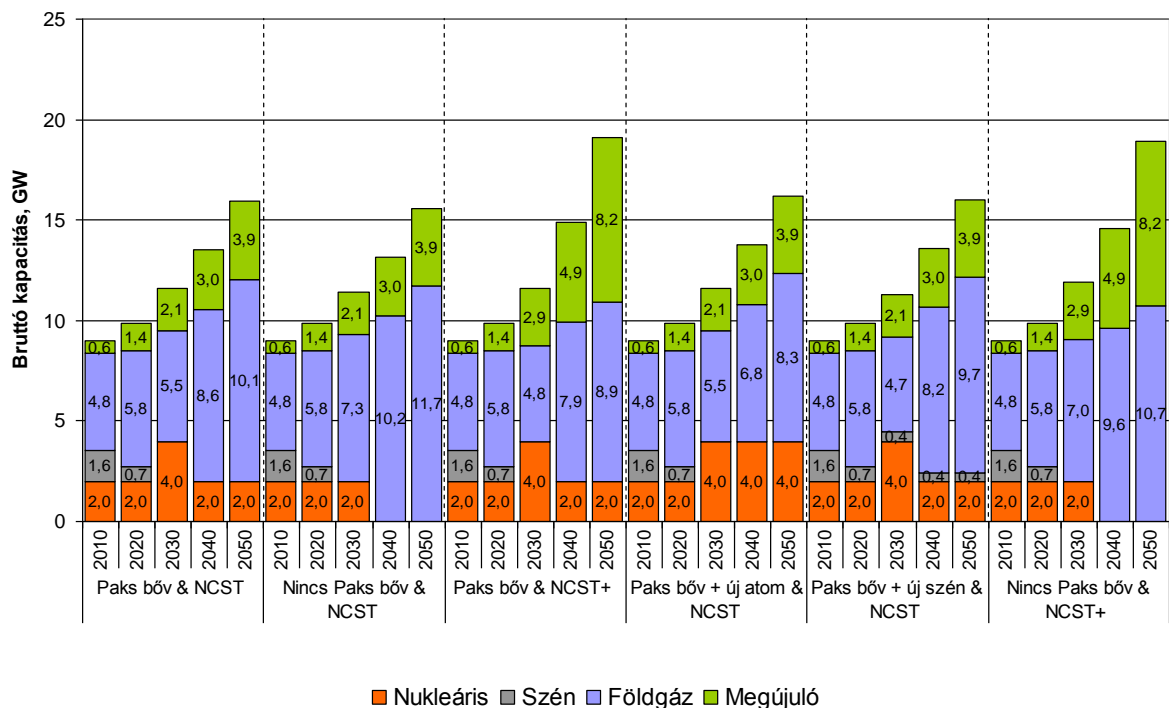
- A REKK regionális gázpiaci modelljével végzett elemzés és megtérülési számításaink egybecsengően azt jelzik, hogy a következő évtizedre várható földgáz-importigény mellett a szlovák-magyar összekötő vezeték vagy a HAG2 bővítés közül már az egyik is elegendő a piaci árakon történő gázbeszerzés lehetőségének megteremtéséhez 2015 utánra.
- A 2020 utáni évtizedben feltehetően jelentősen nő majd az erőművi szektor földgáz-felhasználása, ami plusz 3-4 Mrd m³/év addicionális importigényt is generálhat, különösen akkor, ha ezzel egy időben a hazai kitermelés is visszaesik. Ugyan az ellátás biztonságát a szlovák-magyar összekötő vezetékkel vagy a HAG2-vel felfejlesztett infrastruktúra ebben az esetben is garantálni tudja majd, de a gázpiaci verseny fenntartásához a másik nagy vezetékprojekt megvalósítására is szükség lehet. Erről elegendőnek tűnik a 2010-es évek második felében dönteni.
- A mosonmagyaróvári kompresszorbővítést és a szlovák-magyar vezetéket magában foglaló fejlesztési változat megvalósításának energiapolitikai prioritásként kezelése kétséget kizáróan indokolt. E változat 5%-os reál diszkontráta mellett már 1% körüli árelőny realizálása esetén is társadalmilag megtérülő projekt. Ha a kapcsolódó belső fejlesztési igényeket is figyelembe vesszük, a szükséges árelőny értéke 1,5% körül alakul. Ezek az értékek messze alulmúlják a piaci és olajindexált árelőrejelzéseink közötti várható különbséget (10-20% között a piaci árázás javára).
- A határkapacitások fejlesztése az eddig elemzett beszerzési költség csökkenés mellett további, jelen tanulmányban nem számszerűsített előnyökkel járhat a hazai gazdaság szereplői számára. Belföldi hálózatfejlesztésekkel kiegészülve a fenti fejlesztések többszörösére növelhetik a hazai földgázszállító vállalat tranzitforgalmát, de segítik a kiépült és tervezett földalatti földgáztárolók szolgáltatásainak regionális szintű értékesítését is. S amint láttuk, megteremtik a regionális szinten messze legjelentősebb gázbázisú erőműparkunk versenyképességének elsődleges feltételét.

Végül felhívjuk a figyelmet arra, hogy a fizikai kapacitások kiépítése szükséges, de nem elégséges feltétele a piaci gázárzás hazai térnyerésének. Ahhoz a hálózatokhoz, ezen belül a határkeresztező kapacitásokhoz való hozzáférés szabályainak hazánkban és a hazai ellátás szempontjából meghatározó régiós országokban (elsősorban Ausztria, Csehország, Horvátország, Németország, Olaszország Szlovákia és Szlovénia) úgy kell alakulniuk, hogy

azok ne akadályozzák a hazai piacra történő szabad és diszkriminációmentes gázszállítási szerződések megkötésének lehetőségét és ne tegyék lehetővé a szabad szállítási kapacitások „visszatartását”, stratégiai célzatú lekötését.

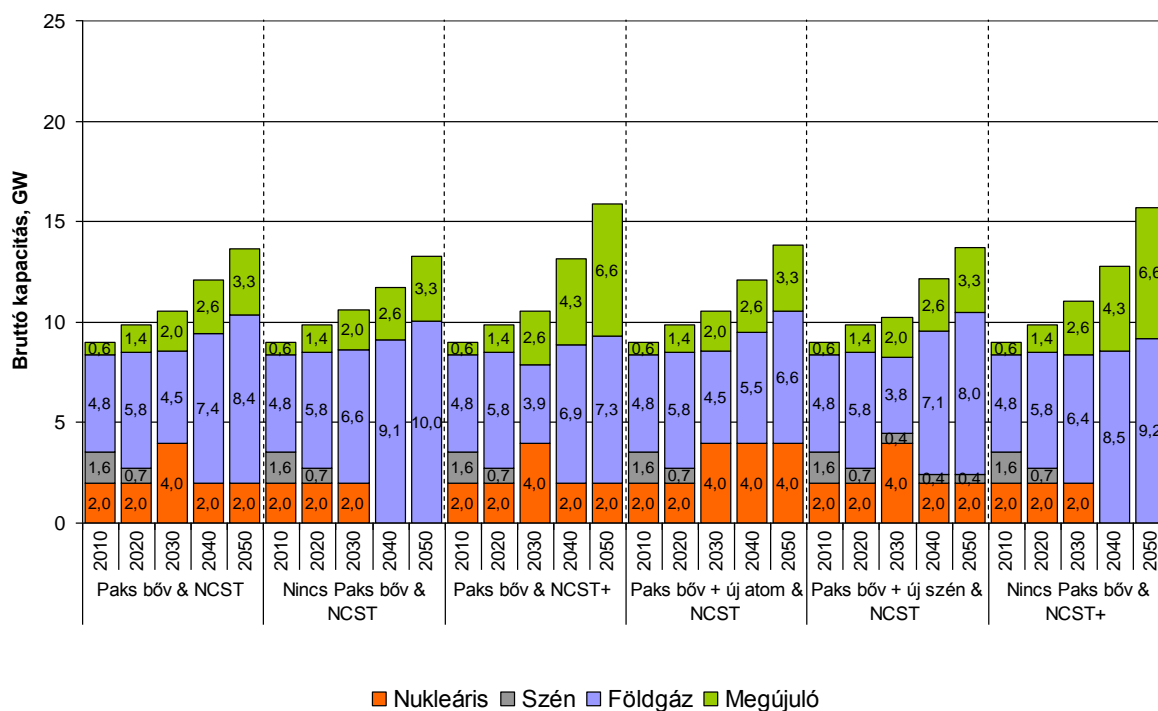
1. FÜGGELÉK. AZ ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEK KIALAKÍTÁSÁVAL KAPCSOLATOS TOVÁBBI EREDMÉNYEK

46. ábra: Kapacitás mix az egyes erőművi forgatókönyvekben 1,5 %-os keresletnövekedés mellett 2020-2050



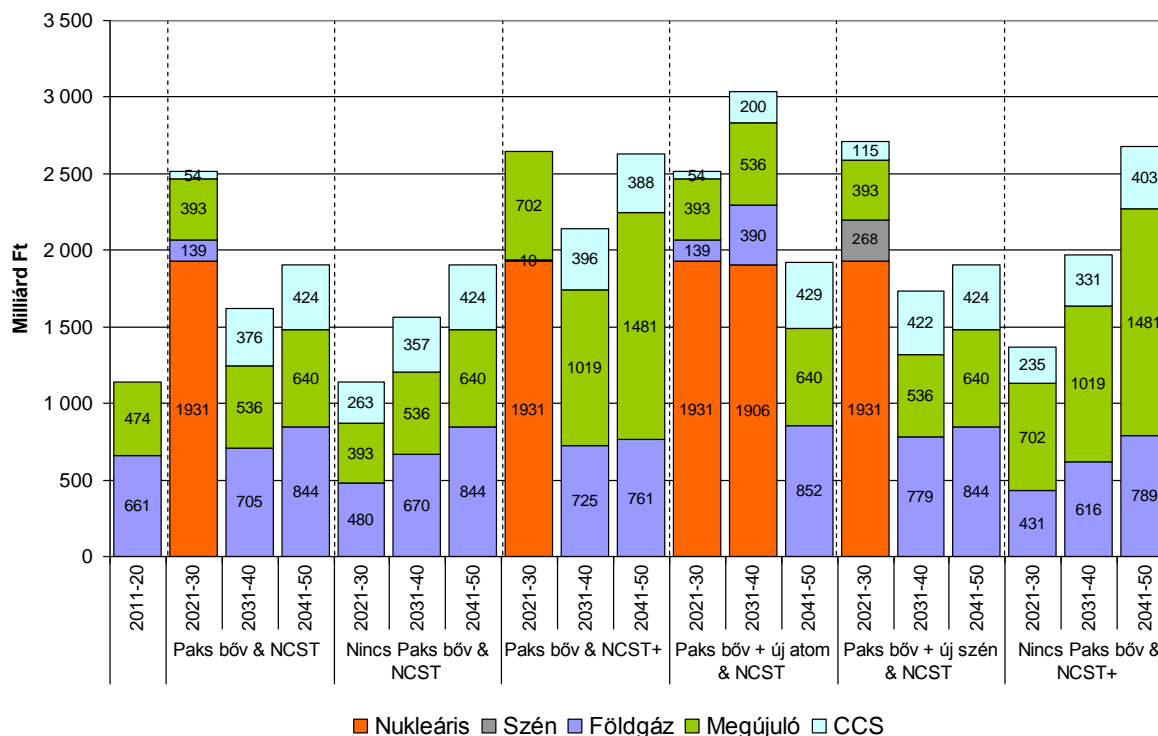
Forrás: REKK becslés

47. ábra: Kapacitás mix az egyes erőművi forgatókönyvekben 1 %-os keresletnövekedés mellett 2020-2050



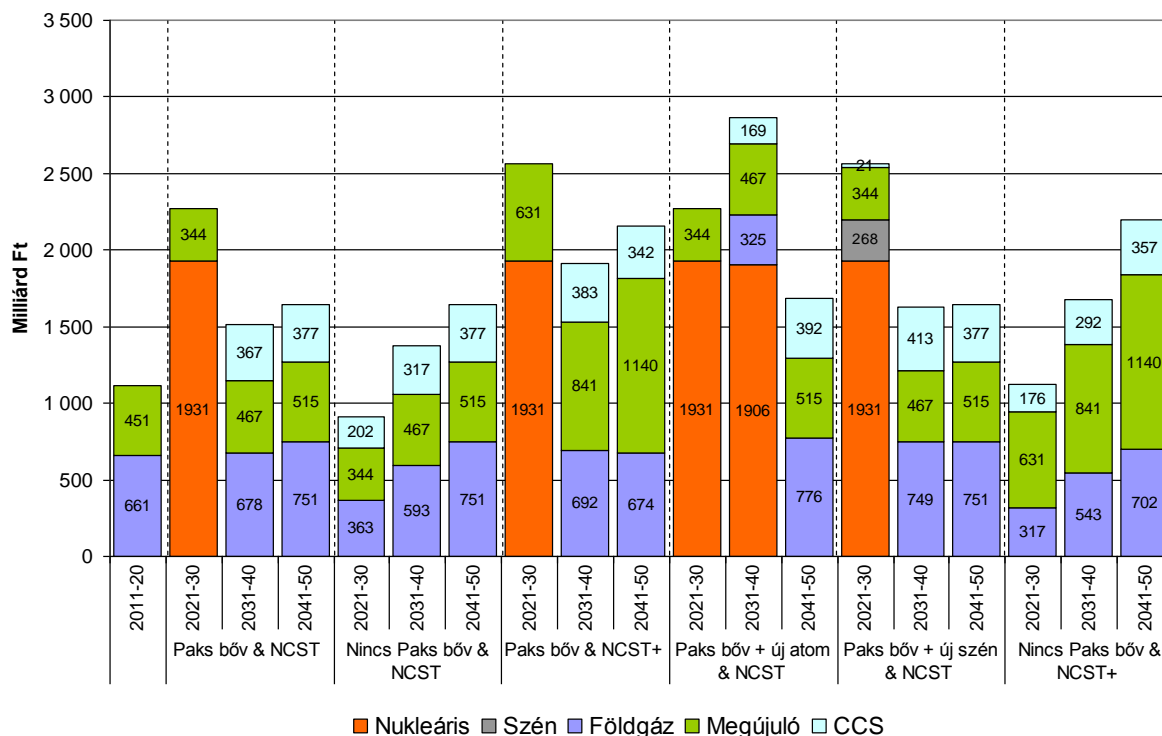
Forrás: REKK becslés

48. ábra: Az erőművi beruházási költségek 1,5 %-os keresletnövekedés mellett 2011-2050 (2009-es reálárakon)



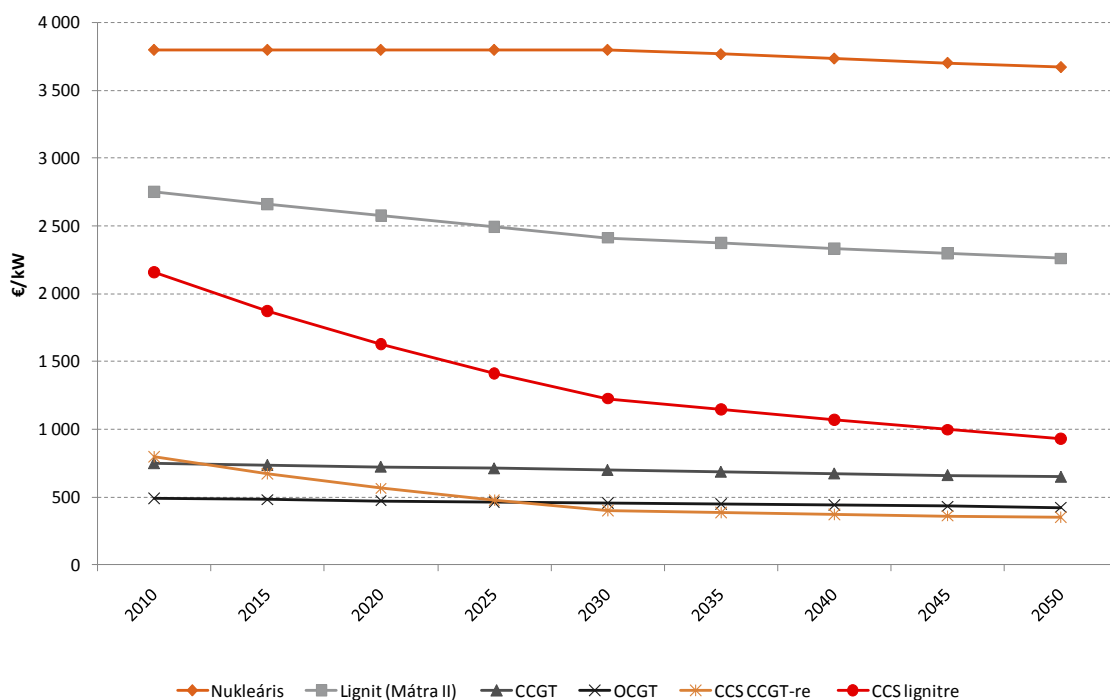
Forrás: REKK becslések

49. ábra: Az erőművi beruházási költségek 1 %-os keresletnövekedés mellett 2011-2050 (2009-es reálárakon)



Forrás: REKK becslések

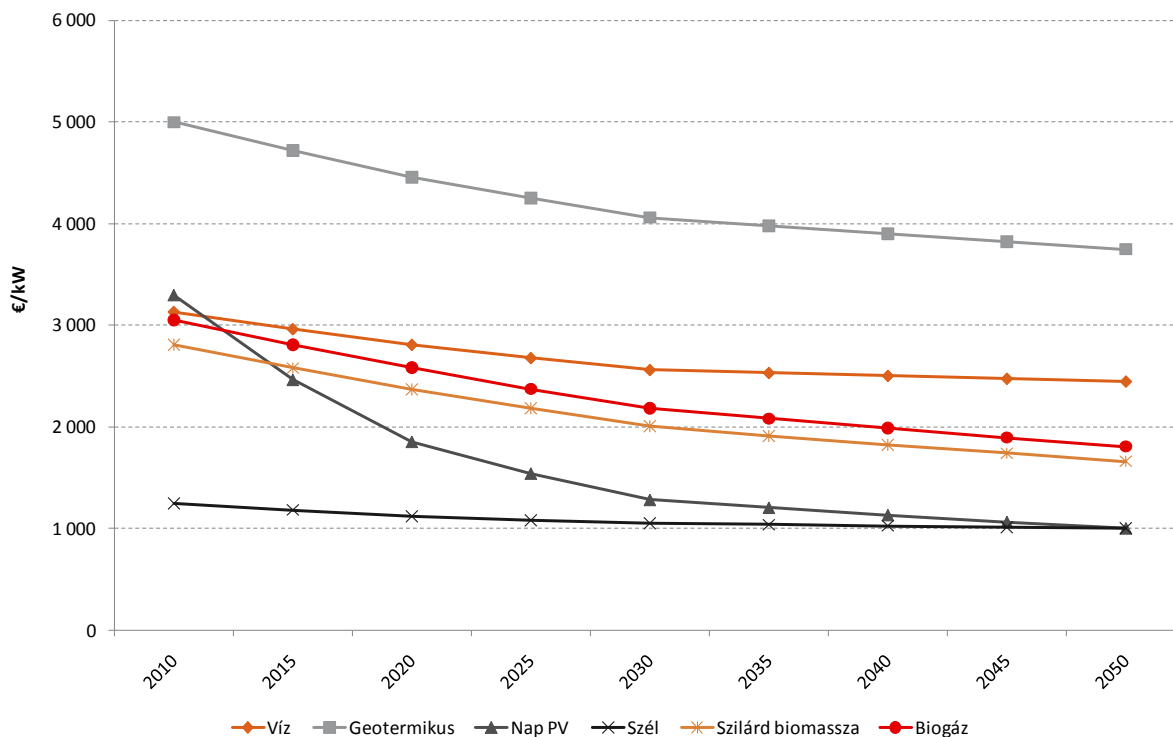
50. ábra: Hagyományos erőművek fajlagos beruházási költségeinek alakulása (2009-es reálárakon)



Megjegyzés: Az adatok a nettó kapacításra vonatkoznak

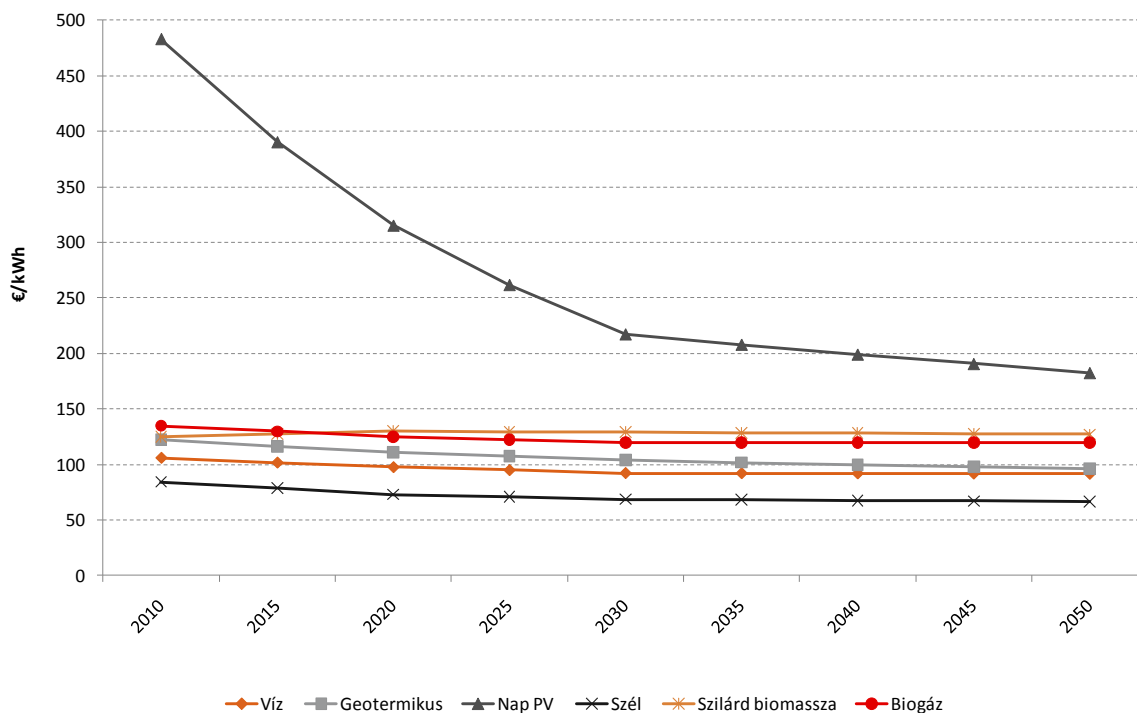
Forrás: Eurelectric (2010), ECF(2010), Platts (2011), Energiastratégia munkaanyag (2010) és REKK számítások

51. ábra: Megújuló erőművek fajlagos beruházási költségeinek alakulása (2009-es reálárakon)



Megjegyzés: Az adatok a nettó kapacításra vonatkoznak
 Forrás: ERCN (2010), Eurelectric (2010), ECF(2010) és REKK számítások

52. ábra: Megújuló erőművek önköltségének alakulása (2009-es reálárakon)



Forrás: ERCN (2010), Eurelectric (2010), ECF(2010), és REKK számítások

2. FÜGGELÉK. NUKLEÁRIS PROJEKTEK KÖZÉP-KELET EURÓPÁBAN

A következőkben a Közép-Kelet Európában tervezett atomerőművi projektek rövid történetét és aktuális helyzetét tekintjük át. Az egyes projektek bemutatásakor a főbb paraméterek (méret, reaktortípus, beruházó és stratégiai partner, üzembe lépés várható ideje) mellett a projekttel kapcsolatos kisebb-nagyobb eseményeket is áttekintjük. Ezen történések ismerete mind a projekt megvalósulási esélyeinek megítéléséhez, mind a leszűrhető tanulságok megfogalmazásához nagy segítséget nyújt.

Az anyag elkészítése során elsősorban a Platts Energy in East Europe és a Balkan Energy News kiadványait használtuk fel, kisebb mértékben pedig különböző hírügynökségek (world nuclear news; Reuters; Bloomberg stb) internetes híreit.

Csehország - Temelin

A Temelini erőmű 2020 utáni bővítésének terve már 2005-ben, az energiastratégia felülvizsgálata során elhangzott egyes kormányzati tisztségviselők részéről. A felépítendő blokkok száma, így a bővítés mértéke (1600-3000 MW) ekkor még nem volt tisztázott: azt attól tették függővé, hogy a bányászati korlátozások és a CO₂ szabályozás mennyire korlátozza a jövőbeni széntüzelésű erőműépítést.

Bár a 2006-ban alakult három párti jobb-közép koalíciós kormány (illetve a koalícióban lévő zöld párt) 2009. márciusi összeomlásáig blokkolta a nukleáris ambíciókat, a vezető pártok (a szociáldemokraták és a polgári demokraták) azonban mindvégig támogatták a nukleáris energia felhasználását. A cseh energiastratégia felülvizsgálata során mind stratégia elkészítéséért felelős ipari és kereskedelmi minisztérium, mind a kormány által felkért, a cseh tudományos akadémia elnöke, Vaclav Paces által vezetett bizottság az atomenergia súlyának hosszú távú növekedésével számolt: a 2008 őszén nyilvánosságra kerülő ún. Paces-jelentés szerint a 2005-ös 30%-ról 2030-ra 50%-ra kellene növelni a nukleáris alapú villamosenergia-termelés arányát.

Az energiapolitikai döntések meghozatalát nemcsak koalíciós viták, hanem a gazdasági és a környezetvédelmi tárca közti ellentétek is nehezítették. A cseh környezetvédelmi minisztérium mind a gazdasági tárcával, mind a CEZ-el számos ügyben konfrontálódott: előbbivel a bányászati korlátozások ügyében, utóbbival a Prunerovi széntüzelésű erőmű modernizálása során alkalmazandó technológia határfoka ügyében keveredett vitába (az energiapolitikai szempontjából mindkettő jelentős fontosságú ügy). A CEZ mindezek ellenére 2008 júliusában a környezeti hatásvizsgálati eljárás megindítását kezdeményezte a környezetvédelmi minisztériumnál. Az uniós jog által is szabályozott eljárás lefolytatása ugyanis 3 évet is igénybe vehet, így célszerű azt a beruházási döntést megelőzően megkezdni. A környezeti hatástanulmányt és a kapcsolódó, mintegy 2500 oldalas dokumentációt 2010 tavaszára készítette el a CEZ.

A Dukovany blokkok teljesítménynövelési és üzemidő-hosszabbítási munkálatait szintén annak ismeretében kezdte meg a CEZ 2007-ben, hogy az akkori koalíció hivatalosan ellenezte a nukleáris energia jövőbeni alkalmazását; jóllehet a beruházás a korábbi energiapolitikai tervezetek állandó eleme volt. A modernizációs munkálatok, melyek a 440 MW-os blokkok

teljesítményét 498 MW-ra növelik, az erőmű üzemidejét pedig 2045-ig kitolják, várhatóan 2012-re fejeződnek be.

A koalíció megbukását, és az ideiglenes kormány felállását követően elhárulni látszottak a politikai akadályok, így –az időközben formálódó új energiapolitika ismeretében, mely a nukleáris villamosenergia-termelés jelentős növekedésével számolt- a CEZ 2009 augusztusában meghirdette a tendert a két Temelin-i blokk (3. és 4. blokk) építésére. A tenderben további három atomerőművi blokk építésére is ajánlatot kért a társaság, melyek a szintén cseh Dukovany-i és a szlovák Bohunice-i erőművekben épülnének. A tender meghirdetésével párhuzamosan a CEZ több lehetséges kivitelezővel is tárgyalásokat kezdett az 500 mrd koronásra (20 mrd eurósra) tervezett beruházásról: a francia Areva, az amerikai Westinghouse, illetve cseh-orosz Skoda-Atomstrojexport konzorciummal kezdődtek egyeztetések.

A 2010. júliusában hivatalba lépett jobb-közép koalíció nyíltan kiállt a 2007 óta folyó Dukovany-i teljesítménynövelés és üzemidő-hosszabbítás, a Temelini erőműépítés, és a stratégiai vállalatok állami tulajdona mellett. A kormány 2011 végére ígéri az új energiastratégia véglegesítését, melynek célja -a kormányprogram szerint- az ellátásbiztonság és a diverzifikált energiamix megteremtése. A gyakorlatban ez a 2008 óta formálódó stratégia módosításokkal történő véglegesítését jelenti: a nukleáris villamosenergia-termelés változatlanul központi elemet foglal el benne, a bányászati korlátozások feloldását (ezt korábban a távhőtermelő cégek szorgalmazták) elveti, az engedélyezési eljárásokat pedig (beleértve a környezeti hatásvizsgálatra vonatkozó szigorú szabályokat) azonban jelentős mértékben egyszerűsíti. A kompromisszumos energiapolitikai döntések megszületése a gazdasági és a környezetvédelmi tárca közti viszony javulását jelzi, ami a nukleáris beruházások szempontjából nagyon kedvező fejlemény.

A nukleáris beruházásokat rendre kísérő csúszások a Temelini beruházást sem kímélték. A 2009-ben kiírt tender eredményhirdetését a CEZ eredetileg 2010-re, az üzembe lépést pedig 2020-ra tervezte. A tender eredményhirdetését a kormány (elsősorban a miniszterelnök, ill. a tendert felügyelő kormánybiztos) felszólítására 2013 végére, az üzembe lépés tervezett időpontját pedig 2025-re módosította. A tenderidőszak meghosszabbítását a kormánybiztos a tenderen induló társaságok kérésével és szakértői javaslatokkal indokolta, az üzembe lépés 5 éves halasztása pedig abból ered, hogy a törvény 12 éves maximális időtartamot határoz meg az erőmű építésére: 2013-as eredményhirdetés esetén az üzembe lépésnek legkésőbb 2025-ben kell megtörténnie. A sajtóban azonban a korábbinál kisebb igénybecslésre/kereslet-előrejelzésre (amely a gazdasági válságot és a 2022 utáni német üzemidő-hosszabbítást is összefüggésben) és az időközben bekövetkező 15-17%-os árcsökkenésre hivatkozva már korábban valószínűsítették, hogy a CEZ vélhetően pár évvel eltolja a beruházást (elemzők szerint a 2016-os 60-70 EUR/MWh körüli árak épphogy elegendőek a projekt megindításához). A beruházást a 32%-os CO2 adó kivétele is nehezíti, ami a CEZ-nek kb. évi 175 millió euróba kerül.

A projekt előkészítése során az állami befolyás erőssége jól érzékelhető. A tervezett blokkok típusa, kapacitása, és üzembe lépésének pontos időpontja általában a tender eredményeképp határozódik meg, ezért a kivitelező kiválasztása döntő fontosságú lépés a fenti paraméterek meghatározásában. A projekt levezénylésére (és a kormányzati szempontok érvényesítésére) a 2009-es átmeneti kormány kormánybiztost nevezett ki Vaclav Bartuska személyében, aki korábban “energiabiztonsági nagykövetként” tevékenykedett, és számos alkalommal az orosz beszállítóktól való függés veszélyeire figyelmeztetett (a kivitelező Skoda az orosz OMZ

tulajdonában van, a cseh reaktorok fűtőanyagát pedig jelenleg a Tevel szállítja). A kormánybiztos kinevezése a kormányzati elköteleződés prezentálása mellett lehetővé teszi, hogy a cseh politikai döntéshozók a projekt során (többek között a kivitelező kiválasztásakor) egyéb szempontokat is érvényesítsenek. Ilyen szempont lehet a cseh beszállítók aránya (a Westinghouse 70%-ot ajánlott), az 55 éves cseh nukleáris know-how megőrzése-átvitel, az üzemanyagciklusban (fuel-cycle) való erősebb részvétel (uránbányászat, fűtőrudak elkészítése, recycling).

A kormányzati befolyást maga a miniszterelnök (Petr Necas) is egyértelművé tette, mikor a tender biztonsági, gazdasági és külpolitikai kockázataira hivatkozva kijelentette, hogy a tender lefolytatásának és elbírálásának ütemtervének meghatározásában csak a kormány dönthet. A miniszterelnök 2011 februárjában azt is bejelentette, hogy további kérdések vizsgálatát tartja szükségesnek a projekt kapcsán. A vizsgálat, amely hat különálló jelentés elkészítését célozza, az értelemszerűen felmerülő kérdéseken túl (ilyen a szükséges hálózatépítési munkálatok tervezésének és kivitelezésének időigénye, a nukleáris felügyelet kapacitása, az új blokkok engedélyezésének költségei) olyan kérdésekre is kiterjed, mint pl. hogy melyek a projektet előkészítő koncepció gyengéi, a finanszírozáshoz milyen járulékos költségek kapcsolódnak, és hogy a tender induló ajánlattevők anyaországaival fenntartott kapcsolatot hogyan befolyásolja az ajánlat elfogadása vagy elutasítása.

Szlovákia – Bohunice és Mochovce

Szlovákiában jelenleg két atomerőmű üzemel: a Bohunicei és a Mochovcei erőmű. A Bohunicei erőmű négy 440 MW-os blokkból áll, melyből az első kettő, 1978-ban és 1980-ban épült blokkokat (V1 egység) 2006-ban és 2008-ban (az ország uniós csatlakozásának egyik feltételként) bezártak. A másik két 1984-ben és 1985-ben épült blokk (V2 egység) jelenleg is üzemel, a 2010-ben befejeződött teljesítménynövelési és üzemidő-hosszabbítási munkálatokat is figyelembe véve előreláthatólag 2025-ig. A Mochovcei erőművet szintén négy 440 MW-os reaktorra tervezték, de az erőmű jelenleg csak két 440 MW-os blokknak (1. és 2. blokk) ad otthont, melyek 1988-ban és 2000-ben léptek üzembe. A szlovák atomerőműépítési tervek minden szempontból ehhez a két erőműhöz kötődnek: a tervezett projektek, melyek a két meglévő telephelyen valósulnának meg, a nemrégiben bezárt, illetve a jövőben bezárásra kerülő blokkok pótlását célozzák.

Az első projekt a Mochovcei erőmű két 440 MW-os VVER-440/213-as blokkal való bővítése, melyek várhatóan 2012-ben és 2013-ban léphetnek üzembe. A beruházás célja az utóbbi években (2006. december 31-én és 2008. december 31-én) bezárt két Bohunicei blokk pótlása, és az ország nettó exportőri pozíciójának visszaszerzése. A Mochovcei blokkok (3. és 4. blokk) építése 1986-ban kezdődött, de pénzühiány miatt 1992-ben félbe szakadt, miután az építési munkálatok 70%-ban készen voltak és a berendezések 30%-át leszállították. Az építés újratekésztését/folytatását –jelentős kormányzati nyomás közepette- 2007 februárjában jelentette be a szlovák inkumbens villamosenergia-ipari társaság, a Slovesnke Elektrarne (SE), melynek tulajdonosa 2006-tól az olasz Enel. A projekt befejezése 2,8 mrd euróba kerül, melynek zömét az SE saját forrásból finanszírozza.

A második projekt a Bohunicei erőmű bővítésének a terve, mely az erőmű jelenleg is üzemelő V2 egységének pótlására irányul. A Bohunicei erőmű V2 egységének (3. és 4. blokkjának) teljesítménynövelésére és üzemidő-hosszabbítására indított 500 millió dolláros, 4 éves beruházás 2010 novemberében fejeződött be. A modernizációs projekt eredményeképp az érintett blokkok engedélyezett üzemideje 10 évvel, 2024/2025-ig tolódott ki.

A Bohunicei erőmű bővítésének lehetőségét (V3 egység) 2007 elején, a szlovák energiastratégia előkészítése során vetette fel először nyilvánosan az akkori gazdasági miniszter, Lubomir Jahnatek. A szlovák energiastratégia 2007 júliusi publikálásakor Szlovákia villamosenergia-ellátása szempontjából elsősorban a Bohunicei 2. blokk bezárása és a Mochovcei blokkok üzembe lépése közötti, 2009-től 2013-ig terjedő időszak mutatkozott kritikussá, amikor előreláthatólag az igények mintegy 20%-a csak importból lesz kielégíthető. A szlovák kormány ennek –részben- biztosítására 2007 szeptemberében egy 10 évre szóló keret megállapodást készített elő Ukrajnával, ami évi 2-4 TWh importot tett volna lehetővé (a megállapodás szerint a szlovák fél a határmetszések bővítéséről, az ukrán fél a Burstyni erőmű teljes UCTE-szinkronjának megteremtéséről gondoskodott volna). A projekt azonban nem valósult meg, a gazdasági válság pedig jelentősen visszafogta a szlovák villamosenergia-fogyasztást: az energiastratégiában 2010-re még közel 32 TWh fogyasztással számoltak, miközben a valóságban a 29 TWh-t sem érte el. Mindez a vártnál jóval kisebb, a fogyasztás alig 5%-át kitevő importot tett szükségessé. 2011-től az E.ON 417 MW-os Malzenicei CCGT erőművének üzembe lépésével az éves nettó importszükséglet 1 TWh-ra csökkenhet, ami a Mochovcei blokkok belépését követően, 2013-2014-től többet fordulhat. A Mochovcei blokkok belépését követő nettó exportóri pozíció azonban csak 2025-ig, a Bohunicei erőmű 3. és 4. blokkjának üzemidejének lejártáig tart.

A szlovák kormány a beruházás megvalósítását stratégiai partner bevonásával tervezi: 2008 decemberében a gazdasági miniszter bejelentette, hogy tíz potenciális vállalat közül a CEZ-t tartották legmegfelelőbbnek. A projekt végrehajtásával az állami tulajdonban lévő nukleáris erőmű-üzemeltető és hulladék ártalmatlanító vállalatot, a JAVYS-t bízták meg, aki 2009 májusában írta alá az új Bohunicei blokk (Bohunice-5) építéséről szóló részvényesi megállapodást (shareholder agreement) a CEZ-el. A megállapodás értelmében a 4-6 mrd euróra becsült beruházást megvalósító közös vállalatban a JAVYS 51%-os, a CEZ 49%-os részesedéssel rendelkezik. Az új blokk tervezett összkapacitása a választott technológia/reaktortípus függvényében 1000-1600 MW között lesz; a reaktortípus a tervek szerint a Westinghouse AP-1000 és az Areva EPR-je közül kerül ki. A szóba jöhető telephelyekhez legjobban illeszkedő technológiák értékelése, a projekt gazdasági értékelése, a finanszírozási szerkezet és az időbeli ütemezés a megvalósíthatósági tanulmányban szerepelne, melynek véglegesítését eredetileg 2010-re tervezték a felek.

A projekt előkészítése 2010-ben némileg lelassult, így az új blokk építésének eredetileg 2013-ra tervezett megkezdődése és 2020-ra tervezett üzembe lépése bizonyosan nem tartható. A lassulás egyik oka az, hogy a Bohunicei erőmű kivitelezőjének kiválasztását célzó tender kiértékelése, melyet a stratégiai befektető, a CEZ saját csehországi projektjeivel „egy csomagban” hirdetett meg, kb. három évet csúszik. A csúszást részben a cseh kormány politikai megfontolási, részben a keresleti- és árelőrejelzések gazdasági válságot követő csökkenése váltotta ki (lásd a Temelini projektről szóló részt). A megvalósíthatósági tanulmány véglegesítését, melyet 2010-re ígértek, a tender kiértékelésével párhuzamosan szintén elhalasztották.

A halasztás másik oka az, hogy a 2010-ben hivatalba lépő Radicova kormány elődjénél jóval hűvösebben viszonyul a projekthez: több alkalommal jelezte, hogy nem kíván állami pénzeket csatornázni az atomerőmű-építésbe (“egyetlen eurót sem...”), ezért elképzelhető, hogy további befektetőket kell bevonni a projektbe. A miniszterelnök azt is jelezte, hogy az erőművi beruházást a hazai igények kielégítésére kell alapozni, vagyis kétségbe vonta egy exportorientált fejlesztés létjogosultságát. Állami támogatás hiányában a beruházás 51%-os szlovák részének finanszírozása erősen kérdésessé válik, különösen annak fényében, hogy a

projekt megvalósításáért felelős állami vállalat nem azonos a nemzeti piacon inkumbensnek tekinthető vállalattal: a JAVYS eszközértéke csekély, sem erőműparkkal, sem átviteli vagy elosztói hálózatokkal, sem fogyasztói bázissal nem rendelkezik. Saját forrása nincsen, hitelképessége pedig –különösen a beruházás volumenéhez képest- jelentéktelen.

A kormány mindezek ellenére nem a szlovák erőművi kapacitások túlnyomó többségét (többek között a jelenleg üzemelő Bohunicei blokkokat is) tulajdonló tőkeerős inkumbenssel tervezi megvalósítani a beruházást. A döntés mögött többek között épp az a megfontolás húzódik meg, hogy az új atomerőművi blokkok révén a szlovák piacon jelenleg monopol pozícióban lévő Slovenske Elektrarne (SE) piaci erejét csökkentsék. Az SE, illetve többségi tulajdonosa, az olasz Enel a Bohunicei projektet meghirdető és elindító Fico kormánnyal meglehetősen feszült viszonyt ápolt. A gazdasági miniszter 2007 őszén domináns piaci pozíciójával való visszaéléssel és a nagykereskedelmi árak manipulációjával vádolta meg a vállalatot, de a Mochovcei beruházás időzítése kapcsán is erős nyomást gyakorolt a vállalatra.

Szlovénia - Krsko

A Krsko-i nukleáris erőmű bővítésének terve a 2007-es szlovén energiasztratégiában jelent meg először. A bővítés (melynek költségét 3,5-5 mrd euróra teszik) kérdésében teljes politikai konszenzus van, a részletkérdések (mikor, milyen konstrukcióban, milyen befektetőkkel, milyen finanszírozással, milyen technológiával stb) azonban egyáltalán nem tisztázottak. Az első tervek egy 1000-1600 MW-os reaktor 2017-es üzembe lépéssel számoltak, ezt az időpontot azonban a 600 MW-os Sostanji lignittüzelésű blokk terve, illetve a meglévő Krsko-i atomerőmű 20 éves üzemidő-hosszabbítási terve (2023-ról 2043-ra tolódna az erőmű bezárásának időpontja) legalább 2020-2025-ig kitolja. A Sostanji beruházás, mely az erőmű elavult (összesen 410 MW teljesítményű) 3. és 4. blokkját váltaná ki 2014-ben, előrehaladott fázisban van: a 800 millió eurós projekt finanszírozása már biztosított (az EIB 350, az EBRD 200 millió euróval támogatja a –finanszírozási költségekkel- 1,1 mrd eurós projektet), jelenleg a kivitelezővel (Alstom) folynak a tárgyalások.

A nukleáris erőmű építését hátráltathatja az is, hogy a gazdasági miniszter a két legnagyobb villamosenergia-ipari társaság, a HSE és a Gen Energija fúzióját szorgalmazza (a két vállalat együttesen az összes beépített erőművi kapacitás mintegy 90% felett rendelkezik), szlovén elemzői feltételezések szerint ugyanis a Gen Energija beruházási potenciálja az atomerőművi projekt helyett nagy valószínűséggel a HSE által vezetett Sostanji projektbe csatornázódna be (azon kívül egy összeolvasztott társaság meggondolja, hogy saját alaperőművének versenyt támaszt-e egy másikkal).

A horvát kormány eközben valamely szomszédos országban kezdeményezett nukleáris beruházásban történő részvételen gondolkodik: az egyik lehetséges opció a paksi bővítésben történő részvétel, a másik a krsko-i atomerőmű-építésben történő részvétel. Saját atomerőmű-építésbe csak akkor kezdenének, ha az előző két lehetőség egyike sem működik (Horvátországnak nincsen szakemberállománya, és a környezetvédelmi engedély megszerzése is nehézségekbe ütközhet). A horvát kormány ajánlatot kapott a Belenei projektben történő részvételre is, de azt a horvát fél elutasította a bolgár ajánlatot.

Románia - Cernavoda

Az eredetileg 5 blokkra méretezett Cernavodai erőműben, melynek építése még a nyolcvanas években kezdődött, jelenleg két, egyenként 700 MW-os Candu-6 típusú blokk működik (az 1. blokk 1996-ban, a 2. blokk 2007-ben lépett üzembe). Az erőmű 3. és 4. blokkjának megépítéséről szóló részvényesi megállapodás aláírására 2008 márciusában került sor: a román állami vállalat, a Nucearelectrica 20%-os, a többi magánbefektető 10-15% közötti részesedésekkel rendelkezett volna a projektben. A „szórt” részvényesi szerkezet célja az volt, hogy egyetlen magánbefektető se rendelkezzen meghatározó (az állami kontrollt veszélyeztető) részesedéssel a projektben. Fél évvel később a román állam a Nucearelectrica többségi részesedése mellett döntött. (Tette ezt annak tudatában, hogy az eredetileg 2,2 mrd euróra tervezett beruházási költség a Nucearelectrica becslése szerint egy év leforgása alatt 4 mrd euróra növekedett.) A többségi részesedés biztosításához a Nucearelectrica pénzügyi és természetbeni hozzájárulásán felül a román állam 1,02 mrd eurós állami támogatást nyújtott volna a projekthez. A többségi részesedés vélhetően azzal a kormányzati szándékkal állt összefüggésben, hogy a román erőművi portfólió 85%-át két nagy, vertikálisan integrált állami vállalatba integrálják. A 2009 márciusában létrehozott projektvállalat, az EnergoNuclear részvényesi struktúrája ennek megfelelően a következőképp alakult ki: Nucearelectrica 51%, Enel 9,15%, CEZ 9,15%, RWE 9,15%, GdF Suez 9,15%, Iberdrola 6,2%, ArcelorMittal 6,2%.

A piaci szereplők már 2009 szeptemberében arra számítottak, hogy a román kormány, amely a gazdasági válság következtében IMF-hitelszerződés megkötésére kényszerült, nem lesz képes biztosítani az 51%-os részesedéshez szükséges 1,02 mrd eurós támogatást, ezért részesedését kénytelen lesz jelentős mértékben (becslések szerint 20-25%-os szintre) csökkenteni. Egy évvel később, 2010 júliusában a román gazdasági miniszter (Adriean Videanu) hivatalosan is bejelentette, hogy a kormány csökkenteni kívánja az állami szerepvállalás mértékét. A Nucearelectrica valószínűleg szintén csak természetbeni hozzájárulás formájában tud hozzájárulni a projekthez (telephely és infrastruktúra, illetve nehézvíz biztosítása), így pontos részesedése ezek értékelésétől függően határozódik meg.

A külföldi befektetők már előzetesen jelezték, hogy készek részesedésüket növelni, ha a román kormány a Nucearelectrica részesedésének csökkentése mellett dönt. A projekt előkészítése ezért a román állami részesedés csökkentésére vonatkozó hírek dacára tovább haladt. 2010 elején Atomic Energy of Canada Ltd a műszaki konzultációs munkálatok elvégzésére, illetve a projekt műszaki és gazdasági megvalósíthatóságának vizsgálatára szerződött a konzorciummal. A projektvállalat, az EnergoNuclear 2010. szeptemberében kiírta a tervezésre, kivitelezésre és műszaki munkákra (engineering) szóló 3,2 mrd eurós tendert is.

A CEZ időközben a gazdasági válságra való tekintettel számos külföldi projektből kihátrált, és 2010 őszén bejelentette, hogy eladja 9,15%-os részesedését a Cernavodai projektvállalatban. 2011 elején három további befektető, a GdF Suez, az RWE és az Iberdrola is visszalépett a projektben történő részvételtől, a román kormány elégtelen támogatására hivatkozva. A kilépő befektetők hangsúlyozták, hogy -a régió villamosenergia-igényére tekintettel- a projektet továbbra is életképesnek tartják, különösen a Belenei projekt akadozását látva, és amennyiben a román kormány egyértelmű jelzést ad a projekt folytatására, készek újra beszállni.

A három befektető visszalépésével egy időben beérkeztek az ajánlatok a 2010 szeptemberében kiírt 3,2 mrd eurós kivitelezési munkálatokra kiírt tenderre: az amerikai

Bechtel International, a kanadai SNC Lavalin által vezetett konzorcium (mely a Cernavodai erőmű 2. blokkját is építette és melynek vezető vállalata a Candu reaktorokat gyártó Atomic Energy of Canada – AECL- várható jövőbeni tulajdonosa), és egy orosz konzorcium adott be érvényes ajánlatot a tervezési, kivitelezési és műszaki (engineering) munkálatok elvégzésére.

A Cernavodai projektet az állami támogatás elapadása és a befektetői visszalépések vélhetően évekkal visszavetik. Tekintve, hogy a beruházás jól előkészített és gazdaságilag indokolt, bizonyosan megvalósul, de hogy mikor, és milyen befektetői összetételben, az még kérdéses.

A román kormány 2009-ben bejelentette, hogy a Cernavodai erőmű 3. és 4. blokkjának megépítését követően új atomerőmű építését tervezi, 2,400-3,000 MW beépített összkapacitással. A lehetséges telephelyek felmérését követően a román atomenergia hivatal elnöke jelezte, hogy a 7-8 mrd euróra becsült új erőmű Brassó, Nagyszeben, Arad vagy Kolozsvár környékén épülhetne. A megvalósíthatósági tanulmány szerint öt reaktortípus jöhet szóba: 1600 MW-os francia EPR (Areva), az 1100 MW-os amerikai AP-1000 (Westinghouse), az 1000 MW-os kanadai ACR 1000 (AECL), az 1300 MW-os amerikai ABWR 1300 (GE) és az 1400 MW-os koreai APR 1400 (KHNP) (a román és a francia köztársasági elnök megbeszéléseire hivatkozva egyes források az EPR választását valószínűsítik).

Bulgária – Belene

Az 1991-ben felfüggesztett Belenei atomerőmű-építés újraindítását 2005-ben határozta el a bolgár kormány, hogy ellensúlyozza a Kuzludoy-i blokkok bezárását (a négy, egyenként 440MW-os blokk bezárására az uniós csatlakozással összefüggésben 2002-ben és 2006-ban került sor). A projektet a tervek szerint 51%-ban a bolgár nemzeti vállalat, a NEK (Natsionalna Elekticheska Kompania), 49%-ban külföldi stratégiai befektető finanszírozná. A kivitelezési munkák elvégzésére 2006 októberében az orosz Atomstroyexportot (ASE) választották ki, alvállalkozóként a francia Areva és a német Siemens is részt vesz a projektben.

Az AES és a NEK 2008 januárjában kötötte meg a 4 mrd eurós kivitelezési (EPC: engeneering, procurement and construction) szerződést 2 db 1000 MW-os AES-92 (NPP-92) típusú blokk építésére. A szerződés megkötését követően Moszkva felajánlotta, hogy szinte teljes egészében (3,8 mrd euró összegben) hajlandó meghitelezni a kivitelezés költségét, de a bolgár fél nemzetközi hitelszerződés(ek) megkötésével és stratégiai befektető bevonásával tervezte a projekt finanszírozását. A NEK számára még 2007-ben egy 250 millió eurós hitelkeretet biztosított a BNP-Paribas, aki ezen túl egy banki szindikátus megszervezésére is vállalkozott, a szocialista Sztanisev-kormány pedig 2007 végén összesen 600 millió eurós EIB (European Investment Bank) és Euratom hitelre vállalt előzetes garanciát. A fenti intézményekkel kötendő hitelmegállapodás (különösen az Euroatom hitel) kulcsfontosságú lett volna a további nemzetközi finanszírozás biztosítása végett, de a magas, 13-14%-os kamatláb a NEK számára elfogadhatatlanul magas lett volna, a BNP Paribas pedig nem talált partnereket a szindikátusi hitel megszervezésére.

A NEK stratégia befektetőnek 2008 szeptemberében az RWE-t választotta, aki az előzetes megállapodást követően sikertelenül próbált partner találni a befektetés kockázatainak megosztásához. Az RWE részvényesként 1,275 mrd, hitelezőként 300 millió eurót tervezett a projektbe befektetni, de ahhoz, hogy 49%-os részesedésének pontos értékét meghatározza, a NEK-el kötendő szerződés aláírását megelőzően látni szeretne volna, milyen és mekkora

forrásokból tevődik össze a NEK által vállalt 51%-os rész. A NEK, illetve a projekt pénzügyi háttérének biztosításával megbízott BNP Paribas azonban nem tudta megszervezni a finanszírozást. Az érintettek számára időközben az is nyilvánvalóvá vált, hogy az eredetileg tervezett a projektköltségvetés messze alacsonyabb a szükségesnél: iparági források szerint az eredetileg 4 mrd euróra kötött EPC szerződés legfeljebb az egyik 1000 MW-os blokk finanszírozására lenne elegendő (a kivitelező Atomstroyexport később 6,3 mrd euróra módosította a kivitelezés költségvetését, miközben a bolgár regulátor kerekén 9 mrd euróra becsülte a projekt teljes –a finanszírozással és a hálózatfejlesztéssel járó kiadásokat is magában foglaló- költségét). Az RWE a pénzügyi kockázatokat mérlegelve ezért stratégiai partnert keresett, akivel megoszthatta volna a finanszírozás kockázatait.

A finanszírozási nehézségeket tovább súlyosbította, hogy a 2009. júliusában hivatalba lépett Boiko Borissov vezette konzervatív kormány elődjénél sokkal szigorúbb álláspontot képviselt a Belenei projekttel kapcsolatban: a pénzügyminiszter nem sokkal beiktatását követően úgy nyilatkozott, hogy a projekt 80% valószínűséggel le lesz állítva, tekintve, hogy a finanszírozáshoz sem állami, sem magánbefektetői források nem állnak rendelkezésre. A gazdasági minisztérium közleménye szerint 2009 júliusáig (a konzervatív kormány hivatalba lépéséig) 430 millió eurót költöttek a projekt előkészítésére, melynek a felét a pénzügyminiszter szerint egyszerűen ellopták. Az energiaügyi miniszter 2009 szeptemberében már úgy nyilatkozott, hogy a bolgár kormány a NEK 51%-os részesedését 20-30%-osra tervezi csökkenteni. Az orosz fél eközben több alkalommal kinyilvánította, hogy érdekelt a projekt megvalósításában és ennek érdekében kész közreműködni a szükséges finanszírozás biztosításában. Az orosz állami atomenergia-komplexum, a Rosatom 3,8 mrd eurós hitelt kínált fel a bolgár félnek, a vállalat szóvivője továbbá elmondta, hogy orosz vállalatok érdekeltek lennének a belenei projektben történő részesedésszerzésben is.

Röviddel a NEK részesedéscsökkentésére vonatkozó bejelentését követően az RWE közölte, hogy a projektf finanszírozás megoldatlansága miatt (elsősorban a NEK által biztosítandó rész bizonytalansága és az állami támogatás hiánya miatt) kiszáll a projektből. A bolgár kormány azonban nem szerette volna, ha a projekt kizárólagos orosz befolyás alá kerül, ezért 2010 januárjában új tendert írt ki egy konzultáns kiválasztására, hogy az megvizsgálja, hogyan lehet a megváltozott körülmények között folytatni/újrakezdeni a projektet és segítsen új befektetőt találni. A konzultánsi feladatokra (ami a projekt várható költségének felmérését is magában foglalja) a HSBC bankot választották. A bolgár kormány mindenképp nemzetközi projektet kívánt faragni a belenei beruházásból, és ennek érdekében a gazdasági miniszter több nyugati országot is megkönyékezett a projektben történő részvétellel (de Horvátország, Szerbia és Macedónia is felmerült a potenciális partnerek között).

A finanszírozási nehézségek és a stratégiai befektető visszalépése mellett a kivitelezési szerződés véglegesítése is nehézségekbe ütközött. A kivitelező Atomstroyexport a korábban megállapodott 3,9-ről 6,3 mrd euróra korrigálta a várható költségeket, elsősorban a projekt csúszására hivatkozva, amit azonban a bolgár kormány nem tartott elfogadhatónak (jóllehet az eredeti –ún. “első időszaki”- szerződésben szereplő összeg csak egy alapár volt, melynek emelkedésével bizonyosan kalkuláltak a felek). A kivitelezési költségek vitatott volta ellenére a Rosatom 2010 novemberében 49%-os részesedést szerzett a projektben. A NEK és a Rosatom közötti szerződés azonban csak egy előzetes megállapodás, mely kötelezi a feleket, hogy részesedésüknek megfelelő finanszírozásról gondoskodjanak, ezt követően kerülhet sor új befektetők bevonására és a végső megállapodás megkötésére. A Rosatom “belépésével” egy időben jelképes, 1-1%-os részesedést szerzett a projektben a finn Fortum és a francia Altran Technologies, melyet természetbeni hozzájárulás formájában teljesítenek; ez a

konstrukció lehetőséget teremt az érintettek számára, hogy később, a projekt kockázatainak csökkenésével jelentősebb részesedést szerezzenek a beruházásban.

A projektet sok támadás éri állítólagos gazdasági megalapozatlansága miatt. A vádak szerint a projektet elindító szocialista kormányzat megfelelő háttérelmézések és gazdaságossági számítások nélkül döntött a beruházás mellett, melyre becslések szerint eddig 0,6-1 mrd euró közötti összeget költöttek el (tanácsadói megbízások és eszközbeszerzések révén). Egy prágai tanácsadó társaság, a Candole Partners elemzése szerint a Belenei beruházást a bolgár politikusok „fiktív problémák megoldására” alapozták (utalva arra, hogy sem a keresleti előrejelzések, sem ellátásbiztonsági indokok, sem versenyképességi megfontolások nem támasztják alá a beruházás szükségességét). A projektet vezető NEK kutatási osztályának vezetője Dimcho Kanev is elismeri, hogy a 2020-ra várható kapacitásmérleg alapján a projekt csak masszív exportlehetőségek esetén lehet megtérülő: a Belenei atomerőmű üzembe lépésével 2020-ban a bolgár erőműpark termelése hozzávetőlegesen 12 TWh-val haladná meg hazai össz fogyasztást, vagyis a Belenei erőmű termelésének közel 75%-át export útján kellene értékesíteni.

A bolgár kormány a spanyol Iberdrolával közösen 2008-ban a Kozlodui erőmű újabb blokkal való bővítésének lehetőségét is vizsgálni kezdte. Tekintve, hogy a két projekt együttes megvalósítására messze nem áll rendelkezésre elegendő állami forrás, és azt a keresleti viszonyok sem indokolnák, a Kozlodui projekt az elakadni látszó Belenei beruházás egy lehetséges alternatívájaként kezelhető.

Lengyelország – Zarnowiec/Klempicz

A lengyel energiastratégia, melynek első változata 2007 őszére készült el, már tartalmazta a nukleáris villamosenergia-termelés lehetőségét, de más opciót is nyitva hagyott. Az eredeti szöveg szerint a jövőbeni villamosenergia-igények kielégítése a CO₂ kötelezettségek teljesítése mellett két módon biztosítható: nukleáris erőműépítéssel, vagy unión kívüli országokból (pl. Ukrajnából) származó –olcsó- importtal.

A 2007 októberében hivatalba lépett, Donald Tusk vezette lengyel kormány jelezte, hogy Oroszországgal meglévő kapcsolatait normalizálni kívánja, és elutasítja az előző energiastratégiában bemutatott, merev “ellátásbiztonság nukleáris erőművel versus kiszolgáltatottság olcsó importtal” szembenállást. A kormányzat a lengyel atomerőmű-építés ügyében kifejezetten tartózkodó álláspontra helyezkedett. A külügyminiszter kiemelte, hogy az ellátásbiztonság megteremtésében a szomszédos országokkal történő tárgyalásoknak is fontos szerepük van (miközben a nukleáris energiafelhasználás lengyelországi elfogadtatásához széleskörű tájékoztató tevékenységre van szükség). A gazdasági miniszter pedig még 2008 őszén is azt nyilatkozta, hogy a lengyelországi nukleáris energia-hasznosításnál gyorsabb megoldás lehet a litván, vagy az ukrán atomerőmű-építésben történő részvétel.

Az ukrán atomerőmű-építésben történő részvétel (és az ukrán import felfuttatása) az orosz-ukrán gázválságot és a nyugatbarát ukrán vezetés lecserélődését követően látszólag lekerült a napirendről. Mindazonáltal a lengyel-orosz kapcsolatok normalizálásának szándékát, illetve a korábban felvetett ukrán atomenergia-import lehetőségét érdekes megvilágításba helyezi az orosz-ukrán kapcsolatok gyors javulása, és az azt kísérő események. A lengyel rendszerirányító, a PSE hálózatfejlesztési terveiben továbbra is jelentős szerepet kap a 750 kV-os ukrán metszék üzembe helyezése, ami 1200-2000 MW ukrán importot tenne lehetővé,

illetve egy 400 kV-os kalinyingrádi vezeték kiépítése. Eközben Oroszország mind Ukrajnában, mind a kalinyingrádi enklávéban jelentős nukleáris beruházásokat tervez. 2010 tavaszán Putin felajánlotta Ukrajnának, hogy Oroszország 6 mrd dollárral járulna hozzá a Khmelnytskyi-i atomerőmű két blokkal történő bővítéséhez, majd az orosz és ukrán nukleáris termelőkapacitások egyetlen mamutvállalatba történő olvasztását javasolta. A Khmelnytskyi-i beruházásról nyáron kormányközi megállapodást kötöttek, ami egy hosszú távú tüzelőanyag-szállítási szerződés megkötését is tartalmazta a teljes ukrán atomerőműparkra. Eközben Kalinyingrádban egy 2400 MW-os nukleáris erőmű építését kezdte meg az Inter RAO UES.

A 2009 novemberében elfogadott végeleges stratégia azonban már egyértelműen állást foglal a nukleáris villamosenergia-termelés szükségessége mellett. Az elfogadott stratégia szerint 2030-ra a jelenlegi 95%-ról 56% alá kell szorítani a szén és lignit részesedését a tüzelőanyagmixben, a nukleáris energia részarányát pedig hozzávetőlegesen 15%-os szintre kellene növelni. A lengyel atomenergia hivatal elnöke 2007-es becslése szerint a stratégiában foglalt célok kielégítéséhez 2030-ra 10 GW nukleáris erőművi kapacításra lenne szükség.

A nukleáris beruházás melletti elköteleződés annak köszönhető, hogy az ellátásbiztonsági megfontolások 2008-ban több esemény kapcsán is előtérbe kerültek. 2008 áprilisában a nagy havazás két távvezeték üzemszünetét okozta, minek következtében az észak-lengyelországi Szczećin városában és környékén mintegy 400 ezer ember maradt áram nélkül. A nemzetbiztonsági hivatal a köztársasági elnöknek szóló jelentésében az energetikát felügyelő minisztérium átvilágítását javasolta. Bár a lengyel TSO, a rendszerirányító, a PSE szerint a szczećini áramszünetet nem a rendelkezésre álló kapacitások elégtelensége okozta, az eset előtérbe tolta az ellátásbiztonság és az infrastrukturális beruházások kérdését. Az ellátásbiztonság körüli döntéshozói érdeklődést kihasználva a PSE májusban a tartalékkapacitások csökkenésére hivatkozva 600 MW földgáztüzelésű tartalékkapacitás megépítését kezdeményezte. A rendszerben ugyan közel 10,000 MW tartalékkapacitás van, de ezek rendelkezésre állása erősen bizonytalan: a szóban forgó tartalékkapacitások előregedett széntüzelésű blokkokból állnak, melyek a gyakori karbantartások és üzemszünetek, illetve a szénkészletek elégtelensége miatt csak korlátozott mértékben vehetők figyelembe (a lengyel széntermelés 2008-ban 5-10%-al csökkent, és a bányavállalatok hosszú ideig nem voltak hajlandók 2009-es szerződéseket kötni az erőművekkel, míg végül 40-50%-os áremeléssel szembesítették az erőműveket, miközben az alternatív importbeszerzések átfutási ideje 3-6 hónap, ami jelentős beszerzési problémákat okozott az érintett erőműveknek). A PSE elemzése szerint 2008 januárjában a tartalékkapacitások aránya 5% körüli szinten mozgott, ami jelentős kockázatot hordoz.

A miniszterelnök 2008 decemberében az ENSZ poznani klímakonferenciáján már azt mondta, hogy bár az energiastratégia csupán egy lehetőségként említi az atomerőmű-építést, Lengyelország tényleges döntést kíván hozni a nukleáris beruházásról. A lengyel törekvéseknek jelentős lökést adott, hogy a 2008 decemberi uniós tanácskozáson lehetőséget biztosítottak az emissziós jogok aukciójának fokozatos bevezetésére, és elfogadták azt a javaslatot, hogy a legszegényebb tagállamoknak allokált 10%-nyi emissziós jogon felül további 2%-nyi emissziós jog értékesítéséből származó bevételt a kedvezményezett országok a tüzelőanyag-struktúra (energiamix) diverzifikálására fordíthatják, ami jelentős forrást biztosít a lengyel nukleáris program elindításához. A gazdasági minisztérium "energiadiverzifikációs" osztályának vezetője szerint a formális döntés egy évvel a lengyel energiastratégia elfogadását követően, 2010 januárjában várható.

A lengyel nukleáris programnak a végső lökést a 2009 januári orosz-ukrán gázvita és az azt követő ellátási zavarok adták meg. A miniszterelnök a gázválságot követően, az energiastratégia elfogadása előtt hivatalosan is bejelentette, hogy kormányhatározat született kettő, egyenként 3,000 MW-os atomerőmű építéséről. A miniszterelnök energetikai főtanácsadója szerint az első erőmű 2020-ban, a második néhány évvel később, 2024 körül lépne üzembe. Az erőműépítés és üzemeltetés a legnagyobb lengyel villamosenergia-ipari vállalat, a PGE feladata lenne (melynek illetékesei 1 GW kapacitás beruházási költségét 2,5-3 mrd euróra, a teljes összeget 18 mrd euróra tették). A PGE 51%-al részesedne a projektben, melyet stratégiai befektető bevonásával (49%-os részesedés erejéig) kíván megvalósítani. 2009 májusában kormányzati megbízottat neveztek ki a nukleáris projekt irányítására.

A 2009 augusztusában elfogadott munkaterv szerint 2013-ban írnák ki a kivitelezési munkálatok elvégzésére vonatkozó EPC tendert, 2014-15 között a tervek véglegesítése és az engedélyek beszerzése történne, az építkezés pedig 2016-ban indulna. Még sem az alkalmazott technológiát/reaktortípust, sem a stratégiai befektetőt nem választották ki, de a PGE kiemelte, hogy tisztán üzleti döntést fognak hozni - reagálva azokra a hírekre, melyek szerint a program meghirdetésekor stratégiai partnerként Franciaországot jelöli majd meg a lengyel fél. A PGE több reaktorgyártó vállalattal kötött együttműködési megállapodást: 2009 novemberében az EDF-el az EPR reaktor Lengyelországi megvalósíthatóságának vizsgálatáról, 2010 márciusában a GE Hitachi-val az ABWR és az ESBWR technológia alkalmazhatóságának vizsgálatáról állapodtak meg, áprilisban a Westinghouse-al írtak alá megállapodást az AP-1000-es konstrukció megvalósíthatósági vizsgálatáról, a lengyel gazdasági miniszter pedig japán kollégájával írt alá együttműködési megállapodást. (A Westinghouse lengyel egyetemekkel is felvette a kapcsolatot a szükséges szakemberállomány képzése tárgyában). A létesítendő atomerőmű helyszínét sem választották még ki, de az ország északi és középső részén összesen 28 szóba jöhető telephelyet vizsgálnak. Kormányzati tisztviselők szerint a vizsgált telephelyek közül az északi országrészben lévő Zarnowiec tűnik a legideálisabbnak, ahol a 90-es évek elején lakossági tiltakozás hatására álltak el az erőmű-létesítés tervétől.

A beruházás előkészítése egyelőre viszonylag jól halad. A kormány a tervezett időre, 2011 februárjára előkészítette azt a jogszabálysomagot, amelynek hatályba lépése az atomerőmű-építési projekt folytatásához (többek között a kivitelezési munkálatokat végző cég kiválasztását szolgáló tender kiírásához és elbírálásához) elengedhetetlen. 2011 februárjában a PGE 300 millió eurós tendert hirdetett meg 10 éves technikai tanácsadói szolgáltatás (owner's engineer) igénybe vételére, mely többek között magában foglalja a projekt előkészítését, az engedélyezés lefolytatását, a kivitelező kiválasztásában történő közreműködést, a kivitelezési munkálatok felügyeletét, illetve a telephely infrastrukturális előkészítését. A környezeti hatástanulmány elkészítésére szintén kiírásra került a pályázat. 2010 júniusában IAEA (International Atomic Energy Agency) jelentést készített a lengyel nukleáris programról, melyben a szervezet a beruházás végrehajtásával megbízott PGE magasabb szintű elköteleződését és a résztvevő intézmények munkájának szorosabb koordinációját szorgalmazta.

A kormányzat által elképzelt nukleáris program megvalósítása a lengyel villamosenergia-szektor érintő strukturális kérdéseket is felvet. Az egyik ilyen kérdés a PGE és az egyik privatizációra váró társaság esetleges fúziója. PGE a privatizációra váró villamosenergia-ipari komplexum, az Energa megvásárlásával kíván piacot biztosítani a megépítendő nukleáris

erőműnek és megnövelni a társaság hitelképességét (utóbbi elengedhetetlen ahhoz, hogy a projektben tervezett 51%-os önrész finanszírozható legyen). Az Energa a 2008-ban létrehozott négy nagy, vertikálisan integrált lengyel villamosenergia-ipari társaság (PGE, Tauron, Enea, Energa) legkisebbike (piaci értéke 4-5 mrd euró körül mozoghat), mely az ország északi és középső részén mintegy 2,7 millió fogyasztót lát el (ez a kiskereskedelmi piacon 16%-os piaci részesedést biztosít számára). Mivel szolgáltatói súlyához képest csekély termelőkapacitással rendelkezik, nyilván jól kiegészítené a PGE-t, melynek piaci részesedése a villamosenergia-termelésben 42%-os, kiskereskedelemben viszont csak 26%-os. Ennél is fontosabb érv volt a fúzió mellett, hogy az jelentősen megnövelné a PGE piaci- és eszközértékét, így annak pótlólagos hitelképessége pont elegendő lenne a két tervezett atomerőmű-építési projektben tervezett 51%-os PGE részesedés finanszírozására.

A PGE 2010 szeptemberében aláírta a megállapodást a pénzügyminisztériummal az Energa 84%-os részesedésének megvásárlásáról, melyet a miniszterelnök, Donald Tusk is nyíltan támogatott. A miniszterelnök szerint az ügylet segítségével a PGE-ből "nemzeti bajnok" válhatna, aki könnyebben veheti fel a versenyt a nagy európai villamosenergia-ipari társaságokkal. A versenyhivatalra gyakorolt erőteljes kormányzati nyomás komoly vihart kavart szakmai berkekben: ismert lengyel közgazdászok, élükön Leszek Balcerowiczal, nyílt levélben tiltakoztak a független versenyhivatal presszionálása ellen, mely elnökének esetleges menesztéséről a Washington Post is cikkezett. A fúziót végül a lengyel versenyhivatal nem hagyta jóvá, bár a PGE (akinek érvelése szerint a versenyhivatal tévesen országos, és nem régiós szinten határozta meg az érintett piacot) fellebbezni fog a döntés ellen.

A lengyel nukleáris program jövőjét a Energa PGE általi megvásárlása mellett a másik privatizációra váró villamosenergia-ipari társaságnak, az Enea-nak a sorsa is számottevően befolyásolja. Az Enea villamosenergia-termelésben 8%-os, a kiskereskedelmi értékesítésben 16%-os részesedéssel bír. A pénzügyminiszter a társaság értékesítéséről az EDF-el folytatott kizárólagos tárgyalásokat (aki jelenleg egy 1775 MW-os dél-lengyelországi széntüzelésű erőművet üzemeltet), a befolyásos gazdasági miniszter, Waldemar Pawlak azonban nyíltan ellenzi az ügyletet. Az atomerőművek üzemeltetésében otthonosan mozgó EDF tulajdonszerzése szerinte komolyan veszélyeztetné a PGE atomerőművi projektjét, mely félelmet visszaigazolni látszik az EDF azon bejelentése, mi szerint az Enea jelenlegi fejlesztési tervében szereplő széntüzelésű erőmű helyett jobb választásnak tartaná egy atomerőmű építését.

Erőmű	Ország	Vállalat	Partnerek	Méret	Üzemkezdet** (Platts)	Komment
Temelin 3-4	Csehország	CEZ	-	2x1000	2024	A kivitelezési munkálatokra vonatkozó (EPC) tendert már kiírták, a projektet a kormány erősen támogatja, a beruházó a tőkeerős CEZ, így nincs szükség stratégiai partnerre, tehát 2025 előtt jó eséllyel üzembe léphet. (Fontos: A CEZ egy tendert írt ki öt blokk építésére (i) a Temelin 3-4, (ii) a Dukovany, (iii) és a Bohunicei nukleáris blokkokra.)
Dukovany	Csehország	CEZ	-	1000	2025	Ez is a CEZ projektje, fontosságban és időben azonban a Temelini projekt mögött következik, esetleges üzembe lépésével csak 2025 után lehet számolni.
Mochovce 3-4	Szlovákia	SE (Enel)	-	2x440	2012, 2013	Folyik az építkezés, a kivitelező, a megrendelő (SE-Enel), a pénz és az állami támogatás is adott, kisebb viharok vannak az engedélyezés körül, de 2015 előtt bizonyosan megépül.
Bohunice V3	Szlovákia	JAVYS (51%)	CEZ (49%)	1000-1600	2020	A projektben a CEZ stratégiai partnerként vesz részt a szlovák állami vállalat, a JAVYS oldalán, a finanszírozás szlovák lába így sokkal ingatagabb, különösen úgy, hogy az aktuális szlovák kormány elődjénél hidegebben viszonyul a projekthez ("egyetlen euró" állami támogatást sem hajlandóak áldozni a projektre). Üzembe lépése csak a működő V2 blokk üzemidejének leteltét követően, 2025 után válhat kritikus fontosságúvá.
Krsko	Szlovénia	GEN Energija (?)	?	1000-1600	2017	Meglehetősen előkészítetlen projekt: sem tender, sem stratégiai partner nincs még, 2020 előtt biztosan nem lép üzembe. A működő Krsko-i blokk üzemidejét 2043-ig meghosszabbítják, így az erőmű mielőbbi üzembe lépés

						nem élet-halál kérdése.
Belene	Bulgária	NEK* (51%)	Rosatom (49%)	2x1000	2016, 2017	Rég húzódo projekt, melyet 2010 második felében az állami támogatottság gyors elapadása, majd a stratégiai befektető (RWE) kivonulása sújtotta. A Rosatom ugyan 49%-os stratégiai befektetőként beszállt, és az orosz politikai vezetés is masszívan támogatja a projektet, a finanszírozás bolgár oldala teljesen megoldatlan. A bolgár kormány nagyon szeretne egy nyugati befektetőt is bevonni a Rosatom mellé, hogy nem legyen teljesen kiszolgáltatva Oroszországnak. A hivatalosan tervezett üzembe lépés időpontja irreális, megépülése meglehetősen bizonytalan.
Visaginas	Litvánia	VAE (projektvállalat)	(?) ?	3400 (2x1600)	2018	Négy ország közös projektje (Litvánia, Lettország, Észtország, Lengyelország), akik 2007 óta nem tudnak megállapodni a részesedések elosztásán, és nem látszik, hogy ezen a téren bármi előrelépés történne. A projekt megakadását látva mindenki kifelé kacsingat (az észtek a finnekkel szeretnének erőművet építtetni, a lengyelek saját erőművet is terveznek, a litvánok hosszú távú import-megállapodásokat kötöttek). A finanszírozás megoldatlan, stratégiai partner nincsen. Időközben a litván határ köztelében, az orosz enklávéban, Kalinyigrádban épülni kezdett egy 2300 MW-os erőmű, ami 2020 előtt nagy valószínűséggel üzembe lép, és kb. 50%-ban exportpiacra termel. Mindezekre tekintettel erősen kétséges, hogy az erőmű valaha megépül-e.
Zarnoviec	Lengyelország	PGE (51%)	?	3000	2020	A lengyel kormány két, egyenként 3000 MW-os erőművet szeretne építeni. Elég friss kezdeményezés (még a

Klempicz	Lengyelország	PGE (51%)	?	3000	2024	telephelyeket sem választották ki), viszont erős állami támogatottsággal és erős kényszerrel rendelkeznek (a CO2 kvóták drágulása miatt hosszú távon nincs sok más alternatívájuk). Az ütemezés meglehetősen feszített és ambíciózus. A jövőben valószínűsíthető csúszásokkal első blokk üzembe lépése 2025 környékén várható, a második blokk pedig hozzávetőlegesen 5 éves csúszással követheti.
Cernavoda 3-4	Románia	Nuclearelectrica* (60,15%)	Enel (9,15%), Arcelor Mittal (6,2%) ???	2x720	2016, 2017	Jól előkészített, gazdaságilag életképes projekt, amit 2011 elején az állami támogatottság megtorpanása és több stratégiai befektető ennek okán történő visszalépése megakasztott. A kivitelező kiválasztása folyamatban van. Ha a román állam képes (anyagilag is) újra mögé állni, gyorsan folytatódhat. A recesszió és a visszalépések pár évvel feltehetőleg visszavetik a projektet, így kicsi az esélye, hogy 2020-2025 előtt befejeződjön.

*Az állami vállalat többségi részesedését az érintett kormány 20-30%-os szintre kívánja csökkenteni

**A Platts által megjelölt hivatalosan tervezett üzembe lépési időpontok az esetek jelentős részében nem egyeznek meg reálisan várható, illetve az általunk becsült üzembe lépési időpontokkal.

Kelet-európai nukleáris projektek: tanulságok

1. **Állami elhatározás/döntés:** A közép-kelet európai atomerőmű-építési projektek államilag vezérelt folyamatok: a beruházás megkezdésének időpontját, az üzembe lépés céldátumát, az erőmű helyszínét, a beépített kapacitások nagyságát, a reaktorok típusát egyaránt állami döntések határozzák meg. A projektek végrehajtását állami villamosenergia-ipari cégekkel tervezik megvalósítani, az ő döntési kompetenciájuk azonban korlátozott. A beruházási döntést első körben a kormányzatok, nem pedig az érintett vállalatok hozzák; a projektek legtöbb esetben az adott ország hivatalos energiastratégiájában jelennek meg először. Az érintett állami vállalatok, akikre gyakran csak a végrehajtás szerepe jut, az esetek többségében nem képesek finanszírozni megcélzott többségi (51%-os) részesedésüket.
2. **Ellátásbiztonsági motivációk:** A nukleáris beruházások mögött elsősorban energiapolitikai, ellátásbiztonsági motivációk állnak. A tüzelőanyagmix diverzifikációja, a –többnyire orosz eredetű- földgázfüggőség enyhítése, az önellátásra (esetenként a nettó exportőri pozíció fenntartására) való törekvés, a kibocsátási jogok árának emelkedése nagyon fontos motivációs tényezők voltak. A gazdasági és megtérülési számítások (pl. a jövőbeni keresletre, a villamosenergia-árakra vonatkozó becslések elkészítése, a beruházási költségek és a finanszírozási szükségletek mérlegelése) mérsékelt jelentőségűek voltak, azokat többnyire csak a projekt elindítását követően végezték el.
3. **Váratlan kockázatok:** A nukleáris beruházások állami erőltetése azt vonta maga után, hogy a projektek gazdasági megalapozottságát és a lehetséges kockázatokat nem mérték fel kellőképpen. A világgazdasági recesszió a kormányokat és a befektetőket egyaránt kiadásaik csökkentésére kényszerítette. Az új kormányok elődeik nagyvonalú vállalásait és állami támogatásra vonatkozó ígéreteit többnyire visszavonni kényszerültek, a nagy, de kevésbé tökeerős állami vállalatok önrészüket biztosítására képtelennek mutatkoztak, a stratégiai befektetők pedig mindezek láttán gyakran visszaléptek a projektekből. Az ambiciózus tervek az versenyző, vagy egymást kizáró projektek veszélyét sem mérlegelték kellőképpen. A projektek elhúzódásával párhuzamosan a várható beruházási költségek jelentősen megnöttek, ami tovább súlyosbította a helyzetet.
4. **Finanszírozási nehézségek:** A kormányok által elhatározott atomerőmű-építési tervek végrehajtásával szinte valamennyi országban az állami tulajdonban lévő inkubens villamosenergia-ipari társaságot bízták meg. Az érintett vállalatok az esetek többségében (talán a CEZ az egyetlen kivétel) meglehetősen forráshiányosak (sokszor meglévő, előregedett erőműparkjuk felújításához szükséges források sem állnak rendelkezésükre), hitelképességük pedig nem teszi lehetővé jelentősebb külső forrás bevonását. A finanszírozás megkönnyítése érdekében bizonyos országok arra törekednek, hogy fúziók révén nagyobb eszközértékkel, így nagyobb hitelképességgel rendelkező társaságokat hozzanak létre. Ez a szándék sok esetben egybe esik a nagy európai energetikai

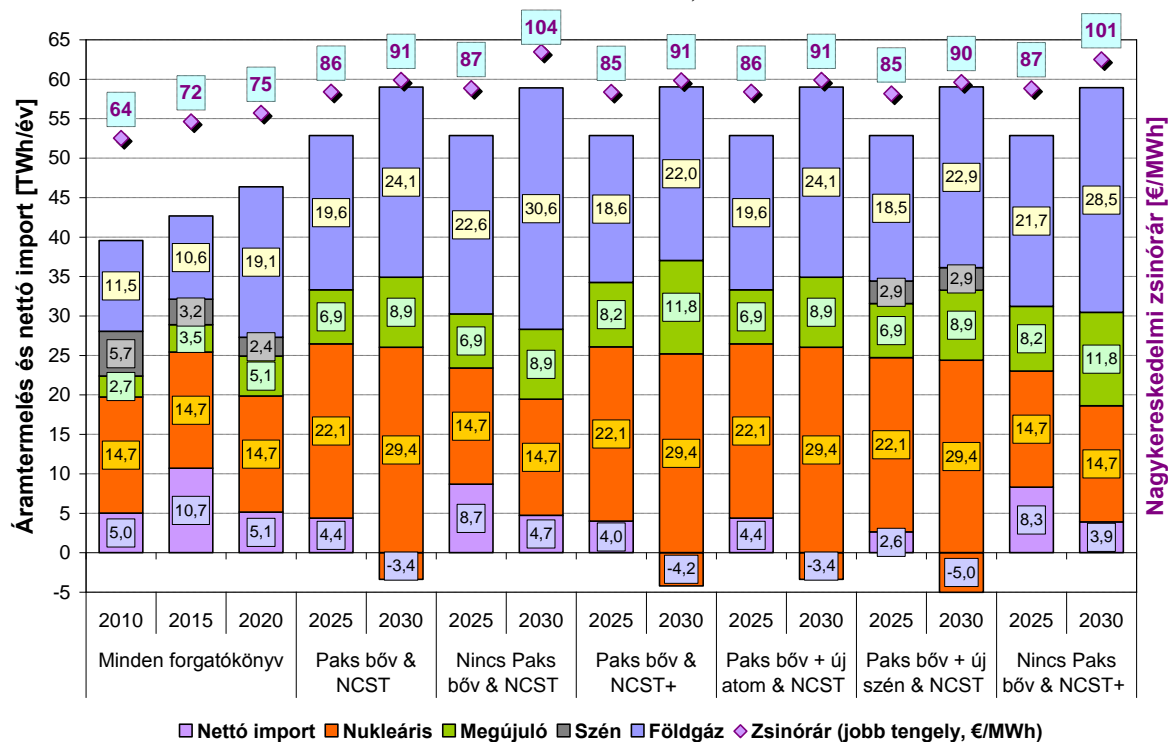
társaságokkal versenyezni képes “nemzeti bajnok” létrehozatalára vonatkozó, a régióban általánosan elfogadottnak tekinthető törekvésekkel. Az így elhatározott fúziók azonban sok esetben nem kellően végiggondoltak, a piac működésére gyakorolt hosszú távú hatásuk pedig meglehetősen kedvezőtlen lehet.

3. FÜGGELÉK. REGIONÁLIS ÁRAMPIACI MODELLEZÉSI EREDMÉNYEK A REFERENCIÁTÓL ELTÉRŐ OLAJÁR ÉS KERESLETI FORGATÓKÖNYVEKRE

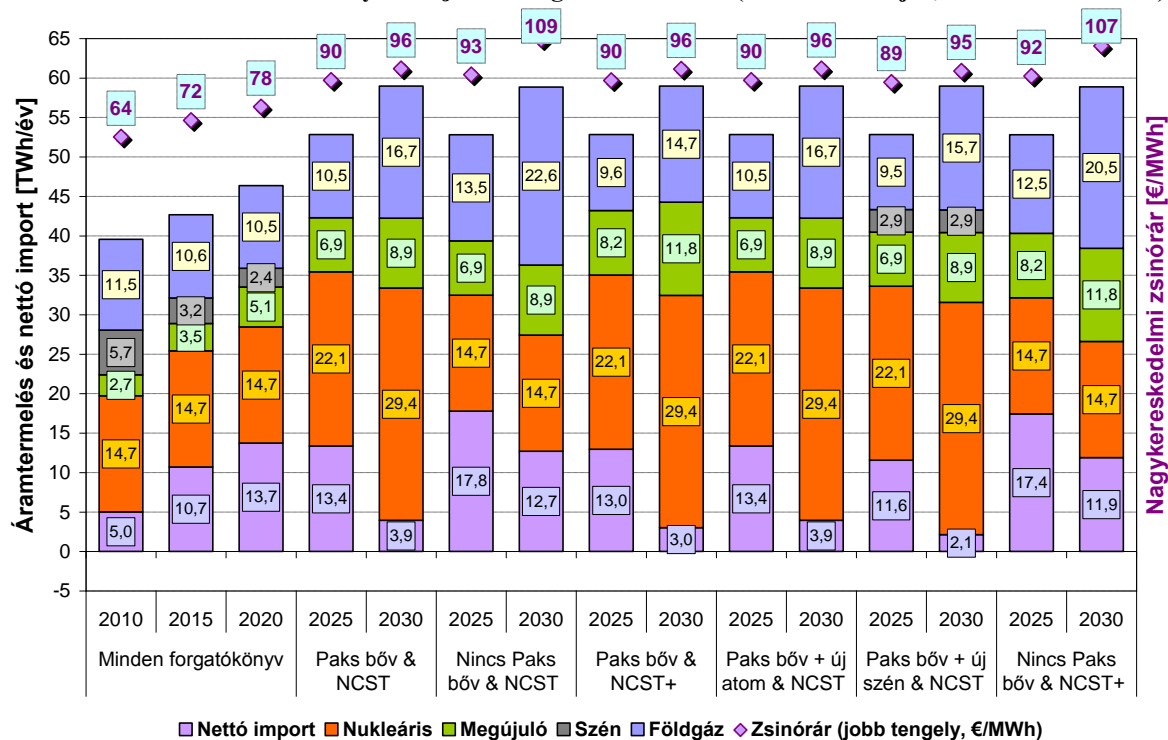
Az alábbiakban bemutatjuk a regionális árampiaci modellezésünk eredményeit az összes olajár és áramkeresleti forgatókönyvre. Emlékeztetőül: egy referencia és egy magas olajáresetet vizsgáltunk az EIA 2011-es, legfrissebb előrejelzésére alapozva; villamosenergia-fogyasztás szempontjából pedig egy referencia és két alacsonyabb növekedési ütem melletti pályát választottunk ki további elemzésre.

Az eredmények ismertetéséhez a háttér tanulmány regionális árampiaci vonatkozású alfejezetében szereplő négy ábramintát használjuk fel. A teljesség kedvéért a referenciaesetekhez tartozó grafikonokat is bemutatjuk. Külön szöveges értékelést nem fűzünk az egyes scenáriókhoz, azok a hivatkozott alfejezet mintájára szabadon elemezhetők.

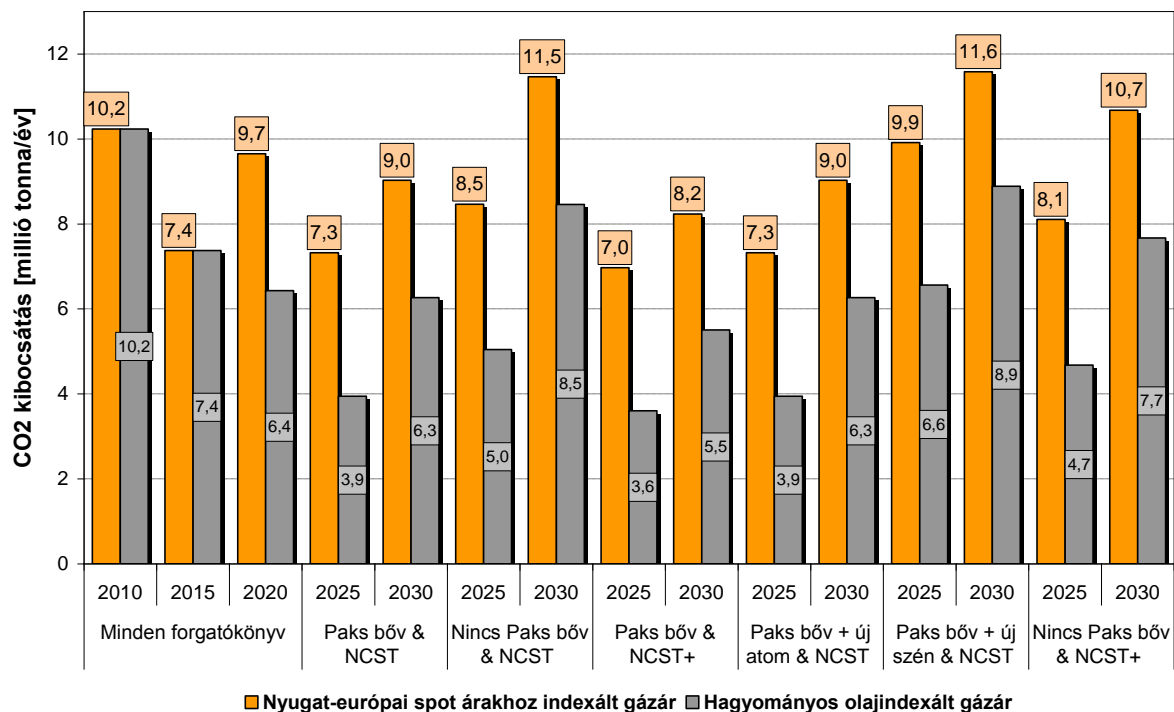
53. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (referencia olajár, referencia kereslet)



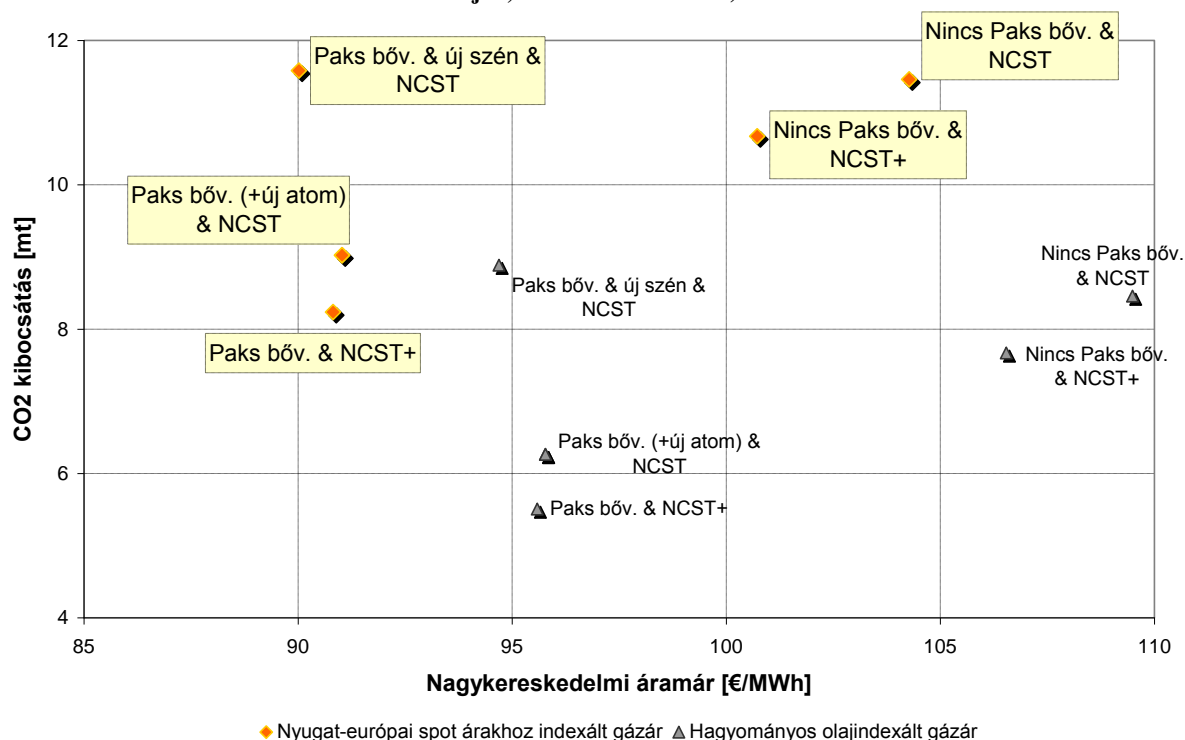
54. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (referencia olajár, referencia kereslet)



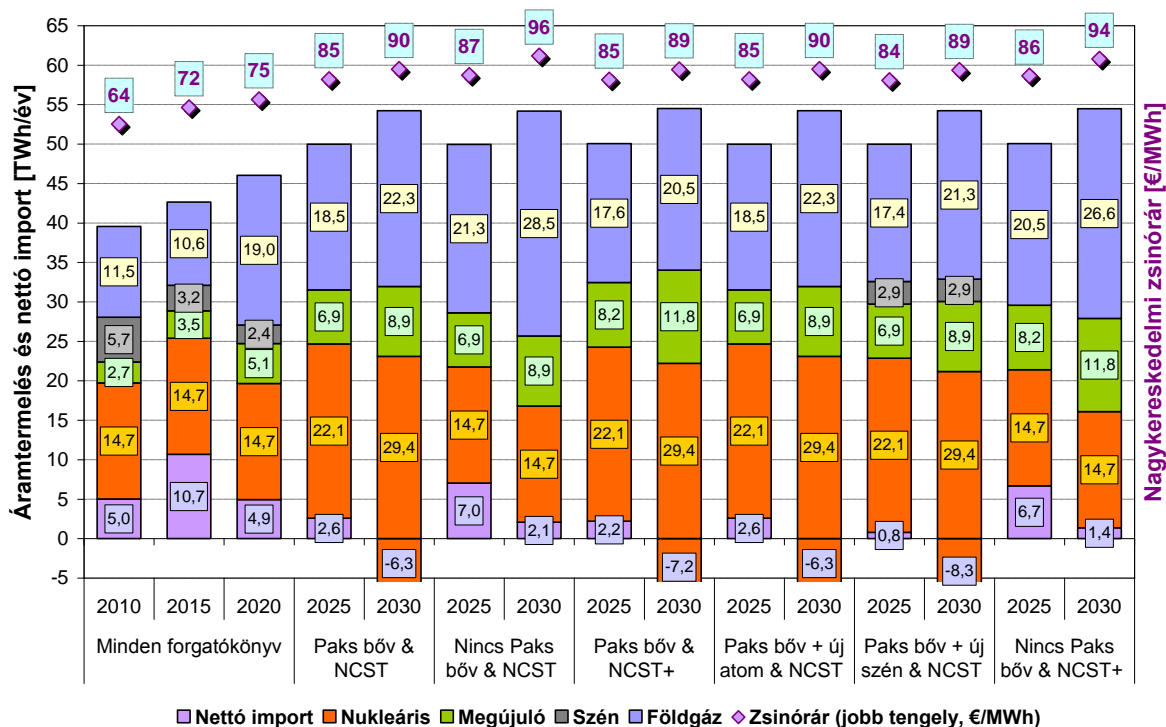
55. ábra: Modelllezési eredményekből származtatható CO₂ kibocsátások az áramtermelésben (referencia olajár, referencia kereslet)



56. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO₂ kibocsátás alapján (referencia olajár, referencia kereslet)



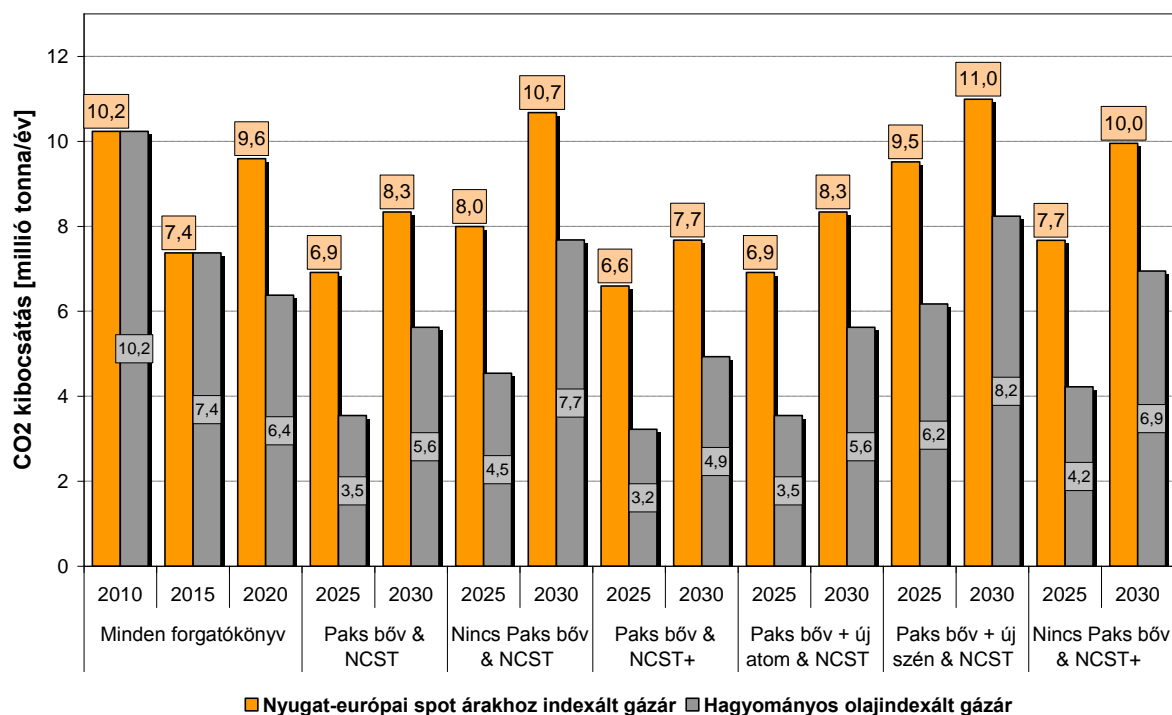
57. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (referencia olajár, 1,5%-os keresletbővülés)



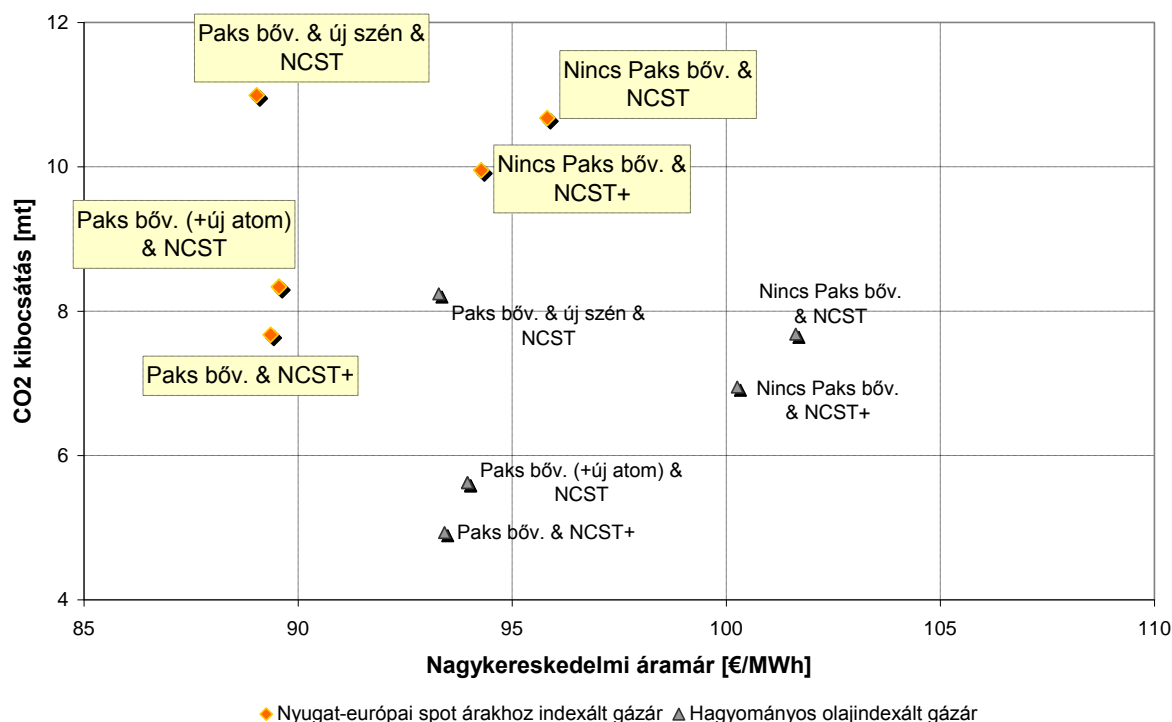
58. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (referencia olajár, 1,5%-os keresletbővülés)



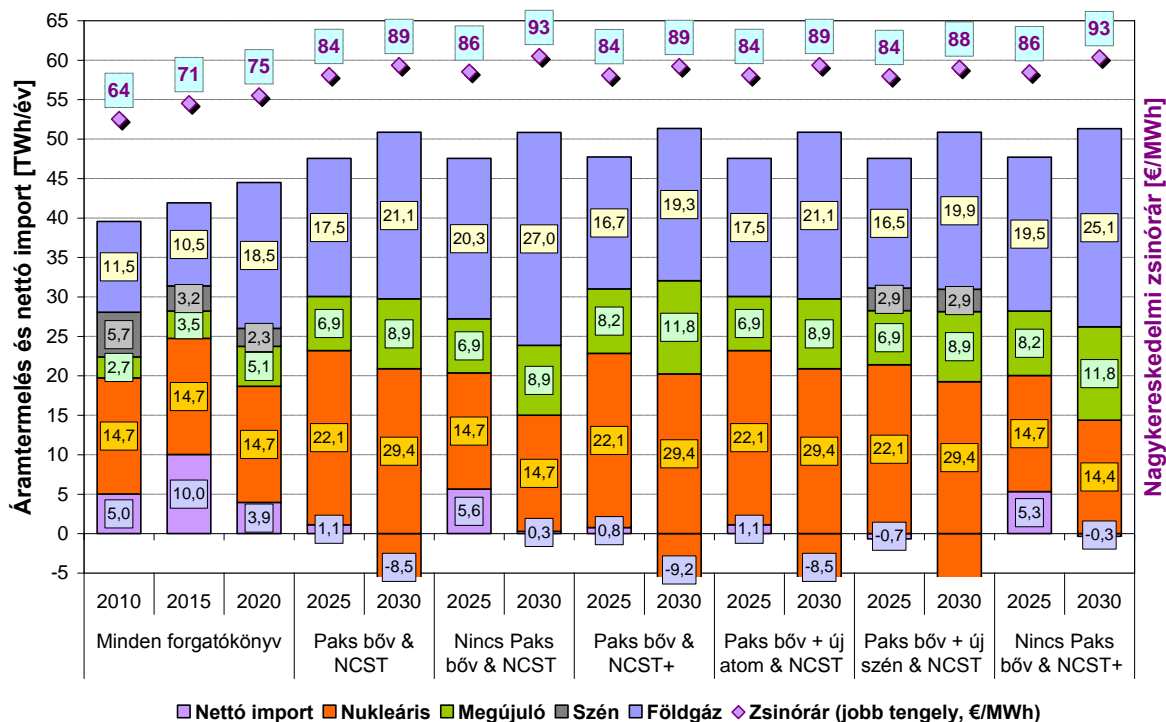
59. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO₂ kibocsátások az áramtermelésben (referencia olajár, 1,5%-os keresletbővülés)



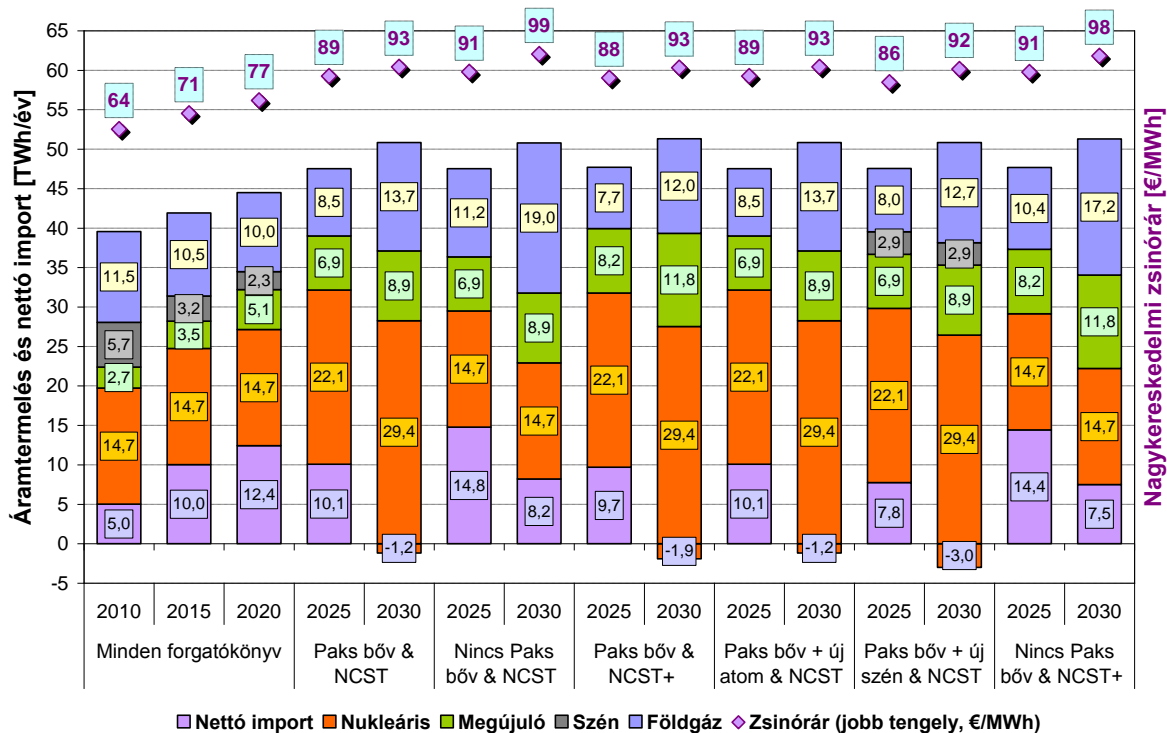
60. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO₂ kibocsátás alapján (referencia olajár, 1,5%-os keresletbővülés)



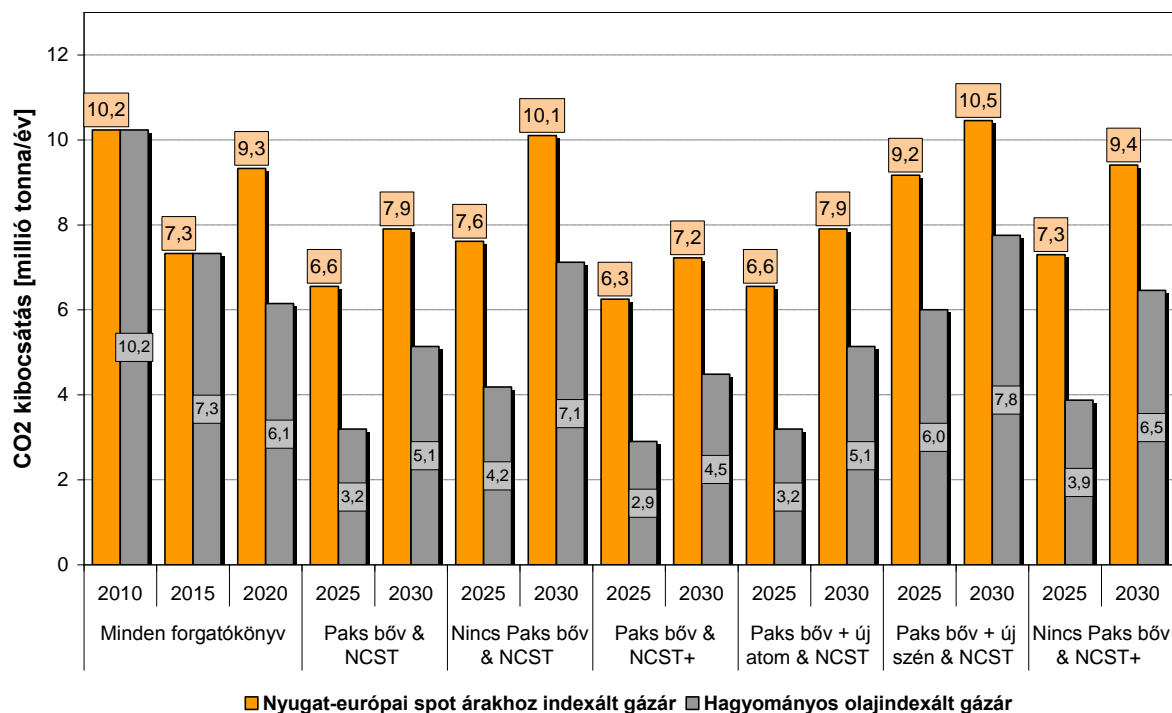
61. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (referencia olajár, 1%-os keresletbővülés)



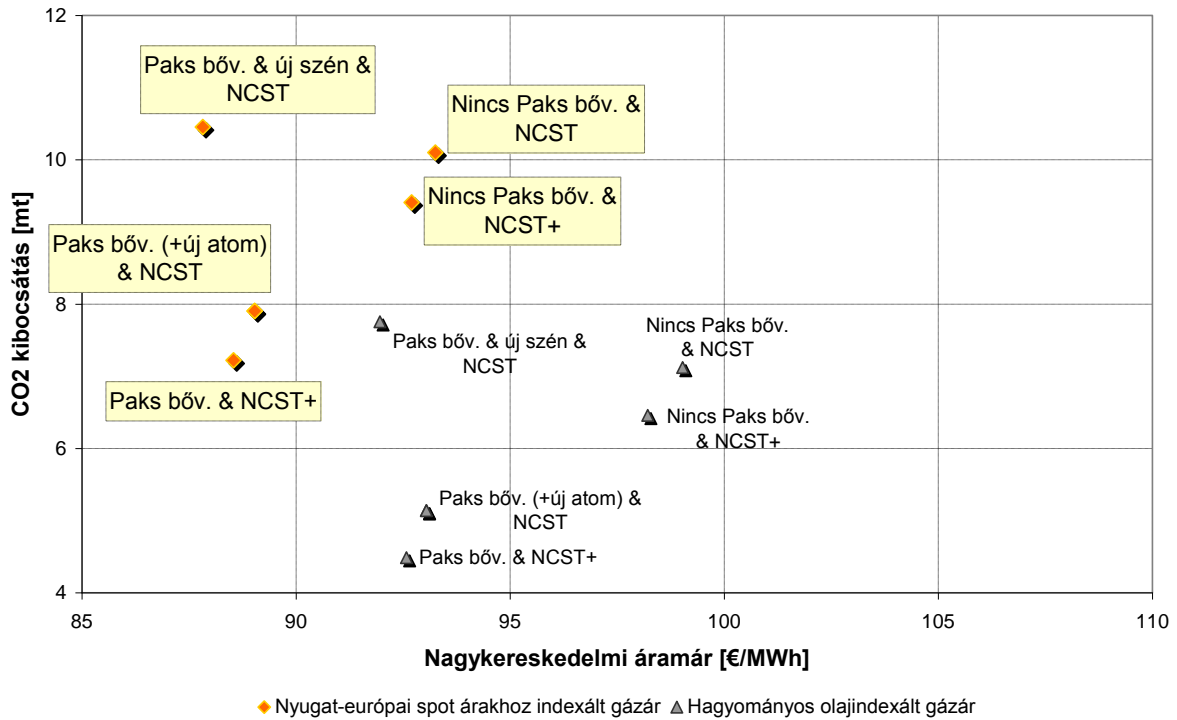
62. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (referencia olajár, 1%-os keresletbővülés)



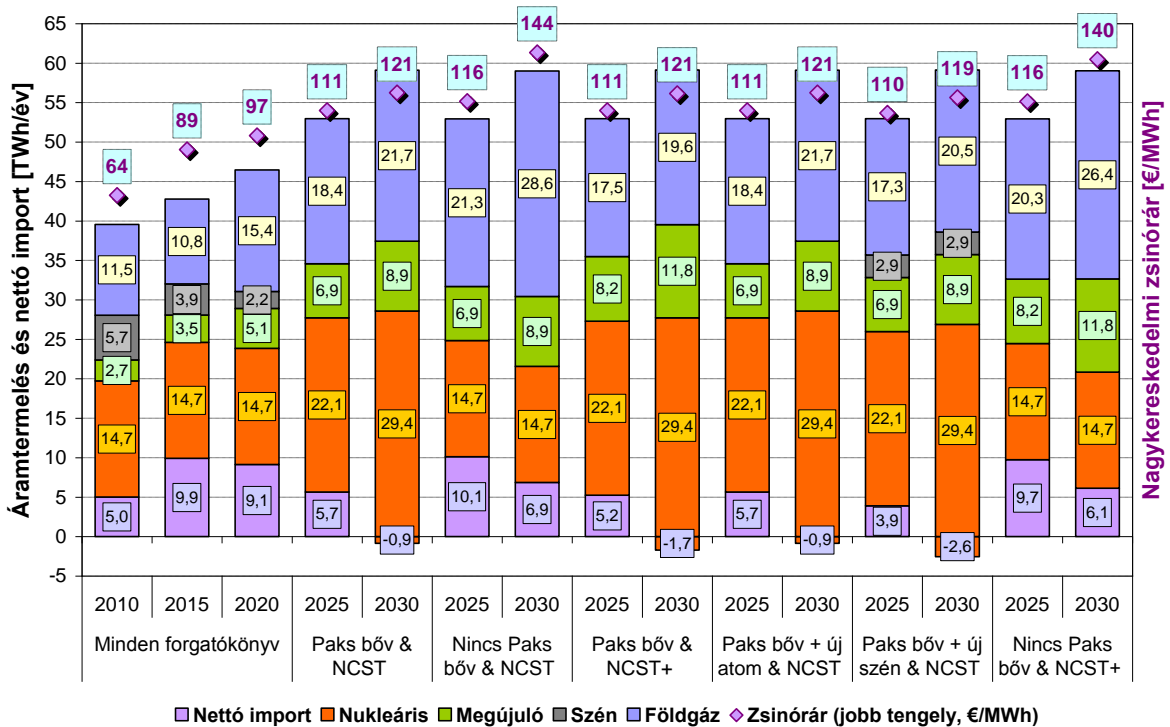
63. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO₂ kibocsátások az áramtermelésben (referencia olajár, 1%-os keresletbővülés)



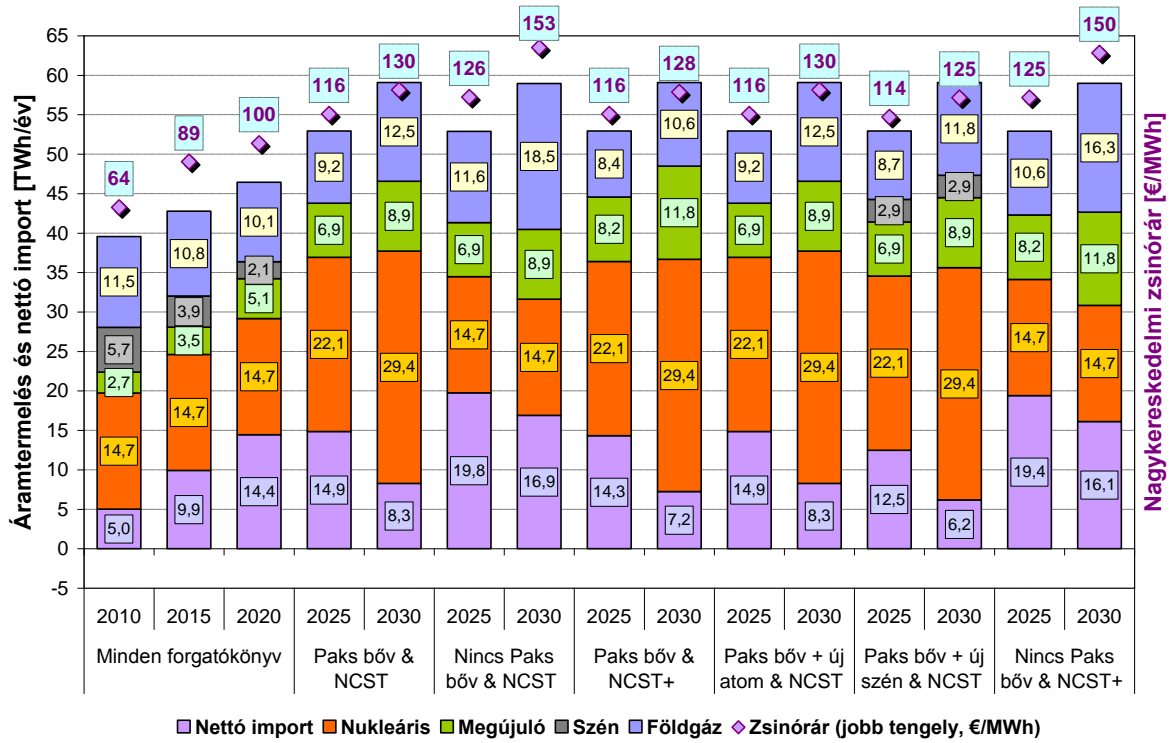
64. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO₂ kibocsátás alapján (referencia olajár, 1%-os keresletbővülés)



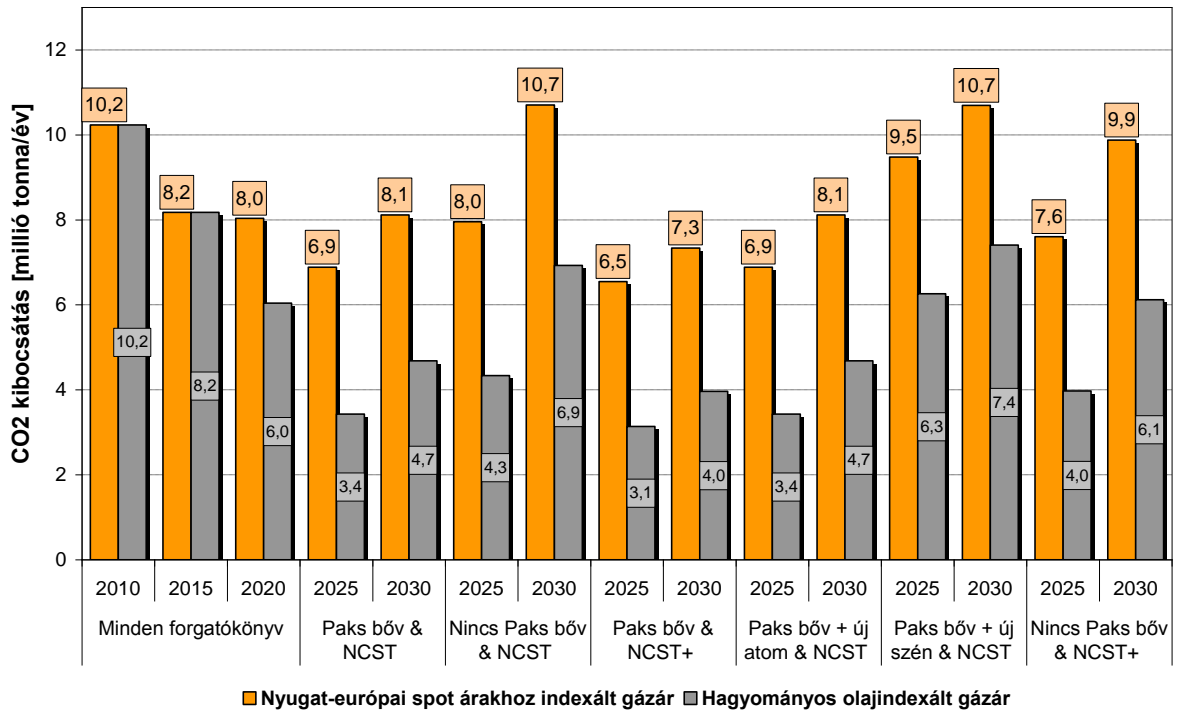
65. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (magas olajár, referencia kereslet)



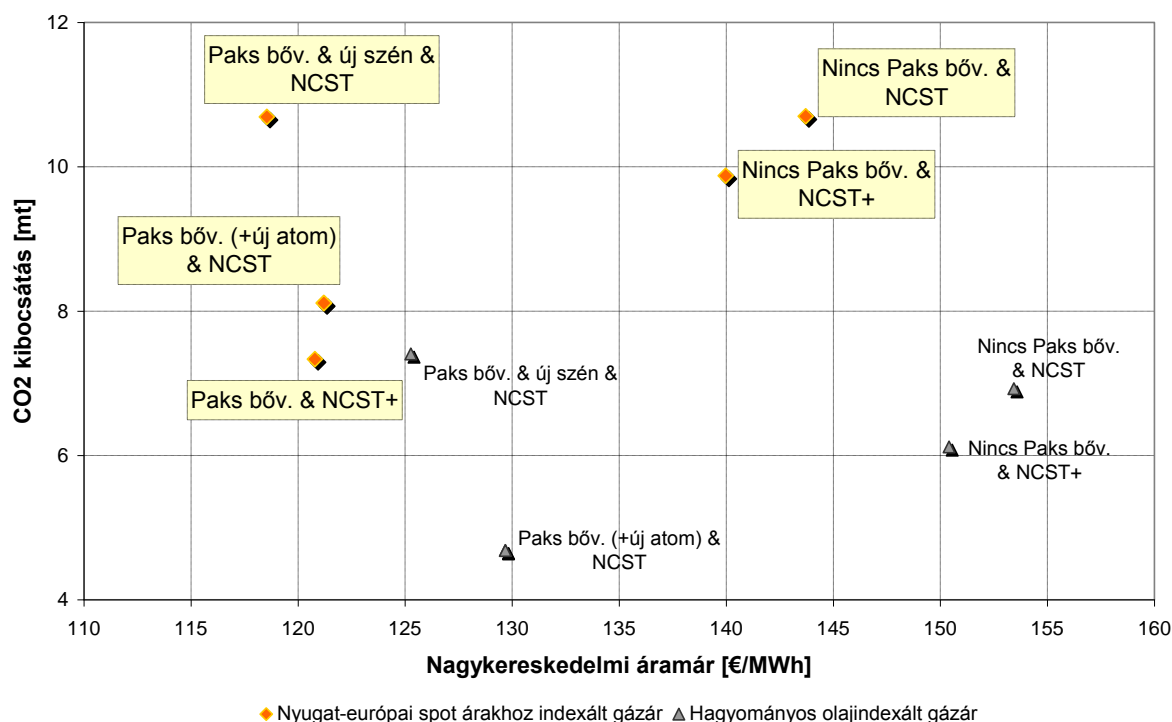
66. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (magas olajár, referencia kereslet)



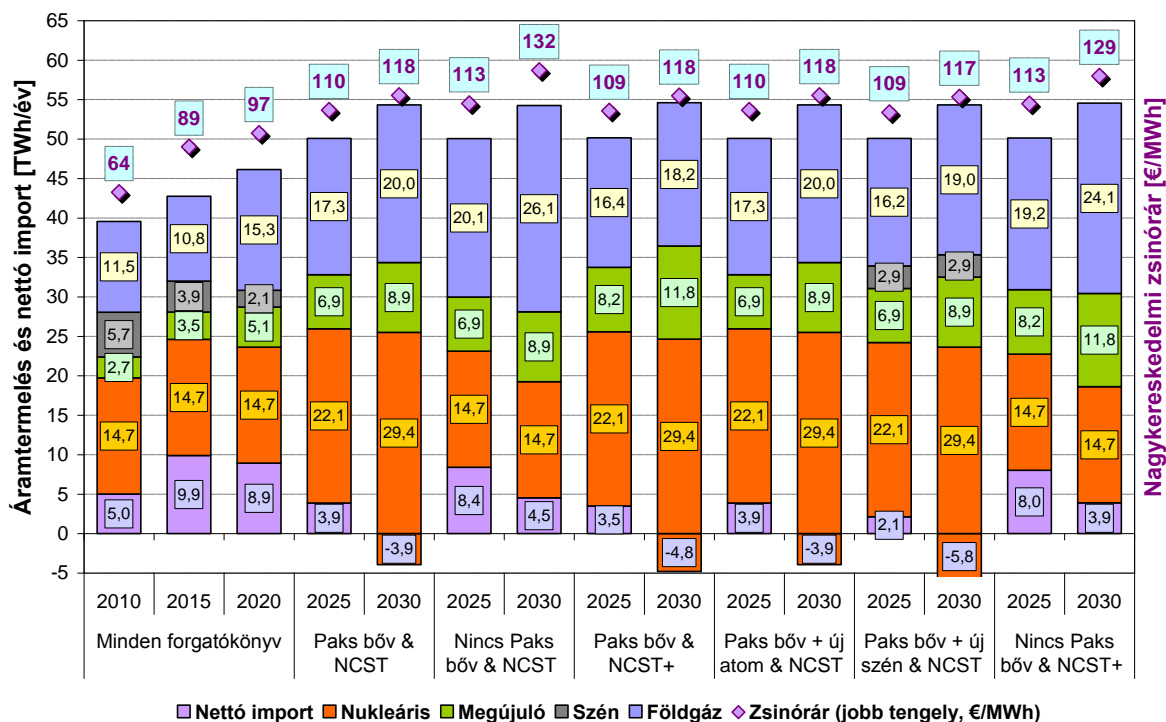
67. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO₂ kibocsátások az áramtermelésben (magas olajár, referencia kereslet)



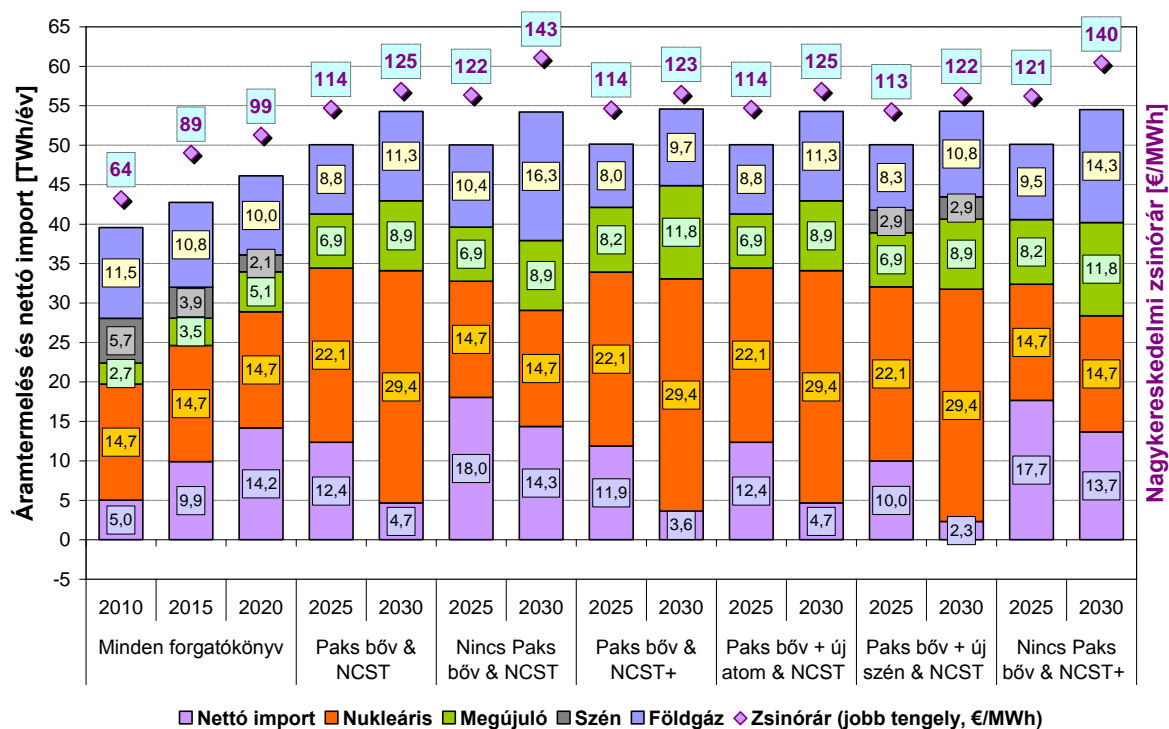
68. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becslést áramár és CO₂ kibocsátás alapján (magas olajár, referencia kereslet)



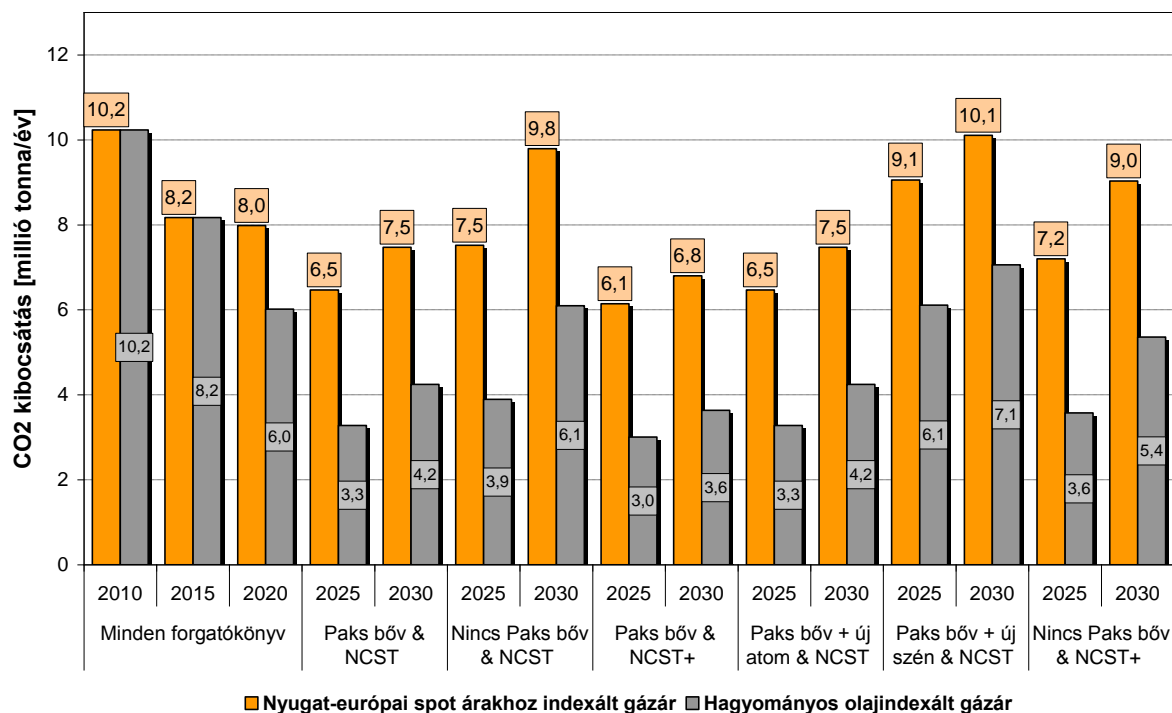
69. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (magas olajár, 1,5%-os keresletbővülés)



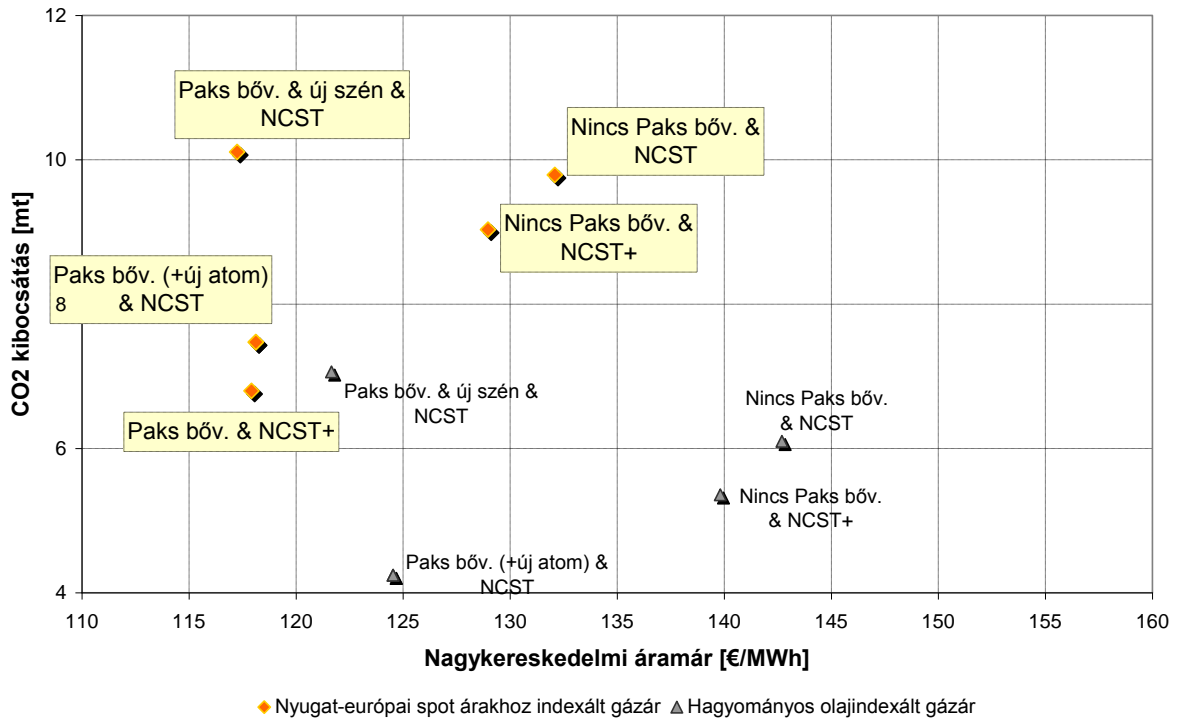
70. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (magas olajár, 1,5%-os keresletbővülés)



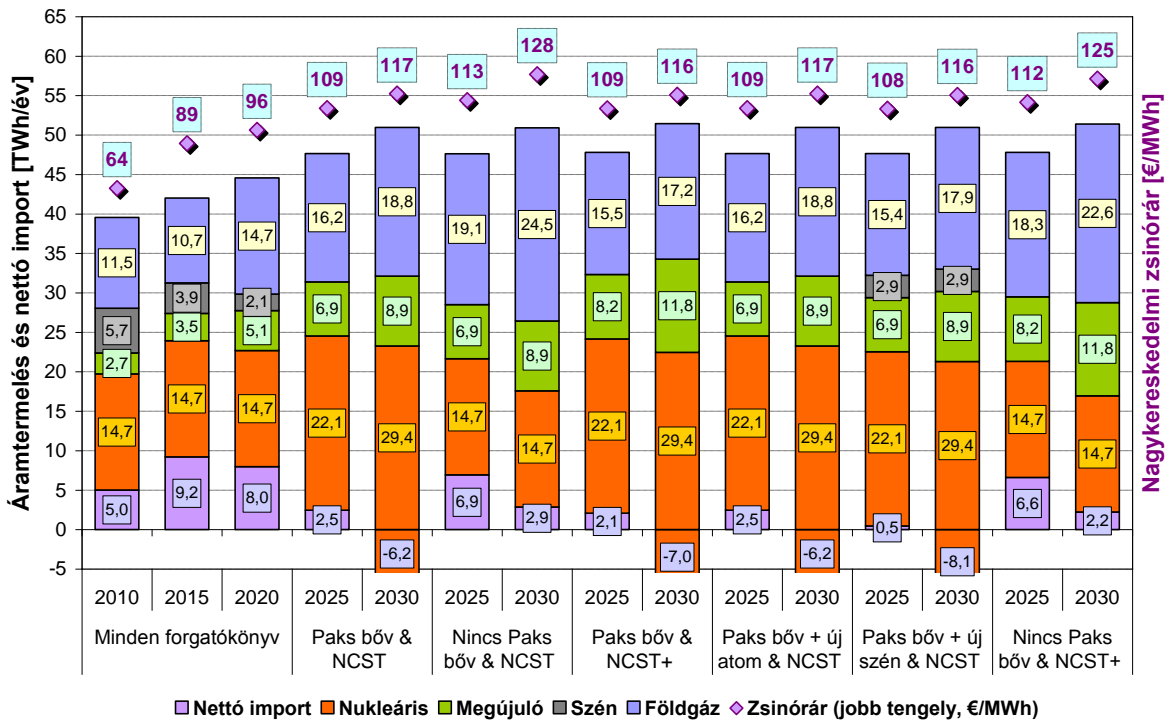
71. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO₂ kibocsátások az áramtermelésben (magas olajár, 1,5%-os keresletbővülés)



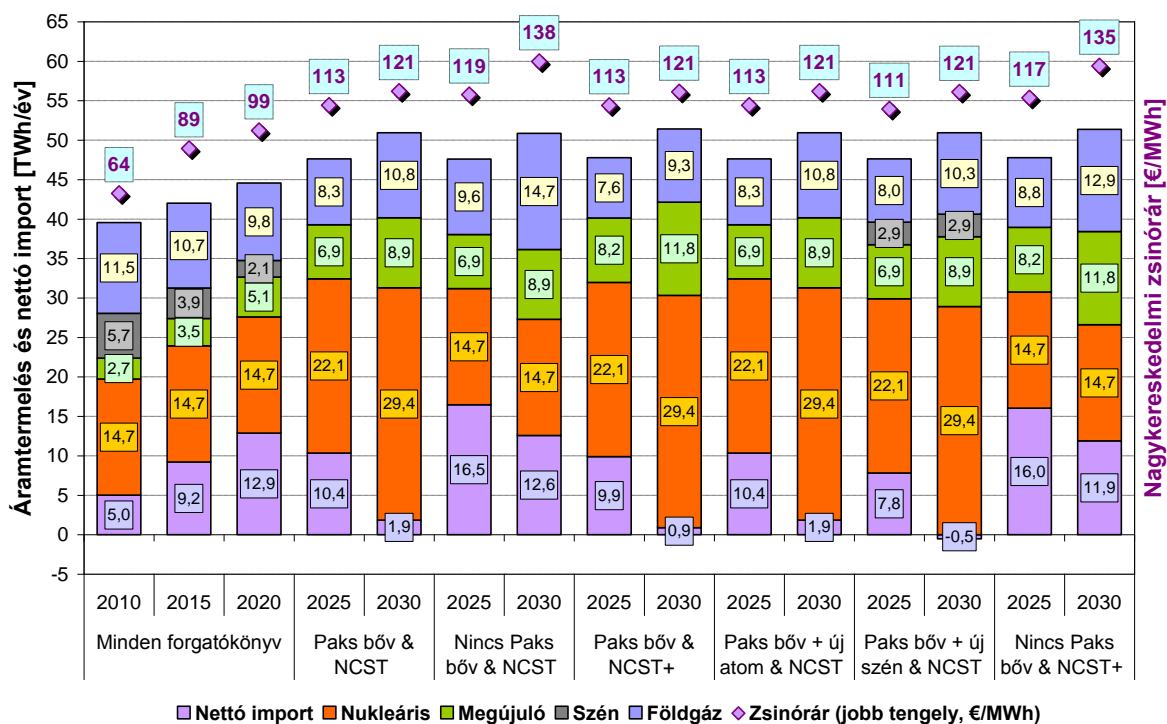
72. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becslült áramár és CO₂ kibocsátás alapján (magas olajár, 1,5%-os keresletbővülés)



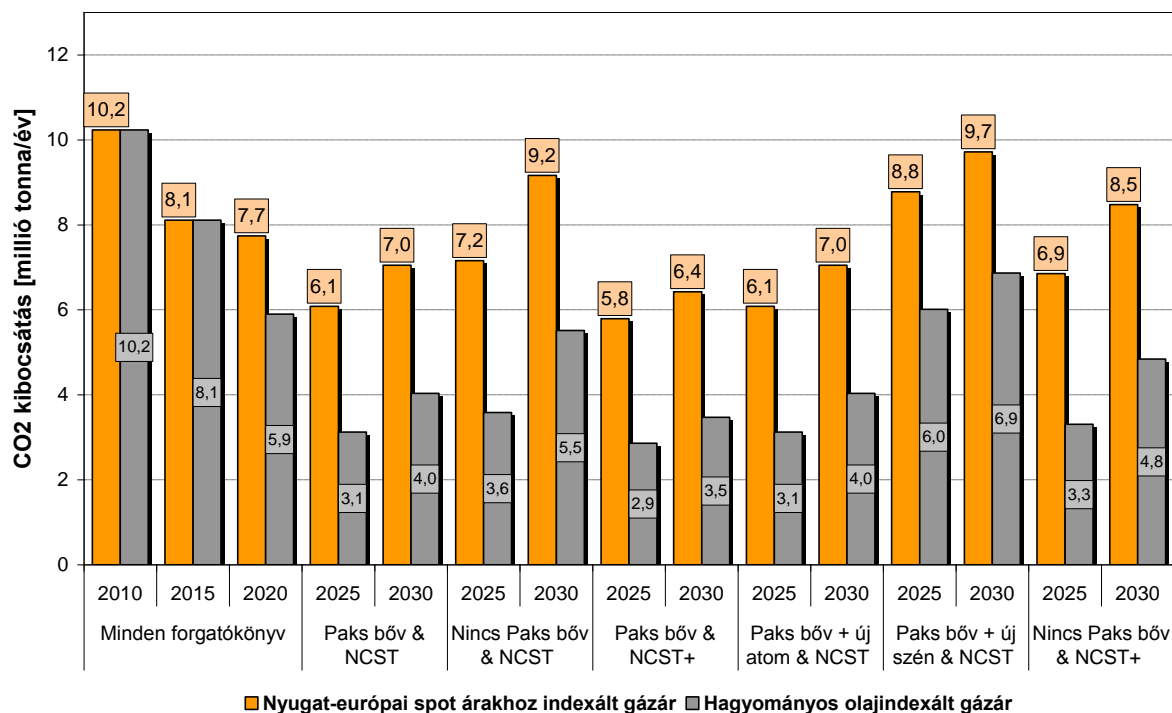
73. ábra: Modellezési eredmények nyugati spot árakhoz indexált gázárak mellett (magas olajár, 1%-os keresletbővülés)



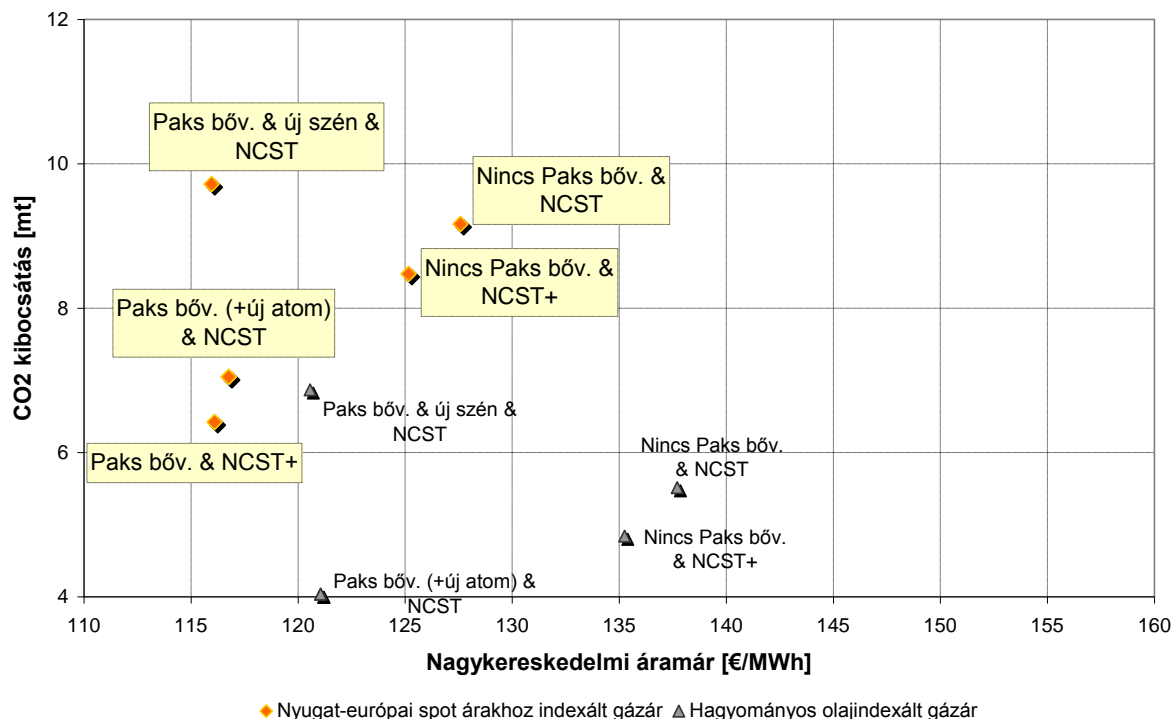
74. ábra: Modellezési eredmények olajindexált gázárak mellett (magas olajár, 1%-os keresletbővülés)



75. ábra: Modellezési eredményekből származtatható CO₂ kibocsátások az áramtermelésben (magas olajár, 1%-os keresletbővülés)



76. ábra: Forgatókönyvek összefoglalása 2030-ra becsült áramár és CO₂ kibocsátás alapján (magas olajár, 1%-os keresletbővülés)



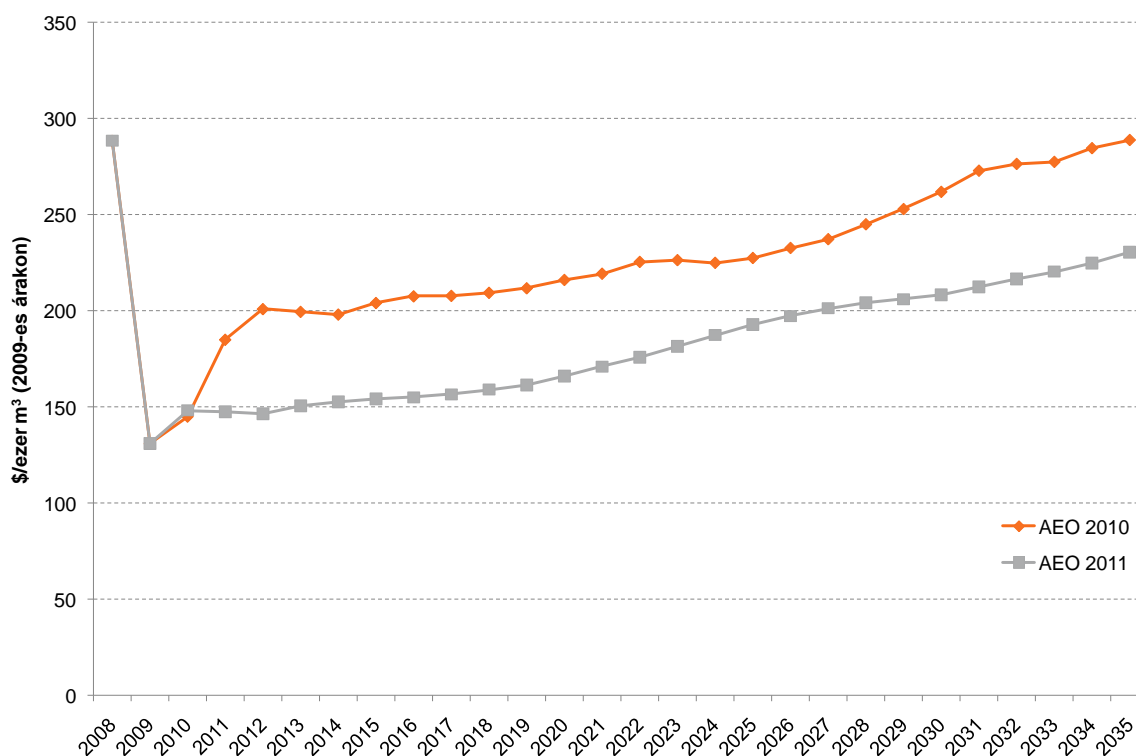
4. FÜGGELÉK. A PIACI GÁZÁR PROGNÓZIS HÁTTERE

Az alábbiakban bemutatjuk az olajindexált földgázárhoz képest alacsonyabb nyugati forrású „piaci gázár” előrejelzésünk mögött meghúzódó gondolatmenetet.

USA gázár-prognózis

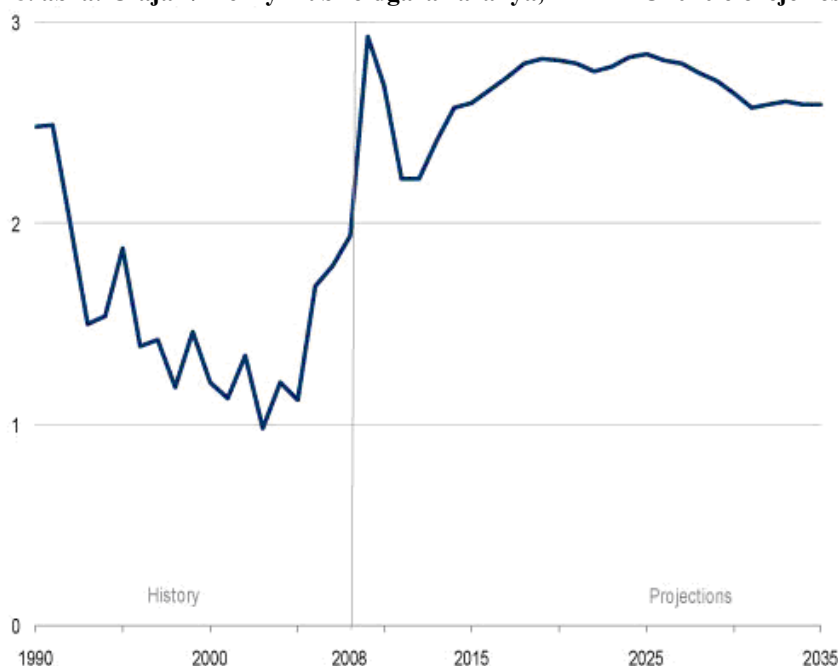
A kiindulópontot az USA EIA amerikai nagykereskedelmi piaci árakra vonatkozó előrejelzése szolgáltatja. Amerikában a nem-konvencionális gázkitermelési technológia áttörése úgy tűnik, hosszú távon csökkenést hoz a gázárban és egyben a korábbinál nagyobb mértékű eltávolodást az olajáraktól. Az EIA előrejelzése alapján a 2009-es technológiai áttörés olyan mértékben változtatja meg az amerikai piacot, hogy a 2008-as árszinthez legfeljebb 2035-ben jut vissza a piac, de a legfrissebb 2011-es előrejelzés szerint még akkor sem. Továbbá az olaj és gázár hányados a történelmi értékekhez képest a jelenlegi magas szint körül marad.

77. ábra: EIA Henry Hub földgázár előrejelzés. Annual Energy Outlook (AEO) 2010 és 2011



Forrás: EIA AEO 2010 és AEO 2011

78. ábra: Olajár / Henry Hub földgázár aránya, EIA AEO2010 előrejelzés



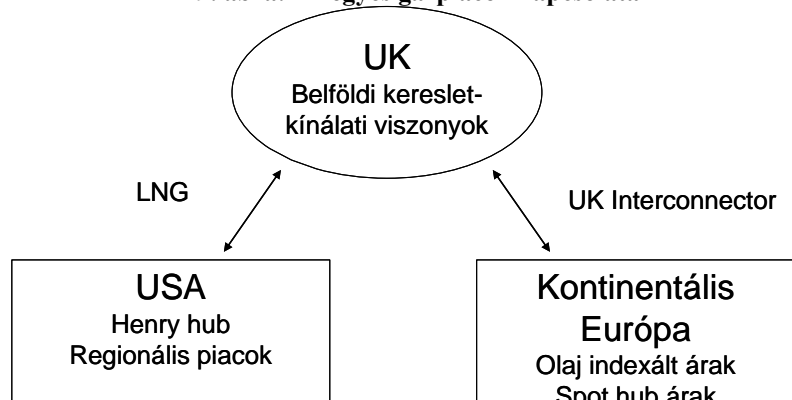
Forrás: EIA AEO 2010, 70. ábra

Az USA és a brit gázárak kapcsolata

Az amerikai árak az európai piacra leginkább a brit piac közvetítésével jutnak el, de természetesen a többi atlanti óceán parti LNG fogadó terminállal rendelkező ország is hozzájárul az amerikai árak közvetítéséhez. A brit piac jelentősége miatt ugyanakkor az amerikai árak lehetséges hatását a kontinentális Európára a brit és amerikai piacok összekapcsolódásának elemzésén keresztül mutatjuk be.

A kölcsönös árhatás útját az alábbi egyszerű ábra szemlélteti (79. ábra). Az amerikai és brit árakat az atlanti óceáni LNG szállítmányok kötik össze, míg a kontinentális Európa és Nagy Britannia árainak kiegyenlítését a Belgiummal összekötő vezeték, az Interconnector teszi lehetővé.

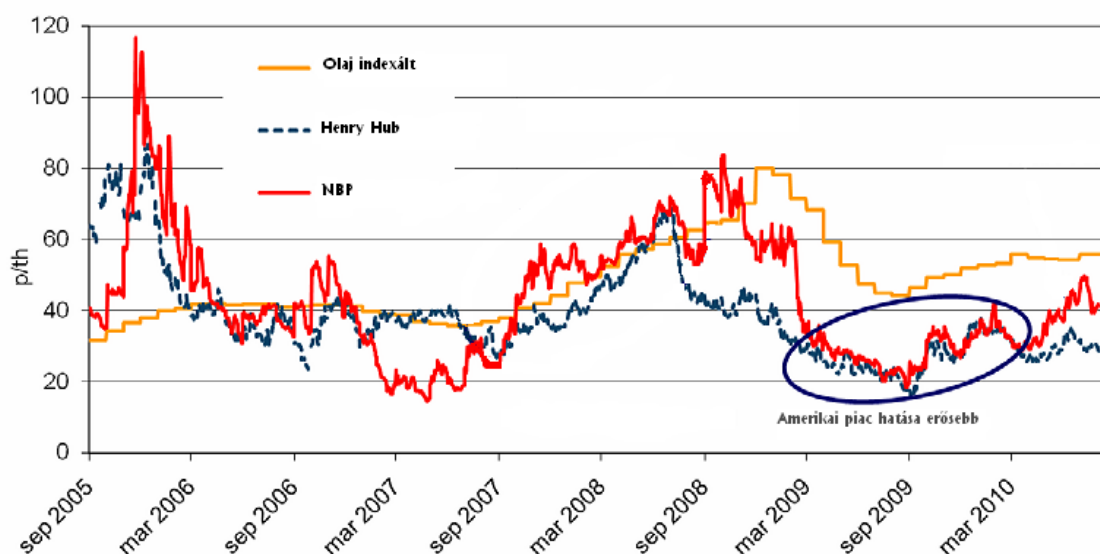
79. ábra: Az egyes gázpiacok kapcsolata



Forrás: Brochman (2010): Price linkage between US and UK gas markets. Oslo 2010. augusztus 20. Point Carbon

Az alábbi ábrán az amerikai és a brit földgázpiacok árának, illetve az olajárindexált szerződések árának elmúlt 5 évben történő alakulását mutatjuk be. Látható, hogy bizonyos időszakokban a két piac árai jelentős mértékben elszakadtak egymástól, ugyanakkor a két piacon tapasztalt árváltozások iránya a vizsgált időintervallum jelentős részében megegyezett és egészen 2008 őszéig – bár jelentős volatilitással – követték az olajindexált árak alakulásának trendjét. 2009-ben az amerikai Henry Hub árai és a brit hub, az NBP árai jelentős mértékben elszakadtak az olajárindexált áraktól, miközben a két piac között a különbség (spread) nagymértékben csökkent, emellett az árak közötti korreláció 0,6-ról 0,86-ra nőtt.

80. ábra: Az amerikai Henry Hub, a brit NBP és a kontinentális olajindexált alapú földgázár összehasonlítása



Forrás: Brochman (2010): Price linkage between US and UK gas markets. Oslo 2010. augusztus 20. Point Carbon

2009 folyamán a brit piac elszakadt az olajindexált áraktól, az amerikai árak váltak meghatározóbbá. Ez a változás az elemzések alapján a spot, azaz nem hosszú távú szerződésekben lekötött LNG kínálat növekedésének köszönhető az atlanti térségben. Ennek fő oka a 2009 márciusától megnövekedett brit LNG fogadó kapacitás valamint a gazdasági válság, amely a legnagyobb LNG importőrök esetében, azaz Japán és Dél-Koreánál is földgázimport csökkenéshez vezetett. Így LNG kínálati többlet alakult ki, amely az árakat követve az atlanti térségben került piacra.⁴⁵ 2010 tavaszától ugyanakkor újra távolodtak a brit és amerikai földgázpiaci árak: miközben a Henry Hub árai stagnáltak, az NBP árak az utóbbi egy évben megduplázódtak.

⁴⁵ PI: Melling (2010): Natural gas pricing and its future. Europe as the battleground. Carnegie Endowment for international peace. http://www.carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf

Kérdés, hogy a jövőben a brit és amerikai piacok összekapcsolódása tartósan is megvalósulhat-e, és ezáltal az Interconnectoron keresztül a kontinentális Európába is eljuthat-e legalábbis részben az olajindexált árakhoz képest alacsonyabb amerikai (vagy egyéb versenyzői) árak árelőnye, vagy ez a szoros együttmozgás egy átmeneti esemény volt.

A két piac kapcsolódásának kulcsa az elegendő mennyiségű spot LNG, ami a két piac közül – a szállítási költségek figyelembe vételével – mindig a drágább irányába mozog, ezáltal megakadályozva az árak jelentősebb eltérését. Jelentősen tehát akkor válhat szét a brit és amerikai ár:⁴⁶

- ha az atlanti térségben kevés a spot LNG. Ez megtörténhet, ha az ázsiai piacok a gazdasági válságból felépülve újból felszívják az LNG importot. Ezzel a hatással ugyanakkor szembemehet, hogy hamarosan a termelő országokban jelentős kapacitású LNG terminál kerül üzembe helyezésre, növelve a világpiaci LNG kínálatot.
- Másik ok lehet, ha az eddiginél nagyobb mennyiségű spot LNG-re van szükség a két piac kiegyenlítéséhez. Ez akkor lehetséges, ha a brit és az amerikai piaci tendenciák ellenkező irányba mozdulnak el, például mert a brit piacon a hazai termelés csökkenése miatt áremelkedést okozó túlkereslet, míg az amerikai piacon a nem-konvencionális készletek megjelenésével árcsökkenéshez vezető túlkínálat alakulna ki.
- A harmadik ok a piacok szétválására az lehetne, ha hiány lépne fel LNG fogadó terminálból a két térségben. Ez egyelőre nem tűnik indokoltnak: az USA jelenleg a teljes kapacitása 15-20%-át, míg a britek kapacitásuk 40%-át használják ki.

Ennek a három eseménynek a bekövetkezési valószínűsége átmeneti időszakokra nagy lehet. Ha azonban az LNG kapacitások bizonyos időbeli csúszással követik a piaci igényeket, akkor a két piac tartós elszakadása hosszú távon nem valószínű.

A brit és amerikai piac összekapcsolódásának várható hatása a kontinentális európai gázárakra

A brit ár, az NBP jelentős hatással bír a kontinentális európai árakra. Ez a hatás jelenleg még hazánkban is érezhető, hiszen az atlanti térségbe érkező spot LNG olcsóbbá teszi a nyugati forrást a keleti olajindexált forrásnál. Másrészt rövidebb távú és egyes hosszú távú szerződésekben is megjelent már a kontinentális Európában az NBP-hez indexált árazás.⁴⁷

Amint a fenti példákbl látható, a nem-konvencionális gáz 2009-es amerikai áttörése tehát nemcsak az angol piacon éreztette hatását, hanem eljutott a hazánk szempontjából meghatározó német és holland piacokra is. Az 81. ábra a német olajindexált hosszú távú szerződések becsült átlagárát és a német határarat, azaz az összes import átlagárát hasonlítja

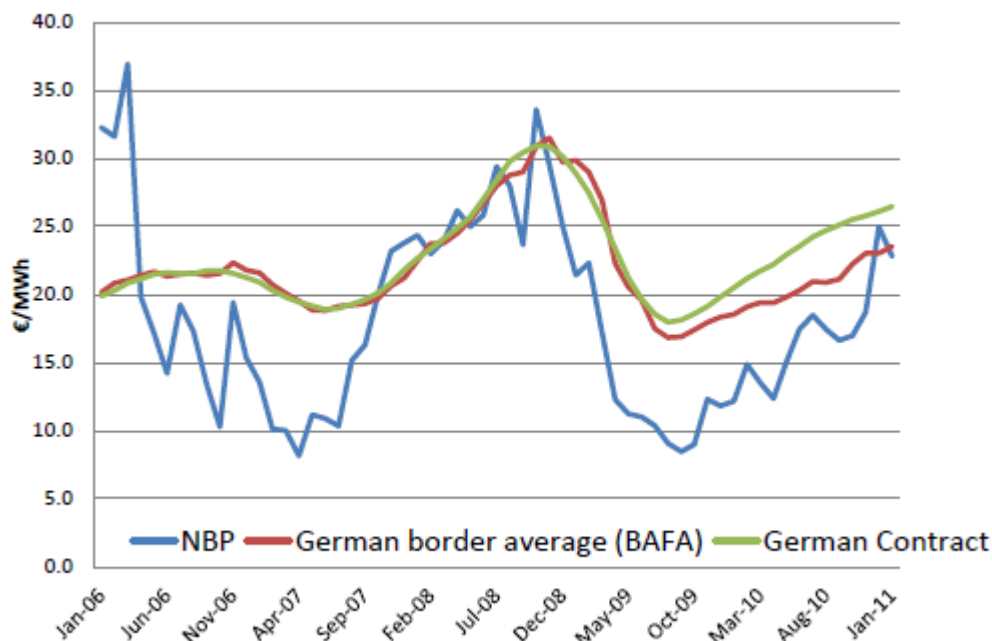
⁴⁶ Brochman (2010): Price linkage between US and UK gas markets. Oslo 2010 augusztus 20. Point Carbon

⁴⁷ Stern, Rogers (2011): The transition to hub based gas pricing in continental Europe. The Oxford Institute for Energy Studies. NG 49. March 2011. <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG49.pdf>

össze. A határár, mint látható, sokáig megegyezett az olajindexált árral, ugyanakkor a nyugatról jövő árnyomás hatására 2009 közepétől elszakadt attól.

A német árakhoz hasonló folyamat zajlott le nyugat-Európa többi gázpiacán is. A holland TTF hub árai 2011 elején is a becsült olajindexált átlagárnál 14%-kal alacsonyabbak voltak. 2010 során pedig ez az árelőny átlagosan 25% volt.⁴⁸

81. ábra: Német olajindexált gázár és határár, NBP, €/MWh



Forrás: Stern, Rogers (2011): *The transition to hub based gas pricing in continental Europe*, The Oxford Institute for Energy Studies. NG 49. March 2011. p. 13.

Hosszú távon elkerülhetetlennek tűnik, hogy a hosszú távú szerződésekbe tartósan is bekerüljön a spot piachoz történő indexálás.⁴⁹ Egyesek szerint pedig az olajindexálás a kontinentális Európában teljesen meg kell, hogy szűnjön a tőzsdei alapú árazás javára.⁵⁰

Az azonnali piacok közül jelenleg egyértelműen a brit NBP a leginkább likvid. A kisebb forgalmat bonyolító hub-ok másnapi árai a szállítási költségeknek és szűkületeknek

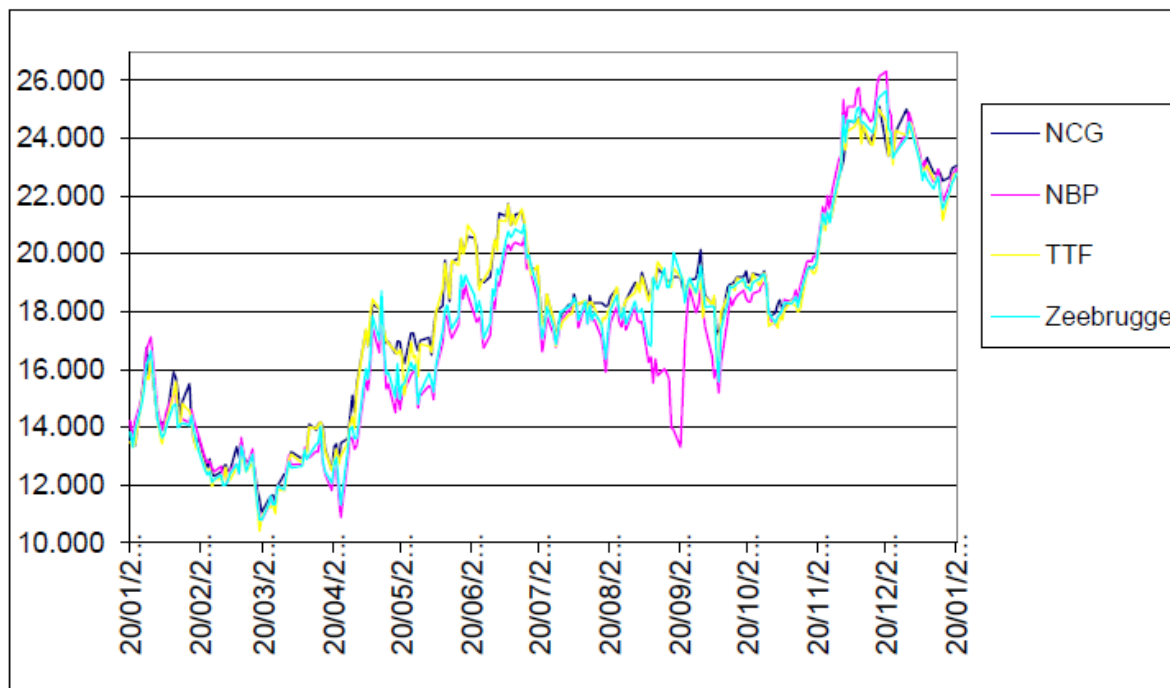
⁴⁸ Source: *Platts European Gas Daily: monthly averages*, January 2011, p.2. in: Stern, Rogers (2011): *The transition to hub based gas pricing in continental Europe*. The Oxford Institute for Energy Studies. NG 49. March 2011. <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG49.pdf>

⁴⁹ Például: Melling (2010): *Natural gas pricing and its future*. További adalék, hogy a Gazprom a nyugati árnyomás hatására 2009. októbertől átmenetileg három évre néhány európai partnerével, mint például az E.ON megegyezett, hogy a szerződött mennyiség 15%-a erejéig hub alapú árazást követnek, a többi 85% olajindexált alapú marad. *Europe as the battleground*. Carnegie Endowment for international peace. http://www.carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf

⁵⁰ Stern, Rogers (2011): *The transition to hub based gas pricing in continental Europe*. The Oxford Institute for Energy Studies. NG 49. March 2011. <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG49.pdf>

megfelelően eltérhetnek, de egyértelműen együttmozognak az NBP áraival, a havi és szezonális árak pedig már szinte teljes korrelációt mutatnak (lásd 82. ábra).⁵¹

82. ábra: Day ahead árak. 2010. január – 2011. január (€/MWh)



Forrás: ICIS Heren in Stern, Rogers (2011): *The transition to hub based gas pricing in continental Europe*, The Oxford Institute for Energy Studies. NG 49. March 2011. p. 13.

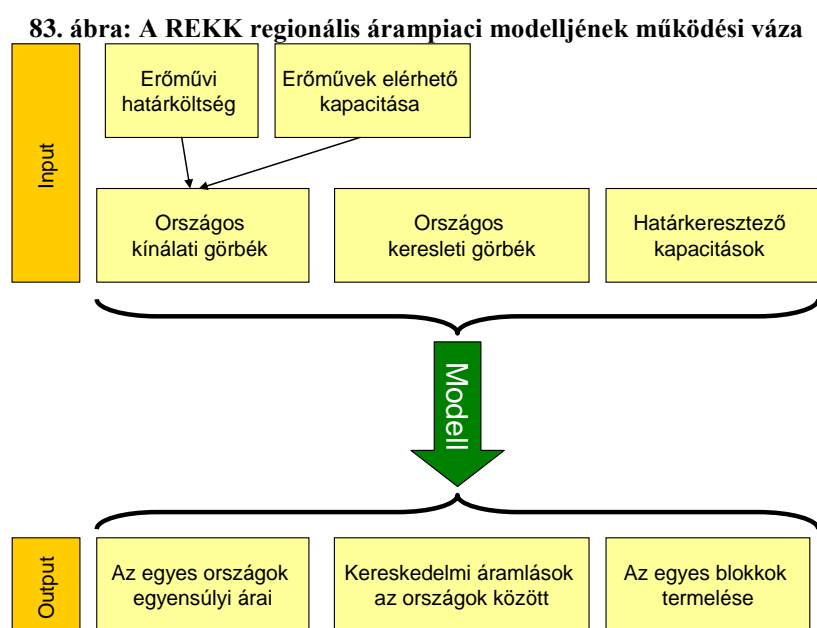
Így egy tartós amerikai és brit piaci összefonódás a kontinentális Európa és így hazánk földgáz piacaira is az olaj-indexálttól eltérő árazású, olcsóbb földgázt hozhat, amennyiben a nyugat-európai földgáz piacokon a hub-ok likviditásában jelentős és tartós növekedés tapasztalható. Az amerikai és brit piacok közeledése a múltbeli tapasztalatok alapján főként azokban az időszakokban lehet erősebb, amikor az olaj és így az olajindexált árak jelentősen megnövekednek. Ekkor az európai piacok az LNG szállítmányok számára vonzóvá válnak, és e többlet kínálat letöri a gázpiaci fundamentumokhoz képest magas olajindexált árakat.

⁵¹ ICIS-Heren in Stern, Rogers (2011): *The transition to hub based gas pricing in continental Europe*. The Oxford Institute for Energy Studies. NG 49. March 2011. <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG49.pdf>

5. FÜGGELÉK. A REGIONÁLIS ÁRAMPIACI MODELL RÉSZLETES BEMUTATÁSA

Ebben a fejezetben bemutatjuk a REKK saját fejlesztésű regionális árampiaci modelljének főbb működési jellemzőit és rövid leírást adunk a modell bemenő adatairól.

A modellben explicit módon figyelembe vesszük a közép- és délkelet-európai régió 15 országának áramtermelési költségeit és kapacitásait, keresleti jellemzőit és a határkeresztező metszések kereskedési kapacitását. A modell működésének sematikus vázát az 83. ábra mutatja.



A modellben folyó versenyt és a kialakuló egyensúlyt a következők jellemzik:

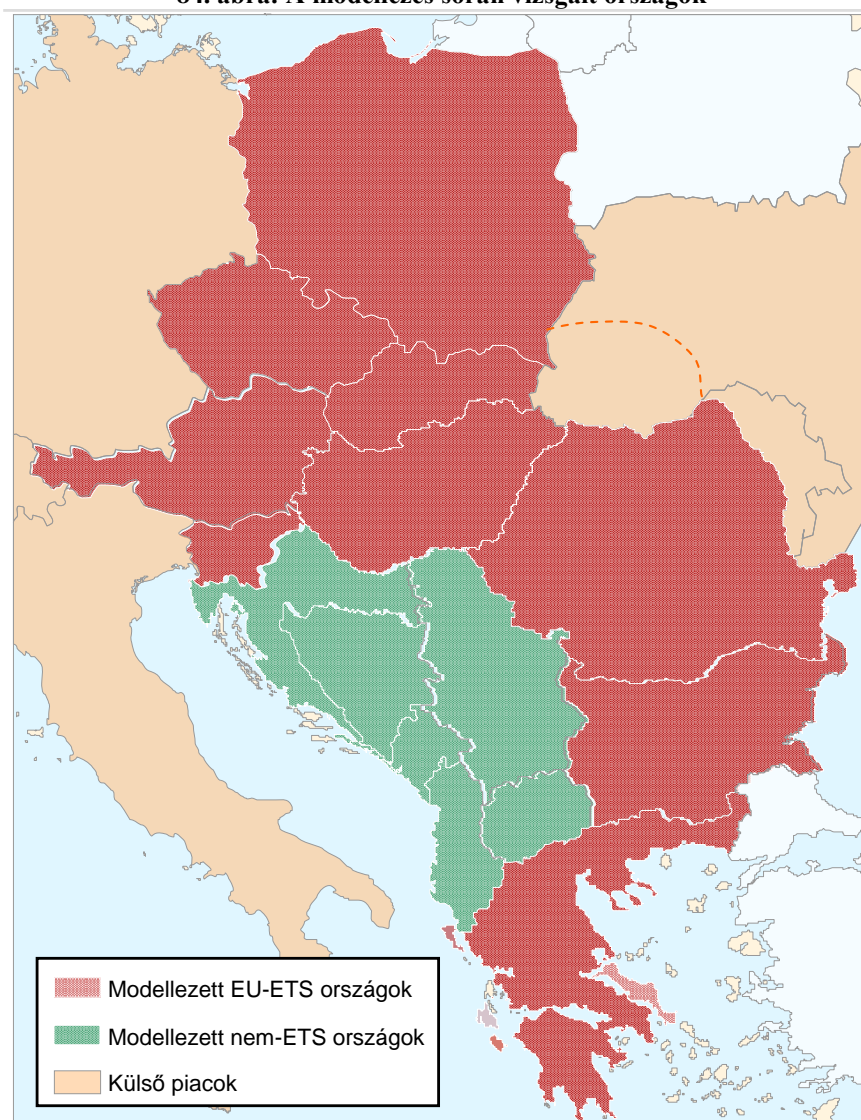
1. Az erőművek árelfogadó módon viselkednek a piacon, vagyis nem feltételezik, hogy termelési szintjük megváltoztatása szignifikáns hatással lenne a nagykereskedelmi árra. Ebből következően pontosan akkor jelennek meg piaci kínálattal, ha a nagykereskedelmi ár meghaladja rövid távú termelési egységköltségeiket.
2. A határokon hatékony kereskedelem folyik, vagyis mindaddig növekszik az export az olcsóbb országokból a szomszédos drágábbak felé, amíg az árak ki nem egyenlítődnek, vagy a kereskedett mennyiség el nem éri az összekötő metszések kapacitáskorlátjait.

A vizsgált országok

A 84. ábra mutatja, hogy mely országokat vizsgáltuk. A „Külső piacokként” jellemzett országokban az általunk – egyszerűsített módon – közvetlenül becsült piaci árak vannak érvényben, így ezek nem a modellezési eredményeképpen alakulnak ki, hanem a bemenő

paraméterek közé tartoznak. A többi 15 ország egyensúlyi ára viszont modellezési eredményként adódik.

84. ábra: A modellezés során vizsgált országok



A keresleti oldal modellezése

A modellezés során alapesetben egy rövid távú, jellemzően egyetlen órának megfeleltethető piacot szimulálunk. Vizsgálatunk tárgya ugyanakkor végső soron az éves termelés és fogyasztás, nem pedig egy adott óráé. Ezért a keresleti oldalon meghatározunk több (összesen 24 db) referencia-időszakot, amelyek súlyozott átlagolásával becsüljük az egyes erőművek éves kihasználtságát.

A referencia-időszakok kialakításánál a 15 ország együttes, regionális szintű össz fogyasztásból indultunk ki. Az év 8760 óráját csökkenő sorrendbe állítottuk a rájuk jellemző regionális áramfogyasztás szerint, majd az így kapott görbéhez (az ún. tartamdiagramhoz) egy 24 elemből álló „lépcsős függvényt” illesztettünk. A lépcsőfokok

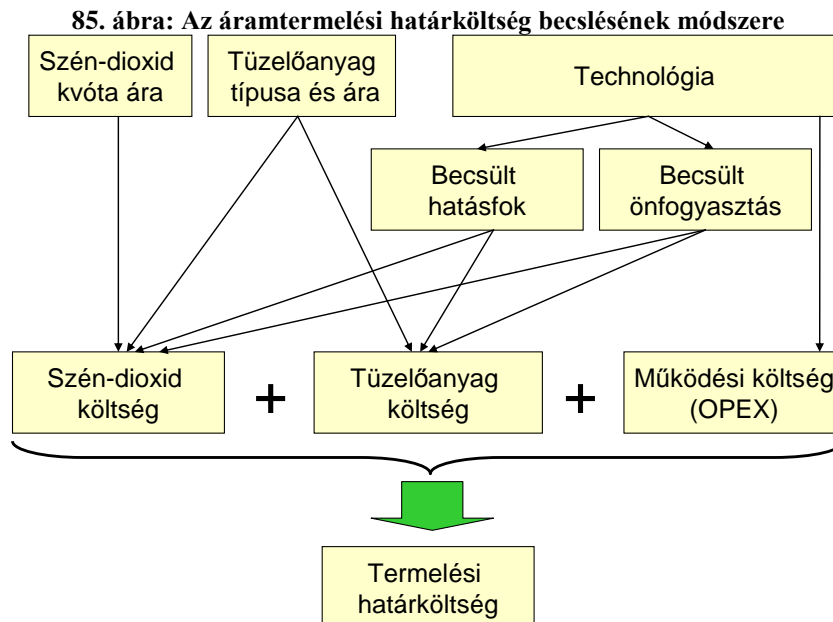
egyenlő „magasak”, „hosszúságuk” – mely a tartamdiagram eredeti alakjától függ – pedig meghatározza az egyes referencia-időszakok hosszát, valamint az év óráinak megosztását a időszakok között. Ezt követően az egyes referencia-időszakokba sorolt órák fogyasztásának átlagolásával az országok szintjén is meghatároztuk az időszakok átlagos keresleti szintjét.

Az éves bruttó fogyasztás előrejelzésekor – Magyarországot kivéve – részben az EU felé leadott Megújuló Energia Hasznosítási Nemzeti Cselekvési Tervekből, részben (nem EU tagállamok esetén) múltbeli adatokból indultunk ki.

A kínálati oldal modellezése

Villamos energia előállításához számos elsődleges energiaforrás áll rendelkezésre, ezek közül nagyságrendileg a legfontosabbak a szén, a földgáz, a víz- és a nukleáris energia. Mivel rövid távú versenyt modellezünk, ezért a termelési költségek közül kizárólag a határköltségekre fogunk koncentrálni. Jó közelítéssel feltételezhető, hogy egy adott technológiát tekintve az áramtermelés határköltsége különböző termelési szintek mellett is viszonylag kis intervallumban mozog; ezt figyelembe véve mi konstans határköltséggel fogunk számolni.

A határköltségek becsléséhez az 1 MWh villamos energia előállításához szükséges tüzelőanyag költségét, szén-dioxid kvótafelhasználásból adódó költséget, illetve a változó működési költségeket (OPEX) kell meghatározni. Az alábbi ábra mutatja, hogy milyen módszerrel számolható ki az egyes erőművi blokkok határköltsége.



Az adott technológia meghatározza az erőművi blokk hatásfokát és önfogyasztását, illetve a működési költségét. A felhasznált tüzelőanyag típusának és árának ismeretében ezen hatásfokkal és önfogyasztással korrigálva meghatározhatjuk az erőmű tüzelőanyag-költségét, illetve a szén-dioxid kvóta árának segítségével a szén-dioxid költséget is. Ezen költségelemek már a kiadott villamos energiára értendőek. Az első két költségelemhez a közvetlen működési

költséget (OPEX) hozzáadva kapjuk meg az adott blokk határkölségét a kiadott villamos energiára vonatkozóan.

Hatásfok és rendelkezésre állás

Az erőműre vonatkozó energiaátalakítási hatásfokokat az egyes blokkok építési éve és a használt technológiájuk alapján becsüljük meg, míg az önfogyasztási értékeket függetlennek vesszük az erőmű működésének idejétől. A modellezés során használt értékeket a következő két táblázatban mutatjuk be.

16. táblázat: Az egyes technológiákra jellemző energiaátalakítási hatásfok értékek és az önfogyasztás mértéke

Építés éve	Gáz- és olajtüzelésű erőművek	Szén- és biomassza-tüzelésű erőművek	CCGT
1960	37%	35%	-
1970	39%	37%	-
1980	41%	39%	-
1990	43%	41%	50%
2000	45%	43%	55%
2010	47%	45%	58%

Forrás: KEMA (2005), MAVIR (2008)

17. táblázat: A különböző technológiájú erőművek rendelkezésre állása és önfogyasztása

	Rendelkezésre állás	Önfogyasztás
Gáz- és olajtüzelésű erőmű	90%	5%
Szénerőmű	85%	13%
Atomerőmű	95%	6%
CCGT	90%	5%

Forrás: REKK becslés, MAVIR, MEH

A vízerőműveknél az éves kihasználtság szintjét vettük alapul, ami átlagosan 15-35% körül mozog (országtól függően).

Tüzelőanyag-költség

A határkölség meghatározásának egyik legfontosabb összetevője a felhasznált tüzelőanyag költsége. A modellezés során hét különböző tüzelőanyag-típust, illetve technológiát különböztettünk meg: feketeszén, lignit, földgáz, nehéz fűtőolaj (HFO), könnyű fűtőolaj (LFO), nukleáris, illetve megújuló energiaforrások.

A megújuló energiaforrások esetében a kötelező átvételi rendszerek működése miatt nulla tüzelőanyag-költséggel számoltunk. Hasonlóképpen, a nukleáris erőműveknél a fűtőanyag-költségek becslése helyett közvetlenül egy alacsony, 13-17 €/MWh közötti határkölséget feltételeztünk annak függvényében, hogy mikor épültek az egyes blokkok. Mivel ezek az

erőművek egyetlen keresleti időszakban sincsenek ármeghatározó szerepben, ezért a feltételezés nem befolyásolja a végeredményeket.

A fosszilis tüzelőanyagok árának előrejelzését a nyersolajár alakulásához kötöttük, melynél az amerikai Energy Information Administration (EIA) hosszú távú prognózisát vettük figyelembe. Az alábbi két táblázatban összefoglaló jelleggel bemutatjuk a prognózisokat.

18. táblázat: Feltételezett tüzelőanyag-reálárak referencia olajár esetén

Energiahordozó	Mért.egys.	2010	2015	2020	2025	2030
Nyersolaj	\$/hordó	78	95	108	118	123
Szén	\$/tonna	105	130	140	147	151
Lignit	\$/tonna	84	104	112	118	121
Könnyű fűtőolaj (LFO)	\$/tonna	405	506	586	643	676
Nehéz fűtőolaj (HFO)	\$/tonna	364	455	528	579	609
Olajindexált gázár	€/MWh	14,1	17,4	20,1	21,9	23,0
Spot gázár	€/MWh	12,7	15,7	18,1	19,7	20,7
CO2 ár	€/tonna	16	16	16	30	30
Dollár-euró árfolyam	USD/EUR	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35

Forrás: EIA, REKK számítások

19. táblázat: Feltételezett tüzelőanyag-reálárak magas olajár esetén

Energiahordozó	Mért.egys.	2010	2015	2020	2025	2030
Nyersolaj	\$/hordó	78	146	169	186	196
Szén	\$/tonna	105	168	185	198	205
Lignit	\$/tonna	84	135	148	158	164
Könnyű fűtőolaj (LFO)	\$/tonna	405	813	950	1049	1110
Nehéz fűtőolaj (HFO)	\$/tonna	364	731	855	944	999
Olajindexált gázár	€/MWh	14,1	27,4	31,9	35,2	37,2
Spot gázár	€/MWh	12,7	24,7	28,7	31,6	33,4
CO2 ár	€/tonna	16	16	16	30	30
Dollár-euró árfolyam	USD/EUR	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35

Forrás: EIA, REKK számítások

A régiós szénárát az ARA nemzetközi árjegyzéshez kötöttük, amely 2011. elején 120 \$/tonna körül alakult. Itt hosszú távú előrejelzés nem áll rendelkezésünkre, így a nyersolajárhoz képest egy 50%-os gyorsaságú árnövekedést feltételeztünk a szénkészletek olajhoz mért relatív bősége miatt. A helyi kitermelésű lignit költségét a feketeszen árának 80%-ában határoztuk meg.

2010 és 2020 között a második kereskedési időszak megmaradó kvótáinak bankolhatósága miatt a jelenleg megfigyelhető, 16 €/tonnás szén-dioxid kvótaárral számoltunk. 2021-től kezdve szigorúbb európai klímapolitikát és ezzel együtt egy magasabb, 30 €/tonnás kvótaárat feltételeztünk.

Működési költség (OPEX)

Az erőművek határköltségének harmadik összetevője – a szén-dioxid- és tüzelőanyag-költség mellett – a működési költség (operating expenditures, azaz röviden OPEX). Ezen költségek közé csak a termeléssel egyenes arányban változó költségeket számítottuk bele, vagyis azokat, amelyek befolyásolják a rövid távú termelési döntést. Az erőművek fix működési költségeit tehát nem vettük számításba.

A változó OPEX nagyságát 5-7 €/MWh-ra becsültük a szenes, a hagyományos gáz- vagy olajtüzelésű és az OCGT erőműveknél, illetve 3-4 €/MWh-ra az újabb CCGT egységeknél.

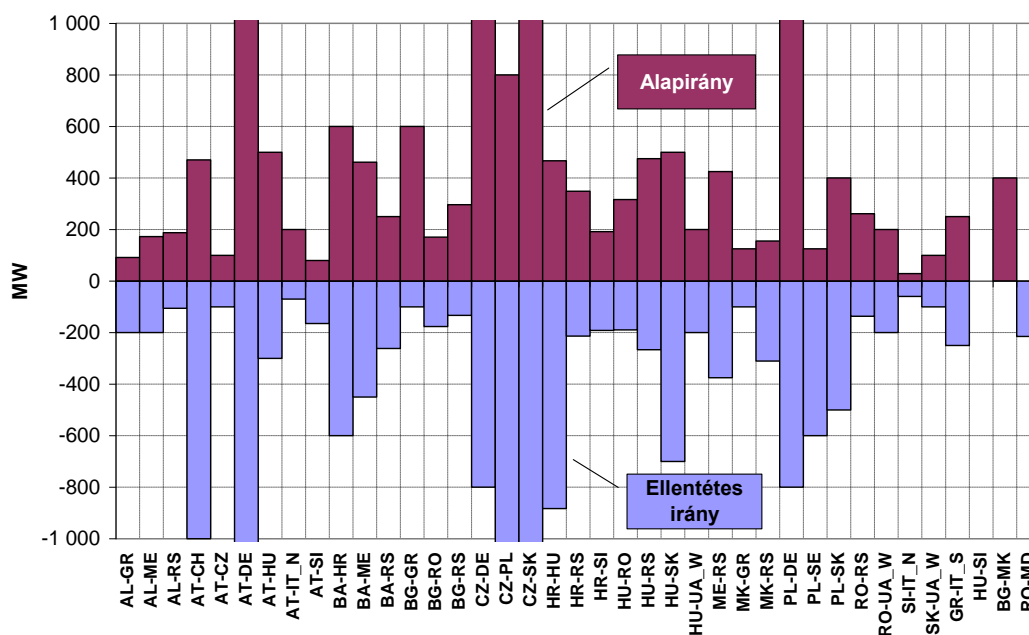
Beépített kapacitások

A beépített termelési kapacitások előrejelzéséhez a Platts Energy in East Europe kiadványának rendszeresen megjelenő *Plant Tracker* mellékletét használtuk fel, amely részletes listát tartalmaz a folyamatban lévő és a várható régiós erőművi fejlesztésekről. A megújuló villamosenergia-termelést az NCST-kben szereplő értékek szerint választottuk meg.

Határkeresztező kapacitások

A nemzetközi kereskedelem korlátait képező határkeresztező kapacitások nagyságát a 86. ábra foglalja össze. Látható, hogy egy adott metszéken többnyire mindkét irányban egyforma nagyságú kereskedelem folyhat, de a hálózati jellegzetességek miatt olykor eltérések is adódhatnak.

86. ábra: Határkeresztező kapacitások nagysága



Forrás: ETSO, REKK becslés

Környező piacok árszintje

A nagy nyugat-európai országokban, mind Németország vagy Olaszország, a villamosenergia-árát a napsólaj és a szén-dioxid kvóta árához kötöttük a különböző keresleti időszakokban. Feltételezésünk szerint a gyengébb összeköttetéssel rendelkező országok felől, mind Moldova és Ukrajna, olcsó árú villamos energia áramlik a szomszédos országok felé, így a modellezés során ezen külső árakat alacsonynak vettük.