



**A HAZAI NAGYKERESKEDELMI VILLAMOSENERGIA-
PIAC MODELLEZÉSE ÉS ELLÁTÁSBIZTONSÁGI
ELEMZÉSE 2030-IG KÜLÖNBÖZŐ ERŐMŰVI
FORGATÓKÖNYVEK MELLETT**



A hazai nagykereskedelmi villamosenergia-piac
modellezése és ellátásbiztonsági elemzése
2030-ig különböző erőművi forgatókönyvek
mellett

A tanulmány az Innovációs és Technológia Minisztérium megbízásából készült.

Kutatásvezető: Mezősi András

A kutatásvezető e-mailcíme: andras.mezosi@rekk.hu

Szerzők: Bartek-Lesi Mária, Dézsi Bettina, Diallo Alfa, Kácsor Enikő, Kerekes Lajos, Kotek Péter, Mezősi András, Mészégetőné Keszthelyi Andrea, Rácz Viktor, Selei Adrienn, Szajkó Gabriella, Szabó László, Vékony András

2019. február

A tanulmányban foglaltak a szerzők véleményét tükrözik.

© REKK

Tel.: +36-1-482-5153

E-mail: rekk@rekk.hu

VEZETŐI ÖSSZEFOGLALÓ

1. Magyarországon jelenleg kiemelkedően magas a nettó import aránya, a 2013-2017-es évek átlagában 32%-os. Európában csak Litvániában, Luxemburgban, Albániában és Horvátországban magasabb ez az érték.
2. A magas nettó import-arányhoz azonban igen erős hálózati összeköttetés is társul: a teljes hazai beépített erőművi kapacitás 55%-ával egyenlő az importkapacitások mértéke. Ennél csak Horvátországban (80%), Luxemburgban (58%), illetve Szlovéniában (75%) találhatunk magasabb értéket az Unióban.
3. A hazai beépített erőművi kapacitások 2015 és 2018 között az órák 21,5%-ában fizikailag sem voltak képesek a hazai fogyasztást kielégíteni alacsony rendelkezésre állásuk miatt, azaz importra szorultunk.
4. Elemzésünk központi fókuszja annak vizsgálata, hogy milyen jövőképpel bírhat a hazai nagykereskedelmi piac, 2030-as távlatban jelent-e ellátásbiztonsági kockázatot a jelenleg üzemelő erőművek esetleges bezárása.

Kapacitásmechanizmusokkal kapcsolatos álláspont Európában

5. A kapacitásmechanizmusok, mint az ellátásbiztonság érdekében alkalmazott szabályozói beavatkozások megítélése Európában kettős: az Európai Bizottság határozottan elutasítja azok szükségességét, és alkalmazásukat szigorú feltételekhez köti, ennek ellenére a tagállamok tekintélyes része már alkalmazza, vagy tervezi, hogy bevezeti azok rendszerét. Jelenleg tizenkét tagállam alkalmazza a kapacitásmechanizmusok valamelyik formáját, jöhetnek közülük hat esetében az ENTSO-E semmiféle ellátásbiztonsági problémát nem valószínűsített.
6. A szakirodalom jellemzően tényként fogadja el a „hiányzó pénz” problémáját és a szabályozói beavatkozás szükségességét. Erre alapozva számos, Európán kívüli liberalizált piacon (pl. Észak- és Dél-Amerikában) általánosan tekinthető az aktív szabályozói beavatkozás az ellátásbiztonság fenntartása érdekében, elsősorban kapacitáspiacok és kapacitásdíjak formájában. Ezen piacokon a kapacitásmechanizmusok alkalmazását az árampiaci modell szerves részének tekintik, azt nem kötik ellátásbiztonsági kockázatok azonosításához.
7. A gyakorlat azt mutatja, hogy jelenleg nincs olyan „tiszta” energiapiac, ami hosszabb távon bizonyítottan képes mindenféle beavatkozástól mentesen az ellátásbiztonság szavatolására, különösen nem a politikai döntéshozók által elvárt szinten. Az ismert piacok mindegyike alkalmaz valamiféle, a piac működésébe történő adminisztratív beavatkozást, nem ritkán az elméleti szakirodalomból táplálkozva. Ezen lehetséges eszközök skálája széles, az megújuló-erőművek piaci integrációját (és „piaci” működését) ösztönző piacszervezési intézkedésektől az árjelzések erősí-

tését célzó beavatkozásokon (pl. szűkösségi árazás) át egészen a kapacitás piacok szervezéséig terjed.

8. A szabályozó ellátásbiztonsági felelőssége épp ezért nem megkerülhető. Tekintve, hogy az európai szabályozás ellátásbiztonsági kockázatok azonosításához köti ezen mechanizmusok alkalmazását, javasolt a rendszeres ellátásbiztonsági vizsgálatok elvégzésének és értékelésének szabályozási kereteit kialakítani, az eddigi kapacitásfejlesztési tervek módszertanát tovább finomítani, az elemzéseket pedig további szempontok vizsgálatával bővíteni, továbbá az importkapacitások mértékére és fontosságára tekintettel az elemzést a régiós vizsgálatok eredményeinek figyelembevételével kiegészíteni.

Ártüskék kialakulása és szerepük a villamosenergia-piacon

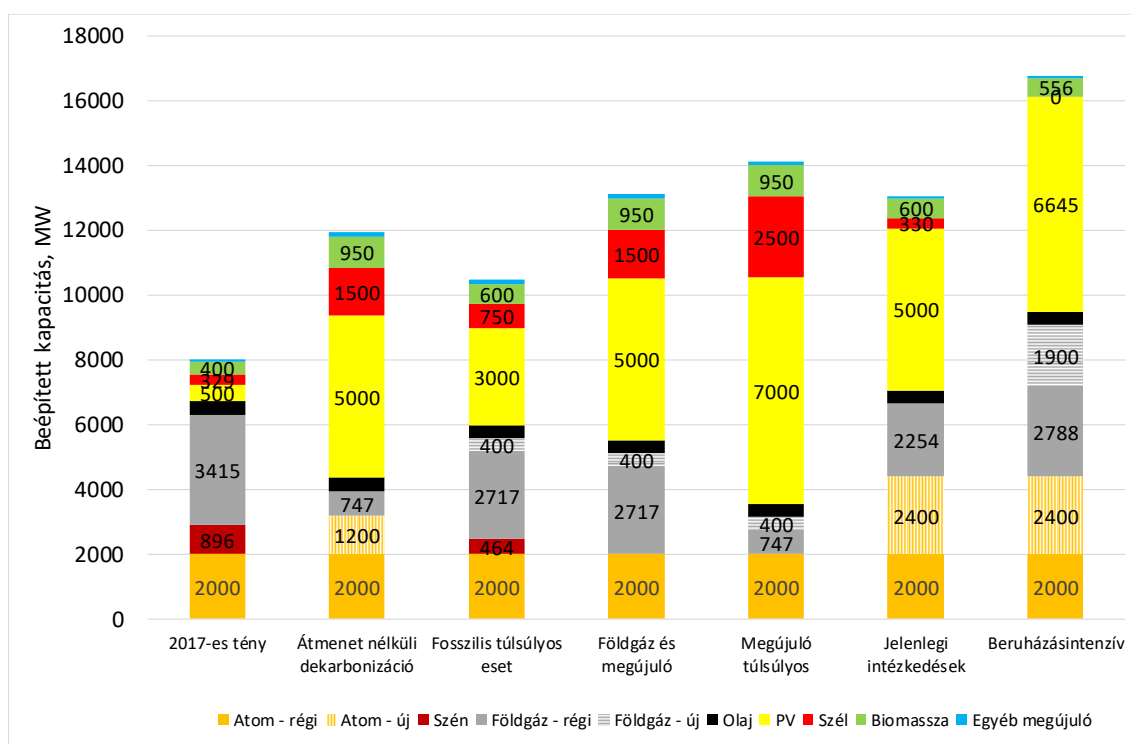
9. A magas nettó import annak is köszönhető, hogy a relatíve alacsony változó költségű erőművek (megújulók, atomenergia, lignit) összes kapacitása viszonylag alacsony a szomszédos országok hasonló kapacitásaihoz viszonyítva.
10. A hazai földgáztüzelésű erőművek az importált villamosenergia-áránál jellemzően magasabb áron tudnak termelni, ami várhatóan a jövőben sem változik jelentős mértékben. Ennek következménye ezen erőművek alacsony kihasználtsága és a magas import-arány.
11. Elemzésünk megmutatta, hogy a szélsőséges árak kialakulásának egyértelmű és legfőbb meghatározó eleme a hazai fogyasztás mértéke. Az importhányad nem, csupán az import abszolút mennyiségének nagysága eredményez bizonyos esetekben szélsőséges árakat
12. Az ártüskék gyakran járnak együtt kiélezett piaci helyzetet eredményező extrém időjárási körülményekkel és hazai erőművi blokkok nem tervezett kiesésével. A háttérköltségeket többszörösen meghaladó árak azonban nélkülözhetetlenek az erőművek fix költségének megtérüléséhez és a keresletoldali rugalmasság elterjedéséhez.

Vizsgálati módszertan

13. A hazai hazai nagykereskedelmi villamosenergia-piac jövőjének vizsgálata többek között kiterjed a nagykereskedelmi árak és az importhányad alakulására, a megújuló támogatások költségére. Vizsgálatunk során a REKK három modelljét alkalmaztuk:
 - a. Az Európai Gázpiaci Modell (EGMM) határozta meg a földgáznagykereskedelmi árakat az egyes európai országokra vonatkozóan.
 - b. Az Európai Árampiaci Modell (EEMM) segítségével határoztuk meg a kialakuló nagykereskedelmi árakat, a megújuló támogatás-szükségletet, illetve a tüzelőanyag-összetételt.

- c. Az Európai Áramtermelő-piac Szimulációs Modellje (EPMM) órás szinten képes szimulálni az árampiac működését, ezért lehetőségünk van olyan kérdésekre válaszolni, minthogy mekkora a fel-, és leirányú tartalékkapacitás a hazai rendszerben, van-e olyan óra, amikor a fogyasztás nem kielégíthető az elérhető forrásokból.
14. Az Innovációs és Technológiai Minisztériummal egyeztetve hat hazai erőművi forgatókönyvet vizsgáltuk. Az alábbi ábra összefoglalóan mutatja, hogy milyen feltételezésekkel éltünk a 2030-as beépített kapacitásokra vonatkozóan.

I. ÁBRA: A VIZSGÁLT HAT ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVBEN A 2030-AS BEÉPÍTETT KAPACITÁSÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA TECHNOLÓGIÁK SZERINTI BONTÁSBAN, ILLETVE A 2017-ES TÉNYÉRTÉKEK, MW

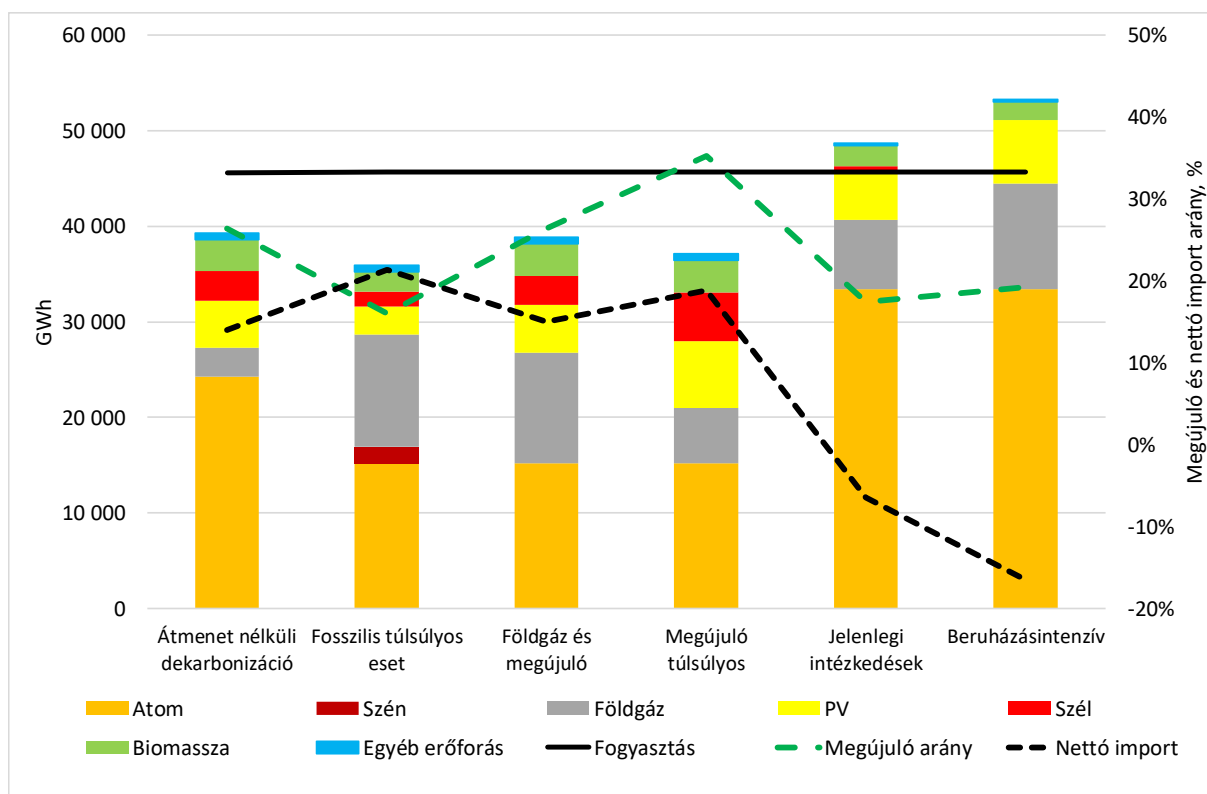


Modellezési eredmények - nagykereskedelmi piac

15. A modellezett nettó import-arány 2030-ban nagy szórást mutat az egyes erőművi forgatókönyvekben. Azon két scenárió esetében, amely során mindkét paksi blokk megépül 2030-ra, Magyarország nettó exportórrá válik, míg a többi négy forgatókönyv esetében a nettó import-arány 20 % körül mozog. Ez az érték azonban lényegesen alacsonyabb, mint az utóbbi években megfigyelt értékek, amelyek 30-35%-os nettó import-arányt mutatnak. Fontos azonban leszögezni, hogy a nettó exportóri pozíció a Jelenlegi intézkedések és a Beruházásintenzív forgatókönyv esetében csak átmeneti, a 2030-as évek közepére hasonlóan alakul a nettó import-arány, mint a többi forgatókönyv esetében.

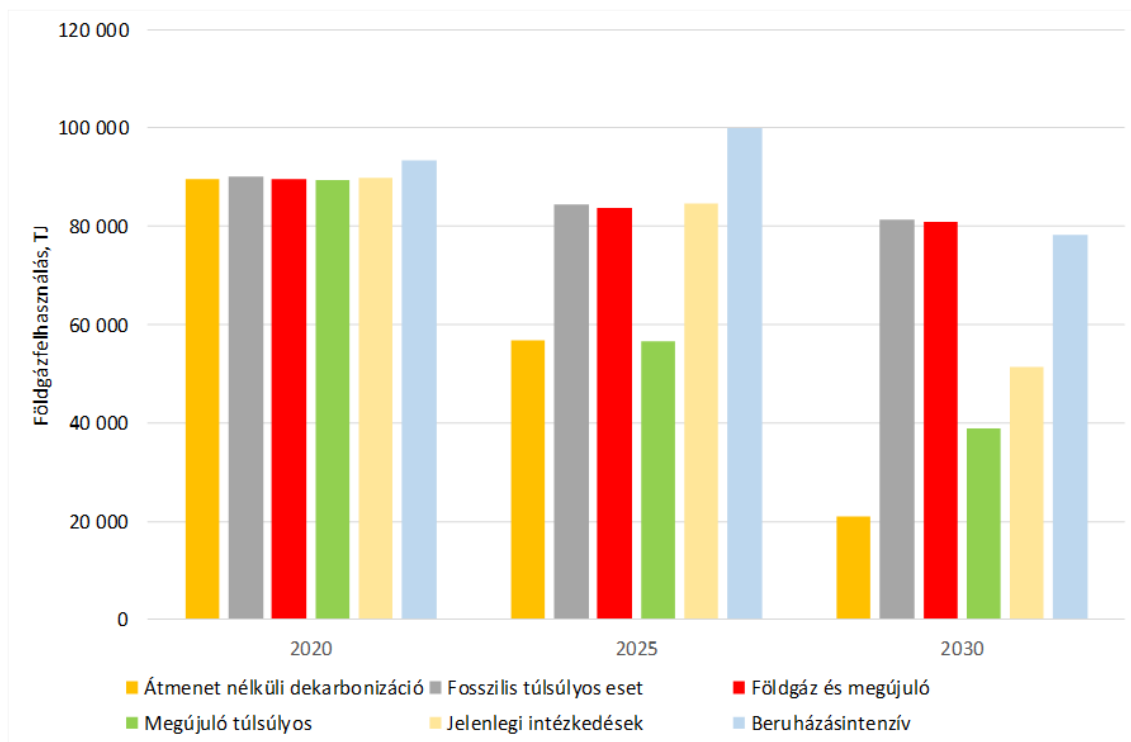
16. A megújulóenergia-források által termelt villamos energiát a bruttó fogyasztáshoz viszonyítva kapjuk meg a megújuló arányt. A legalacsonyabb, 20% körüli értékeket a Fosszilis túlsúlyos, a Jelenlegi intézkedések, illetve a Beruházásintenzív forgatókönyv esetén tapasztaljuk. A Megújuló túlsúlyos scenárió esetében ez az érték az előbb említett forgatókönyvek értékeinek közel a duplája, 35%-os arányt mutat. Szintén jelentősnek mondható a megújuló arány az Átmenet nélküli dekarbonizáció és a Földgáz és megújuló forgatókönyv esetében, ahol ez az érték 25% körül mozog.

II. ÁBRA: A 2030-AS VILLAGENERGIA-TERMELÉS ÖSSZETÉTEL, A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁS ÉS A NETTÓ IMPORT ARÁNYA A VIZSGÁLT HAT FORGATÓKÖNYVBEN



17. A megújuló erőforrások egyik előnye lehet, hogy a földgáztüzelésű erőművek termelésének részbeni helyettesítésével csökkenhet hazánk földgázfelhasználása, így kisebb importra szorulunk, amely növeli a földgáz-ellátásbiztonságát. Az alacsony határkölségű (illetve kötelező átvétel alá eső) PV és szélenergia-termelés ugyanakkor részben a villamosenergia-importot is képes helyettesíteni.

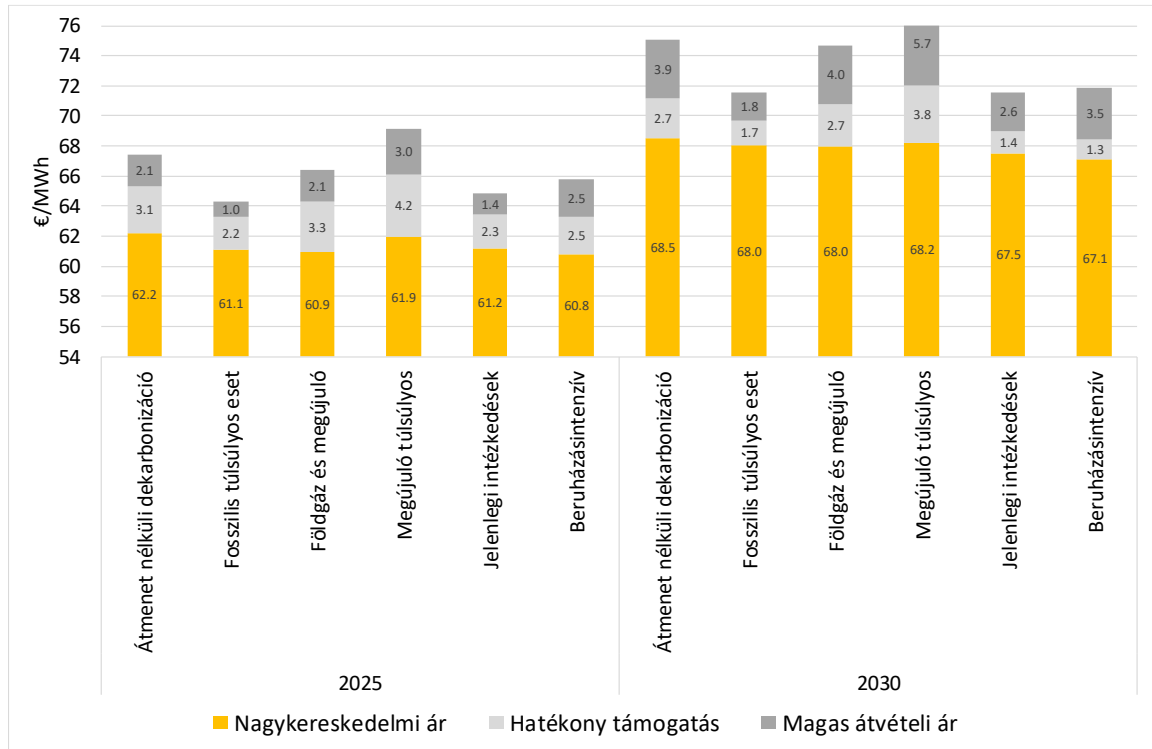
III. ÁBRA: AZ ERŐMŰVI FÖLDGÁZFELHASZNÁLÁS ALAKULÁSA 2020-BAN, 2025-BEN, ILLETVE 2030-BAN A KÜLÖNBÖZŐ FORGATÓKÖNYVEKBEN, TJ



18. Megvizsgálva a földgázfelhasználást azt tapasztaljuk, hogy már 2025-ben is számottevő különbségek vannak az egyes forgatókönyvek között, de 2030-ban még ennél is jelentősebbek az eltérések. A legalacsonyabb fogyasztás mind 2025-ben, mind pedig 2030-ban az Átmenet nélküli dekarbonizációs, a Megújuló túlsúlyos, illetve a Jelenlegi intézkedések forgatókönyvek esetén alakul ki, 2030-ra már mindössze 20 PJ-os, illetve 40 PJ-os földgáz-felhasználással. A többi forgatókönyvben ezen értékek többszörösére rúgó, 70-80 PJ közötti erőművi földgázkereslet várható.
19. Az erőművek szén-dioxid kibocsátása Magyarország saját maga számára kitűzött nemzeti célkitűzésének részét képezi a 23/2018. (X. 31.) Ogy határozat által elfogadott második Nemzeti Éghajlatváltozási Stratégia és az új Energiastratégiát megalapozó 1772/2018. (XII.21.) Korm. határozat és ennek nyomán a készülő Nemzeti Energia és Klíma Terv alapján, ezért az erőművi szektor kibocsátásaira is fegyelmet kell fordítani. A fentieket szem előtt tartva a legalacsonyabb szén-dioxid-kibocsátás az Átmenet nélküli dekarbonizáció forgatókönyvében adódik, 2030-ra mindössze 1 millió tonna, amely a 2020-as érték alig több mint 10%-a. Körülbelül kétszer ekkora, de még így is nagyon alacsony érték adódik a Megújuló túlsúlyos forgatókönyv esetében, mintegy 2 millió tonnás kibocsátással. Nagyságrendileg megegyezik ezzel az értékkel a Jelenlegi intézkedések forgatókönyve. A Beruházásintenzív, illetve a Földgáz és megújuló esetében a kibocsátás 2030-ban 4,5 millió

tonna környékén alakul. A legmagasabb értéket pedig a Fosszilis túlsúlyos esetben tapasztaljuk, de még ebben az esetben is jelentősen, mintegy 25%-kal mérséklődik a szén-dioxid-kibocsátás a jelenlegihez képest.

IV. ÁBRA: A NAGYKERESKEDELMI ÁR ÉS A MEGÚJULÓ TÁMOGATÁS FAJLAGOS MÉRTÉKE A VIZSGÁLT FORGATÓKÖNYVEKBE, €/MWH



20. A hazai nagykereskedelmi villamosenergia-ár elsősorban a növekvő szén-dioxid, illetve földgázáraknak köszönhetően folyamatos növekedést mutat, 2030-ra 70€/MWh körüli szintre emelkedve. A nagykereskedelmi villamosenergia-árakban ugyanakkor nincs jelentős különbség a forgatókönyvek között még 2030-ban sem, hiszen az órák döntő részében az ármeghatározó marginális erőmű minden forgatókönyv esetén a gáztüzelésű blokk lesz. Az árkülönbség a két – nagykereskedelmi ár szempontjából – szélsőséges forgatókönyv esetén sem nagyobb, mint 1,4€/MWh.
21. Számszerűsítettük, hogy mekkora megújulóenergia-támogatás szükséges ahhoz, hogy az egyes forgatókönyvekben felvázolt célt elérhessük. A számításaink során kétféle támogatási rezsimet vizsgáltunk. A hatékony támogatás esetében feltételeztük, hogy a 2019 után épülő megújulóalapú áramtermelés fajlagos támogatási igénye megegyezik az adott technológia LCOE (~átlagköltség) értékének és az adott évi nagykereskedelmi árak a különbségével. A magas átvételi ár esetében feltételeztük, hogy a megújulóenergia-források támogatása 2030-ig is viszonylag magas, a jelenlegi METÁR-KÁT átvételi áron (100 €/MWh) történik, azaz a jövőben épülő erőművek (nem csak a most engedélyezettettek) is ezt az árat kapják meg.

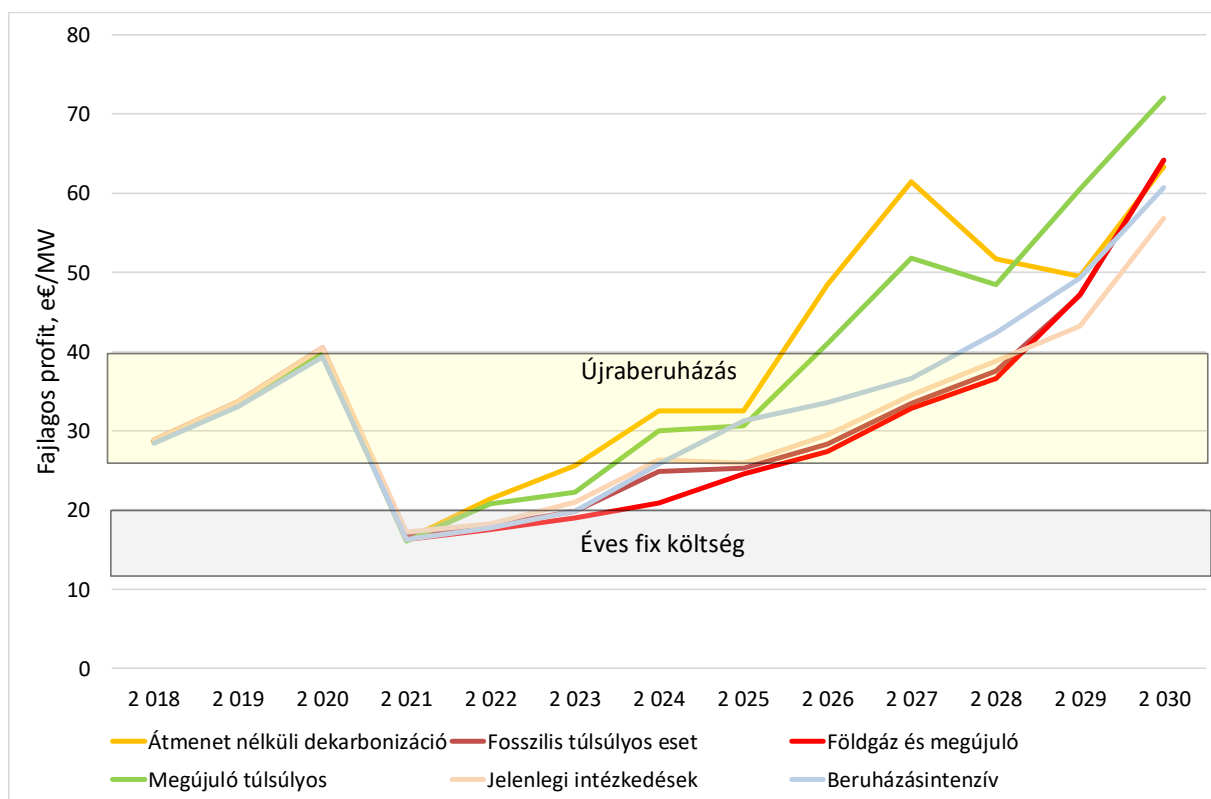
22. A megújulótermelés-támogatási összeget minden esetben a teljes fogyasztásra vetítettük, hogy az egyes forgatókönyvek összehasonlíthatóvá váljanak. A legmagasabb támogatási szint a Megújuló túlsúlyos forgatókönyv esetében adódik, ahol hatékony támogatás mellett a fajlagos támogatás mértéke 3,8€/MWh, míg a várható átlagköltségeket meghaladó, jelenlegi átvételi árakat alkalmazva ennek többszörösére, 9,5€/MWh-ra rúgna a megújuló támogatás költsége. Ha pusztán csak a nem egyetemes szolgáltatás alá tartozó fogyasztók fizetnék a megújulóenergia-támogatást (feltételezve, hogy a nem ESZ fogyasztók adják a teljes fogyasztás 71%-át), akkor az ipari fogyasztókra háruló megújuló támogatási költségelem hatékony támogatást feltételezve megnövekedne 5,3€/MWh-ra, illetve – jelenlegi kötelező átvételi árak esetén – 13,1€/MWh-ra emelkedne, miközben a lakossági fogyasztók mentesülnének a végfelhasználói ár ezen komponensétől.
23. A végfelhasználói árak szempontjából meghatározóbb a megújuló támogatás formája és a költségek fogyasztói csoportok közötti allokálásának módja, mint a maga a választott erőművi forgatókönyv, és az abban kiépítendő megújuló kapacitások nagysága. Ha a nagykereskedelmi árat és a kiskereskedelmi ár fajlagos megújuló támogatási komponensét összeadjuk, akkor a legolcsóbb és a legdrágább forgatókönyv közötti különbség 2030-ban 3,6€/MWh hatékony támogatás esetén, és 6,1€/MWh magas átvételi árat feltételezve. Ez utóbbi nagyságrendileg 8%-os eltérésnek felel meg.
24. Az elemzésünk során megbecsültük, hogy az egyes forgatókönyvekben a PV-kapacitások mekkora területigénnyel bírnak. Szakirodalmi elemzés alapján a hazai napelemparkok fajlagos területigényét 2,4 hektár per megawatt átlagos értékkel közelítjük. Konzervatív megközelítésben azzal számoltunk, hogy a teljes várt kapacitásbővülés kizárólag új földterületek bevonásával, közvetlenül a földre épülne. Az így becsült, összes PV területigény előreláthatóan 7 ezer és 17 ezer hektár között alakul. Ez arányaiban eltörpül az összes termőterülethez (7,3 millió ha) vagy akár a mezőgazdasági területekhez (5,3 millió ha) képest is. Még az összes szántóföldi területnek sem éri el a 0,2-0,4 százalékát, a művelésből kivett (ipari létesítmények, utak, települések) összes területnek pedig nem éri el a 0,4-0,9 százalékát.

Modellezési eredmények - ellátásbiztonsági kérdések

25. Az ellátásbiztonság megőrzésének alapfeltétele, hogy a meglévő földgáztüzelésű erőművek jövedelmezősége elegendő fedezetet nyújtson a periodikus nagykarbantartásokra. Szakirodalmi adatok és hazai interjúk alapján a jelenlegi hazai földgáztüzelésű erőművek éves fix költsége 12-20€/kW között mozog. Ez azonban nem elegendő arra, hogy a nagyobb karbantartási munkának fedezetet nyújtson. Az ezzel a tétellel is megnövelt érték átlagosan ennek a duplájára, 24-40€/kW-ra tehető. Új erőmű építése esetén pedig az átlagosan elvárt éves profit 120-200 €/kW

környékére tehető. Az alábbi ábra mutatja, hogy az egyes forgatókönyvekben mekkora az átlagos profitja a nem kapcsolt földgázos erőműveknek. Fontos leszögezni, hogy csak a termékpiaci profitját számszerűsítettük az erőműnek, az esetleges tartalékpiaci bevételt nem becsültük. A modellezési eredmények alapján a 2020-as elején nem képződik elegendő profit a nagyobb erőművi felújításokra, de az éves fix költségek fedezésére elegendő, azaz rövid-távon nem várható ezen erőművek bezárása. A növekvő villamosenergia-ár révén a húszas évek közepévéig már olyan az átlagos profitja ezen kapacitásoknak, hogy piaci körülmények között is érdemes lehet elvégezni a nagykarbantartásokat. A kérdés, hogy mely erőművi egységek képesek addig elhúzni a nagykarbantartást, vagy esetlegesen nagyobb kockázat vállalása mellett is beruházni a nagyfelújításba.

V. ÁBRA: A NEM KAPCSOLT FÖLDGÁZTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK EGY MW BEÉPÍTETT KAPACITÁSRA JUTÓ ÉVES PROFITJA, E€/MW

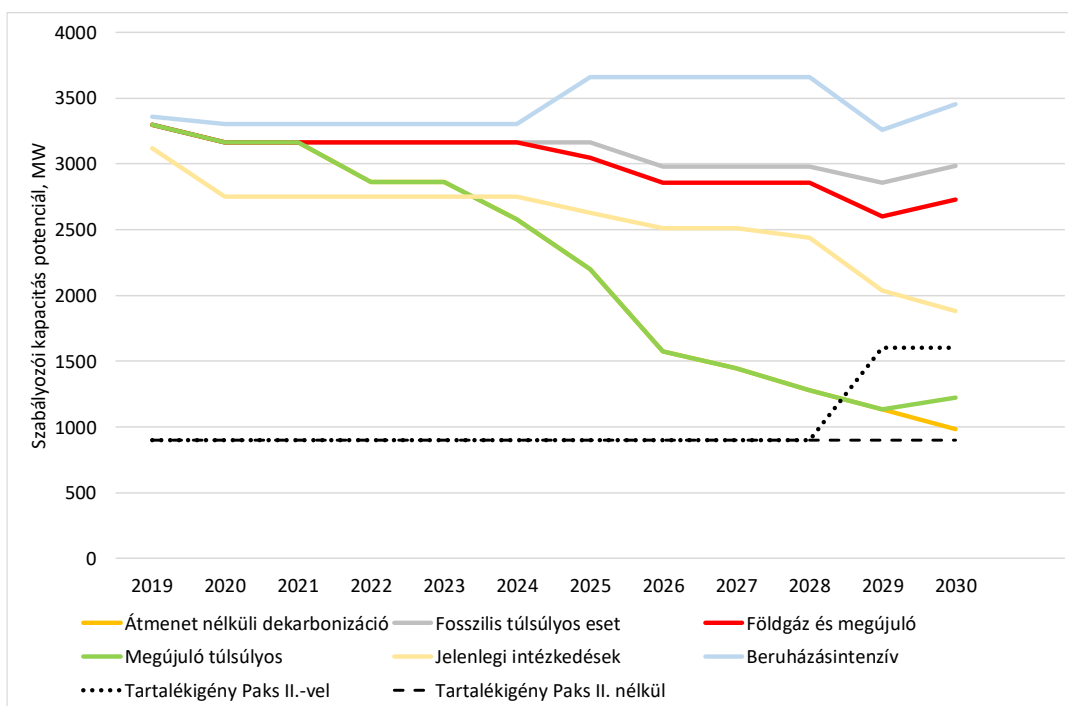


26. Még a 2020-as évek végén sem képződik elegendő profit ahhoz, hogy a teljesen új beruházások rentábilisan tudjanak működni, arra inkább a 2030-as évek elejétől van esély a feltételezett tényezőárak esetén. A javuló profitkilátásokra alapozva a 2020-as évek végén már elképzelhető korlátozott mértékű új kapacitás kiépítése, de a Beruházásintenzív forgatókönyv esetén az új, 1200 MW-nyi CCGT beruházás megvalósulása piaci alapon erősen kérdéses, azok létrejöttéhez mindenképpen va-

lamilyen kapacitás alapú bevételre is szükség van, pusztán a termékpiaci értékesítésből azok nem lennének rentábilisek.

27. A REKK által végzett modellezés eredményeképpen megállapítható, hogy 2030-ban minden forgatókönyv minden órájában kielégíthető a fogyasztás, azaz a Nem Szolgáltatott Energia mennyisége nulla. Hasonló következtetésre jut a 2016-ban MAVIR által készített „Kapacitás mechanizmus igényének előzetes műszaki vizsgálata” című dokumentuma, illetve a legutóbbi, 2018-as ENTSO-E által készített „Mid-term Adequacy Forecast” jelentés is.
28. A modellezési eredményeink rámutatnak arra, hogy a hazai nukleáris kapacitásokat a Beruházásintenzív forgatókönyv esetében is csak évi 46 órában kell visszaterhelni, míg a legalacsonyabb óraszám a Fosszilis túlsúlyos esetében adódik (20 óra).
29. Számszerűsítettük, hogy az egyes években a különböző erőművi forgatókönyvekben mekkora a rendelkezésre álló potenciális hazai erőművi szabályozási kapacitás. Konzervatív megközelítésből fakadóan szabályozási kapacitásként csak a gázos, illetve a lignites kapacitásokat vettük figyelembe. Számításainkban sem a megújuló, sem a nukleáris blokkok szabályozási képességével nem számoltunk, így a rendelkezésre álló leszabályozási kapacitást lényegesen alulbecsültük.

VI. ÁBRA: A FOSSZILIS ERŐMŰVEK MŰSZAKI SZABÁLYOZÁSI POTENCIÁLJA A HAT VIZSGÁLT FORGATÓKÖNYVBEN, 2019-2030, MW

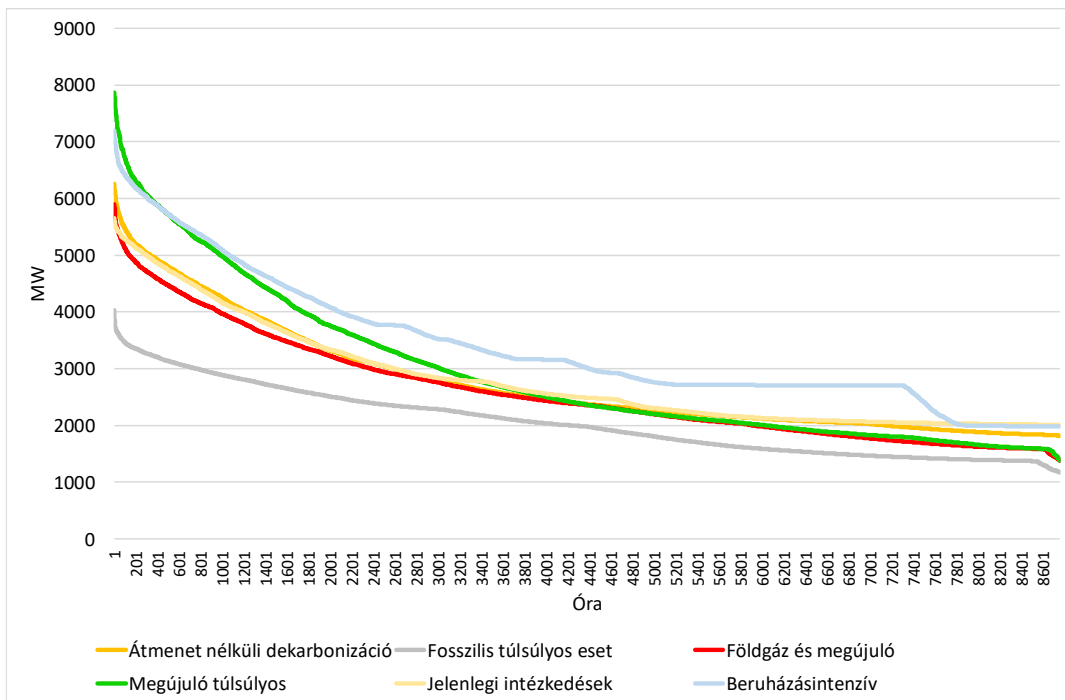


30. Az erőművi szabályozási képességek konzervatív becsléséből fakadóan a Megújuló túlsúlyos és az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyv esetén a rendelkezésre álló szabályozási tartalékok egy évtized leforgása alatt a 2020-as szint har-

madára, 1000 MW-os szintre süllyednek. Ez a tartalékszint az első új paksi blokk üzembe lépése esetén már nem éri el a szükséges 1450 MW-os mértéket. A többi forgatókönyvben sokkal mérsékeltebb a tartalékok csökkenése, a megkövetelt szintet jóval meghaladó, 2500-3000 MW szabályozási tartalékot eredményezve.

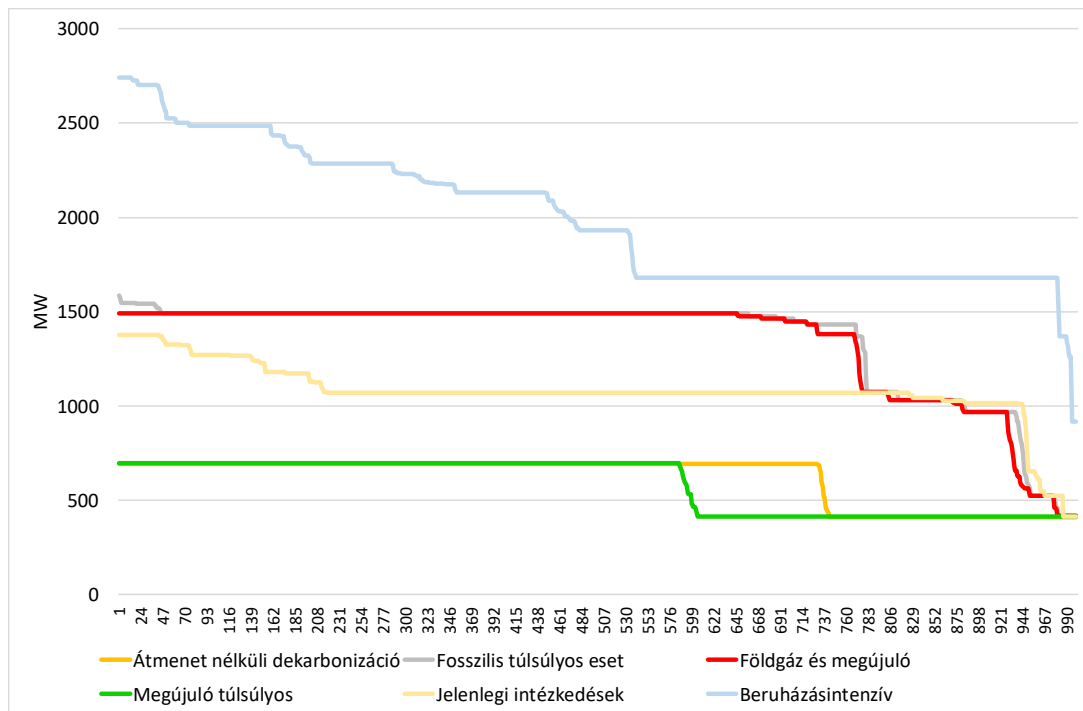
31. A szükséges tartalékkapacitás mértéke három tényezőből tevődik össze: felirányú tercier kapacitás, le- és felirányú szekunder kapacitás. A tercier tartalék mértéke megegyezik a legnagyobb erőművi blokk teljesítményével, amely jelenleg 500 MW, de Paks II. esetleges belépésével ez 1200 MW-ra növekszik. Felirányú szekunder lekötési igényt 250 MW-ban, míg a leszabályozási igényt 150 MW-ban – a jelenlegi lekötési mennyiségeket figyelembe véve határoztuk meg.
32. Gyakran hangoztatott érv, hogy az időjárás-függő megújulóalapú villamosenergia-termelés térnövekedésével, szükséges nagyobb mennyiségű tartalékokat lekötni a rendszer biztonságos működéséhez. Habár a szakirodalmi becslések alapján egységnyi időjárásfüggő kapacitásnövekmény annak 1-8%-ával növeli a szükséges tartalékkapacitást, a gyakorlatban fontos ellenpéldákat is találunk. Kérdés, hogy hosszú távon a növekvő időjárásfüggő erőművi kapacitások termelésingadozásának tartalékigényt növelő hatása lesz-e erősebb, vagy pedig az egyéb, a tartalékigényt csökkentő tényezők, mint például a pontosabb előrejelzések, a növekvő napon belüli piaci likviditás, az okos mérés elterjedésével a fogyasztás kisebb bizonytalansággal való becslése, vagy az erőművek kiesési valószínűségének csökkenése. Ezért a számításaink során a jelenlegi lekötési igényekkel számoltunk.
33. A modellezési eredmények alapján a leszabályozási tartalék minden egyes órában elegendő mennyiségben rendelkezésre áll. Számításaink során azt feltételeztük, hogy a megújuló termelők az aktuális termelésük teljes mennyiségével képesek a leirányú szabályozásra, míg a többi erőmű esetén az aktuális termelésük és a minimális termelésük közötti kapacitással képesek leirányú szabályozást nyújtani. Fontos azonban hangsúlyozni, hogy ennek meg kell teremteni egyrészt a műszaki feltételeit, másrészt pedig olyan szabályozórendszer bevezetésére van szükség, amely a megújulóalapú villamosenergia-termelőket érdekeltté teszi ilyen szolgáltatás nyújtására.

VII. ÁBRA: 2030-BAN A LEIRÁNYÚ SZABÁLYOZÁSI POTENCIÁL AZ EGYES ÓRÁKBAN A VIZSGÁLT HAT FORGATÓKÖNYVBEN, MW



34. Az elemzésünk ugyanakkor rámutat arra, hogy pusztán a hazai forrásból rendelkezésre álló felirányú kapacitás szűkössé válhat, ezért indokolt lehet a megfelelő szabályozói beavatkozás. Az alábbi ábra mutatja, hogy a legalacsonyabb felirányú kapacitáspotenciállal bíró 1000 órában hogyan alakul a felirányú tartalék mértéke az egyes forgatókönyvekben.

VIII. ÁBRA: 2030-BAN A FELIRÁNYÚ SZABÁLYOZÁSI POTENCIÁL AZ EGYES ÓRÁKBAN A VIZSGÁLT HAT FORGATÓKÖNYVBEN A KRITIKUS 1000 ÓRÁBAN, MW



35. Szinte mindegyik forgatókönyv esetében előfordulnak olyan órák, amikor a felirányú tartalékpotenciál nem képes kielégíteni az elvárt 750-1450 MW-os szintet.
36. A felirányú tartalékok azonban az adott erőművi struktúra mellett is növekedhetnek. Az egyik lehetséges mód, hogy északi irányból – ahonnan rendelkezésre áll elegendő potenciális termelés – nagyobb mértékben importálunk, és a hazai erőművek termelését visszafogjuk annak érdekében, hogy azok képesek legyenek felirányú szabályozást nyújtani. Ha a határkeresztező kapacitáskorlát erejéig importálunk, akkor a modellezés azt mutatja, hogy mindegyik forgatókönyv esetében az órák 99%-ában rendelkezésre az elegendő mértékű felszabályozási potenciál.
37. A felirányú kapacitásokat növelhetjük úgy is, ha a szükséges tartalékkapacitások egy részét a hazai fogyasztók biztosítják. A modellezés során – a konzervatív megközelítés okán és a keresletoldali potenciál ismeretének hiányában – ezzel a lehetőséggel egyáltalán nem számoltunk, jóllehet a rendelkezésre álló európai potenciálbecslések a csúcsterhelés 10-15%-a közötti tartományban helyezik el a keresletoldali alkalmazkodással kiváltható erőművi kapacitásokat, ami hazánk esetében 680 – 1020 MW közötti sávot valószínűsít.
38. Szintén növelhető a tartalékkapacitás, ha a szükséges tartalékokat nem hazánkban biztosítjuk, hanem a szomszédos, elsősorban déli országokban, ahol bőséges víz-erőművi kapacitások biztosíthatják a szükséges tartalékkapacitásokat. Ezen országoknak meg van az az előnye, hogy a jellemzően déli irányú export miatt a tartalékkapacitások importja csak kismértékben veszi el a határkeresztező kapacitáso-

kat a termékpiaci kereskedés elől. Fontos azonban hangsúlyozni, hogy erre hosszabb távon csak akkor van mód, ha a két ország egységes beszerzési tendert ír ki. Ez viszont oda vezethet, hogy a hazai földgáztüzelésű erőművek versenyhátrányba kerülnek, és bevételük egy részének elvesztése révén kiszorulhatnak a piacról.

39. Ha az összes határon a ki nem használt importot is beleszámítjuk a tartalékkapacitásba, akkor minimálisan 5000 MW-nyi felirányú határon túli potenciális tartalékkapacitás „importjára” nyílna lehetőség, amennyiben a szomszédos országban elegendő termelőkapacitás áll rendelkezésre. További vizsgálandó kérdés, hogy az esetleges tartalékpiacok integrációja hogyan hat a termékpiaci kereskedésre.
40. Amennyiben a fenti lehetőségek kihasználása nem jár sikerrel, és kétségessé válik a szükséges tartalékszint biztosítása, akkor erőteljesebb szabályozói lépésre lehet szükség, amely közvetlen (tercier) tartalék nyújtására képes erőművi kapacitás(ok) kiépítését ösztönzi azok fix költségeinek megtérítésével. Számszerűsítettük, hogy 100 MW OCGT kapacitás építése esetén, figyelembevételével annak beruházási és éves fix működtetési költséget, illetve a beruházó által elvárt hozamot is, mekkora az éves elvárt bevétel, melyet szabályozói eszközzel biztosítani kellene. Konzervatív megközelítésből fakadóan feltételezzük, hogy ezen költségeket teljes mértékben a fogyasztókra osztjuk szét, amely becslésünk szerint 0,29€/MWh-val növelné meg a végfelhasználói árakat.

Konklúziók, javaslatok

41. A modellezés rámutatott arra, hogy a rendelkezésre álló importkapacitások figyelembevételével egyetlen olyan óra sincs egyik általunk vizsgált erőművi forgatókönyvben sem – még magas fogyasztás és alacsony időjárásfüggő-termelés esetén sem, amikor a hazai fogyasztást ne lehetne kielégíteni 2030-ban. Ez az eredmény egybevág a MAVIR és az ENTSO-E által készített elemzések konklúziójával.
42. A nettó import 2030-ban az összes általunk vizsgált erőművi forgatókönyvben alacsonyabb a jelenleginél. A nettó import ráadásul önmagában nem veszélyezteti az ellátásbiztonságot, viszont jelentősen képes csökkenteni a hazai villamosenergia-árakat.
43. A jövőbeni kereslet kielégítése önmagában nem indokolja olyan kapacitásmechanizmus alkalmazását, amely új, fosszilis alapú erőművek építését ösztönözné, feltéve, hogy a közeljövőben képződő erőművi profitok elegendőek a meglévő földgázerőművi kapacitások üzemben tartására. A tartalékpiaci igények kielégítése azonban a jövőben akadályokba ütközhet, ami – a korábban részletezett szabályozói beavatkozások sikertelensége esetén – szükségessé teheti olyan mechanizmus kialakítását, ami a szükséges kapacitások kiépítését és/vagy rendszerben tartását ösztönzi.

44. A modellezési eredményekben rejlő bizonytalanságok szükségessé teszik az ellátásbiztonsági elemzések és előrejelzések rendszeres megismétlését, hogy a kockázatok esetleges növekedése esetén elégséges idő álljon rendelkezésre a szükséges szabályozói beavatkozások előkészítésére.
45. Annak érdekében, hogy hosszabb távon a fogyasztók versenyképes áron jussanak a villamos energiához, új, északi irányú határkeresztező vezetéseket kell kiépíteni, elsősorban Szlovákia és Ausztria irányába. E két ország azért is bír nagy jelentőséggel, mert mind a múltbeli adatok elemzése, mind a modellezési eredmények azt mutatják, hogy irányukból megfelelő mennyiségű termelői kapacitás áll rendelkezésre, akár hosszú távon is. Így ezen vezetések bővítése nagyban növelheti az ellátásbiztonságot.
46. A megújulótámogatás költséghatékony kiosztásával jelentősen mérsékelhetőek a fogyasztói terhek, ezért a várható átlagköltségeket meghaladó mértékű támogatások alkalmazása nem javasolt, különösen, ha ennek költségét a szabályzó teljes mértékben az egyetemes szolgáltatásra nem jogosult fogyasztói szegmensre kívánná terhelni.

TARTALOMJEGYZÉK

Vezetői összefoglalói

Tartalomjegyzékxx

Ábrajegyzékxix

1. Bevezetés1

2. Kapacitásmechanizmusok3

2.1. Bevezetés: a kapacitásvita háttere és gyökerei3

2.2. Ellátásbiztonság koncepciói: mit értünk ellátásbiztonság alatt?4

2.2.1. Nagy áramszünetek (blackouts)7

3. Üzemzavari esetek és azok tanulságai – Lengyel, görög esettanulmányok10

3.2. Ellátásbiztonsági mutatók12

3.3. Kapacitásmegfelelőségi vizsgálatok15

3.4. Ellátásbiztonság piaci alapon - missing money (szükséges kapacitások piaci alapon történő kiépülésének akadályai)17

3.5. Lehetséges beavatkozások20

3.6. Kapacitásmechanizmusok fajtái24

3.7. Tanulságok: mit tanulhatunk az eddigi tapasztalatokból?31

4. Magyarországra vonatkozó energiabiztonsági mutatók34

4.1. ENTSO-E Adequacy riportok34

4.1.1. SO&AF elemzés35

4.1.2. MAF jelentések35

4.1.3. Winter and Summer Outlook42

4.2. MAVIR kapacitásterv43

4.2.1. Általános módszertan43

4.2.2. Elemzett forgatókönyvek45

4.2.3. Eredmények46

4.2.4. MAVIR sztochasztikus modellezés53

4.3. Konklúzió53

5. Hazai helyzetkép: energiabiztonsági mutatók múltbeli alakulása55

- 5.1. A magyarországi import alakulása55
- 5.2. Tartalékpiac63
- 5.3. Hazai erőművek megbízhatósága, kiesések alakulása az elmúlt négy évben64
 - 5.3.1. Kieső kapacitás – Széntüzelésű erőművek68
 - 5.3.2. Kieső kapacitás – Földgáztüzelésű erőművek72
 - 5.3.3. Kieső kapacitás – Nukleáris erőmű76
 - 5.3.4. Kieső kapacitás – Biomassza-erőművek80
 - 5.3.5. Kieső kapacitás – Gyorsindítású erőművek83
- 5.4. Maradó kapacitás87
- 5.5. A kritikus órák elemzése a hazai villamosenergia-piacon, 2015-201891
 - 5.5.1. Ártüskék gyakorisága92
 - 5.5.2. Import szerepe a kritikus órákban92
 - 5.5.3. Termelési kapacitások kihasználásnak szerepe a kritikus órákban96
 - 5.5.4. Maradó kapacitás szerepe a kritikus órákban99
 - 5.5.5. Termelő és határkeresztező kapacitások, valamint a kereslet szerepe a kritikus órákban102
 - 5.5.6. Összefoglalás103
- 6. A magas nettó import aránnyal rendelkező országok vizsgálata105
 - 6.1. Nagy importhányadú országok azonosítása105
 - 6.2. Korrelációs elemzés106
 - 6.3. ENTSO-E WSO108
 - 6.4. Esettanulmányok – energiastratégiák bemutatása110
 - 6.4.1. Litvánia110
 - 6.4.2. Finnország111
 - 6.5. Esttanulmányok - részletes adatelemzés112
 - 6.5.1. Olaszország112
 - 6.5.2. Szlovákia115
 - 6.6. Konklúzió117
- 7. Árampiaci modellezés - inputok119
 - 7.1. A felhasznált modellek rövid bemutatása119
 - 7.1.1. Az Európai Gázpiaci Modell119

- 7.1.2. Az Európai Árampiaci Modell121
- 7.1.3. Az Európai Áramtermelői-piac Szimulációs Modellje122
- 7.1.4. A modellek egymásra hatása122
- 7.2. Felhasznált inputadatok123
 - 7.2.1. Kereslet123
 - 7.2.2. Határkeresztező kapacitások128
 - 7.2.3. A környező országok főbb erőművi belépései, illetve kilépései 2019 és 2030 között130
 - 7.2.4. Tüzelőanyag-költség132
- 7.3. Hazai erőművi forgatókönyvek137
 - 7.3.1. A jelenleg üzemelő erőművek elemzése, azok várható bezárása137
 - 7.3.2. A vizsgált hat erőművi forgatókönyv bemutatása146
- 8. Modellezési eredmények154
 - 8.1. Éves villamosenergia-összetétel alakulása154
 - 8.1.1. Átmenet nélküli dekarbonizáció154
 - 8.1.2. Fosszilis túlsúlyos eset155
 - 8.1.3. Földgáz és megújuló156
 - 8.1.4. Megújuló túlsúlyos157
 - 8.1.5. Jelenlegi intézkedések158
 - 8.1.6. Beruházásintenzív159
 - 8.1.7. A forgatókönyvek összehasonlítása160
 - 8.2. Földgázfelhasználás alakulása163
 - 8.3. A nukleáris termelés visszavágásának alakulása164
 - 8.4. A villamos energia nagykereskedelmi árának alakulása165
 - 8.5. A megújulóenergiaforrások által termelt villamos energia támogatásszükséglete166
 - 8.6. A földgázalapú-termelők profitjának alakulása171
 - 8.7. Napelemparkok fajlagos kapacitásának területigénye173
 - 8.7.1. A REKK által 2030-ig kidolgozott különböző forgatókönyvekben szereplő nap-elemparkok összes területigénye174
 - 8.8. Az erőművi szektor szén-dioxid kibocsátása175
 - 8.9. Ellátásbiztonsági kérdések vizsgálata176

8.9.1.	Nem Szolgáltató Energia alakulása	176
8.9.2.	A nettó importarány órák alakulása	177
8.9.3.	A rendszerben üzemelő létesítmények technológiai szabályozói kapacitása	178
8.9.4.	A felirányú tartalékok rendelkezésre állása	182
8.9.5.	A szabályozási tartalékok növelésének lehetséges módjai	186
8.10.	Érzékenységvizsgálat	193
8.10.1.	Szén-dioxid-kvóta ára	193
8.10.2.	Földgáznagykereskedelmi ár	197
8.10.3.	A villamosenergia-fogyasztás érzékenység-vizsgálata	201
8.11.	Következtetések	207
	Felhasznált források	214
9.	Melléklet A: Az EEMM általános bemutatása	222
9.1.	A modell kínálati oldala	223
9.1.1.	Meglévő és új fosszilis erőművek	224
9.1.2.	Megújuló alapú erőművek	225
9.2.	A keresleti oldal	226
9.3.	A modell technikai specifikációja	227
10.	Melléklet B: Az Európai Gázpiaci Modell leírása	228
10.1.	Helyi gázkereslet	229
10.2.	Helyi kínálat	229
10.3.	Gáztárolás	229
10.4.	Külső piacok és importforrások	230
10.5.	Határkeresztező vezetékek és LNG szállítási útvonalak	231
10.6.	Hosszú távú take-or-pay szerződések	232
10.7.	Spot kereskedelem	232
10.8.	Piaci egyensúly	233
10.9.	Inputadatok forrása	233
11.	Melléklet C: Az EPMM Működésének bemutatása	237
11.1.	A modell kínálati oldala	238
11.2.	A keresleti oldal	238

11.3. Hálózati reprezentáció239

ÁBRAJEGYZÉK

1. ábra: Piaci egyensúlytalanság elégtelen kapacitások és rugalmatlan kereslet mellett	18
2. ábra: Az ERCOT tartalékkeresleti görbéje	22
3. ábra: CCGT erőművek nettó bevétele az ERCOT, MISO, NYISO és PJM piacain.....	24
4. ábra: A MAVIR kapacitászámítási módszertanának sematikus ábrái	44
5. ábra: Magyarország számára rendelkezésre álló import-NTC 2015 és 2018 között határonkénti bontásban, MW	56
6. ábra: Éves átlagos magyarországi import-NTC nagysága 2015-2018, MW	56
7. ábra: Import-NTC éves relatív szórása határonként 2015-2018, %	57
8. ábra: Import-NTC relatív minimuma és az 1%-os percentilis értéke határonként, 2015-2018	58
9. ábra: A szlovák és osztrák importkapacitások együttes alakulása 2015-2018, MW	59
10. ábra: Az import dominálta órák aránya az összes órához viszonyítva 2015-2018, %.....	60
11. ábra: Éves átlagos importmennyiségek határonként 2015-2018, MW.....	61
12. ábra: Importkapacitások éves átlagos kihasználtsága 2015-2018, %	61
13. ábra: Teljes kihasználtságú órák száma éves bontásban 2015-2018, db	62
14. ábra: Fel- és leszályozási tartalékok mennyiségének alakulása 2015-2018, MW.....	63
15. ábra: Összesített tervezett és nem tervezett kiesések éves eloszlása erőműtípusokra - nukleáris, földgáz- és széntüzelésű erőművekre (GWh).....	65
16. ábra: Összesített tervezett és nem tervezett kiesések éves eloszlása erőműtípusokra - biomasszátüzelésű és gyorsindítású erőművekre (GWh)	66
17. ábra: Tervezett és nem tervezett kiesések százalékos megoszlása erőműtípusokra és az egyes vizsgált évekre bontva (%)	67
18. ábra: Széntüzelésű erőművek tervezett és nem tervezett kiesései éves és gépegységi bontásban (GWh).....	69
19. ábra: Széntüzelésű erőművek tervezett és nem tervezett kieső kapacitása, valamint az igénybe vehető éves kapacitása a maximális kapacitáskihasználtság melletti termelés arányában (GWh).....	70
20. ábra: Széntüzelésű erőművek tervezett kieső kapacitásának havi átlagos, minimum és maximum alakulása a vizsgált időszakban.....	71
21. ábra: Széntüzelésű erőművek nem tervezett kieső kapacitásának havi átlagos, minimum és maximum alakulása a vizsgált időszakban.....	72
22. ábra: Földgázüzelésű erőművek tervezett és nem tervezett kiesései éves és gépegységi bontásban (GWh).....	74

23. ábra: Földgáztüzelésű erőművek tervezett kieső kapacitásának havi átlagos, minimum és maximum alakulása a vizsgált időszakban	75
24. ábra: Földgáztüzelésű erőművek nem tervezett kieső kapacitásának havi átlagos, minimum és maximum alakulása a vizsgált időszakban.....	76
25. ábra: Nukleáris erőművek tervezett és nem tervezett kiesései éves és gépegységi bontásban (GWh).....	77
26. ábra: Nukleáris erőművek tervezett és nem tervezett kieső kapacitása, valamint az igénybe vehető éves kapacitása a maximális kapacitáskihasználtság melletti termelés arányában (GWh).....	78
27. ábra: Nukleáris erőművek tervezett kieső kapacitásának havi átlagos, minimum és maximum alakulása a vizsgált időszakban.....	79
28. ábra: Nukleáris erőművek nem tervezett kieső kapacitásának havi átlagos, minimum és maximum alakulása a vizsgált időszakban.....	79
29. ábra: Biomassza-erőművek tervezett és nem tervezett kiesései éves és gépegységi bontásban (GWh).....	80
30. ábra: Biomassza-erőművek tervezett és nem tervezett kieső kapacitása, valamint igénybe vehető éves kapacitása a maximális kapacitáskihasználtság melletti termelés arányában (GWh).....	81
31. ábra: Biomassza-erőművek tervezett kieső kapacitásának havi átlagos, minimum és maximum alakulása a vizsgált időszakban.....	82
32. ábra: Biomassza-erőművek nem tervezett kieső kapacitásának havi átlagos, minimum és maximum alakulása a vizsgált időszakban	82
33. ábra: Gyorsindítású erőművek tervezett és nem tervezett kiesései éves és gépegységi bontásban (GWh).....	84
34. ábra: Gyorsindítású erőművek tervezett és nem tervezett kieső kapacitása, valamint igénybe vehető éves kapacitása a maximális kapacitáskihasználtság melletti termelés arányában (GWh).....	85
35. ábra: Gyorsindítású erőművek tervezett kieső kapacitásának havi átlagos, minimum és maximum alakulása a vizsgált időszakban.....	86
36. ábra: Gyorsindítású erőművek nem tervezett kieső kapacitásának havi átlagos, minimum és maximum alakulása a vizsgált időszakban.....	86
37. ábra: Maradó kapacitások alakulása 2015-2018, MW	89
38. ábra: Maradó kapacitások értékeinek megoszlása nagyság szerint, MW.....	90
39. ábra: Nettó importhányad alakulás nagyság szerint, %	93
40. ábra: Rendelkezésre álló erőművi termelés kihasználtsága nagyság szerint rendezve. 97	
41. ábra: A nettó importarány alakulása az importőr országok körében, 2013-2017 éves átlagok, %	105
42. ábra: Az EGMM, az EPMM, és az EEMM modellek interakciója.....	123

43. ábra: A tényleges (2008-2017) és előrejelzett magyar tartamdiagram.....	126
44. ábra: A tényleges (2008-2017) és előrejelzett normált magyar tartamdiagram.....	127
45. ábra: Csúcs órák villamosenergia-fogyasztása az átlagos fogyasztáshoz viszonyítva	128
46. ábra: ARA szénár-előrejelzések a modellezett időszakra vonatkozóan.....	133
47. ábra: Modellezett magyar és német nagykereskedelmi földgázárak, 2018-2050 (€/MWh).....	135
48. ábra: Az érzékenységvizsgálatokhoz használt magasabb és alacsonyabb gázárak, 2018-2050 (€/MWh).....	136
49. ábra: Szén-dioxid-kvótaárakra vonatkozó előrejelzések a modellezett időszakra vonatkozóan.....	137
50. ábra: Nagyerőművi maradó kapacitás primer energiára bontva – Reális forgatókönyv.....	140
51. ábra: Nagyerőművi maradó kapacitás erőműtípusra bontva - Reális forgatókönyv.....	141
52. ábra: Nagyerőművi maradó kapacitás primer energiára bontva – Optimális forgatókönyv.....	142
53. ábra: Nagyerőművi maradó kapacitás erőműtípusra bontva - Optimális forgatókönyv.....	142
54. ábra: Engedélyköteles és nem engedélyköteles kiserőművi kilépő kapacitások éves változása primer energiaforrás bontásban.....	145
55. ábra: Az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyv beépített kapacitásának változása, 2018-2035.....	147
56. ábra: A fosszilis túlsúlyos forgatókönyv beépített kapacitásának változása, 2018-2035.....	148
57. ábra: A Földgáz és megújuló forgatókönyv beépített kapacitásának változása, 2018-2035.....	149
58. ábra: A Megújuló túlsúlyos forgatókönyv beépített kapacitásának változása, 2018-2035.....	150
59. ábra: A Jelenlegi intézkedések forgatókönyv beépített kapacitásának változása, 2018-2035.....	151
60. ábra: A Beruházásintenzív forgatókönyv beépített kapacitásának változása, 2018-2035.....	152
61. ábra: A vizsgált hat erőművi forgatókönyvben a 2030-as beépített kapacitásösszetétel alakulása technológiák szerint, MW.....	153
62. ábra: Az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyv esetében a villamosenergia-összetétel alakulása, a megújulóenergia-források aránya és a nettó import aránya, 2018-2035.....	155

63. ábra: A Fosszilis túlsúlyos forgatókönyv esetében a villamosenergia-összetétel alakulása, a megújulóenergia-források aránya és a nettó import aránya, 2018-2035.....	156
64. ábra: A Földgáz és megújuló forgatókönyv esetében a villamosenergia-összetétel alakulása, a megújulóenergia-források aránya és a nettó import aránya, 2018-2035.....	157
65. ábra: A Megújuló túlsúlyos forgatókönyv esetében a villamosenergia-összetétel alakulása, a megújulóenergia-források aránya és a nettó import aránya, 2018-2035.....	158
66. ábra: A Jelenlegi intézkedések forgatókönyv esetében a villamosenergia-összetétel alakulása, a megújulóenergia-források aránya és a nettó import aránya, 2018-2035.....	159
67. ábra: A Beruházásintenzív forgatókönyv esetében a villamosenergia-összetétel alakulása, a megújulóenergia-források aránya és a nettó import aránya, 2018-2035.....	160
68. ábra: A 2030-as villamosenergia-termelés összetétel, a megújulóenergia-források aránya és a nettó import aránya a vizsgált hat forgatókönyvben.....	162
69. ábra: A földgáztüzelésű erőművek kihasználtsága 2020-ban, 2025-ben, illetve 2030-ban a különböző erőművi forgatókönyvekben.....	163
70. ábra: Az erőművi földgázfelhasználás alakulása 2020-ban, 2025-ben, illetve 2030-ban a különböző forgatókönyvekben, TJ.....	164
71. ábra: A nukleáris erőművi termelés visszavágásának gyakorisága (óra), és mértéke (%) az egyes forgatókönyvekben 2030-ban.....	165
72. ábra: A nagykereskedelmi villamosenergia-ára 2025-ben és 2030-ban a vizsgált hat forgatókönyvben.....	166
73. ábra: A megújulóenergia-források fogyasztásra vetített fajlagos támogatása 2020-ban, 2025-ben és 2030-ban a Hatékony támogatás forgatókönyv esetében.....	168
74. ábra: A megújulóenergia-források fogyasztásra vetített fajlagos támogatása 2020-ban, 2025-ben és 2030-ban a Magas átvételi ár forgatókönyv esetében.....	170
75. ábra: A nagykereskedelmi villamosenergia-ár és a megújulóenergia-források fajlagos támogatása a Hatékony és a Magas átvételi támogatásos forgatókönyvben az elemzett erőművi forgatókönyvekben, €/MWh.....	171
76. ábra: A nem kapcsolt földgáztüzelésű erőművek egy MW beépített kapacitásra jutó éves profitja, e€/MW	172
77. ábra: Az erőművek villamosenergia-termelésére jutó szén-dioxid-kibocsátás 2020-ban, 2025-ben, illetve 2030-ban a vizsgált forgatókönyvekben.....	176
78. ábra: A nettó import aránya az egyes forgatókönyvekben, 2030, %	177
79. ábra: A fosszilis erőművek műszaki szabályozási potenciálja a hat vizsgált forgatókönyvben, 2019-2030, MW.....	178
80. ábra: A németországi időjárásfüggő kapacitás és a lekötött rendszerszintű tartalék közötti kapcsolat.....	180
81. ábra: Leszabályozási potenciál az egyes erőművi forgatókönyvekben, 2030	181

82. ábra: Leszabályozási potenciál a legalacsonyabb 1000 órában az egyes erőművi forgatókönyvekben, 2030	182
83. ábra: Felszabályozási potenciál az egyes erőművi forgatókönyvekben, 2030	183
84. ábra: Felszabályozási potenciál a legalacsonyabb 1000 órában az egyes erőművi forgatókönyvekben, 2030	184
85. ábra: Felszabályozási potenciál a legalacsonyabb 1000 órában az egyes erőművi forgatókönyvekben módosítva az osztrák és a szlovák importlehetőségekkel, 2030.....	185
86. ábra: A 2030-as villamosenergia-termelés összetétel, a megújulóenergia-források aránya és a nettó import aránya a vizsgált hat forgatókönyvben alacsony, magas és a referencia szén-dioxid-kvótaár mellett.....	194
87. ábra: Az erőművi földgázfelhasználás alakulása 2030-ban a különböző forgatókönyvekben magas, alacsony és referencia szén-dioxid kvótaár mellett, TJ	195
88. ábra: Az erőművek villamosenergia-termelésére jutó szén-dioxid-kibocsátás 2030-ban a vizsgált erőművi forgatókönyvekben különböző szén-dioxid-kvótaárfolyamat feltételezve.....	196
89. ábra: A nagykereskedelmi villamosenergia-ár és a megújulóenergia-források fajlagos támogatása a Hatékony és a Magas átvételi támogatásos forgatókönyvben az elemzett erőművi forgatókönyvekben különböző szén-dioxid-kvótaárfolyamat feltételeztük, €/MWh, 2030	197
90. ábra: A 2030-as villamosenergia-termelés összetétel, a megújulóenergia-források aránya és a nettó import aránya a vizsgált hat forgatókönyvben alacsony, magas és a referencia földgáznagykereskedelmi-ár mellett	198
91. ábra: Az erőművi földgázfelhasználás alakulása 2030-ban a különböző forgatókönyvekben magas, alacsony és referencia földgáznagykereskedelmi-ár mellett, TJ	199
92. ábra: Az erőművek villamosenergia-termelésére jutó szén-dioxid kibocsátása 2030-ban a vizsgált hat erőművi forgatókönyv mellett, különböző földgáznagykereskedelmi-árat feltételezve.....	200
93. ábra: A nagykereskedelmi villamosenergia-ár és a megújulóenergia-források fajlagos támogatása a Hatékony és a Magas átvételi támogatásos forgatókönyvben az elemzett erőművi forgatókönyvekben különböző nagykereskedelmi földgázárak esetében, €/MWh, 2030	201
94. ábra: A 2030-as villamosenergia-termelés összetétel, a megújulóenergia-források aránya és a nettó import aránya a vizsgált hat forgatókönyvben alacsony, magas és a referencia villamosenergia-fogyasztási forgatókönyvek esetében.....	202
95. ábra: Az erőművi földgázfelhasználás alakulása 2030-ban a különböző erőművi szcenáriókban alacsony, magas és a referencia villamosenergia-fogyasztási forgatókönyvek esetében.....	203

96. ábra: Az erőművek villamosenergia-termelésére jutó szén-dioxid kibocsátása 2030-ban a vizsgált hat erőművi forgatókönyv mellett, különböző villamosenergia-felhasználást feltételezve.....	204
97. ábra: A nagykereskedelmi villamosenergia-ár és a megújulóenergia-források fajlagos támogatása a Hatékony és a Magas átvételi támogatásos forgatókönyvben az elemzett erőművi scenáriókban alacsony, magas és a referencia villamosenergia-fogyasztási forgatókönyvek esetében, €/MWh	205
98. ábra: A nettó import aránya az egyes forgatókönyvekben magas fogyasztás mellett, 2030, %	206
99. ábra: Felszabályozási potenciál a legalacsonyabb 1000 órában az egyes erőművi forgatókönyvekben módosítva az osztrák és a szlovák importlehetőségekkel, magas fogyasztás mellett, 2030.....	207
100. ábra: A modell működése	223
101. ábra: Az áramtermelési határkölttség becslésének módszere	224
102. ábra: A beruházási modul működése	225
103. ábra: A modell működése	237

1. táblázat: Nagy áramszünetek (2003-2015)8	
2. táblázat: Kapacitásmechanizmusok kategorizálása25	
3. táblázat: Az ENTSO-E MAF riport modellezésben feltételezett várható nettó beépített kapacitások 2020-ban és 2025-ben, MW37	
4. táblázat: A beépített nettó (ENTSO-E) és bruttó kapacitások (MAVIR) az ENTSO MAF modellezés, illetve a MAVIR kapacitás terve alapján a vizsgált sarokévekre, MW38	
5. táblázat: Az ENTSO-E MAF riportban használt import NTC-értékek összehasonlítása a tényleges 2018-as NTC-vel, MW39	
6. táblázat: Referenciascenárió eredmények40	
7. táblázat: Dekarbonizációs scenárió eredmények, 202541	
8. táblázat: Tervezett beépített bruttó kapacitások az optimista és pesszimista scenáriókban, 2022, MW47	
9. táblázat: Az import és a termelés részaránya tüzelőanyag szerint a fogyasztáshoz viszonyítva, 202248	
10. táblázat: Tervezett beépített bruttó kapacitások az optimista és pesszimista scenáriókban, 2027, MW49	
11. táblázat: Az import és a termelés részaránya tüzelőanyag szerint a fogyasztáshoz viszonyítva, 202750	
12. táblázat: Tervezett beépített bruttó kapacitások az optimista és pesszimista scenáriókban, 2032, MW51	

13. táblázat: Az import és a termelés részaránya tüzelőanyag szerinti bontásban a fogyasztáshoz viszonyítva, 203252
14. táblázat: Tervezett és nem tervezett kiesések összesített éves mennyisége (GWh) és a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez viszonyított értéke (%) erőműtípusokra68
15. táblázat: Kiemelkedő importhányad és kritikus árak kapcsolata94
16. táblázat: Kiemelkedő abszolút importmennyiség, illetve a kritikus árak kapcsolata95
17. táblázat: A szélsőséges erőművi kihasználtságok és a kritikus árak kapcsolata98
18. táblázat: Alacsony maradó kapacitású órák összetevőinek elemzése100
19. táblázat: A szélsőséges maradó kapacitások és a kritikus árak kapcsolata101
20. táblázat: Szélsőséges rendelkezésre álló kapacitások, rendelkezésre álló szlovák és osztrák NTC és kereslet és a kritikus árak kapcsolata102
21. táblázat: Korreláció analízis a nagy importkitettséggű országokra107
22. táblázat: A kereslet kielégítésének módja a téli (bal oldali táblázat) és nyári hetekben (jobb oldali táblázat)109
23. táblázat: Az olaszországi adatok a legkisebb maradó kapacitással rendelkező órákban113
24. táblázat: Az olaszországi adatok a legnagyobb kereslettel rendelkező órákban113
25. táblázat: Az olaszországi adatok a legnagyobb importtal rendelkező órákban114
26. táblázat: Korreláció az olasz rendszer mutatói között114
27. táblázat: A szlovákiai adatok a legkisebb maradó kapacitással rendelkező órákban115
28. táblázat: A szlovákiai adatok a legnagyobb kereslettel rendelkező órákban115
29. táblázat: A szlovákiai adatok a legnagyobb importtal rendelkező órákban116
30. táblázat: Korreláció a szlovák rendszer mutató között116
31. táblázat: A magyar villamosenergia-fogyasztás előrejelzése, TWh/év125
32. táblázat: Jelenlegi határkeresztező kapacitások Magyarország és a szomszédos országok között, éves átlag, MW129
33. Táblázat: 2030-ig várható fontosabb határkeresztező beruházások129
34. táblázat: Várható erőművi bezárások a környező országokban, 2019-2030131
35. Táblázat: Várható erőművi belépések a környező országokban, 2019-2030132
36. táblázat: Modellezett nagykereskedelmi gázrelőjelzés országonként (€/MWh)134
37. táblázat: Hazai nagyerőművek beépített névleges kapacitása, primer energia felhasználása, erőműtípusa, valamint maradó élettartama a két vizsgálati forgatókönyvet figyelembe véve (reális- és optimista forgatókönyv)139

38. táblázat: Engedélyköteles és nem engedélyköteles kiserőművi kapacitások a vizsgált időszak elején és végén, primer energiaforrásra bontva, MW144

39. táblázat: A két vizsgált forgatókönyvben az alkalmazott átvételi árak az egyes technológiákra, egyes belépési évekre vonatkozóan168

40. táblázat: Magyarország használt földterületeinek nagysága egyes művelési ágak szerint és a PV összkapacitási forgatókönyvek összes becsült területigényének ezekhez viszonyított aránya174

41. táblázat: FID projektek a referenciában (ENTSO-G TYNDP 2018 – 1 June)236

42. táblázat: Indítási költségek és feltételek a szabályozható technológiák esetén238

1. BEVEZETÉS

Magyarországon kiemelkedően magas a nettó import aránya, a 2013-2017-es évek átlagában 32%-os. Ennél magasabb értékkel csak Litvánia, Luxemburg, Albánia és Horvátország bír Európában. A magas nettó importarányhoz azonban igen erős hálózati összeköttetés is társul, a teljes hazai beépített erőművi kapacitás 55%-nak megfelelő az importkapacitások mértéke. Elemzésünk egyik fókuszja, hogy a magas nettó importarány vezethet-e ellátásbiztonsági problémákhoz. Vizsgálatunk másik központi eleme, hogy a következő évtizedben várhatóan bezáró hazai erőművi kapacitások milyen hatással bírnak a nagykereskedelmi villamosenergia-piacra.

Az időjárásfüggő megújulóenergia-források által termelt villamos energia növekedésével a rendszerben növekszik a rugalmas kapacitásokra való igény, amely képes a változó termelést kiegyenlíteni. Fontos annak tisztánlátása, hogy elegendő rugalmas kapacitással rendelkezik-e magyar villamosenergia-rendszer a 2020-as években, vagy szükség van olyan mechanizmusok bevezetésére, amelyek képesek választ adni a felmerülő problémákra.

A tanulmány a következő fejezetekre épül:

- A II. fejezetben részletesen bemutatjuk, hogy a kapacitásmechanizmusokra miért lehet szükség, annak milyen fajtái léteznek, és ezek közül melyik lehet releváns hazánk szempontjából.
- A III. fejezetben ismertetjük a Magyarországra vonatkozó energiabiztonsági mutatókat, összefoglalva a MAVIR és az ENTSO-E által készített releváns dokumentumokat.
- A IV. fejezetben a magyarországi ellátásbiztonsági mutatókat vesszük górcső alá. Számszerűsítjük, hogy a hazai erőművek milyen rendelkezésre állással bírnak, mekkorák voltak a tervezett és nem tervezett kiesések. Meghatározzuk az egyes órákban rendelkezésre álló maradó kapacitásokat, illetve bemutatjuk, hogy a magas nagykereskedelmi villamosenergia-árral jellemzett órákat mely tényezők okozták.
- Az V. fejezetben a magas nettó importarányal bíró országokat elemezzük részletesen, vizsgálva, hogy milyen közös jellemzők azonosíthatók köztük és Magyarország helyzete között. Az elemzés során egyrészt órás adatok elemzését végezzük el, illetve két ország energiastratégiai válaszait is ismertetjük.
- A VI. fejezetben először bemutatjuk az általunk használt három energiapiaci modellt. Ezen modellek segítségével hat különböző erőművi forgatókönyv mellett szimuláljuk a hazai nagykereskedelmi árampiac főbb változásait. Bemutatjuk, hogy a különböző forgatókönyvekben milyen nagykereskedelmi árak alakulnak ki, hogyan alakulnak a megújulótámogatási igények, ezek hogyan aránylanak a nagykereskedelmi villamosenergia-árakhoz. Számszerűsítjük, hogy az egyes forgatókönyvekben hogyan alakul a

hazai villamosenergia-összetétel, mekkora az erőművek földgázfelhasználása és széndioxid kibocsátása. A modellezés segítségével vizsgáljuk, hogyan alakulnak az ellátásbiztonsági mutatók, mennyi szabályozói kapacitás van a rendszerben.

2. KAPACITÁSMECHANIZMUSOK

2.1. BEVEZETÉS: A KAPACITÁSVITA HÁTTERE ÉS GYÖKEREI

A kapacitásmechanizmusokról szóló vita a 2010-es évek elején élénkült fel Európában. Az első lépést a hálózatos iparágak liberalizációjában élenjáró angol kormány tette meg: 2011-ben tette közzé EMR néven elhíresült villamosenergia-piaci reformcsomagját, melyben a karbon-küszöbár, az emissziós standard és a nukleáris erőművekre is kiterjesztett kötelező átvételi rendszer mellett a kapacitás piacok bevezetését is kilátásba helyezte (Department of Energy & Climate Change, 2011). Ezt követően egymást érték a kapacitásmechanizmusok szükségességét vitató tanulmányok, az Európai Bizottság pedig konzultációt indított a témában.

A kapacitásvita háttérében az európai villamosenergia-termelés dekarbonizációja és a 2008-as gazdasági válságot követő elhúzódó iparági recesszió állt. A dekarbonizációs törekvésekkel összhangban kiépülő támogatási rendszereknek köszönhetően a megújuló alapú villamosenergia-termelés 2010 óta 43%-kal (közel 300 TWh-val) növekedett, ami a teljes energiamixen belül 20%-ról 30%-ra növelte a megújuló termelés részarányát. Jones et al. (2018), Wind Europe (2018) A villamosenergia-kereslet stagnálása felerősítette a megújulótermelés expanziójának a hatását, jelentős mennyiségű fosszilis termelést szorítva ki a piacról. A kiszorító hatás mindenekelőtt a merit order-ben hátrébb elhelyezkedő földgáztüzelésű erőműveket sújtotta, amelyek a relatív tüzelőanyagárak kedvezőtlen alakulása miatt a szenes kapacitásokkal szemben is veszítettek versenyképességükből. A gáztüzelésű erőművek kihasználtsága a válság előtti 70% körüli szintről 2014-re az Egyesült Királyságban 35-40%, Olaszországban és Portugáliában 15-20% körüli szintre esett vissza. IEA (2018b) A csökkenő jövedelmezőség hatására 2010-2014 között Európa-szerte mintegy 9 GW gázerőművi kapacitás átmeneti vagy végleges bezárását jelentették be. Abani (2018) Az 5 legnagyobb európai villamosenergia-piaci vállalat néhány év leforgása alatt tőkepiaci értékének közel 40%-át veszítette el, nagyrészt a veszteségesse váló erőművi kapacitások értékvesztése miatt.¹

A gázos kapacitások kihasználtsága az utóbbi években újra nőtt: a 2014-es mélyponthoz képest közel 40%-kal nőtt a gázalapú villamosenergia-termelés, jóllehet még mindig messze elmarad a 2008-as értéktől. A növekedésnek induló CCGT termelés az európai energetikai társaságok tőkepiaci értékét nem volt képes elmozdítani a mélypontról. A fent említett vállalatok összesített tőkepiaci értéke 2018 áprilisában sem haladta meg a 2013-as értéket;² a mintegy 19 iparág teljesítményét és jövedelmezőségét mérő ún. Euro Stoxx Utilities Index 2018-ban sem sokkal haladta meg a 10 évvel korábbi érték felét. Stoxx (2018)

Az európai villamosenergia-ipari társaságok által elszenvedett 100 milliárdos értékvesztés jelentős nyomást gyakorolt az érintett kormányokra, hogy kapacitásdíjak formájában biztosítsák a vállalatok fix költségeinek megtérülését és elejét vegyék a további kapacitáskivonásoknak.

¹ Az érintett társaságok a következők: EDF, GDF, E.ON, RWE, Enel. Lásd: Carbon Tracker (2015)

² A 2018 április értékek valójában még a 2013-hoz képest is csökkentek, bár ebben az időintervallumban az érintett társaságok átalakulása is szerepet játszhatott. Lásd: Deloitte (2018)

Azonban a veszteséges -gáztüzelésű- erőművi kapacitások korai (a műszaki élettartam elérése előtti) bezárása, különösen, ha csak átmeneti termelés-szüneteltetés (ún. konzerválás) történik, önmagában nem feltétlenül káros. A kapacitáskivonás enyhítheti a kapacitástöbbletet és lassíthatja a nagykereskedelmi árak további csökkenését, ezáltal konszolidálhatja a villamosenergia-piacokat. A CCGT flotta csökkenése azért bizonyult különösen fájdalmasnak, mert egybeesett a rugalmas erőművi kapacitások iránti igény növekedésével. Az időjárásfüggő (PV és szél) erőművi kapacitások növekedésével ugyanis párhuzamosan nőtt a hagyományos erőművi kapacitásoktól megkövetelt terhelésváltoztatás nagysága és gyorsasága, vagyis a rugalmas terhelésváltoztatásra képes, jól szabályozható erőművi kapacitások iránti igény³.

Az energiacégek által elszenvedett súlyos pénzügyi veszteségek, az ezt követő kapacitáskivonások, valamint a villamosenergia-rendszerek szabályozhatóságával és ellátásbiztonságával kapcsolatos aggodalmak együttesen vezettek oda, hogy Európa szerte intenzív vita bontakozott ki a kapacitásmechanizmusok szükségességéről. A gazdasági válságot követő években komoly európai és tengerentúli tanácsadók és konzultánsok foglaltak állást a kapacitásmechanizmusok mellett vagy ellen, de a kérdésben a mai napig nem alakult ki teljes konszenzus. Az Európai Bizottság a mai napig szükségtelennek ítéli kapacitáspiacok bevezetését, az európai országok egy része régóta alkalmaz valamiféle kapacitásmechanizmust, egy részük pedig 2014-től kezdődően sorra vezetett be hasonló rendszereket.

Mielőtt rátérnénk annak tárgyalására, hogy Magyarországon az ellátásbiztonság megőrzéséhez szükséges-e kapacitásmechanizmus alkalmazása, röviden áttekintjük, hogy (i) mit értünk ellátásbiztonság alatt, (ii) hogyan mérhető és határozható meg a kívánatos ellátásbiztonsági szint, és hogyan jelezhető előre annak jövőbeni alakulása, (iii) a kapacitásmechanizmusok mellett milyen eszközökkel biztosítható az elvárt ellátásbiztonsági szint megőrzése, (iv) milyen tapasztalatok halmozódtak fel a kapacitásmechanizmusok működésével kapcsolatban, (v) milyen megoldásokat alkalmaznak az európai tagállamok.

2.2. ELLÁTÁSBIZTONSÁG KONCEPCIÓI: MIT ÉRTÜNK ELLÁTÁSBIZTONSÁG ALATT?

A villamosenergia-ellátás biztonsága alatt a fogyasztók zavartalan, fennakadásmentes villamosenergia-ellátását értjük. A villamosenergia-szektorban az ellátásbiztonságnak az alábbi aspektusai ismertek:

- Forrás/kapacitás megfelelés (generation/resource adequacy): elegendő termelőkapacitás (illetve keresletcsökkentési lehetőség) rendelkezésre állása, hogy a villamosenergia-kereslet, különös tekintettel a csúcsterhelésekre, illetve a rendszerirányításhoz szükséges szabályozói tartalékigényekre, hosszú távon biztonsággal kielégíthető legyen, anélkül, hogy bizonyos fogyasztók kényszerű korlátozására (brownout) kerülne sor.

³ Az időjárás viszonyok változékonysága a szél és a PV kapacitások termelésében nagy visszaeséseket és nagy fellendüléseket generál, melyeket a szabályozható erőművi kapacitásoknak hasonló gyorsasággal kell kompenzálniuk.

- **Megbízhatóság (operational reliability):** a villamosenergia-rendszer különféle zavarokkal és külső sokkokkal szembeni ellenállóképessége (resilience), különös tekintettel bizonyos hálózati elemek vagy erőművi egységek váratlan kiesésére. A rendszer megbízhatósága egyben a rendszer működőképességének megőrzését és a kontrollálatlan kimaradások (blackouts) megelőzését jelenti, ha szükséges, kontrollált korlátozások (brownouts) árán.
- **Energiahordozó ellátottság biztonsága:** a villamosenergia-termeléshez szükséges energiahordozók (szén/lignit, földgáz, hasadóanyag stb.) folyamatos rendelkezésre állása, az importforrások/szállítási útvonalak diverzifikáltsága, a hazai energiahordozók rendelkezésre állása, az erőműpark tüzelőanyag-szerkezetének diverzifikáltsága.

A kapacitásmegfelelőség biztosítása érdekében a különböző országok hagyományosan hosszú távú tervezést alkalmaztak, felmérve a hosszú távú igénynövekedést és ennek kielégítéséhez szükséges termelőkapacitások mennyiségét. Amennyiben a jövőben rendelkezésre álló erőművi kapacitásoknak a várható csúcsterhelésekhez mért aránya, illetve az ún. kapacitásmargin (capacity -reserve- margin) egy meghatározott szint (pl. a várható csúcsigények 15%-a) alá esik, a szabályozó valamilyen eszközzel (pl. erőműépítési tender kiírásával) biztosítja a hiányzó kapacitások kiépítését.⁴

A rendszer megbízhatóságának megőrzése elsősorban az átviteli hálózatokkal és az azokat üzemeltető rendszerirányítóval szembeni követelmények/standardok megfogalmazását jelenti. Ezeket a követelményeket jellemzően a rendszerirányító által kiadott, és a szabályozó hatóságok által jóváhagyott üzemi szabályzatok tartalmazzák, amely a rendszer üzemeltetésére és fejlesztésére vonatkozó elveket (pl. n-1 elv) és műszaki követelményeket (pl. frekvenciaszint) rögzíti. Az átviteli rendszer biztonságával kapcsolatos legfontosabb elvárás az n-1 elv érvényesülése: a villamosenergia-rendszernek egy kritikus hálózati elem, vagy nagyerőmű kiesése esetén is zavartalanul kell működnie⁵.

A villamosenergia-rendszerrel szemben támasztott ellátásbiztonsági követelményekhez kapcsolódnak az elosztóhálózatokra vonatkozó szolgáltatásminőségi előírások. A szabályozó hatóságok megszabják az egy fogyasztóra jutó szolgáltatáskiesések gyakoriságának (SAIFI) és időtartamának (SAIDI) felső határát, és az elosztóhálózati társaságok tarifáinak meghatározása során a minőségi standardoktól elmaradó társaságokat bírsággal, vagy tarifacsökkentéssel büntetik, az elvártnál jobban teljesítőket pedig hasonló módon jutalmazzák.

Az ellátásbiztonság kapcsán fontos hangsúlyozni, hogy a fogyasztók által elszenvedett (üzemzavari) kiesések (áramszünetek) egyik leggyakoribb oka az elosztóhálózatok szintjén

⁴ A korábbi vertikálisan integrált angol villamosenergia-ipari vállalat, a CEGB a csúcsterheléshez mért bruttó 19%-os tartalékszintet tűzött ki, ami a beépített kapacitások korlátozott rendelkezésre állását figyelembe véve 7% ún. „de-rated” (a magyar terminológiában „ténylegesen igénybevehető” kategóriához közelítő) tartalékarányt jelentett. Lásd: Newbery (2015)

⁵ A Mavir Üzemi Szabályzata szerint az n-1 elv „A VER olyan kialakítása, hogy az átviteli hálózat egyszeres hiányállapotában [egy rendszerelem kiesésekor] sem felhasználói kiesés, sem az üzemben maradó hálózaton túlterhelés, illetve feszültség, frekvencia zavar nem lép fel.”

bekövetkező, a szélsőséges időjárás miatt fellépő üzemzavar. IEA (2017) Az elosztóhálózati kimaradások kérdése azonban nem része a rendszerszintű ellátásbiztonsági vitáknak, mert azokat alapvetően hálózati beruházásokkal (pl. földkábelek lefektetésével) kezelik, azok viszont a szabályozó hatóság árszabályozási döntéseinek függvénye.

A villamosenergia-rendszer megbízhatósága, illetve az átviteli hálózatokra vonatkozó ellátásbiztonsági előírások szintén nem képezik részét az utóbbi évek kapacitásvitájának, jóllehet a komolyabb európai áramkimaradások mögött jellemzően a kritikus átviteli hálózati elemek sérülése és meghibásodása állt. Az átvitel és rendszerirányítás az elosztóhálózatokhoz hasonlóan monopol, hatósági árszabályozás alatt álló tevékenység, melynek biztonsági szintje részben a (hatóság által jóváhagyott) műszaki és üzemeltetési szabályok betartásától, részben a hatóság által megszabott árbevételtől függ.

A kapacitásmechanizmusokról szóló viták hátterében álló ellátásbiztonsági aggodalmak tehát valójában az ellátásbiztonságnak csak egyik (talán nem is a legfontosabb) összetevőjére koncentráltak: a rendelkezésre álló termelőkapacitások (és keresletoldali források) mennyiségére. Az utóbbi években a megújuló erőforrások térnyerésének köszönhetően azonban a kapacitásmegfelelőség fogalma egy újabb elemmel egészült ki: a rendelkezésre álló források mennyisége mellett azok minősége, mindenekelőtt azok rugalmassága is előtérbe került.

A rugalmassági igények növekedése mögött az időjárás változásainak kitett szélerőművi és PV kapacitások erősen ingadozó termelése áll. Németországban, ahol az időjárásfüggő létesítmények együttes beépített kapacitása súrolja a 100 GW-ot, a megújuló termelés napon belüli volatilitása a szabályozható (jellemzően szén- és földgázalapú) erőművektől egy óra leforgása alatt akár +/- 15 GW-os terhelésváltoztatást is megkövetelhet.⁶ Éven belül a „maradó” erőműpark terhelési tartománya jóval szélesebb, 25 GW-tól 75 GW-ig terjed, ami a német atomerőművektől is erőteljes fel- és leterheléseket kíván meg.⁷

A megújulókapacitások növekvő penetrációjával a villamosenergia-rendszerrel, ill. a maradó erőműparkkal szemben megkövetelt rugalmassági szolgáltatások (gyors le- és felterhelések, napon belüli újraindítások) volumene 2030-ra jelentősen megnő. A megújuló villamosenergia-termelés részaránya a jelenlegi 30%-ról – konzervatív becslések szerint is – 50% körüli szintre emelkedik az európai piacokon, a növekmény pedig alapvetően szél és PV kapacitásokból tevődik majd össze.⁸

A megnövekvő PV és szélerőművi penetráció egyik hatása, hogy a maradó (hagyományos, szabályozható) erőműpark által tapasztalt tartamdiagram (nettó keresleti görbe) jóval mere-

⁶ The 2030 Power System in Europe: Flexibility needs, integration benefits and market design Implications (Red-Steigenberger-Graichen, 2015). A szélerőművek napon belül nem ritkán 1-5 GW-tól 15-20 GW-ig terjedő terhelésváltozást futnak be, ami egy héten belül 40 GW-ot is elérheti, míg a PV kapacitások napon belül 0-30 GW közötti terhelésváltozást futnak be. Lásd: Burger (2018)

⁷ 2017. október 29-én pl. a német atomerőművek teljesítményét néhány órán belül kellett 5 GW körüli szintről mintegy 10 GW-ra növelni. Burger (2018)

⁸ A villamosenergia-termelésben várható 50%-os megújuló részarány eredetileg az EU által 2030-ra kitűzött 27%-os megújuló részarányból fakad, de a szél- és PV-kapacitások árában előrejelzett további csökkenésére alapozva ezt a legtöbb, 2030-as állapotokat modellező tanulmány is elfogadható premisszának tartja. Lásd: Burger (2018)

dekebbé válik.⁹ A brit villamosenergia-piacra készített vizsgálatok szerint a szabályozható erőművek által kielégítendő nettó kereslet a 2010-ben tapasztalt 20-60 GW közötti tartományról 2030-ra 0-75 GW közötti tartományra növekszik. Pöry (2009) Másrészt a napon belüli terhelésváltoztatások gyorsasága és volumene növekszik. Ennek hatását a napi nettó terhelési görbével szokták ábrázolni, ami a terheléslefutási görbe megújuló termelésével csökkentett változata. A jelenség legismertebb ábrázolása a kaliforniai rendszerirányító (CAISO) kacsza alakú terhelési görbéje (duck curve), amely azt mutatja, hogy a PV kapacitások gyors elterjedése hogyan növeli meg a hagyományos erőműparktól megkövetelt fel- és leterhelések gyorsaságát és gyakoriságát.¹⁰ A holland piacra készített vizsgálatok azt mutatták, hogy a jelenlegi +/- 2 GW órás terhelésváltoztatási igény 2030-ra +/- 15 GW-ra növekszik. Sijm et al. (2017)

A rugalmasság előtérbe kerülése miatt a kapacitások mennyiségi megfelelőségéről szóló diskurzus kiegészült a kapacitások minőségi megfelelőségéről folyó vitával. A kérdés immáron nem egyszerűen az, hogy rendelkezésre áll-e a jövőben elegendő mennyiségű forrás (erőművi kapacitás és keresletoldali válasz), hanem a, hogy a szükséges kapacitások a kívánatos összetételben (és rugalmassági képességekkel) fognak-e rendelkezésre állni.

2.2.1. NAGY ÁRAMSZÜNETEK (BLACKOUTS)

Az elmúlt 15 évben számos igen komoly áramszünet történt világszerte, melyek hatására teljes országok vagy országrészek maradtak áram nélkül. 2003 kiemelkedő év volt ilyen szempontból, hiszen öt jelentős áramkimaradás is volt, de azóta is minden évben feljegyezhetünk egy-két olyan esetet, amikor a villamosenergia-rendszerek összeomlása miatt akár több millió ember ellátása szünetelt. Az alábbi táblázat foglalja össze az elmúlt 15 legnagyobb áramszüneteit (a táblázatban nem szerepelnek az időjárás okkal magyarázható áramszünetek).

⁹ A nettó kereslet a rendszerterhelések éves eloszlását ábrázoló tartamdiagramnak a megújulókapacitások termelésével csökkentett (nettósított) változata. Az időjárásfüggő megújuló hatása abban mutatkozik meg, hogy miközben a szabályozható erőműparkot változatlan csúcsterhelés kielégítésére kell felkészíteni (mivel bizonyos időszakokban az időjárásfüggő megújulótermelés a 0-hoz közelít), miközben más időszakokban gyakorlatilag le kell őket állítani.

¹⁰ A PV kapacitások reggel 7-kor beinduló termelése egy erőteljes reggeli terheléscsökkentést (sok erőmű esetében az erőmű leállítását), majd délután 4 körül egy még erőteljesebb terhelésnövelést (a reggel leállított blokkok újraindítását) követel meg a szabályozható erőművektől, akik így egy kacsza alakú keresleti görbével szembesülnek. Lásd: CAISO (2016)

Hely (Év)	Szolgáltatás nélkül maradt emberek száma	Kiesett terhelés (MW)	Időtartam
Irán (2003)	22 millió	7 063	8 óra
Észak-Amerika (2003)	50 millió	61 800	16-72 óra (USA); -192 óra (Kanada)
London (2003)	410 ezer	724	0,62 óra
Dánia-Svédország (2003)	4 millió	6 550	5 óra
Olaszország (2003)	57 millió	24 000	5-9 óra
Athén (2004)	5 millió	4 500	-5 óra
Pakisztán (2006)	160 millió	11 160	5-6 óra
Dél- és Nyugat Európa (2006)	45 millió	14 500	< 2 óra
Kolumbia (2007)	41 millió	6 644	4,5 óra
Florida (2008)	3 millió	3 650	1-3 óra
Brazília (2011)	40 millió	8 884	> 3 óra
Arizona-Mexikó (2011)	8 millió	7 835	6-12 óra
India (2012)	670 millió	48 000	2-8 óra
Törökország (2015)	70 millió	32 200	> 7 óra

1. TÁBLÁZAT: NAGY ÁRAMSZÜNETEK (2003-2015)

Forrás: Veloza & Santamaria (2016)

Az áramszünetek okait vizsgáló hatósági jelentések, illetve az azok alapján készült összefoglaló tanulmányok¹¹ szerint a nagy szolgáltatáskimaradások mögött a legtöbb esetben átviteli hálózati hibák állnak. Az elemzések szerint önmagában egy hálózati elem (vezeték, transzformátor, termelő egység stb.) meghibásodása jól megtervezett, megfelelően szabályozott és üzemeltetett rendszerek esetében nem vezet komolyabb szolgáltatáskimaradáshoz. A táblázatban felsorolt esetekben mindig több probléma és hiányosság együttes fennállása vezetett a rendszerek összeomlásához. A kiváltó ok rendszerint valamely nagyfeszültségű távvezeték vagy transzformátorállomás meghibásodása volt, túlterhelést és alacsony feszültség szintet eredményezve a hálózatban, amely végül több más átviteli és termelő egység leállításához vezetett. A probléma láncreakciószerű terjedéséhez azonban valamennyi esetben hozzájárultak a rendszer más eszközeinek (pl. védőberendezések, hálózatdiagnosztikai eszközök) hibái, és/vagy a rendszerirányító beavatkozásának késése, elégtelensége, illetve az érintett szereplők közötti kommunikáció, koordináció és feladatmegosztás hiányosságai. A tanulmányok áramszünetenként minimum három, de egyes esetekben nyolc különböző okot is azonosítottak, melyek előfordulási gyakoriság szerint az alábbiak szerint csoportosíthatók:

- A leggyakrabban (a 14 vizsgált esetből 5-7 alkalommal) védőberendezések hibái, az elégtelen meddő teljesítmény, a nem megfelelő helyreállító tevékenységek, a hálózatanalitikai problémák, a képzési hiányosságok, a kommunikációs és koordinációs

¹¹ Például Hossein-Zadeh (2005), OECD-IEA (2005), Veloza & Cepedes (2006), Veloza & Santamaria (2016), illetve Wu et al. (2017).

nehézségek, a teljesítőképességük határon működő hálózatok, illetve szabályozói problémák fordultak elő.

- Közepes gyakorisággal (3-4 alkalommal) a rendszerirányítók nem kellő tudatossággal kezelték a kialakuló helyzeteket, nem tartották be az N-1 kritériumot és az üzemeltetési szabályokat.
- Ritkán (1-2 alkalommal) játszott szerepet a vegetáció kezelésének hiányossága, tervezési hiba, a karbantartás során elkövetett emberi hiba, a tartalék termelési kapacitás hiánya és az elégtelen karbantartás.

3. ÜZEMZAVARI ESETEK ÉS AZOK TANULSÁGAI – LENGYEL, GÖRÖG ESETTANULMÁNYOK

3.1.1.1. LENGYELORSZÁG

Lengyelországban 2015 augusztusában korlátozni kellett a nagyobb ipari termelők (300 kW feletti fogyasztók) villamosenergia-fogyasztását, ami főként az energaintenzív iparágakat (pl. acél és vegyipar) érintette.

Háttér - időjárási tényezők

2015 augusztusában az időjárási tényezők három szempontból is érintették az erőművi termelést Lengyelországban. Egyrészt a több hetes szárazság következtében a folyók vízszintje jelentősen apadt, ami miatt, a szenes erőművek nem tudtak elegendő hűtővizet vételezni, több erőmű kényszerült tervezett termelésének csökkentésére. Másrészt a magas hőmérséklet - augusztus 10-e körül a 39 fokot is elérte - a megnövekedett hűtési igény révén jelentősen megnövelte a villamosenergia-fogyasztást. 22000 MW fölött tetőzött a fogyasztás, ami nagyon magasnak tekinthető Lengyelországban. Harmadrészt a száraz, meleg idő szélcsenddel is együtt járt, ami a szeles villamosenergia-termelést vetette vissza.

Háttér - rendszerszintű tényezők

Az időjárási tényezők mellett több rendszerszintű probléma is nehezítette a helyzetet. Több szenes erőmű a megszokott gyakorlatnak megfelelően karbantartáson volt, amihez hozzájárult még a legnagyobb lengyel szenes erőmű (Belchatow, 858 MW kapacitás) nem tervezett kiesése is. A lengyel átviteli rendszert emellett jellemzi, hogy nagyon kis kapacitású a nemzetközi összeköttetése (jóval a 10%-os EU-s célérték alatt), ami 2015-ben még a jelenleginél is alacsonyabb volt, hiszen ekkor még nem készült el a lengyel-litván összekötő vezeték sem. A lengyel rendszerirányító kihívásait tovább növelte a loop-flow-k problémája, mivel az amúgy alacsony mértékű nemzetközi átviteli kapacitást ezek a nem-kívánt áramlások továbbcsökkentik. A lengyel rendszerirányító szerint ez utóbbi volt az egyik legfontosabb rendszerszintű probléma, ez azonban megkérdőjelezhető, hiszen az átviteli kapacitás fizikai szűkössége már önmagában erőteljes kockázatokat rejt magában. Az elemzések (Wysokienapiecie.pl 2016) szerint a kritikus időszakban a 40 GW fölötti kapacitással jellemezhető lengyel villamosenergia-rendszer nem volt képes 1 GW import elérhetőségét biztosítani.

Esemény

2015 augusztus-szeptemberében jelentkeztek a legnagyobb problémák a lengyel rendszerben. Augusztus 10-én, és az azt követő napokban a nagyfogyasztók fogyasztását korlátozták, illetve több órára korlátozták a külkereskedelmi forgalmat. A rendszerirányító kénytelen volt segítséget kérni a szomszédos rendszerirányítóktól (re-dispatch formájában), illetve korlátozni a nagyfogyasztók villamosenergia-fogyasztását. Ennek következtében jelentős összegeket

kellett fizetnie a szomszédos TSO-knak, illetve az ipari termelők is jelentős veszteségeket könyvelhettek el, ennek pontos mértékét azonban a TSO nem hozta nyilvánosságra.

A fontosabb hatások rendszerszinten is jelentkeztek, a Wysokienapiecie.pl (2016) cikke szerint a rendszerirányító mind a kritikus augusztusi napokban, mind szeptember folyamán is olyan állapotban üzemelt, hogy nem teljesítette az N-1 kritériumot sem. Volt olyan időszak, amikor 5 órán keresztül sem állt rendelkezésre az előírt tartalékkapacitás. Ezen órákban bármilyen további kiesés a rendszer leállítását okozhatta volna, veszélyeztetve ezzel a szomszédos országok villamosenergia-rendszerét is. Szerencsére további leállások, kiesések nem történtek, fogyasztók korlátozásával a TSO fenn tudta tartani a rendszer működését.

Következtetések, tanulságok

Az események jól illusztrálták, hogy a lengyel villamosenergia-rendszerben milyen sérülékeny pontok vannak:

- A több mint 85%-ban szenes erőművekre támaszkodó rendszer kitettségét a hűtővíz ellátási problémákra.
- Az alacsony mértékű határösszeköttetés miatt a rendszer belső problémái esetén kevésbé számíthat külső segítségnyújtásra.
- Ezt a problémát tovább mélyítették a Németországgal fennálló loop-flow problémák, a TSO szerint két okból is: egyrészt a loop-flow-k csökkentették a rendelkezésre álló határösszekötő kapacitást, másrészt a TSO gyakran növelte a nyugat-lengyel erőművek teljesítményét, hogy korlátozza a loop-flow mennyiséget.
- A kis mértékű lengyel PV kapacitás, ami a nyári hűtési keresletnövekedés mellett nem elégséges a rendszeregyensúly biztosításához
- 2015 óta több minden változott a lengyel rendszerben. Egyrészt megépült a lengyel-litván összekötő vezeték, másrészt a német irányba phase-shifter-ek beépítése is megtörtént (a loop-flow-k semlegesítésére), így a külkereskedelem irányában jelentősebb előrelépés történt. Az erőművi termelés területén pedig a Wloclawek mellett üzembe helyezett gázüzemi erőmű belépése volt az egyik jelentősebb előrehaladás, mely a lengyel rendszer stressz-tűrőképességét növelte.

3.1.1.2. GÖRÖGORSZÁG

Háttér

2018. augusztus – szeptember között több helyen is jelentős kiesések voltak a görög villamosenergia-rendszerben, a nagy nyári hőség, és az ennek következtében megerősödő kereslet miatt - pl. Hydra szigetén egy napot meghaladó, de Athént is több órára lebénítő áramszünet volt. Ezek nem egyszeri, kirívó eseményeknek tekinthetőek, 2014-ben és azóta is

többször jelentkeztek hosszabb kiesések Görögországban, legfőképp a nyári hűtési időszakban, de a téli periódusban is voltak hasonló kiesések, a lignites erőművek ellátásproblémái miatt.

Hogy rendszerszintű probléma állhat ezek mögött, az is mutatja, hogy a görög-olasz összekötővezeték az utóbbi években szinte havonta kapcsolták le üzembiztonsági okokra hivatkozva. Legutóbb 2018 szeptemberében is, amikor a vezeték már három egymást követő héten helyezték üzemén kívülre. Bár a legtöbb hivatalos jelentés technikai problémára vezet vissza a sorozatos leállásokat, kétségtelen, hogy a kieső napok csökkenthetik a görög rendszerterhelést, így segítve a TSO problémáinak megoldását.

Események

A görög-olasz tenger alatti vezeték 2018 szeptembere folyamán három egymást követő hétre üzemén kívül helyezték, hogy a működési biztonság minimális feltételeit fenn tudják tartani ('in order to maintain Operation Security Limits'). Ezt megelőzően szinte havonta voltak ilyen esetek, igaz a korábbiak egyike sem haladta meg az egy hetet. Az üzemén kívül helyezés során törölték az éves és havi szállítási jogosultságokat – az 500 MW rendelkezésre álló kapacitásból 100 MW-t az éves, 400 MW-ot pedig a havi aukciókra allokálták. Ezen kiesés tovább nehezítette a görög rendszerirányító helyzetét, hiszen 2018 nyarán a Revithausa LNG terminál bővítés miatt nem volt elérhető, (a gázos erőművek helyzetét nehezítve), illetve az északra irányuló kereslet is jelentősen növekedett. Így a kisebb állomások problémája is jelentős nehézségeket okozott az ellátásban (pl. erre volt visszavezethető a 2018 augusztusi athéni kiesés), és erre a jövőben is számíthatunk.

Tanulságok

A görög rendszer időjárás kitettsége magas (főképp a nyári magas keresleti időszakban, de lignitellátási problémák miatt télen sem immunis a hosszabb fagyokra), ami gyakran vezet kisebb-nagyobb kimaradásokhoz mind a félsziget, mind a szigetek területén.

Ezen rendszerszintű problémákat jól jellemzi, hogy a görög-olasz tenger alatti összeköttetést gyakran (utóbbi félévben szinte havonta) helyezik üzemén kívülre, törölve az addig lekötött kapacitásokat. Mindezt nem felújítási, vagy karbantartási munkák miatt, hanem a görög rendszer üzembiztonsági okaira hivatkozva, jellemzően az olasz irányú export korlátozásának érdekében. Az okozott károk, esetleges kompenzációk nagyságáról nem találtunk publikusan elérhető megbízható információt, illetve arról sem, hogy a görög rendszerirányító milyen lépéseket tervez a helyzet javítására.

3.2. ELLÁTÁSBIZTONSÁGI MUTATÓK

Az ellátásbiztonság, ezen belül is a kapacitások/források mennyiségi megfelelőségének mérésére, adott villamosenergia-rendszertől megkövetelt ellátásbiztonsági szint meghatározására, és a jövőben várható szint előrejelzésére az elmúlt évtizedekben bevett mutatórendszer alakult ki. A determinisztikus mutatók általában egyszerű, könnyen mérhető mérőszámok, melyek a csúcsterhelések kielégítésén felül maradó kapacitástartalékok (reserve margin) nagyságát, illetve azok csúcsterheléshez, vagy beépített kapacitásokhoz viszonyított arányát

számszerűsítik. A valószínűségi mutatók bonyolultabb, nehezebben számszerűsíthető mutatók, melyek általában a kiesések valószínűségét mérik.

A maradó kapacitástartalék a legelterjedtebb ellátásbiztonsági mutató. Az Egyesült Államokban az elvárt kapacitástartalékok nagyságát a várható kereslethez/csúcsterhelésekhez viszonyítva adják meg. A különböző RTO-k/ISO-k által működtetett regionális rendszerek eltérő, 10-20% közötti tartományban határozzák meg a minimálisan szükséges kapacitástartalékok arányát (Planning Reserve Margin).¹² Az előírt tartalékszint célja, hogy a rendszer képes legyen megbirkózni a hosszú távon nehezen előrejelezhető, váratlan keresleti vagy kapacitásoldali sokkokkal.

Az elvárt kapacitástartalékszint meghatározása történhet úgy, hogy a termelőkapacitásokat azok névértékén (beépített kapacitás alapján) veszik figyelembe (ICAP - Installed Capacity alapú tartalékszámítás), vagy úgy, hogy a korlátozott rendelkezésre állást figyelembe véve (pl. időjárásfüggő kapacitások limitált rendelkezésre állása, tervezett karbantartások, illetve egyéb, váratlan kiesések) a különböző erőművi kapacitásokat csökkentett (derated) értéken számítjuk be (UCAP - Unforced Capacity alapú kapacitásmeghatározás). A névleges (ICAP) és a ténylegesen igénybe vehető (UCAP) kapacitásértékek eltéréséből fakadóan előbbi jellemzően jóval nagyobb értéket vesz fel, mint az utóbbi. Mivel a hivatkozott 10-20%-os kapacitástartalék alapvetően ICAP alapon számítható, az UCAP alapú tartalékszintek ennél számottevően (nem ritkán 30-50%-kal) alacsonyabbak lehetnek.¹³

A kapacitástartalékok meghatározása, illetve hosszú távú előrejelzése az európai országokban is bevett gyakorlat. Az ENTSO-E által készített hosszú távú kapacitásmegfelelőségi vizsgálatok hosszú időn keresztül (2015-ig) a maradó kapacitások előrejelzésére koncentráltak. A maradó kapacitások számítása úgy történik, hogy beépített kapacitásokból (NGC) kivonjuk a rendszerirányító által a rendszerszintű szolgáltatások piacán lekötött tartalékkapacitásokat, valamint a karbantartások, várható kiesések/üzemzavarok, illetve időjárási körülmények miatt a nyári/téli csúcsidőszakban nem elérhető kapacitásokat, majd az így adódó megbízhatóan rendelkezésre álló (RAC) kapacitásokból kivonjuk a szezonális csúcsterhelés lehetséges maximumát. Az így adódó maradó kapacitásnak az ENTSO-E hüvelykujjszabálya szerint meg kell haladnia a beépített kapacitások 5%-át. ENTSO-E (2011)

Az amerikai és az európai kapacitástartalék-számítás alapvetően azonos alapokon nyugszik, a számszerű értékek azonban számos módszertani különbség miatt mégsem összevethetőek. Eltérő paraméterekkel történik a beépített kapacitások megbízhatóan rendelkezésre álló részének meghatározása, eltérő a százalékos kapacitástartalék-arány számításának vetítési alapja (az USA-ban a csúcsterheléshez, Európában a beépített kapacitásokhoz arányosítanak), eltérő módon veszik figyelembe a rendelkezésre álló importkapacitásokat, illetve a rendszerirányító által lekötött szabályozási tartalékokat.

¹² Az NERC az általa készített hosszú távú ellátásbiztonsági (kapacitásmegfelelőségi) vizsgálatokban 15%-os elvárt kapacitástartalék-szintet feltételez azokban a hőerőművi kapacitások által dominált rendszerekben, melyek nem rendelkeznek a szabályozó hatóság, vagy az RTO/ISO által elvárt tartalékszinttel, és 10%-ot alkalmaz a vízerőművi termeléssel jellemezhető régiókban. Lásd: NERC (2017)

¹³ A MISO által készített 2018/19-es kapacitásmegfelelőségi elemzés az elvárt kapacitástartalékokat ICAP alapon 17,1%-os értéken határozta meg, UCAP alapon 8,4%-nak. Lásd: MISO (2018)

A kapacitástartalékok eltérőnek tűnő célszámai valójában közel azonos szintű ellátásbiztonságot céloznak meg. A megcélzott kapacitástalék-arányok ugyanis a legtöbb esetben egy valószínűségi alapon megfogalmazott ellátásbiztonsági szintet konvertálnak egy könnyebben mérhető és ellenőrizhető mutatóvá. Az USA regionális villamosenergia-rendszereiben általánosan elfogadott - valószínűségi alapon megfogalmazott - ellátásbiztonsági célérték az „1 kiesés 10 év alatt” (1-in-10), másképp megfogalmazva 0,1 kiesés 1 év alatt.¹⁴ Európában némileg eltérő mutatóval történik a megkívánt ellátásbiztonsági szint megfogalmazása (egy év alatt „kiesett” órák száma), de átszámítva az általánosan elfogadott 3 óra/év értéket, az amerikaihoz nagyon hasonló értékeket kapunk.¹⁵

A valószínűségi alapon megfogalmazott fenti ellátásbiztonsági célértékekre a következő variációk léteznek:

- LOLE (loss of load expectation): egy évre jutó kiesések/kikapcsolások száma, az esetek többségében 1 db kiesés 1 nap kiesést jelent (pl. 0,1 kiesés/év, vagy 1 kiesés 10 év alatt)
- LOLH (loss of load hours): egy évre jutó kiesett/ellátatlan órák száma (pl. 3 óra kiesés/év)
- LOLP (loss of load probability): az igényektől elmaradó erőművi teljesítmény, vagy a kiesés valószínűsége (gyakran óra/év-ben kifejezve)
- EUE (expected unserved energy) vagy EENS (expected energy non-served): a kiesések során „ elvesztett” villamosenergia-mennyiség (vagy a kielégítetlen kereslet mennyisége, MWh/év-ben kifejezve)

A fenti mutatók jelentésstartalma az európai gyakorlatban mára erősen összerosódott. A kapacitásmechanizmusokat bevezető országok az esetek többségében a LOLE mutató alatt az évi kiesett/ellátatlan órák számát értik (miközben a LOLE az USA-ban továbbra is a 10 évre jutó kiesések számát jelenti). Fontos azonban hangsúlyozni, hogy Európában a LOLE ilyen értelemben vett alkalmazása, és egyáltalán a számszerűsített ellátásbiztonsági standardok használata a múltban szinte ismeretlen volt. Térhódításuk annak köszönhető, hogy a kapacitásmechanizmusokat bevezetni szándékozó országok csak akkor számíthattak az Európai Bizottság jóváhagyására, ha meggyőzően demonstrálták, hogy beavatkozás hiányában az ellátásbiztonság szintje a jövőben az elvárt érték alá eshet.

¹⁴ A NERC által vizsgált rendszerek kétharmadában ez a hivatalosan elfogadott célérték (néhány rendszerben más módszertannal történik az ellátásbiztonsági szint meghatározása, vagy nincs meghatározott célérték). Lásd: NERC (2017)

¹⁵ A Belgiumban, Franciaországban, Nagy Britanniában, Hollandiában egyaránt elfogadott évi 3 óra kiesés az amerikai mutatóra átszámítva 1,25 kiesés 10 év alatt.

3.3. KAPACITÁSMEGFELELŐSÉGI VIZSGÁLATOK

Annak vizsgálata, hogy adott villamosenergia-rendszer közép- és hosszú távon képes-e a meghatározott ellátásbiztonsági minimumszintet tartani, jellemzően a rendszerirányítók feladata, jóllehet mind Észak-Amerikában, mind Európában van olyan szervezet, amely adott kontinens valamennyi villamosenergia-rendszerére készít vizsgálatokat.¹⁶ Amennyiben ezek a kapacitásmegfelelőségi vizsgálatok arra a következtetésre jutnak, hogy a jövőben az elvárt ellátásbiztonsági szint sérül, illetve kapacitáshiányos állapotok alakulhatnak ki, az érintett országok szabályozó hatóságainak a feladata a szükséges és arányos intézkedések meghozatala. Ezek az intézkedések egyaránt lehetnek a villamosenergia-piacok működésének hatékonyságát növelő beavatkozások, vagy kapacitásmechanizmusok alkalmazása. A kapacitásmegfelelőségi vizsgálatok eredménye ezért kritikus fontosságú: megalapozhatják, vagy megcáfolhatják a villamosenergia-piacok működését alapvetően meghatározó szabályozói beavatkozásokat.

Az európai TSO-k kapacitásmegfelelőségi vizsgálatai jellemzően az ENTSO-E által hosszú ideig alkalmazott maradó kapacitások vizsgálatára koncentráltak: az erőművi kapacitások és a kereslet hosszú távú előrejelzése alapján megvizsgálták, hogy a jövőben várhatóan rendelkezésre álló kapacitások elegendőek-e ahhoz, hogy a csúcsgények kielégítésén túl egy meghatározott mértékű (a beépített kapacitások 5%-át kitevő) tartalékot is képezzenek váratlan eseményekre. A MAVIR által végzett korábbi forrásoldali kapacitástervek ebbe a kategóriába estek.¹⁷

Az időjárásfüggő termelés elterjedésével egyre inkább kétségessé vált, hogy a várhatóan rendelkezésre álló kapacitások átlagos mértéke alkalmas-e a kapacitásoldalon és a keresleti oldalon egyaránt meglévő jelentős bizonytalanság figyelembevételére. Az elemzések az utóbbi években kiegészültek olyan valószínűségi számításokkal, melyek azt vizsgálták, milyen eséllyel alakulhatnak ki kapacitáshiányos helyzetek, illetve melyek azok a kritikus szituációk, melyekben megnő a kapacitáshiányos állapot valószínűsége.

A kombinált kapacitáselemzések egyik jó példája a skandináv piacról készített 2015. évi jelentés. THEMA (2015) A vizsgálat számos olyan elemmel egészítette ki a hagyományos kapacitásmegfelelőségi előrejelzéseket, melyek növelték a jelentés megbízhatóságát:¹⁸

- A jövőbeni erőművi beruházások mérlegelésekor megvizsgálta, hogy azok profitabilitása indokolja-e azok megvalósulását. Veszteséggel üzemeltethető erőművek (jelen esetben gáztüzelésű csúcskapacitások) piacra lépésével az előrejelzés nem számolt. A vizsgálat szerint a jövőben elsősorban nem piaci alapon megvalósított megújulóerőművek piacra lépésére lehet számítani.

¹⁶ Észak-Amerikában a USA és Kanada villamosenergia-rendszereinek ellátásbiztonságát felügyelő szervezet, a NERC (North American Electric Reliability Corporation), Európában a rendszerirányítók szövetsége, az Entsoe készíti az egész kontinensre kiterjedő vizsgálatokat.

¹⁷ Lásd: A magyar villamosenergia-rendszer közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásfejlesztése (MAVIR, 2017)

¹⁸ A vizsgálat elkészítésekor figyelembe vették az Európai Bizottság kapacitásmegfelelőségi vizsgálatokra vonatkozó iránymutatását. Lásd: EC (2013)

- Az egyes országokra készített előrejelzést kiegészítette a skandináv régió egészére, illetve a szomszédos balti régióra vonatkozó vizsgálattal, beleértve ebbe a hálózati infrastruktúra által meghatározott export-import lehetőségeket és áramlási jellemzőket. A régiós vizsgálat megmutatta, hogy téli csúcsterhelés esetén a kapacitáshiányos országok (pl. Dánia, Finnország és Svédország) esetében a kapacitástöbblettel rendelkező országokból (Norvégia), illetve a szomszédos balti régióból érkező áramlásoknak köszönhetően nem áll fenn ellátásbiztonsági kockázat.¹⁹
- Valószínűségi (modell)számításokkal vizsgálták meg, hogy különböző kritikus forgatókönyvek esetén lehet-e kapacitáshiányos helyzetekkel számolni. Azonosították azokat a forgatókönyveket (nagyon alacsony svéd atomerőművi rendelkezésre állás, vagy az orosz import megszakadása egy száraz és hideg télen), melyek bizonyos országrészek számára valós ellátásbiztonsági kockázattal jártak.

A skandináv kapacitásvizsgálat fontos tanulsága, hogy a legnagyobb ellátásbiztonsági kockázattal nem feltétlenül azok az országok szembesültek, melyek jelentős importkitettséget/importfüggőséget mutattak. Dánia hideg teleken várhatóan csak a csúcsterhelések 50%-át tudja saját erőműparkjával kielégíteni, kritikus helyzetekben (orosz import megszakadása, vagy svéd atomerőművi kiesések) azonban nem itt, hanem Svédország déli régióiban és az egyébként kapacitástöbbletes Norvégia keleti részén alakulhat ki kapacitáshiányos állapot. A magyarázat abban kereshető, hogy az egyes országok és országrészek közti átviteli kapacitások legalább akkora, ha nem nagyobb fontossággal bírnak az ellátásbiztonság szempontjából, mint az egyes országokon belül elérhető erőművi kapacitások nagysága.

A tanulmány másik tanulsága, hogy a kapacitásmechanizmusok szükségességéről szóló vita egy kapacitásmechanizmusokkal átszőtt kontinensen zajlik. Egyik oldalról a vizsgálat rávilágít, hogy a szomszédos országokban megvalósuló kapacitásmechanizmusok a skandináv régióra kedvezőtlenül hatnak vissza: a kapacitásmechanizmust működtető szomszédos piacokon kialakuló kapacitástöbbletes állapot ronthatja a skandináv régióban végrehajtható erőművi beruházások vonzerejét, másrészt csökkentheti a mechanizmust működtető ország irányából érkező importot.²⁰

Másik oldalról azt is részletesen bemutatja, hogy jelenleg a régió minden országa működtet valamiféle kapacitásmechanizmust a téli csúcsok biztonságos kielégítésére, vagy fontolgatja annak bevezetését: Svédország és Finnország a rendszerirányító (a Svenska kraftnät és a Fingrid) által lekötött, hivatalosan is kapacitásmechanizmusnak tekintett stratégiai tartalékokat tart fenn.²¹ Norvégia egyik kapacitáshiányos helyzetnek erősen kitett régiójában a rend-

¹⁹ Fontos hangsúlyozni, hogy a vizsgálat a skandináv régió egészére kapacitáshiányos állapotot jelzett előre, amelyet azonban a Baltikumban várható kapacitástöbblet képes kompenzálni.

²⁰ A jelentés szerint pl. az Oroszországban bevezetett kapacitásmechanizmus rövid távon csökkenti a csúcsidőben Oroszország irányából érkező importot.

²¹ Svédország ugyan már több alkalommal kilátásba helyezte a 2003-ban bevezetett stratégiai tartalékok felszámolását, az átmeneti intézkedésnek szánt rendszert mégis meghosszabbították. A rendszer 2025-ig tervezik működtetni.

szerirányító (Statnett) 300 MW mobil gázturbinát tart üzemben, melyet kritikus helyzetekben a regulátor jóváhagyása mellett járthat, másrészt egy opciós piacnak nevezett rendszerben (RKOM) téli kapacitáslektéseket eszközöl a szezonális csúcsterhelések idejére. THEMA (2015) & NVE (2015) Dánia szintén stratégiai tartalékok kialakítását tervezte, jóllehet a rendszer 2016-ra tervezett bevezetése egyelőre elmaradt.

3.4. ELLÁTÁSBIZTONSÁG PIACI ALAPON - MISSING MONEY (SZÜKSÉGES KAPACITÁSOK PIACI ALAPON TÖRTÉNŐ KIÉPÜLÉSÉNEK AKADÁLYAI)

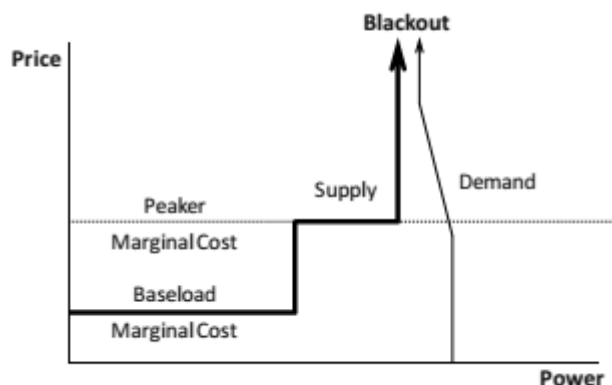
A liberalizált villamosenergia-piacokon az elvárt ellátásbiztonsági szint elérésének, illetve fenntartásának számos akadálya van: ezen akadályok éppúgy származhatnak a villamosenergia-piacok „veleszületett” tökéletlenségeiből, mint szabályozói beavatkozásokból. Az így kialakuló piaci tökéletlenségek hatásmechanizmusa hasonló: a kialakuló villamosenergia-árak elégtelenek ahhoz, hogy a beruházókat kellő mennyiségű (és minőségű) erőművi kapacitás kiépítésére ösztönözze. A marginális termelő határkölségén meghatározódó árak nem fedezik a csúcserőművek fix költségeit, a határkölséget meghaladó ún. ártüskék szintje és gyakorisága pedig nem biztosít elegendő „inframarginális” bevételt a szóban forgó erőműveknek.

Az elégtelen villamosenergia-piaci bevételeket a szakirodalom a „hiányzó pénz” (missing money) problémájának nevezi.²² A „hiányzó pénz” fogalma szorosan összekapcsolódott a rendelkezésre állási/kapacitásdíjakat nélkülöző, ún. „energy only” piacok fogalmával és a kapacitáspiacok szükségességét indokoló tételként vált ismertté. Az elégtelen piaci árjelzések és árbevételek hátterében a következő okok húzódnak meg: (i) rugalmatlan kereslet; (ii) rendszerirányítói beavatkozások; (iii) ársapkák; (iv) megújuló támogatási rendszerek; (v) túlzott ellátásbiztonsági elvárások és ehhez kapcsolódó szabályozói beavatkozások.

A rugalmatlan kereslet és a merev kapacitáskorlátok azt eredményezik, hogy amíg a kereslet belül marad a beépített erőművi kapacitások és az átviteli hálózat határkeresztező kapacitásai által meghatározott lehetőségeken, addig a piaci egyensúly megvalósul. Amennyiben azonban a kereslet túllépi ezt a merev kapacitáskorlátot, akkor a piaci egyensúly nem tud megvalósulni, mert a kínálati görbe függőlegessé váló szakaszán „túlmozduló” függőleges keresleti görbének nem lesz metszéspontja. A rendszer összeomlásának elkerülése érdekében a rendszerirányító először behívja a tartalékokat, ezek kimerülése után csökkenti a feszültséget, végül kontrollált fogyasztói kikapcsolásokat eszközöl. Bármilyen eszközzel is történik a rendszer egyensúly megőrzése, a piaci árszint nem haladhatja meg a marginális (csúcs)erőmű határkölségét.

²² A kifejezést általában Paul Joskow amerikai energiapiaci szakértőnek tulajdonítják, aki kimerítően bemutatta a jelenség hátterében álló okokat. Lásd: Joskow (2006) & Joskow (2008). Valójában a kifejezés Roy Shankertől származik, aki az USA-ban a 2000-es évek elején a kívánatos villamosenergia-piaci modelltől (SMD - Stanford Market Design) szóló vitában használta.

1. ÁBRA: PIACI EGYENSÚLYTALANSÁG ELÉGTELEN KAPACITÁSOK ÉS RUGALMATLAN
KERESLET MELLETT



Forrás: Cramton et al. (2013)

A kereslet rugalmatlanságának infrastrukturális és piaci korlátai vannak: a negyedórás mérés-ekre képes (okos) mérőállomány és a gyors keresletoldali válaszokat lehetővé tevő szerződéses konstrukciók elégtelen elterjedtsége, valamint a fogyasztói érdektelenség egyelőre nagyon szűk korlátok közé szorítja a keresletoldali rugalmasságot. A csúcserőművek fix költségeit is fedezni képes ártüskék kialakulása tehát csak ezen nagyon szűk keresleti alkalmazkodási határok között lehetséges, erősen korlátolt számban és mértékben.²³

Az ártüskékhez vezető „feszített” piaci helyzetek gyakoriságát a villamosenergia-kereskedelem korlátai, az egyensúlytartás protokollja, és a rendszerirányító napi rutintevékenysége is erősen csökkenti. A villamosenergia-piacok likviditása a valós időhöz közeledve folyamatosan csökken, a kereslet változékonysága és nagyfokú kiszámíthatatlansága pedig korlátot szab annak, hogy minden egyes elfogyasztott kWh a villamosenergia-piacon legyen „lekereskedve”, az átviteli rendszer szűkületi, illetve az erőművi oldalon bekódolt üzemi hibák lehetősége pedig az előzetesen lekereskedett mennyiségek leszállíthatóságának szab felső korlátot.

Az egyensúlytartás a rendszerirányító által előzetesen lekötött tartalékok igénybevételével történik. A rendszerszintű szolgáltatások (erőművek által érzékelt) ára azonban nincs szoros összefüggésben az adott órában tapasztalt esetleges szűkösséggel: a kapacitáslekötési díjak jóval, az energiadíjak kevéssel az igénybevétel előtt határozódnak meg. A szűkössé váló helyzetekben történő tartaléklehívás esetén (i) egyrészt az erőmű javadalmazása elmaradhat attól, mint ami „azonnali” beszerzés esetén indokolt lenne (a tartalékpiacon fizetendő energiadíjak egyáltalán nem tükrözik a tartalékok kimerülésének mértékét és a szűkösség súlyosságát), (ii) másrészt az így megtermelt villamos energia lényegében növeli a kínálatot, csökkenti a szűkösséget és korlátozza az árnövekedés mértékét.

A tartalékok kimerüléséhez közeledve a rendszerirányító a kontrollált kikapcsolások megelőzése érdekében csökkenti a feszültséget, ami lényegében a kereslet mesterséges csökkentését eredményezi. Miközben erre a lépésre a tartalékok kritikus csökkenése esetén kerül sor

²³ A marginális erőmű határköltségét meghaladó árak csak akkor alakulhatnak ki, amikor a keresleti görbe rugalmas szakasza már eléri, de még nem haladja meg jelentősen a rendszer kapacitáskorlátait. Ennek a szitációnak a valószínűségét azonban a rendszerirányítói beavatkozások erősen csökkentik.

(ami a piaci árak drasztikus növekedését indokolná), hatása a kereslet és a piaci árak csökkenésében mutatkozik meg. Az esetleges kikapcsolások is érintetlenül hagyják a piaci árat, mert a rendszerirányító technikailag csak adott körzeteket, vagy az átviteli hálózatra közvetlenül csatlakozó nagyobb fogyasztókat tud lekapcsolni, így nincs lehetőség arra, hogy a magasabb rezervációs árral rendelkező, extrém árnövekedést is toleráló fogyasztókat hátrébb sorolja a kikapcsolási sorrendben. A rendszerirányító egyensúly fenntartását, vagy helyreállítását célzó „piacon kívül” (out of market) beavatkozásai jellemzően a piaci árak csökkenését, vagy legalábbis szinten tartását eredményezik, megakadályozva a szűkösséget tükröző ártüskék kialakulását.²⁴

A kereslet rugalmasságának növekedése és a rendszerirányítói akciók „piacosítása” bizonyosan növelné az ártüskék gyakoriságát és mértékét, ez viszont nagy valószínűséggel piacfelügyeleti eljárásokat vonna maga után. Az USA számos államában a piaci erő korlátozása érdekében explicit ársapka van érvényben (jellemzően 1000 \$/MWh), ami eleve blokkolja a határérték feletti ajánlati árakat, és elejét veszi az ártüskék kialakulásának. Az európai tőzsdéken alkalmazott ajánlati ársapkák ugyan kellően magasak ahhoz, hogy ne akadályozzák 8-9000 EUR/MWh-ás ártüskék kialakulását, a szabályozó hatóságok, illetve versenyhivatalok vizsgálódását minden bizonnyal kiváltanák, ami ex-post beavatkozásokat eredményezhet. A negatív PR-t elkerülendő, az érintett piaci szereplők az explicit ársapka alatti szinten korlátozhatják ajánlati tevékenységüket: ezt „implicit” ársapkának nevezi a szakirodalom. Az amerikai és európai piacokon kialakuló ártüskék ritkasága és jóval az ársapka alatti nagysága azonban azt mutatja, hogy az ársapkák másodlagos fontosságúak.²⁵

Az ártüskék további ellenségének tekinthetők a magas ellátásbiztonsági standardok érdekében alkalmazott, túlkapacitásokat eredményező szabályozói eszközök (erőműépítési tenderek, beruházási támogatások, vagy kapacitásmechanizmusok). Az európai piacokon tapasztalt nyomott árak arra hívják fel a figyelmet, hogy az utóbbi évtizedben a megújuló energiaforrások ösztönzését célzó támogatási rendszerek (jellemzően a kötelező átvétel rendszere) eredményeztek olyan kapacitásbővülést, ami nagyban hozzájárul a jelenlegi rendkívül nyomott árszinthez. A támogatások olyan időszakban eredményeztek jelentős szél és PV kapacitásbővülést, amikor a hagyományos erőművi blokkokat nagy számban zárták be ideiglenesen, vagy véglegesen.²⁶

Amennyiben az ártüskék kialakulásának több akadálya enyhíthető lenne, és - ellátásbiztonsági nézőpontból - öröndetesen megnőne az ártük gyakorisága és mértéke, akkor is kérdéses, hogy a meglehetősen rendszertelenül és ritkán jelentkező ártüskék kellő ösztönzést adnak-e

²⁴ A rendszerirányítói akciók hatását példázza a 2014-es ‘polar vortex’-nek nevezett időjárási jelenség, amikor is az amerikai PJM nagykereskedelmi piacán csupán néhány órán keresztül volt 800 \$/MWh-ás ár, miközben a rendszerirányító „piacon kívüli” akciói összességében 438 millió \$ költséget okoztak. Lásd: IEA (2017)

²⁵ Az ársapkák korlátozott jelentőségét hangsúlyozza Paul Joskow is, aki megállapítását egy 6 éves periódus adataira alapozta. Lásd: Joskow (2008).

²⁶ 2015-17 között éves átlagban 20 GW-ot meghaladó szélerőművi és PV kapacitás épült ki, miközben évi 10 GW-ot meghaladó szén-, olaj- és gáztüzelésű erőművet vontak ki a piacról. Lásd: EWEA (2016), Wind Europe (2017), Wind Europe (2018)

majd az erőművi beruházóknak.²⁷ Az bizonyos, hogy a bizonytalan ártüskékre alapozott beruházások jelentős kockázati felárral (risk premium) terheltek, ami a szóban forgó erőművek beruházási költségét számottevően megnövelhetik.²⁸ Az ártüskék hatásosságával kapcsolatos bizonytalanságok miatt sokan a biztosítás jellegű megoldásokat favorizálják, amikor is a bizonytalan ártüskéket egy biztos felárra, vagyis az ártüskék elleni biztosítási díjra, más néven kapacitásdíjra cseréljük, melynek mértéke piaci versenyben határozódna meg.

3.5. LEHETSÉGES BEAVATKOZÁSOK

Amennyiben a hosszú távú ellátásbiztonsági (kapacitásmegfelelőségi) elemzések azt mutatják, hogy a jövőben rendelkezésre álló források nagy valószínűséggel nem képesek a csúcsgigények biztonságos kielégítésére, és a megkívánt ellátásbiztonsági szint fenntartására, szabályozói beavatkozásra lehet szükség. Ez a beavatkozás (i) korlátozódhat a piac megfelelő működését akadályozó szabályozói beavatkozások korrigálására; (ii) kiterjedhet a „hiányzó pénz” pótlását biztosító adminisztratív beavatkozásokra (szűkösségi árazás vagy kapacitásmechanizmus alkalmazására); (iii) állami eszközökkel történő erőműépítésre.

Állami eszközökkel történő erőműépítésnek tekintjük azokat a beavatkozásokat, melyek jellemzően nyílt, vagy bújtatott állami támogatás alkalmazásával biztosítják a hiányzó erőművi kapacitások megépítését. Ide sorolható valamely állami intézmény által meghirdetett erőműépítési tender, melynek nyertesével az állam által kijelölt szervezet/vállalat hosszú távú (15-20 éves) áramvásárlási szerződést köt, illetve az állami vállalat által, költségvetési források bevonásával történő erőműépítés. Előbbi kategóriába tartoznak a hazai erőművek privatizációjakor kötött (2008-ban felmondott) hosszú távú szerződések, vagy az angliai Hinkley Point beruházás²⁹, utóbbiba sorolható a szlovák Mohovcei blokkok megépítése, vagy a Paks II. projekt.³⁰

A direkt állami beavatkozással szemben létezik egy piacbarátnak tekintett megoldás, melynek keretében lebontjuk a piaci működés és árképzés előtti akadályokat és piactorzító szabályozó beavatkozásokat. Az Európai Bizottság iránymutatása a piac működését akadályozó vagy torzító elemnek tekintheti a fogyasztói árak hatósági meghatározását, a megújuló termelők piaci integrációját gátló elemeit (kötelező átvétel, korlátozott menetrendadási szabályok stb), valamint napon belüli piacok és rendszerszintű szolgáltatások piacának hatékonyságait. A fenti problémák kezelése bizonyos mértékben enyhítheti a „hiányzó pénz” problémáját, de azt teljesen kiküszöbölni nem tudja. Az egyik neves angol energiapiaci szakértő megfogal-

²⁷ Grubb és Newbery megfogalmazása szerint „...bátor beruházónak kell lennie annak, aki több milliárd fontot fektet be a növekvő szűkösséget tükröző, bizonytalan időtávon jelentkező, ismeretlen szintre emelkedő árak ígéretére alapozva...”. Lásd: Grubb & Newbery (2018)

²⁸ Cramton és Stoft számításai szerint a kapacitáspiacok töredékére csökkentik a beruházók által tapasztalt kockázatot. Lásd: Cramton & Stoft (2007)

²⁹ A beruházónak az angol kormány 35 éves ún. CfD (Contract for Differences) szerződést biztosított, mely minden körülmények között a beruházó és az állam által kialakított értékre egészíti ki az erőmű értékesítési árát.

³⁰ A Mohovcei blokkok befejezését a szlovák állami villamosenergia-piaci vállalat (SE) privatizációjakor vállalta a vevő (Enel), amely kötelezettségvállalás nyilvánvalóan a privatizációs ár kialakításában is szerepet játszott (a vállalat értelemszerűen árendeménnyel járt a szlovák állam részéről, ami a beruházónak juttatott állami támogatás-ként is értelmezhető). A Paks II. projektben közvetlenül állami szervek és tisztségviselők hoznak beruházói döntéseket (lásd a Rosatommal kötött megállapodást és az azt kísérő hitelszerződést).

mazása szerint „bátor politikusnak kell lennie, aki jelen körülmények között rá meri bízni a piacokra az ellátás biztonságát”.³¹

A „hiányzó pénz”, illetve a beruházásokat kellően ösztönző árjelzések pótlására a szakirodalom két megoldást kínál: a rendelkezésre álló kapacitások javadalmazását (kapacitásmechanizmusok alkalmazását), vagy az energiapiaci ártüskék kellő gyakoriságát és mértékét biztosító „szűkösségi árazás”(vagy „hiányárazás”) bevezetését. A két megoldás bemutatása előtt fontos tisztázni, hogy (i) a szűkösségi árazás nem egyszerűen az ársapkák megemelését, és semmiképpen sem azok megszüntetését jelenti; (ii) egyik megoldás sem tekinthető tisztán piaci eszköznek, mindkét esetben szükség van valamilyen mértékű adminisztratív szabályozásra; (iii) a két megoldás alkalmazása nem zárja ki egymást, azok együttes alkalmazására számos példa van.

A szűkösségi árazás az USA több államában alkalmazott adminisztratív eszköz annak elérésére, hogy a spot piaci árak jobban tükrözzék a tényleges szűkösséget. A tartalékpiacon a beszerzések ugyanis hagyományosan a szükséges tartalékszint biztosítására irányulnak: a rendszerirányító pontosan az előírt mennyiséget kívánja megvásárolni. Ezért a mennyiségért a rendszerirányító végtelen árat hajlandó fizetni, de az e feletti tartalékok számára semmilyen értéket nem képviselnek.³² Ha a tartalékok mennyisége eléri az előírt szintet, akkor a tartalékok iránti kereslet nullává válik, ha viszont azok szintje a szükséges minimum alá esik, akkor azok rezervációs ára hirtelen végtelenné válik.

Fontos megjegyezni, hogy az USA villamosenergia-piacainak működése, és ennek következtében a bevett tartalékbeszerzési gyakorlat az európaiktól eltérő módon történik. A rendszerirányító az üzemi napon óránként végez tartalékigény-becslést, erre épülő tartalékvásárlásait pedig a valós idejű piacon (real time market) a villamosenergia-tranzakciókkal együtt optimalizálja. Ellison et al. (2012) Ez azt eredményezi, hogy a tartalékbeszerzési árak kihatnak a valós idejű piac termékáraira.

A fenti tartalékbeszerzési és -árképzési rendszer hátránya, hogy a rendelkezésre álló tartalékok szintjének fokozatos kimerülése egészen addig nem jelenik meg a spot piaci árakban, amíg az el nem éri a minimumszintet, amikor is a rendszerirányító további tartalékok vásárlására kényszerül. A rendelkezésre álló tartalékok lehívása éppen ellentétes hatással van a spot piaci árakra, hiszen -pl. egy kieső erőművi blokk helyére lépő tercier tartalékkapacitás termelése- elejét veszi a kritikus hiányállapot bekövetkezésének, és a szűkösség által gerjesztett ártüskék kialakulásának.

A szűkösségi árazás azt célozza, hogy a tartalékok fokozatos kimerülése által jelzett szűkösség-közeli rendszerállapot tükröződjön a spot piaci árakban. Számos államban ezért a rendszerirányító piaci tartalékbeszerzési árait a tartalékok kimerülésének kezdetén ráakódik egy adminisztratív módon meghatározott „büntető tétel” (penalty factor), ami hozzáadódik a tartalékbeszerzés piaci árához: ennyivel magasabb áron vásárolja meg adott tartalékot a

³¹ A megfogalmazás David Newbery-től származik, és az angol villamosenergia-piacra vonatkozik. „All in all, it would be a brave politician who trusted the market to deliver reliability in current circumstances, and politicians are not known for their bravery.” Newbery (2015)

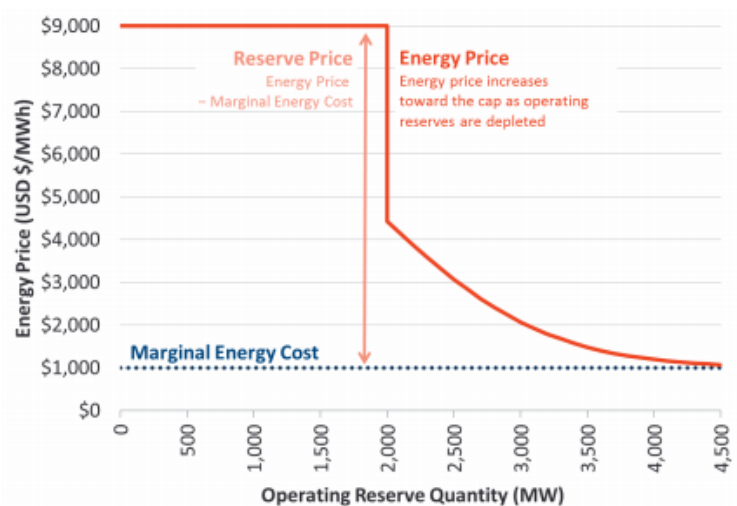
³² A tartalékkeresleti görbe ebben a rendszerben egy függőleges egyenes, az egyes tartalékok ára pedig ennek a vertikális keresleti görbének és a pozitív meredekségű kínálati görbének a metszéspontjában határozódik meg.

rendszerirányító annál, mint amennyi a piacon meghatározódik. A büntető tétel nagysága tartaléktípustól és a tartalékok szintjétől függően 50-3500 \$/MWh sávban mozog, amely aztán megjelenik a termékpiacon árakban.³³

Bizonyos piacok a tartalékok szintjétől függően eltérő büntető tételeket határoznak meg: alacsonyabb tartalékszint esetén magasabb az alkalmazott büntető tétel, ezáltal a piaci ár is. A differenciált büntető tételeknél is szofisztikáltabb módszer az, amikor magának a tartaléknak az árát határozzák meg a tartalék szintjétől függően (Brattle Group, 2018).

A szűkösségi árazás legkifinomultabb formája az ERCOT piacon működik, ahol a beszerzések ára egy előre meghatározott adminisztratív tartalékkeresleti görbe (ORDC – Operating Reserve Demand Curve) segítségével alakul ki.³⁴ A keresleti görbe az előírt minimum szintet meghaladó tartalékszint esetén egy negatív meredekségű keresleti görbe: a rendszerirányító tehát az előírt minimumon túl fokozatosan csökkenő árak mellett egyre nagyobb mennyiséget hajlandó vásárolni.

2. ÁBRA: AZ ERCOT TARTALÉKKERESLETI GÖRBÉJE



Forrás: Brattle Group (2018)

A tartalékok fokozatos kimerülésével/csökkenésével párhuzamosan a rendszerirányító fizetési hajlandósága fokozatosan nő. Amikor a tartalékok szintje a minimumra, vagy az alá esik, a rendszerirányító tartalékvásárlási hajlandóságát mutató árszintre ugrik: a nyári évszak 15-18 óra közötti délutáni napszakjában ez az árszint 9.000 \$/MWh. Ez az árszint a korlátozások/kimaradások árát (VOLL – Value of Lost Load) reprezentálja: egy nyári délután ennyit hajlandóak fizetni az ERCOT fogyasztók 1 MWh villamos energia elvesztését eredményező korlátozás elkerülése érdekében. A VOLL egyben a tartalékok árának felső korlátját (tartalékpiacon ársapkát) is meghatározza: a korlátozások elkerülésének költsége nem haladhatja meg a fogyasztók fizetési hajlandóságát.

³³ Ilyen büntető tételt alkalmaz számos amerikai RTRO/ISO: Lásd: Shortage pricing in the energy and AS markets (AESO).

³⁴ Az ERCOT minden évszakban 6 különböző, napszaktól függő tartalékkeresleti görbét használ. A görbék lefutása hasonló, de számszerű paraméterei eltérőek. Lásd: Brattle Group (2018)

A VOLL megmutatja mennyit ér a fogyasztók számára az ellátásbiztonság, ezért régóta fontos szerepet játszik annak meghatározásában, hogy mennyit érdemes az ellátásbiztonság megőrzésére/fenntartására fordítani. A korábban kapacitásdíjat alkalmazó angol Pool-ban pl. annak függvényében határozódott meg az erőműveknek fizetendő kapacitásdíj, hogy (i) mekkora volt a kiesés valószínűsége, és (ii) mennyire maradtak el a piaci árak a VOLL mértékétől. A VOLL pontos mértékének meghatározása ugyanakkor nagyon nehéz: a mérés módszertanától, fogyasztói szegmenstől és a vizsgált időszaktól függően nagyon eltérő eredmények adódnak. Az USA szűkösségi árazást alkalmazó államaiban a rendszerirányító maximális fizetési hajlandóságát tükröző VOLL jellemzően 1.000 - 10.000 \$/MWh közötti sávban mozog, míg az Egyesült Királyságban jelenleg alkalmazott érték megközelíti a 20.000 €/MWh szintet.³⁵ Az EU-ra végezett legfrissebb vizsgálat szerint a háztartási fogyasztókra vonatkozó VOLL a különböző országokban 1.500-25.000 €/MWh tartományban mozog (Magyarországon 3.270 €/MWh). Heather et al. (2108)

A szűkösségi árazás tapasztalatairól a bevezetésük óta eltelt rövid idő miatt egyelőre nagyon kevés információ áll rendelkezésre. A szűkösségi árazást alkalmazó amerikai államok túlnyomó többsége mindenesetre nem tekinti azt az ellátásbiztonság egyedüli letéteményesének, ezért jellemzően valamilyen típusú kapacitáspiaccal együtt alkalmazzák. Az egyik leggyakoribb megoldás az, hogy az adminisztratív, árlepcsőkből álló tartalékkeresleti görbe alkalmazása mellett a teljesítést megelőzően több évvel kiírt, a rendszerirányító által szervezett központi aukció keretében szerzik be a megszabott *kapacitásmargin* biztosításához szükséges kapacitásokat.³⁶

A legszembetűnőbb kivétel a fenti, szűkösségi árazás és kapacitáspiacok együttesére épülő piacok alól a tisztán energiapiacokra (energy only market) épülő ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) régió. Az ERCOT az Egyesült Államok egyik legfejlettebb villamosenergia-piac, amely jól kimunkált szűkösségi árazást alkalmaz, de nem működtet kapacitásmechanizmust. A jövőbeni beruházásokat teljes mértékben az energiapiacokon kialakuló árjelzésekre bízzák, melyek a várakozások szerint kapacitástöbbletes időszakokban kapacitáskivonásokra, kapacitáshiányos időszakokban viszont új kapacitások kiépítésére ösztönzik a beruházókat.

Az ERCOT piac működését értékelő jelentések, illetve a FERC kapacitás-megfelelőségi előrejelzései (LTRA – Long Term Reliability Assessment) 2011 óta viszonylag borús képet festenek az ERCOT régió kapacitáskilátásairól. A FERC 2013-as LTRA jelentése 2023-ig folyamatosan csökkenő, már 2014/15-ben jóval az elvárt szint alá süllyedő reserve margin-t prognosztizált. NERC (2013) A 2017-es jelentés is csökkenő marginra figyelmeztet, ugyanakkor az általa prognosztizált értékek jóval magasabbak, mint ahogy azt 2013-ban feltételezték. NERC (2017)

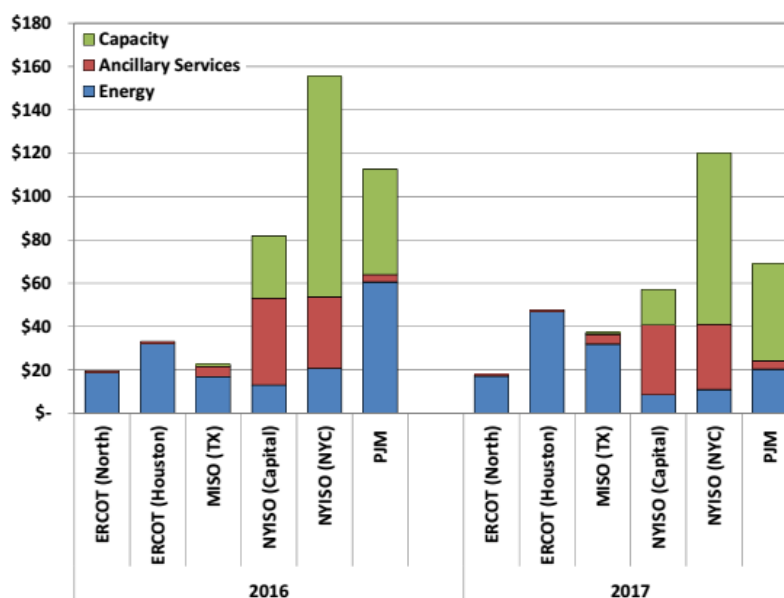
Az ERCOT 2018-as piaci jelentése (State of the Market Report) aggasztóbb jelenségekre hívja fel a figyelmet. A gáztüzelésű erőművek jövedelmezőségét vizsgálva azt állapította meg, hogy a

³⁵ A különböző tanulmányok ennél jóval szélesebb tartományt fednek le: ipari felhasználók esetén néhány ezer €/MWh-tól 250 ezer €/MWh-ig, a háztartási fogyasztók esetében 45 ezer €/MWh-ig terjed a VOLL becsült értéke. Lásd: Schröder & Kuckshinrichs (2015)

³⁶ Az Egyesült Államokban 8 RTO-k/ISO-k által működtetett villamosenergia-rendszer/piac létezik, ezek közül 4 (MISO, NYISO, PJM, ISO-NE) működtet központi, 1 (CAISO) bilaterális kapacitáspiacot. Lásd: FERC (2015); Pfeifenberger & Spees (2013)

2012-2017 közötti 6 éves időszakban az erőművek éves jövedelme átlagosan 30-50%-a volt annak, mint amire egy új belépőnek szüksége lenne. Az ERCOT piacon üzemelő gázerőművek éves árbevétele más amerikai piacokkal összevetve is a legalacsonyabbak közé tartozott: a kapacitáspiacokat üzemeltető NYISO és PJM piacokon üzemelő gázerőművek 2016-os és 2017-es éves árbevétele elsősorban a kapacitásdíjaknak köszönhetően átlagosan duplája volt ERCOT-beli társaiknak. Potomac Economics (2018)

3. ÁBRA: CCGT ERŐMŰVEK NETTÓ BEVÉTELE AZ ERCOT, MISO, NYISO ÉS PJM PIACAIN



Forrás: Potomac Economics (2018)

Az ERCOT jelentős kapacitásmarginra vonatkozó borús előrejelzése egybecseng az elégtelen erőművi árbevételekre vonatkozó információval. A 2017-ben bejelentett 5 GW szén és gázerőművi kapacitáskivonás jelentősen csökkentette a korábbi előrejelzésekben szereplő kapacitástöbbletet: a 2018-2022 között várható kapacitásmargin 9-11,8% között ingadozik, vagyis minden évben elmarad a 13,75%-os ellátásbiztonsági célértéktől.³⁷ A jelentés ennek ellenére nem javasol semmilyen beavatkozást: az elavult kapacitások bezárását és a többletkapacitások leépítését a piaci működés jeleként értékeli, az átmeneti kapacitáshiányt nem tekinti aggasztó jelenségnek, a jövőre vonatkozólag pedig a szűkülő kapacitásmargintól árfelhajtó és beruházásösztönző hatást vár.³⁸

3.6. KAPACITÁSMÉCHANIZMUSOK FAJTÁI

Kapacitásmechanizmusnak általában – az elvárt ellátásbiztonsági szint eléréséhez szükséges – meglévő erőművi kapacitások rendszerben tartása, illetve új kapacitások kiépítése, illetve a

³⁷ A 2015-ös jelentés 2018-ra az elvárt 13,75%-os kapacitásmargin közel dupláját, 26%-os kapacitásmargint valószínűsített. A 2018-as jelentés már csak 9,3%-ot jelzett előre.

³⁸ „The retirement of uneconomic generation should not be viewed as failure to provide resource adequacy. In fact, facilitating efficient decisions by generators to retire uneconomic units is nearly as important as facilitating efficient decisions to invest in new resources.... Because the surplus has now disappeared and shortages are likely to be more frequent in 2018, the economic signals could change rapidly.” Potomac Economics (2018)

keresletoldali alkalmazkodás ösztönzése érdekében alkalmazott mechanizmusokat tekintjük. Életbe léptetésükre a villamosenergia-piacok liberalizációja és a nagykereskedelmi piaci verseny kialakítását követően került sor, arra az aggodalomra alapozva, hogy a piaci versenyben (a marginális erőmű határköltségén) meghatározódó árak (és árbevételek) nem adnak elegendő ösztönzést a meglévő erőművek üzemben tartására és új kapacitások kiépítésére. A másik markáns mozgatóerő a veszteséges erőművek lobbijereje, amivel kieső bevételeik pótlására és/vagy ingadozó jövedelmezőségük kisimítására törekednek.

A kapacitásmechanizmusok – nevükkel ellentétben – nem csupán erőművi kapacitások/rendelkezésre állások biztosítását célozza, hanem ezzel párhuzamosan a keresletoldali alkalmazkodásban (DSM-Demand Side Management) rejlő lehetőségeket is fel kívánja használni. A fogyasztás irányított, megfelelő időben történő csökkentése a rendszer szempontjából egyenrangú az erőművi termelés növelésével, ezért a termelőkapacitások rendelkezésre állása mellett a keresletcsökkentési képesség/kapacitás javadalmazása is indokolt.

A létező kapacitásmechanizmusokat a következők szerint szokás kategorizálni: (i) az egész piacot lefedő, valamennyi erőműre kiterjedő vagy csak egy korlátozott körre vonatkozó; (ii) ár- vagy mennyiség alapú (a szabályozó a rendelkezésre állási díjat határozza meg, vagy a biztosítandó kapacitás mennyiségét); (iii) centralizált (központi aukción alapuló) vagy decentralizált (a piaci szereplők bilaterális megállapodásain nyugvó).

2. TÁBLÁZAT: KAPACITÁSMECHANIZMUSOK KATEGORIZÁLÁSA

Célzott mechanizmus	Egész piacra kiterjedő mechanizmusok			
	Mennyiségi alapú kapacitás piacok			Áralapú
Stratégiai tartalék	Kapacitás-kötelezettség	Kapacitásaukció	Rendelkezésre-állási opció	Kapacitásdíj

A kapacitásdíjak (capacity payments) rendszere a legrégebbi, és az egyik legegyszerűbb módja az erőművi rendelkezésre állás ösztönzésének.³⁹ A kapacitásdíjakra jogosult erőművek rendelkezésre álló kapacitásaik arányában részesülnek a szabályozó által meghatározott kapacitásdíjban. Az intézkedés elsődleges célja, hogy a kapacitásdíj visszatartsa az erőműtulajdonosokat meglévő (különösen a csúcsidőszakokban elengedhetetlen) kapacitásaik bezárásától, és/vagy új beruházókat győzzön meg a piacra lépésről. A kapacitásdíj mértéke lehet fix, jellemzően a csúcskapacitások fix költségei alapján meghatározott, vagy időben – a kapacitásegyensúly függvényében – dinamikusan változtatható: kapacitáshiányos időszakokban a kapacitásdíj mértéke magas, hogy erőteljesen ösztönözzön a kapacitások megtartására, elegendő erőművi kapacitás esetén viszont alacsony.

Az adminisztratív módon meghatározott kapacitásdíjak egyszerű és rugalmas eszköznek bizonyultak a csúcserőművek rendszerben tartására, és számos ezt alkalmazó piacon új erőművi kapacitások kiépülésével járt együtt. A mesterségesen megszabott kapacitásdíjak nélkü-

³⁹ A kapacitásdíjak rendszere először a liberalizált villamosenergia-piacokkal rendelkező dél-amerikai államokban (Chile, Peru, Kolumbia, Argentína) terjedt el a 80-as években, de Európa több országa alkalmazta korábban (Egyesült Királyság, Írország, Olaszország), vagy alkalmazza jelenleg is (Spanyolország, Portugália).

lőzték a korai kapacitás piacok egyik legnagyobb problémáját, a kapacitásdíjak piaci viszonyoktól függő erős fluktuációját és az ebből fakadó bizonytalanságot. A fix kapacitásdíjak ugyan jó eséllyel alul- vagy túlárasták a kapacitásokat, de konzekvens alkalmazásuk kiszámíthatóságot vitt a rendszerbe.

Az eredményesség azonban nem elhanyagolható hatékonyságvesztéssel járt: az adminisztratív ármeghatározás érzéketlen volt a piaci viszonyok változására, időről-időre történő, rendszeren felülvizsgálatuk viszont jelentős szabályozói kockázatot eredményezett, ezáltal erősen rontotta a fix árak kiszámíthatóságát. Az angol rendszer ezt a problémát úgy próbálta orvosolni, hogy a kapacitásdíjak mértékét a piaci áralakulás és az adott órában rendelkezésre álló kapacitások nagysága alapján határozta meg. Mivel azonban az aktuális kapacitáshelyzet az erőművek rendelkezésre állási jelentéseire támaszkodott, manipulálhatóvá vált, és az erőművek indokolatlanul nagy kapacitás-kifizetésekben részesültek.⁴⁰

A stratégiai tartalékok (strategic reserve) rendszere szintén régóta alkalmazott intézkedés a szükséges kapacitások rendelkezésre állásának biztosítására.⁴¹ A rendszerirányító jellemzően a csúcsidei terhelések biztonságos kielégítése érdekében köt le meghatározott mértékű erőművi kapacitást, nem ritkán csak az év meghatározott időszakára. A jellemzően tenderen kiválasztott kapacitások feladata, hogy a meghatározott csúcsterhelés időszakban (pl. a téli hónapokban) folyamatosan a rendszerirányító rendelkezésére álljanak. A lekötött kapacitások kizárólag a szerződéses időszak alatt fellépő, kritikus órákban tapasztalható szűkösség esetén, a rendszerirányító utasítására léphetnek termelésbe. A kapacitásdíjban részesülő tartalékok ezen rendkívül korlátozott számú órától eltekintve nem értékesíthetnek a villamosenergia-piacon, hogy ne okozzák a kínálat mesterséges felduzzasztását és a piaci árak letörését.

A tartalékok lekötésére jellemzően néhány hónappal a (téli) csúcsidőszakot megelőzően kerül sor a rendszerirányító által kiírt tenderen. Annak érdekében, hogy a lekötött tartalékok ne a meglévő kapacitások egy részének piacról történő kivonásával, hanem tényleges többletkapacitás bevonásával képződjenek meg, a kiírást gyakran azokra a termelőegységekre korlátozzák, melyek bezárását (és a piacról való kivonását) a tulajdonos előzőleg bejelentette a szabályozó hatóságnál. A piacról kivonni szándékozott kapacitások ez esetben kötelesek indulni (ajánlatot adni) a stratégiai tartalékok beszerzésére kiírt tenderen.

A tartalékok aktiválására akkor kerülhet sor, ha a másnapi piacon a vonatkozó órá(k)ban nem alakul ki piaci egyensúly, vagyis a – nem ritkán valamilyen ajánlati limittel korlátozott – kínálat nem képes kielégíteni a keresletet.⁴² Ezekben az órákban a stratégiai tartalék által biztosított, jellemzően a szerződésben korlátozott (a DAM piaci, vagy a kiegyenlítő piaci ajánlati ársapkához kötött) árú többletjeljesítmény biztosítja, hogy a kereslet korlátozások nélkül kielégíthető legyen. A kifizetett rendelkezésre állási díjak forrása a rendszerirányítási díjban szereplő tétel.

⁴⁰ A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs (Brattle Group, 2009)

⁴¹ Európa több országában, különösen Skandináviában elterjedt (Svédország és Finnország jelenleg is alkalmazza, Dánia tervezi a bevezetését, Norvégia de jure nem alkalmazza, de facto igen), de néhány évvel ezelőtt Németország és Belgium is ilyen rendszert vezetett be.

⁴² Ezekben az órákban a rendelkezésre álló termelőkapacitások nem képesek a megkívánt mennyiségű villamosenergia megtermelésére, vagyis a kínálati függvény a kapacitáskorlátot elérve függőlegessé válik, még mielőtt keresztvezetné az ugyancsak függőleges (árrugalmatlan) keresleti görbét.

A stratégiai tartalékok lekötése viszonylag gyorsan és egyszerűen kivitelezhető rendszer, amivel gyors, minimális „mellékhatással” járó válasz adható egy közelgő kapacitáshiányos állapotra: a tartalékok korlátozott mennyiségéből, és a rendkívül alacsony (évi néhány óras) üzemórájából fakadóan ugyanis minimálisra csökkent a piactorzító hatás.⁴³ A gyors alkalmazhatóság ára, hogy elsősorban már meglévő, azonnal „hadra fogható” kapacitásokra támaszkodik, kevésbé alkalmas új termelőkapacitások kiépítésének ösztönzésére, és ezáltal az ellátásbiztonság hosszú távú fenntartására.

A szűköségi árazás és a kapacitásmechanizmusok között létezik egy szürke zóna, ahol olyan intézkedések helyezkednek el, melyek leginkább a stratégiai tartalékokhoz állnak közel, a kapacitásmechanizmusokról szóló anyagokban mégis ritkán tesznek róluk említést. Az egyik ilyen intézkedés, amikor valamely bezárni készülő erőművet rendszerirányítási szempontból (jellemzően az átviteli hálózat üzemének segítése, ill. belső szűkületek enyhítése céljából) kritikus fontosságúnak ítélnék, ezért azzal a rendszerirányító rendelkezésre állási szerződést köt. Az így „leszerződött” erőművi kapacitások nem vehetnek részt a villamosenergia-termékpiacon, kizárólag a rendszerirányító utasítása esetén termelhetnek villamos energiát.⁴⁴

A stratégiai tartaléokra hasonlító konstrukció a rendszerirányító által kötött fogyasztás-megszakítási szerződés is. Ennek keretében a fogyasztó rendelkezésre állási díj fejében vállalja, hogy kritikus rendszerterhelés esetén a rendszerirányító jelzésére a vállalt mértékben csökkenti fogyasztását. A szerződés annyiban is eltér pl. egy szekunder tartalék esetén alkalmazott standardtól, hogy jellemzően szigorú felső limitet szab a szerződéses időszak alatt alkalmazható korlátozások számának és időtartamának, illetve lehetőséget ad a fogyasztónak, hogy maga határozza meg a rendelkezésre állás idejét, miközben nem feltétlenül követeli meg a fogyasztó rendszerirányító által történő vezérlését.⁴⁵

A kapacitáskötelezettség (capacity obligation) a kapacitás piacok legegyszerűbb, mindamellett legkevésbé elterjedt, decentralizált formája.⁴⁶ A kapacitás piacok lényege, hogy egy központi szervezet (jellemzően a rendszerirányító és a regulátor) által meghatározott mennyiségű kapacitás lekötésére/megvásárlására kötelezik a piaci szereplőket. A kapacitáskötelezettség rendszerében a végfogyasztót ellátó szolgáltatókat (amerikai terminológia szerint: LSE – Load Serving Entity) arra kötelezi a szabályozás, hogy egy előre meghatározott időszakra portfóliójuk csúcsterhelését egy meghatározott százalékkal meghaladó kapacitást (rendelke-

⁴³ Svédországban a 2014/15-ös télre lekötött tartalékok nagysága 1346 MW volt, ami a csúcsterhelés 5,7%-át tette ki. A tartalékok 2003-as bevezetésétől a 2014-ig terjedő mintegy 10 éves időszakban csupán 8 órát termeltek. Lásd: IEA (2017)

⁴⁴ Ilyen rendszert alkalmazott korábban Németország az ország déli részén bezárni szándékozó széntüzelésű erőművek esetében, kimondottan az észak-dél irányú átviteli szűkületek enyhítése érdekében. Hasonló rendszert alkalmaz az amerikai ERCOT is, ahol a kilépni készülő erőművekkel egy megbízhatósági must-run (RMR-Reliability Must Run) szerződést köt a rendszerirányító, részben a csúcsterhelések biztonságos kielégítése, részben az átviteli hálózat szűkületeinek enyhítése érdekében.

⁴⁵ Az ERCOT piacon a 4 hónapos szerződéses időszak alatt összesen 8 korlátozás alkalmazható, az Alberta piacon pedig a fogyasztók napi ajánlatadás keretében határozza meg, mely órákban kész a fogyasztáskorlátozásra. A készenlét idején belül kerülhet sor az élesítésre, amikor a fogyasztó „megnyitja a kaput” a rendszerirányítói beavatkozás előtt, amit az a SCADA rendszeren belül távirányítással tehet meg.

⁴⁶ A kapacitáskötelezettség rendszerét számos észak-amerikai RTO/ISO piacon alkalmazzák: a CAISO egyedüli rendszerként, más RTO-k/ISO-k (PJM, NYISO, MISO) a központi kapacitásaukcióval párhuzamosan alkalmazzák. Európában Franciaország vezetett be hasonló rendszert.

zésre állást) kössenek le valamely erőműtől. A kapacitások / rendelkezésre állások megvásárlása/értékesítése (majd kereskedése) bilaterálisan és decentralizáltan, a piaci szereplők egymás közötti megállapodása alapján történik.

A kapacitáskötelezettség óriási előnye az adminisztratív kapacitásdíjakkal szemben, hogy – elvileg – kiküszöböli a mennyiségi kockázatot, vagyis azt, hogy a kapacitásdíjak hibás meghatározásával a szükségesnél kevesebb kapacitás épüljön ki. A piaci szereplőktől elvárt kapacitástartási kötelezettség meghatározásával rögzítette a szükséges kapacitások mértékét, így az elégtelen kapacitások kockázatát kiszűrte. A rendszer a lekötendő mennyiség meghatározásán túl nem igényelt költséges adminisztrációt, ráadásul az egyes szolgáltatóknak (LSE-knek) teljes szabadságot abban, hogy kitől, milyen szerződéses konstrukcióban szerzik be a szükséges kapacitásokat.

Az így kialakuló bilaterális kapacitás piacok sokszereplős és sokszínű, de ezáltal átláthatatlan és illikvid piacok is voltak. A szolgáltatók számára biztosított szerződéses szabadság egyúttal jelentős tranzakciós költséget is rótt a szerződések letárgyalásáért és megkötéséért felelős szolgáltatókra, különösen a kisebbekre. A piac diverzitása a kapacitáslekötések ellenőrzését és kikényszeríthetőségét rendkívüli módon megnehezítette a rendszerirányító számára. Mivel a kapacitás-lekötési kötelezettséget adott évre határozták meg, nagyon kevés idő állt rendelkezésre az esetlegesen hiányzó kapacitás előteremtéséhez.

A bilaterális kereskedésre épülő decentralizált kapacitás piacok problémái természetes módon vezettek a centralizált, kapacitásaukción (capacity auction) épülő kapacitás piacok kialakításához.⁴⁷ A megkövetelt ellátásbiztonsági szint (pl. kapacitásmargin) fenntartásához szükséges kapacitások mennyiségének meghatározását követően a szükséges kapacitásokat a rendszerirányító egy (vagy több) központi aukció keretében köti le. A kapacitások megvásárlásának költségét a végfelhasználókat ellátó szolgáltatók (LSE-k) között osztja fel, jellemzően azok fogyasztói portfóliójának csúcsterhelésének arányában.

A decentralizált kapacitáskötelezettség és a centralizált kapacitás piacok alkalmazása nem zárja ki egymást: az észak-amerikai kapacitás piacok a központi aukció mellett eltérő mértékben arra is lehetőséget adnak az érintett LSE-knek, hogy kapacitásszükségleteiket bilaterális úton kössék le. Egyes rendszerekben (pl. a PJM-ben) csupán a kapacitásaukción kiegészítőjeként szolgál a bilaterális kapacitáslekötés lehetősége, míg másutt (pl. a MISO-ban) épp fordítva: amennyiben az egyes LSE-k által bilaterális szerződések keretében biztosított kapacitásmennyiség elmarad a rendszerszinten aggregált szükséglettől, akkor a hiányzó kapacitások beszerzésére lehetőséget teremtenek a kapacitásaukción. A bilaterális kapacitáslekötés és a központi kapacitásaukción együttesére épülő rendszerek közös eleme, hogy a bilaterálisan lekötött kapacitásokat is bevezetik az aukción, ezáltal biztosítva, hogy a rendszerszintű – aggregált – kapacitásszükségletek kielégítését.⁴⁸

⁴⁷ A legtöbb amerikai RTO/ISO piacán (PJM, ISO-NE, NYISO, MISO) régóta alkalmazzák, jóllehet többen lehetőséget adnak mellette a kapacitások bilaterális (aukción kívüli) beszerzésére is. Európában az utóbbi időben több tagállam vezetett be ilyen rendszert (Egyesült Királyság, Lengyelország)

⁴⁸ Az érintett szolgáltató (LSE) által lekötött kapacitásokat a központi kapacitásaukción árelfogadó kapacitásként szerepeltetik, és az adott LSE-t terhelő kapacitáskötelezettséget csökkentik az általa bilaterálisan lekötött mennyiséggel. A bilaterális kapacitáslekötési szerződés lényegében egy fedezeti ügyletként működik, amely a kapacitásaukción kialakuló árártól függetlenül a szerződéses pozíciókat (és kapacitáslekötési árakat) biztosítja a feleknek.

A kapacitásaukción megvásárolt kötelezettség/termék az erőművi (ill. keresletoldali) kapacitásoknak a szűkösség esetén történő rendelkezésre állása. Az erőművi kapacitások esetében a rendelkezésre állás egyben a másnapi piacokon való ajánlatadással valósul meg: a kapacitásdíjat akkor is megkapja az érintett erőmű, ha beadott ajánlatát nem fogadták el. Ajánlatadás híján (a rendelkezésre állási követelmények megsértésével) azonban az érintett erőmű nem egyszerűen az adott napra/óraóra jutó kapacitásdíjtól eshet el, hanem végső esetben a teljes évre jutó kapacitásdíjat is elveszítheti.

A kapacitások tényleges rendelkezésre állásának biztosítására valamennyi kapacitáspiac kiemelt figyelmet fordít. A kezdeti kapacitáspiacok tapasztalatai ugyanis rávilágítottak, hogy a kapacitásdíjban részesülő erőművek a kritikus időpontban gyakran nem álltak rendelkezésre. A kapacitáspiacok többsége ezért a beépített kapacitásoknak (ICAP-Installed Capacity) a tervezett és nem tervezett kiesésekkel (EFOR-Equivalent Forced Outage Rate) csökkentett részét (UCAP-Unforced Capacity) veszi csak figyelembe az aukción felajánlható kapacitásként.⁴⁹ A csúcsidőben ténylegesen rendelkezésre álló kapacitást reprezentáló UCAP becslésekor egyes RTO-k/ISO-k historikus termelési adatokat használnak.⁵⁰

A rendelkezésre állás biztosításának másik eszköze a büntetések rendszere: amennyiben a kapacitáspiacra elfogadott ajánlattal rendelkező, kapacitásdíjban részesülő kapacitás a megkívánt csúcsidőben nem áll rendelkezésre, súlyos büntetésekkel szembesül: a büntetések a meg nem termelt MWh-ánként több ezer dolláros díjfizetéstől a teljes éves kapacitásdíj elvesztéséig, ill. a későbbi aukciókon beajánlható kapacitások erőteljes csökkentéséig terjednek.⁵¹ Az alulteljesítő kapacitások által fizetendő büntetéseket egyes RTO-k/ISO-k a vállalt rendelkezésre állásukat túlteljesítő kapacitásoknak fizetik ki, ezáltal ösztönözve azokat a rendelkezésre állást növelő beruházásokra (pl. alternatív tüzelés lehetővé tétele).

A korai kapacitáspiacok másik gyermekbetegsége (a kapacitások korlátozott rendelkezésre állása mellett) a kapacitások árának erős volatilitása volt: kapacitáshiányos években rendkívül magas, kapacitásbőség esetén a nullához közelítő értéket vett fel a kapacitásdíj, ami az esetleges beruházók számára kiszámíthatatlan árjelzéseket adott. Az egyik eszköz ennek a kezelésére az évekkel a tárgyidőszak előtt kiírt határidős kapacitásaukció volt: a 2010-es évektől az RTO-k/ISO-k jellemzően 3 évvel a rendelkezésre állást megelőzően kezdték el beszerezni a szükséges kapacitásokat, az aukción nyertes új, vagy jelentős felújításon átesett kapacitások pedig több éves időtartamra kapták meg a kapacitásdíjat.⁵² A határidős aukciót röviddel a

⁴⁹ Az európai piacokon végzett kapacitásmegfelelőségi vizsgálatok ún. „de-rating” értékeket használtak annak becslésére, hogy különböző technológiák beépített kapacitásuk hány %-ával állnak rendelkezésre a téli csúcsidőben. Az Ofgem elemzése pl. az OCGT-eket 92%-os, a CCGT-eket 85%-os, a szélerőműveket 17-24%-os mértékben vette figyelembe az ellátásbiztonság modellezésekor. Ofgem (2013)

⁵⁰ A NYISO a nyári időszakban délután 2 és 6, téli hónapokban 4-8 közötti órák historikus rendelkezésre állási adatait veszi figyelembe.

⁵¹ PJM-en a vállalt rendelkezésre állást nem teljesítő kapacitás az első évben 50%-os, a másodikban 75%-os kapacitásdíjcsökkenéssel szembesül, a harmadik évben is megismétlődő elmaradás esetén pedig a teljes kapacitásdíjat elveszíti (Lásd: IEA (2017)), az ISO-NE kapacitáspiacain pedig jelenleg 2.000, 2024-ben 5.445 \$/MWh-ás büntetést kell fizetnie a csúcsidőben nem termelő kapacitásnak. Lásd: Brattle Group (2018)

⁵² A PJM-en az új kapacitások 3, az ISO-NE-n 7, a brit aukción 15 éves szerződésekre jogosultak (lásd: Case Study in Capacity Market Design and Considerations for Alberta (Charles River Associates, 2017))

tárgyét megelőzően további aukció(k) kíséri(k), hogy az esetleges piaci változásokra a rendszer reagálni tudjon.⁵³

A kapacitásárak volatilitásához a korábbi aukciókon alkalmazott merev kapacitáskeresleti görbe is jelentősen hozzájárult: a beszerezni kívánt mennyiséget kizárólag a szükséges kapacitásmargin határozta meg. A függőleges kapacitás-keresleti görbét ezért idővel sok piacon felváltotta a negatív meredekségű, rugalmas keresleti görbe. A beszerezni kívánt mennyiséget továbbra is az elérendő kapacitásmargin határozta meg, az ezért fizetendő árát pedig az új belépő nettó bevétele (CONE-Cost Of New Entrant), vagyis költségeinek az a része, amit az energia- és a rendszerszintű piacokon realizált bevételei nem fedeznek (ez lényegében a hiányzó pénz). Ha az ár ennél magasabb, a kiíró valamelyest (5-10 %-kal) kevesebb kapacitást szerez be, ha alacsonyabb, akkor ennyivel többet. A kapacitáspiaci árakra ársapka, bizonyos piacokon árküszöb is vonatkozik, mely paraméterek a kapacitásárakat korlátok közé szorítják.

A fentiekből jól látszik, hogy a kapacitáspiac rendkívül erősen szabályozott piacforma, ahol az áralakulás és a nyertes kapacitások összetétele számos önkényes feltételezésen alapul. Az új kapacitás kiépítésének várható ideje (3 év), a kapacitáslekötési szerződés hossza, a belépő nettó költsége, az ársapka és az árküszöb, az egyes technológiák várható rendelkezésre állása, de mindenekelőtt a szükséges kapacitások mennyisége nagymértékben meghatározza az aukció kimenetelét. A piaci mechanizmusok alkalmazása segít racionalizálni a kapacitásbeszerzéseket, de a fenti paraméterek megválasztása óhatatlanul nagyfokú szabályozói önkényt feltételez.

A centralizált kapacitáspiacok modellje mára nagymértékben kiforrottnak tekinthető, de gyakorlati megvalósítása során számos probléma merülhet fel. A legnyilvánvalóbb a mechanizmus rendkívüli komplexitása: a kapacitásaukció szabályrendszerének és paramétereinek meghatározása, intézményrendszerének megteremtése az összes többi alternatívánál jóval idő- és erőforrásigényesebb feladat.

A centralizált kapacitáspiacok speciális, viszonylag új formája, amikor a központi aukción erőművi kapacitások / rendelkezésre állások helyett rendelkezésre állási opciókat (reliability option) vásárol a rendszerirányító.⁵⁴ A rendszerirányító és az aukción nyertes erőművek között megkötött opciós szerződés arra kötelezi az erőműveket, hogy amikor a piaci ár meghaladja a szerződésben rögzített árszintet (strike price), akkor a piaci ár és a szerződéses ár közötti különbséget kifizeti a rendszerirányítónak. A rendelkezésre állási opciók lényegében védeltséget biztosítanak a fogyasztóknak a szűkösségi helyzetekben kialakuló ártüskék ellen, miközben erős ösztönzést nyújtanak az erőműveknek, hogy a kritikus órákban/időszakokban rendelkezésre álljanak/termeljenek (különben nagyon magas veszteségek elszenvedésére kényszerülnek).⁵⁵

A működő kapacitáspiacok tapasztalatai azt mutatják, a hiányzó pénz problémájára ezek a rendszerek hatásos választ adnak, amennyiben az azt alkalmazó országokban az erőművi

⁵³ A határidős aukciókat jellemzően 3-4 évvel a tárgyét megelőzően tartják meg, amit általában 1 évvel a tárgyét megelőzően egy újabb, finomhangolásra alkalmas aukció kísér.

⁵⁴ Rendelkezésre állási opciókat kevés ország alkalmaz, az utóbbi években Írország és Olaszország vezetett be ilyen rendszert.

⁵⁵ Ha adott kapacitás a kritikus (szűkös, rendkívül magas árú) órában nem képes villamos energiát termelni, akkor nem is képződik meg neki az a bevétele, amiből a fogyasztót kompenzálni tudja.

bevételeken belül szignifikáns részt tesznek ki a kapacitásdíjak: az USA vonatkozó piacain az erőművi bevételek 10-30%-ára rúgnak a kapacitásdíjak. Az új beruházások ösztönzése tekintetében viszont már nehéz egyértelmű kapcsolatot találni: a kapacitásdíjak túlnyomó többségét (85-90%-a) meglévő erőművi kapacitásoknak fizetik ki, hozzávetőlegesen 10% körüli a keresletoldali (DSM) források aránya, új (még nem megépített) erőművi kapacitások azonban nagyon kis arányban vesznek részt a kapacitáspiacokon.⁵⁶ Az új beruházóknak ugyanis nem elég bevételeik 10-30%-ának 3-5 évre előre történő biztosítása: a hosszabb időtávra szóló, a bevételek egészét lefedő, jellemzően villamosenergia-értékesítést biztosító szerződéses háttérre van szükség.

Ez felhívja a figyelmet egy lényeges szempontra: a kapacitáspiacok kedvezően befolyásolhatják a beruházói döntéseket, amennyiben az joggal számít rá, hogy az erőmű megépítése után is működő kapacitáspiac lehetőséget biztosít számára, hogy fix költségeinek egy részét kitermelje. A szabályozás kiszámíthatósága, a kettős (termék+kapacitás) piaci struktúra melletti tartós szabályozói elköteleződés fontosabb lehet a beruházó számára, mint a hosszú távú kapacitásdíj ígérete.

3.7. TANULSÁGOK: MIT TANULHATUNK AZ EDDIGI TAPASZTALATOKBÓL?

- Az európai helyzet meglehetősen ellentmondásos: miközben az Európai Bizottság, és a készülő jogszabálmódosítási csomag a kapacitásmechanizmusokkal kapcsolatosan határozottan elutasító, az európai tagállamok többsége alkalmazza a kapacitásmechanizmusok valamelyik formáját. A Bizottság nyilvánvalóan átmeneti adottságként kezeli a jelenlegi rendszereket, melyeket az elkövetkező 5-10 éven belül –többek között a bizottság erőteljes nyomására - fokozatosan kivezetnek. A rendszerek tehetetlensége, és önerősítő jellege miatt közép- és hosszú távon a mechanizmusok fennmaradására számíthatunk. Bár a környező tagállamok még nem vezettek be kapacitásmechanizmust, egy ilyen lépés nagy valószínűséggel versenyhátrányba hozná a hazai erőműveket, ami Magyarországot is hasonló lépésre készítené.
- A kapacitásmechanizmusok ügyében folyó vita lényegében hitvita. A jelenlegi vitát ugyanis legalább annyira meghatározza az utóbbi 5-10 évben súlyos veszteségeket elszenvedő villamosenergia-piaci társaságok lobbitevékenysége, és az attól való féltel, hogy ennek hatására visszaesik beruházási tevékenységük, mint a kapacitásmegfelelőségi vizsgálatok eredményei. Utóbbiak a legjobb esetben is csak közelítik azt a pontosságot, amit egy ilyen súlyú politikai döntés igényel. A jelenlegi kapacitásmegfelelőségi vizsgálat továbbfejlesztése mégis alapvetően szükséges ahhoz, hogy inputot adjon a szakmai vitának, annak ellenére, hogy az soha nem lesz képes egzakt és

⁵⁶ Lásd: GAO - United States Government Accountability Office (2017): Electricity markets. Report to Congressional Committees

megkérdőjelezhetetlen választ adni arra a kérdésre, hogy szükséges-e kapacitásmechanizmus alkalmazása.

- A kapacitásmechanizmusok szükségességéről folyó elméleti vitából az szűrhető le, hogy (i) a tökéletesen liberalizált villamosenergia-piacok nem képesek az állam által megkívánt ellátásbiztonsági szint szavatolásra, ezért valamilyen szabályozói beavatkozás indokolt; (ii) a kapacitásmechanizmusok önmagukban nem, vagy csak túlságosan magas áron (és túl sok negatív mellékhatással) képesek a szükséges ellátásbiztonsági szint fenntartására, ezért alkalmazásuk csak körültekintően és más intézkedésekkel együtt lehet hatásos.
- A gyakorlat azt mutatja, hogy jelenleg nincs olyan energiapiac, ami mindenféle beavatkozástól mentesen, bizonyítottan, tartósan képes az ellátásbiztonság szavatolására, különösen nem a politikai döntéshozók által elvárt szinten. Az ismert piacok mindegyike alkalmaz valamiféle, a piac működésébe történő adminisztratív beavatkozást, nem ritkán az elméleti szakirodalomból táplálkozva. Ezen lehetséges eszközök skálája széles, a megújuló-erőművek piaci integrációját (és „piaci” működését) ösztönző piacszervezési intézkedésektől az árjelzések erősítését célzó beavatkozásokon át egészen a kapacitáspiacok szervezéséig terjed. Nem az a kérdés tehát, hogy szükséges-e szabályozói beavatkozás a piac működésébe, hanem az, hogy milyen módon, milyen eszközzel történjen ez a beavatkozás.
- Magyarország európai viszonylatban is nagyon nyitott ország, melynek kapacitás-egyensúlyát és ellátásbiztonságát nagyon erősen befolyásolják az import-export tranzakciók. A határkeresztező áramlásokat a régió országainak kapacitás-egyensúlya, illetve hazai erőművek relatív versenyképessége határozza meg. Az importkapacitások ellátásbiztonsági értékét hasonlóképpen a háttérben elhelyezkedő erőműpark adja. Ahhoz, hogy az import szerepét megfelelően értékeljük az ellátásbiztonsági vizsgálat során, elengedhetetlen, hogy megismerjük és felhasználjuk a szomszédos országok hasonló vizsgálatainak feltételezéseit, módszertanát és eredményeit. Ez minimálisan a régió által elkészített kapacitás-megfelőlégi vizsgálatok megosztását, és azok eredményeinek beépítését, maximálisan közös régiós vizsgálat elvégzését jelenti. Annak elenyésző a valószínűsége, hogy ezek az országok adott esetben közös kapacitásmechanizmust alkalmazzanak, de az nagyon valószínű, hogy az egyes országok vizsgálatai a realitáshoz közelebb álló, és megbízhatóbb eredményekre vezetnek, és kapacitásmechanizmus tárgyában meghozott döntései valóságosabb premisszákon alapulnak. Az sem elhanyagolható hozadék, hogy a vizsgálatok módszertanában is várható némi közeledés, amikor a szomszédos elemzések átemelik egymástól az arra érdemes módszertani elemeket és vizsgálati szempontokat.

- Magyarországon centralizált kapacitáspiac megszervezésének annak komplexitásából fakadóan egyelőre nincsen realitása, és a jövőbeni kapacitásegyensúlyra vonatkozó előrejelzések nem indokolják (ld. későbbi elemzések) egy ilyen erőteljes és erőforrás-igényes rendszer kialakítását. A mechanizmus kidolgozása mellett annak uniós elfogadtatása is rendkívül időigényes feladat, melynek valószínűsége a formálódó uniós jogszabályok elfogadásával továbbcsökken. Amennyiben a későbbi kapacitásvizsgálatok ellátásbiztonsági kockázatot azonosítanak, a legkézenfekvőbb beavatkozási forma a stratégiai tartalék lehet: annak egyszerűsége és gyors kivitelezhetősége mellett az uniós jóváhagyása is egyszerűbbnek tűnik. Bár a stratégiai tartalékok minden szempontból jóval „kevesebbet tudnak”, mint egy centralizált kapacitáspiac, a realitások egyelőre csak ennek a mechanizmusnak az alkalmazhatóságát engedik meg.

4. MAGYARORSZÁGRA VONATKOZÓ ENERGIABIZTONSÁGI MUTATÓK

Ebben a fejezetben azt vizsgáljuk, hogy az ENTSO-E és a MAVIR, milyen módszertanok szerint vizsgálja, hogy az ország mekkora jövőbeli ellátásbiztonsági kockázatokkal szembesül. Az elemzés célja kettős. Az első annak azonosítása, hogy az ENTSO-E, illetve MAVIR ellátásbiztonsági vizsgálatai milyen területeken fejleszthetők, ezzel megalapozva saját modellező és adatelemzési munkánkat. Másodsorban pedig bemutatjuk, hogy ezen szervezetek szerint mennyire tekinthető problémásnak Magyarországon az energiabiztonság kérdése a vizsgált időszakokban. Az elemzés leginkább az ENTSO-E legutóbbi Mid-term adequacy forecast elemzésére (MAF)⁵⁷, valamint kismértékben a Winter and Summer Outlookokra (WSO)⁵⁸ ezen felül pedig a MAVIR „Magyar villamosenergia-rendszer közép- és hosszútávú forrás oldali kapacitásfejlesztése- 2017” című dokumentumra⁵⁹ (kapacitásfejlesztési terv) épül. Az elemzés központjában a magyar villamosenergia-rendszer teljesítőképessége áll, vagyis, hogy a rendelkezésre álló termelő és importkapacitások milyen mértékben képesek a hazai kereslet biztonságos kielégítésére.

4.1. ENTSO-E ADEQUACY RIPORTOK

Az európai rendszerbiztonsági elemzések terén a 2010-es években egy fontos változás azonosítható. Míg a rendszermegfelelőség kérdéskörét korábban jellemzően determinisztikus számításokkal vagy modellezéssel elemezték, addig az utóbbi években egyre jellemzőbb lett az úgynevezett valószínűségi modellek alkalmazása. A determinisztikus számítások esetén bár lehetséges több scenárió definiálása is, az adott scenárióban a különböző kimenetekhez (például megépül egy erőmű, vagy milyen lesz a szélerőművi termelés mértéke), egyes valószínűség tartozik. Ennek értelmében a számítás, minden esetben ugyanarra az eredményre vezet. Ezzel szemben a valószínűségi modellezés esetében a vizsgálat más és más eredményre jut, így a várható kimenet a modell sokszori lefuttatásával és az eredmények aggregálásával alakul ki. A valószínűségi modellezés előnye, hogy jóval szofisztikáltabb képet tud adni és jellegéből fakadóan több típusú kimenetet vizsgál, hátránya azonban, hogy módszertanilag lényegesen bonyolultabb, mint a determinisztikus elemzés.

A fent leírt módszertani változás az ENTSO-E vizsgálataiban is azonosítható a rendszer megfelelőséggel kapcsolatban, ugyanis 2015-ig a Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SOAF) riportok még determinisztikus elemzést alkalmaznak, azonban 2016-tól a SOAF riportot lecserélte a MAF riport, mely szintén évente jelenik meg, de már sztochasztikus modellezés a fő elemzési módszertan.

⁵⁷ ENTSOE-E (2018b)

⁵⁸ ENTSOE-E (2018e, 2018c)

⁵⁹ MAVIR (2017)

4.1.1. SO&AF ELEMZÉS

2015-ig az ENTSO-E SOAF riportban⁶⁰ vizsgálta a rendszermegfelelőséget. Ezekben az elemzésekben a rendszermegfelelőség vizsgálat nagyban hasonlít a MAVIR kapacitástervéhez, hiszen mindkettő a rendelkezésre álló kapacitást viszonyítja a kereslet várható értékéhez és ez alapján határozza meg, hogy az adott ország mekkora ellátásbiztonsági kockázattal szembesül.

Az elemzés alapja a jövőbeli kereslet, valamint a stabilan rendelkezésre álló kapacitás meghatározása. A SOAF riport így alapvetően különböző keresleti és kapacitásbővítési scenáriókat definiál. A rendelkezésre álló kapacitás a teljes kapacitás mínusz a tartalékok és a várható kiesések, valamint karbantartások eredményeképpen áll elő. Ezt vetik össze egy átlagos várható kereslettel, valamint egy kiemelkedő csúcsidőszaki kereslettel.

Az elemzés így ország szinten azt határozza meg, hogy különböző keresleti és kínálati forgatókönyvek mellett az adott ország képes lesz-e a 2020-as és 2025-ös években saját termeléssel kielégíteni a keresletét, vagy importra szorul.

Jelen elemzésünkben 2015-ös SOAF riport eredményeit és módszertanát nem mutatjuk ennél részletesebben két okból. Először is mivel a MAVIR, hasonló módszertannal készít maradó kapacitás becsléseket a magyar rendszerre, melyből egy jóval frissebb, 2017-es változat is rendelkezésre áll, melyet egy későbbi alfejezetben részletesen be is mutatunk. Másodsor pedig 2016-tól az ENTSO-E fejlesztette a rendszermegfelelési vizsgálatát a MAF, melyben már sztochasztikus modellezést használ, így ennek a fejlesztett eljárásnak a módszertanát és Magyarországra vonatkozó eredményeit ismertetjük alaposabban.

4.1.2. MAF JELENTÉSEK

4.1.2.1. MAF MODELLEZÉSI MÓDSZERTAN

Az ENTSO-E SOAF riportot váltotta le 2016-ban a MAF elemzés, mely a rendszermegfelelőséget sztochasztikus modellezéssel és teljesen más kimeneti változókon keresztül vizsgálja. A legutóbbi MAF 2018 riport⁶¹ alapvetően az ENTSO-E2018-as⁶², 10 éves hálózatfejlesztési terv (TYNDP) scenárióira épül, ezek határozzák meg a várható termelési kapacitás alakulását, a referencia kereslet várható változását, illetve a határkeresztező kapacitások módosulását. Ezen felül a modellezés azonban számos bizonytalansági tényezőt tartalmaz, melyek viszonylatában érvényesül a valószínűségi modellezés, amelyek közé tartozik a külső hőmérséklet - ami kereslet ingadozást eredményez -, a szél és PV termelés ingadozása, a nem várt kiesések az erőművi és határkeresztező kapacitások esetében, illetve a csapadék mértéke, ami a vízerőművi termelést befolyásolja. A SOAF riportokhoz hasonlóan a vizsgálat 2020-ra és 2025-re vonatkozik. A MAF riport elkészítése során az ENTSO-E öt különböző modell segítségével jeleznek előre és Monte Carlo szimulációkat végeznek.

A MAF riport során alkalmazott modellek piaci szimulációs eszközök, melyek tökéletes piaci versenyt feltételeznek és ahol az erőművi termelést a vonatkozó határköltségek alapján hatá-

⁶⁰ ENTSOE-E (2015)

⁶¹ ENTSOE-E (2018b)

⁶² ENTSOE-E (2018d)

rozzák meg, úgy, hogy a modell a teljes rendszer költségét minimalizálja a fennálló termelés és kereskedési korlátok között. A termelési korlátok meglehetősen részletesek, hiszen az erőművek kapacitása és az időjárásfüggő termelők esetén azok elérhetősége mellett a modellezés figyelembe veszi, hogy mi az adott erőmű minimum biztonságos termelési szintje, mennyi idő alatt képes a termelés változtatására, illetve, hogy a technikai üzemeltetésből fakadóan bekapcsolás után mennyit időt kell biztosan üzemelnie és kikapcsolás után állnia. A kereskedési korlátok jelenleg a modellekben NTC alapon működnek, azonban az ENTSO-E terveiben szerepel, hogy a jövőbeli elemzésekben már részletes hálózati reprezentáció és flow-based korlátok szerepeljenek. Ilyen típusú szenzitivitási elemzések már a 2018-as MAF riportban is megjelennek alternatív forgatókönyvek formájában. A modellezés minden esetben órás alapú, és az év összes óráját szimulálják.

A modellezés alapja a PEMMDB adatbázis, mely a 2018-as ENTSO-E és ENTSGO által készített 10 éves hálózatfejlesztési terv (TYNDP) alapját is képezte. A PEMMDB adatbázis adatait a különböző országok rendszerirányítói szolgáltatják. Az ENTSO-E ezt az adatbázist egészítette ki a pán-európai klíma adatbázissal (PECD), amely segítségével az időjárási tényezők is beemelhetők a modellbe.

Az elemzés alapvetően két fő mutató alapján vizsgálja a rendszermegfelelőség kérdését, a „várható Nem Szolgáltatott Energia” (Expected Energy Not Supplied - EENS), illetve a „várható terhelésvesztés” (Loss of Load Expectation - LOLE). Az EENS annak a várható értékét mutatja, hogy a vizsgált évben átlagosan mennyi GWh-nyi energiahiánnyal szembesül a rendszer, vagyis mennyivel lépi túl a kereslet mértéke a rendelkezésre álló forrásokat. A LOLE pedig azt számszerűsíti, hogy átlagosan hány olyan óra fordul elő, amikor a rendelkezésre álló termelő- és importforrások nem képesek kielégíteni a keresletet. Bár a modell európai szinten optimalizál, az eredmények értelmezése országonként történik. A két indikátort az (1)-es és a (2)-es egyenlet definiálja:

$$(1) EENS = \frac{1}{N} \sum_j EEN_j$$

$$(2) LOLE = \frac{1}{N} \sum_j LLD_j$$

ahol ENN a Monte Carlo szimulációban j-ik futtatás során előálló világállapotban megjelenő Nem Szolgáltatott Energia nagysága, a LLD a Monte Carlo szimulációban j-ik futtatás során előálló világállapotban annak az időszaknak a hossza, amikor nem állt rendelkezésre kellő forrás a kereslet kielégítésre, míg N a modellfuttatások száma.

4.1.2.2. MAF MODELL INPUT ADATOK - MAGYARORSZÁG

A modellezési eredmények bemutatása előtt, fontosnak tartjuk bemutatni, hogy a futtatások során használt inputadatok a saját, illetve a MAVIR előrejelzése alapján mennyire tekinthetők reálisnak. Hiszen a nem megfelelő inputadatok esetén, egy jó módszertannal elvégzett vizsgálat is juthat félrevezető következtetésekre. Az alábbi táblázat a várható hazai erőművi kapacitásokat mutatja be az ENTSO-E MAF 2018 inputadatai alapján.

3. TÁBLÁZAT: AZ ENTSO-E MAF RIPORT MODELLEZÉSÉBEN FELTÉTELEZETT VÁRHATÓ NETTÓ
BEÉPÍTETT KAPACITÁSOK 2020-BAN ÉS 2025-BEN, MW

	ENTSO-E 2020	ENTSO-E 2025
Nukleáris	1888	1888
Lignit/ Szén	852	682
Gáz	2260	2119
Olaj	410	410
Víz	60	60
Szél	329	330
Nap	1800	2000
Biomassza	165	152
Egyéb megújuló	330	390
Egyéb	585	420
Összesen	8680	8451

Forrás: ENTSO-E (2018b)

Az inputadatok alapján megállapítható, hogy az ENTSO-E meglehetősen pesszimista forgatókönyvet vázol fel az új erőművi építésekre vonatkozóan a referenciaesetben is. A konvencionális erőművek közül az ENTSO-E lassú kapacitáscsökkenést feltételez 2025-re, a lignit- és szénerőművi kapacitás 682 MW-ra míg a gázerőművi kapacitások 2119 MW-ra csökkennek. Fontos változás, hogy a 2016 és 2017-es riporttal ellentétben a 2018-as elemzés már nem feltételezi, hogy 2025-re elkészül a Paks II.-es nukleáris beruházás első blokkja, vagyis a vizsgált időszakban a rendelkezésre álló nukleáris kapacitás változatlanul 1888 MW marad.

Az egyetlen jelentős bővülés a PV kapacitások terén figyelhető meg, ahol az ENTSO-E 2020-ra 1800 MW, míg 2025-re 2000 MW beépített kapacitást jelez előre, ám még ezen becslés is meglehetősen konzervatívnak tekinthető, ugyanis azt feltételezi, hogy a jelenleg építés alatt álló utolsó KÁT támogatású erőművek megépülése után csak nagyon kismértékben fog tovább-bővülni a magyarországi naperőművi kapacitás. A többi megújuló esetében az ENTSO-E nem számít bővülésre. Összeségében a leírt folyamatok 2020-ra 8680 MW, míg 2025-re 8451 MW beépített kapacitást vetítenek előre.

Az alábbi táblázat az ENTSO-E MAF 2018-as riport 2020-ra és 2025-re vonatkozó beépített kapacitásértékeit veti össze a MAVIR 2017-es kapacitástervével. Fontos kiemelni, hogy a MAVIR kapacitásterve 2022-re és 2027-re jelez csak előre, így a 2020-as ENTSO-E értékeket a 2022-es MAVIR, míg a 2025-ös ENTSO-E értékeket a 2027-es MAVIR adatokkal hasonlítottuk össze. valamint fontos különbség, hogy a MAVIR bruttó, míg az ENTSO-E nettó beépített kapacitással számol.

4. TÁBLÁZAT: A BEÉPÍTETT NETTÓ (ENTSO-E) ÉS BRUTTÓ KAPACITÁSOK (MAVIR) AZ ENTSO MAF MODELLEZÉS, ILLETVE A MAVIR KAPACITÁS TERVE ALAPJÁN A VIZSGÁLT SAROKÉVEKRE, MW

	ENTSO-E	MAVIR Optimista	MAVIR Pesszimista (A)	MAVIR Pesszimista (B)	MAVIR Pesszimista (C)	MAVIR Pesszimista (D)
2020 és 2022	8680	10312	8487	8487	8987	8987
2025 és 2027	8451	15267	8355	8355	9625	9775

Forrás: ENTSO-E (2018b), MAVIR (2017)

A MAVIR a kapacitástervében két fő scenáriót definiált, egy optimista és egy pesszimista kimenetet. Az Optimista eset a fosszilis termelő kapacitások jelentős bővülésével, valamint a Paks II.-es egyik új blokkjának üzemelképességével számol 2027-ig, míg a pesszimista eset csak a megújulókapacitások bővülését és Paks II. 2030 utáni befejezését feltételezi. A pesszimista scenárió négy alesetre bomlik, melyek a megújulókapacitás-bővülés mértékében és Paks II. elkészülésének időzítésében különböznek egymástól. A fejezet későbbi részében a MAVIR kapacitástervét részletesebben fogjuk elemezni

Az adatok megmutatják, hogy az ENTSO-E által használt előrejelzés a MAVIR legpesszimistább becsléseihez áll legközelebb a beépített kapacitások viszonylatában, vagyis relatíve alacsony megújuló penetrációt feltételez, úgy, hogy közben más erőművi kapacitás nem bővül az országban. Fontos kiemelni, hogy míg a MAVIR a bruttó beépített kapacitással, addig az ENTSO-E a nettó beépített kapacitással (vagyis az erőművi önfogyasztást levonva) számol, így a két érték nem teljes mértékben összevethető. A MAVIR legpesszimistább scenáriója 2022-re 8487 MW kapacitást feltételez, az ENTSO-E ennél valamivel optimistább a maga 8680 MW-os becslésével 2020-ra, ám meg sem közelíti a MAVIR optimista scenáriójában megfigyelhető 10312 MW-os kapacitást. Hasonlóak az arányok a 2025-ös és 2027-es előrejelzéseknél is.

A beépített erőművi kapacitások vizsgálata után fontosnak tartjuk, a határkereszteső kapacitásokra vonatkozó inputadatok bemutatását is. Az alábbi táblázat az import NTC-értékeket mutatja meg határonként 2020-ra az ENTSO MAF riport inputadatai alapján, melyet a 2017-es tényleges értékekkel vetünk össze az ENTSO-E Transparency Platform alapján. A 2017-es értékek közül az NTC éves maximális értékét, valamint az éves átlagos értékét jelenítettük meg. Fontos azonban kiemelni, hogy a Transparency Platformról származó tényadatok nem tartalmazzák a napon belüli NTC értékeket, így ezek a tényleges értéknél kisebbek is lehetnek. Bár a tényadatok és a modellezett adatok nem egy időpontra vonatkoznak, a jövőbeni tervezett beruházások figyelembevételével értelmezhetők a modellbéli NTC értékek.

5. TÁBLÁZAT: AZ ENTSO-E MAF RIORTBAN HASZNÁLT IMPORT NTC-ÉRTÉKEK
ÖSSZEHASONLÍTÁSA A TÉNYLEGES 2018-AS NTC-KEL, MW

	AT	HR	RO	RS	SI	SK
MAF 2020	800	2000	1100	600	1200	2000
MAF 2025	800	2000	1400	600	1200	2000
ENTSO-E Transparency 2017 (átlag)	526	1000	580	976	0	1117
ENTSO-E transparency 2017 (maxi- mum)	600	1000	1000	1000	0	1300

Forrás: ENTSO-E (2018a), ENTSO-E (2018b)

A táblázat alapján látható, hogy minden határ esetén jelentős eltérések láthatók a 2017-es tényadatok, illetve a MAF riport által 2020-ra és 2025-re előrejelzett értékek között.

Az osztrák határ esetében a 2020-as érték 800 MW, míg a 2017-es maximális tény 600 MW. Az osztrák határ esetén jelentős lehet a napon belüli NTC kapacitások aránya, ugyanis, ha a tényleges kereskedelmi áramlásokat is vizsgáljuk akkor a tényleges maximális érték 903 MW volt. A korábbi években pedig 800 MW-os maximális NTC érték is megjelent a határon, vagyis értékelésünk szerint az ENTSO-E által használt 800 MW-os érték reálisnak tekinthető.

Jóval kevésbé indokolható a horvát határ esetében látható 2000 MW-os érték. A historikus adatok alapján a horvát irányú NTC érték szinte minden órában 1000 MW. A jövőben nem is várható olyan beruházás az ENTSO-E TYNDP 2018 alapján, mely növelné ezt az értékét, hiszen a szlovén-magyar beruházás nem növeli az érintett határkapacitását.⁶³ A vezetéken jellemzően export kereskedelem történik, import irányban a kapacitást 2017-ben egy órában sem használták ki 100%-ban, így a magasabb NTC érték vélhetően nem eredményez komolyabb torzítást.

A román határ esetében a maximális NTC 2017-ben 1000 MW volt, melyet jól közelíti a MAF riport által használt 1100 MW 2020-ra. Fontos azonban kiemelni, hogy ezen a határon az NTC átlagos értéke 2018-ban csak 580 MW volt, mely a maximális érték majdnem fele. Ez a különbség nem feltétlenül probléma, hiszen a MAF modellezés a kieséseket kezeli, melyek hatással lehetnek az adott órák NTC-re, ezzel csökkentve a tényleges átlagot. 2025-re az NTC 1400 MW-ra növekszik, mely az ENTSO-E TYNDP 2018 alapján nehezen indokolható, ugyanis ebben egy román-magyar bővítés szerepel, ám ennek időpontja 2030 és nincs olyan jelentős részprojekt, ami már 2025-re elkészülne⁶⁴.

A szerb határ esetén a modellezés 600 MW kapacitást feltételez, ami 2017-es átlagos értéknél (976 MW) is jelentősen kisebb. A MAF modell emellett már a 2020-as futtatáskor figyelembe veszi a még el nem készült szlovén-magyar interkonnektort. Az ENTSO-E TYNDP 2018 alap-

⁶³ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/320>

⁶⁴ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/259>

ján azonban ez a vezeték csak 2021-re készül el⁶⁵, így a 2020-as NTC értékek között nem kellene, hogy megjelenjen a tervezett 1200 MW-os kapacitás.

Végezetül szlovák irányban a MAF modell 2000 MW importkapacitást feltélez 2020-ban és 2025-ben. A 2017-es maximum érték 1300 MW, mely realiztikusnak gondolható a napon belüli NTC-k figyelembevételével is, ugyanis a tényleges áramlások sosem haladták meg az 1400 MW-ot. A 2020-as modell input már egyértelműen tartalmazza a két új szlovák-magyar vezetékét, mely az ENTSO-E TYNDP 2018 szerint 2020-ra el is készül. A projekt adatlapja alapján ez 685 MW NTC növekedéssel jár, ami szinte pontosan megegyezik a MAF riport által becsült 2000 MW-tal.

Összességében éretékelésünk szerint megállapítható, hogy az ENTSO-E MAF riport kismértékben túlbecsüli a modellezés során a rendelkezésre álló importkapacitásokat, azonban azt is fontos kiemelni, hogy jellemzően nem az import és ellátásbiztonsági szempontból kiemelten fontos osztrák és szlovák irányban. Értelmezésünk szerint a legnagyobb torzítás, hogy a modellezés már 2020-ban is figyelembe veszi a szlovén-magyar vezeték kapacitását, mely interkonnektor a TYNDP tervei szerint is leghamarabb 2021-ben készül el. Ezek fényében elképzelhető, hogy az ENTSO-E modellezés 2020-ra kedvezőbb képet mutat, mint a ténylegesen várható helyzet, illetve 2025-re vonatkozóan is előfordulhat nagyon kis mértékű pozitív irányú torzítás.

Természetesen az input tényezők vizsgálata csak akkor lehet teljes körű, ha minden országra elvégezzük azt, mivel a modellezés teljes európai szinten folyik. Egy ilyen átfogó elemzés azonban túlmutat jelen munka keretein. Pusztán a magyarországi adatokat vizsgálva arra a következtetésre jutottunk, hogy a termelő kapacitásbővülés inkább pesszimista, míg a rendelkezésre álló határkereszteső kapacitások értékére inkább optimista értékeket használ a MAF riport, ám ezeket a hatások nem tűnnek döntő mértékűnek a modellezési eredményekre vonatkozóan.

4.1.2.3. MAF MODELL EREDMÉNYEK - MAGYARORSZÁG

A modellezési keret bemutatása után a Magyarországra vonatkozó legfőbb eredményeket ismertetjük. Az alábbi táblázat az öt modell átlagos és a 95%-os percentiliséhez tartozó EENS és LOLE értékét mutatja. Az átlagos érték az adott mutató viszonylatában a várható érték, tehát a vázolt futtatások alapján ez a leginkább valószínűsíthető kimenet. A 95%-os percentilis érték pedig a szélsőséges eseteket ragadja meg, vagyis, ha az egyik legkedvezőtlenebb világállapot valósul meg.

6. TÁBLÁZAT: REFERENCIASZCENÁRIÓ EREDMÉNYEK

2020				2025			
EENS (átlag)	EENS (95% percentilis)	LOLE (átlag)	LOLE (95% percentilis)	EENS (átlag)	EENS (95% percentilis)	LOLE (átlag)	LOLE (95% percentilis)
0	0	0	0	0	0	0	0

Forrás: ENTSO-E (2018b)

⁶⁵ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/320>

A 2018-as MAF riport nagyon kedvező képet fest Magyarországról, ugyanis az eredmények alapján mind a LOLE, mind az EENS értékek nullák minden releváns scenárióban. Ez annak a fényében különösen érdekes, hogy a 2018-es elemzés a korábbi évekkel ellentétben már nem feltételezi, hogy Paks II. első blokkja elkészül 2025-ra, ám a rendszer így sem mutat semmiféle kockázatot. A szöveges országelemzés megmutatja, hogy Magyarország mind 2020-ban, mind 2025-ban jelentős mennyiségű villamos energiát fog importálni, ennek függvényében nagy mértékben ki van téve a régiós villamosenergia-piaci hatásoknak. Ettől függetlenül a modellezés megmutatta, hogy Magyarország ezen kitétség ellenére sem szembesül ellátásbiztonsági kockázattal, ugyanis jelentős importkapacitásokkal rendelkezik a legtöbb szomszéd ország irányából.

A 2018-as MAF riport tartalmaz ezen felül egy kiemelt érzékenységvizsgálatot, mely azt feltételezi, hogy klímavédelmi okok miatt egy erőteljes dekarbonizáció valósul meg 2025-re, melynek következtében 23,35 GW magas szén-dioxid-kibocsátású erőművet szerelnek le anélkül, hogy rövidtávon pótolnák ezeket. Az erőművi leszerelések Németországot érintenék a leginkább, nagyjából 8,25 GW-tal, messze megelőzve Olaszországot (3,6 GW) és Lengyelországot (1,35 GW). 1 GW-nál nagyobb kapacitáscsökkenés lépne fel a referencifuttatáshoz képest még ezen felül Csehországban, Portugáliában, Romániában és Hollandiában. A magyarországi rendelkezésre álló kapacitás a referenciához képest 48 MW-tal lenne alacsonyabb.

A 7. táblázat ezen érzékenység vizsgálat esetében mutatja meg az EENS, illetve a LOLE értékeket 2025-re vonatkozóan.

7. TÁBLÁZAT: DEKARBONIZÁCIÓS SZCENÁRIÓ EREDMÉNYEK, 2025

EENS (átlag) GWh	EENS (95% percentilis) GWh	LOLE (átlag)	LOLE (95% percentilis)
0,9	4,8	0,76	4,02

Forrás: ENTSO-E (2018b)

Az adatok megmutatják, hogy bár Magyarországon érdemben nem változott a beépített kapacitás mértéke a MAF referenciához képest, az erőteljes dekarbonizáció miatt a rendszermegfelelés mégis jelentősen romlott Magyarországon. Az EENS érték átlagosan 1 GWh körülire tehető, azonban, ha a legkritikusabb futtatásokat vizsgáljuk, akkor az érték majdnem 5 GWh-ra is felmehet. A LOLE értéke átlagosan 0,76, szélsőséges esetben (95% percentilis) 4 óra. Bár ezek az értékek a rendszer kismértékű instabilitását jelzik, azonban nem tekinthetők kritikusnak. Európai viszonylatban a rendszerirányítók a MAF 2018 riport adatai alapján a LOLE átlagos értékeként három órát szoktak meghatározni, mint kritikus határt. Magyarországon ez a határérték nyolc óra. Látható tehát, hogy az átlagos 0,9-es LOLE érték, egyik határértéket sem éri el, vagyis az erőteljes dekarbonizációs scenárió szerint sem szembesül Magyarország komoly ellátásbiztonsági kockázattal.

A MAF 2018-as riport egy másik fontos érzékenységvizsgálata során azt vizsgálják, hogy mi történik, ha egy adott régió minden országában egyszerre fordul elő szélsőséges piaci állapot. Ez az elemzés azonban csak a nyugat-európai országokra készült el. Mivel értelmezésünk szerint Magyarország egy importnak nagyon kitett terület, itt is releváns lenne ez a

vizsgálat. Ezért mutatjuk be a következő alfejezetben az ENTSO-E legutóbbi Winter and Summer Outlook (WSO) legfontosabb eredményeit: bár a jelentés jóval egyszerűbb modellezzel él a jelen erőművi helyzetre, de pont ezt a típusú együttmozgást is vizsgálja.

4.1.3. WINTER AND SUMMER OUTLOOK

Elemzésünkben a két legutóbbi szezonális riportnak, a 2018-as Summer Outlook⁶⁶ és a 2018-as Winter Outlook⁶⁷ vonatkozó eredményeit mutatjuk be röviden. A vizsgálat alapvetően heti szintű modellezésre épül és azt vizsgálja, hogy a nyári és téli időszak különböző heteiben a csúcsidőszaki pillanatokban az adott ország hazai termelő kapacitása elégséges-e, hogy a kereslet kielégítésére, illetve, ha nem, akkor a rendelkezésre álló importlehetőségek elegendők-e a fogyasztáshoz viszonyítva. A kutatás ez alapján négy csoportba osztja minden héten az országokat:

1. Nettó exportőr országok
2. Nettó importőr országok, a piaci viszonyoknak köszönhetően
3. Nettó importőr országok, a nem elégséges hazai termelés következtében
4. Veszélyeztetett országok, akik importtal sem tudják kielégíteni a csúcsigényeket

Az egyes és a négyes kategória a besorolás alapján egyértelműen értelmezhető. A kettes és a hármas kategória között a legfőbb különbség, hogy míg a kettes csoportba tartozó országok az adott héten ki tudnák elégíteni a felmerülő keresletet pusztán a hazai erőművek használatával, a piaci verseny következtében mégis inkább importra támaszkodnak, ugyanis ez olcsóbb (villamosenergia-forrás) számukra. Ezzel szemben a harmadik kategóriába eső országok fizikailag sem képesek pusztán hazai termelésből ellátni a fogyasztókat. Értelemszerűen, ha jó összeköttetésekkel rendelkezik az ország ez önmagában nem probléma, viszont előfordulhat az az eset, hogy az előrejelzés szerint már importtal együtt sem lehetséges a kereslet kielégítése, ami viszont már komoly ellátásbiztonsági kockázatot vetít előre.

Az elemzés alapvetően két állapotot vizsgál, az egyik egy normális körülmények között fellépő csúcskereslet, míg a másik egy extrém körülmények között fellépő jóval magasabb csúcsterhelés.

A 2018-as téli elemzés normál időszaka alapján Magyarország egyetlen hét kivételével, egyik héten sem képes pusztán a hazai erőműpark igénybevételével kielégíteni a keresletet, vagyis fizikailag is importra szorul. Az importigény azonban egyik hét esetében sem haladja meg az importlehetőségeket, vagyis normális viszonyok között csúcsterhelés esetén sem szembesül Magyarország rendszerbiztonsági kockázattal. Fontos persze kiemelni, hogy ezen körülmények között egyetlen másik ország esetében sem merül fel, hogy ne tudná kielégíteni a keresletét. Extrém körülmények között Magyarország helyzete érdemben nem változik, itt már egyik héten sem képes pusztán saját termelésből ellátni a fogyasztóit, viszont az importkapacitások minden esetben elegendők a hazai fogyasztás kielégítésére. Fontos kiemelni, hogy ilyen típusú hiány extrém esetek több európai országban is kialakulhat, melyek közé tartozik Belgium, Finnország, Olaszország, Litvánia, Lengyelország és Szlovénia.

⁶⁶ ENTSOE-E (2018c)

⁶⁷ ENTSOE-E (2018e)

Magyarország esetében a nyári elemzés teljesen hasonló képet mutat, mint a téli. A nyári időszakban mind normális viszonyok, mind extrém viszonyok között egyetlen olyan hét sincs, amikor a magyarországi erőművi kapacitás biztosítani tudná önmagában a hazai fogyasztás kielégítését. Azonban a téli helyzethez hasonlóan itt sincs egyik világállapotban sem olyan hét, amely esetében az importtal kiegészülve a csúcsterhelés ne lenne fedezhető. A nemzetközi kép itt annyiban más, mint a téli esetben, hogy a fent leírt rendszerbiztonsági kockázat egyik elemzett ország esetén sem fordul elő. Összeségében a riportok fő következtetése, hogy bár Magyarország nem képes az önellátásra, tényleges ellátásbiztonsági kockázattal rövid távon nem szembesül.

4.2. MAVIR KAPACITÁSTERV

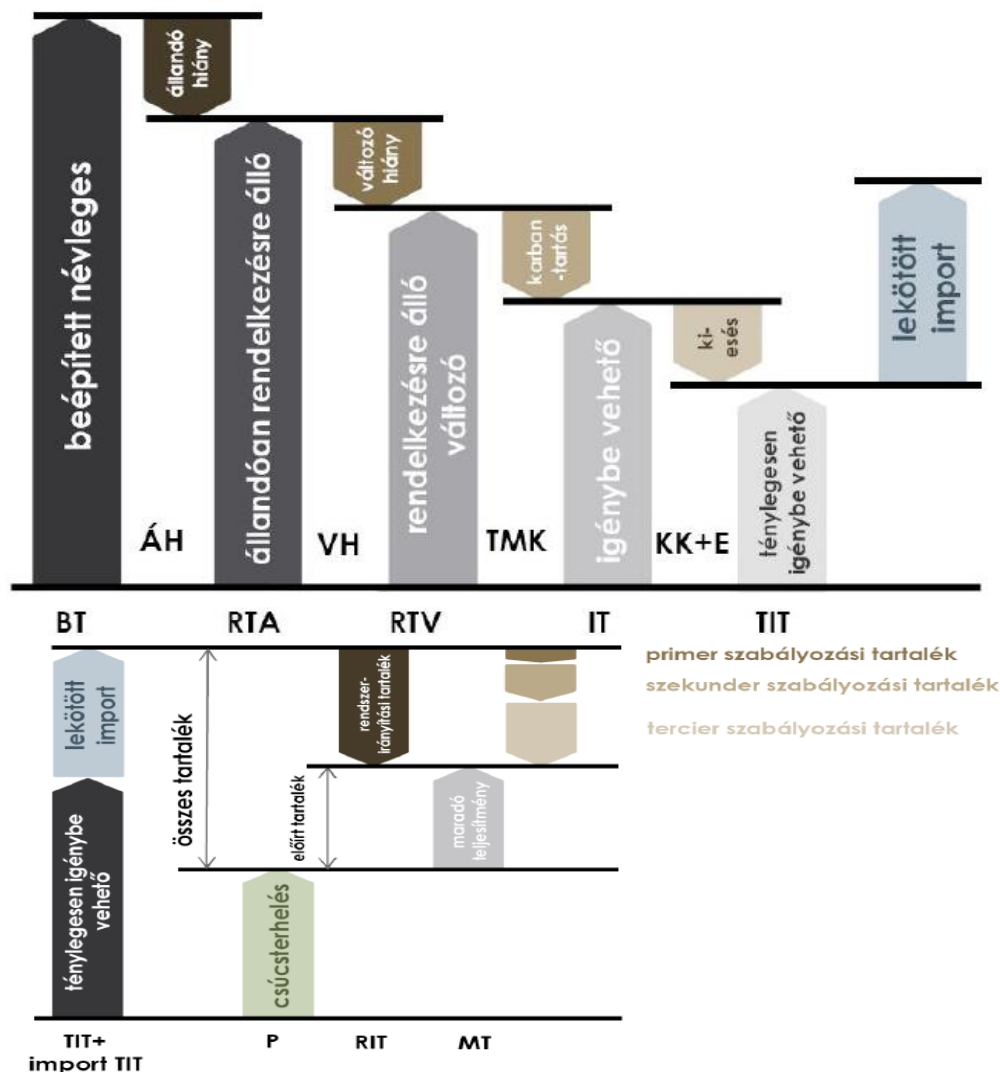
4.2.1. ÁLTALÁNOS MÓDSZERTAN

Az ENTSO-E rendszermegfelelőségi vizsgálatait után a MAVIR magyarországi kapacitástervét⁶⁸ és rendszerbiztonsági helyzetértékelést mutatjuk be. A MAVIR 2017-es kapacitás terve 2022-re, 2027-re és 2032-re végez maradó kapacitás előrejelzéseket, vagyis az ENTSO-E SOAF riporthoz hasonlóan azt vizsgálja, hogy kereslet, illetve a ténylegesen igénybe vehető kapacitás milyen viszonyban vannak egymással, kielégíthető-e a fogyasztás pusztán hazai erőművi termelésből, illetve, ha nem, megoldható-e a kereslet kielégítése villamosenergia-importon keresztül. A három időpontra a MAVIR különböző forgatókönyveket állít fel, és azt is vizsgálja, hogy az adott scenárióban várhatóan miként alakul a tényleges tüzelőanyag-összetétel.

A MAVIR a ténylegesen igénybe vehető kapacitást úgy definiálja, hogy a beépített névleges kapacitásból levonja a hiányzó kapacitásokat, a karbantartásokat, illetve a kieséseket. Ez az érték azonban csak a hazai termelési kapacitásokat veszi figyelembe, a rendszer teljes megfelelőségi vizsgálatához, az így kapott ténylegesen igénybe vehető hazai kapacitáshoz még hozzá kell adni a rendelkezésre álló importkapacitásokat is. Fontos kiemelni azonban, hogy a MAVIR a számítás során a bruttó beépített névleges kapacitást veszi figyelembe, vagyis nem csökkenti azt az erőművi önfogyasztással.

⁶⁸ MAVIR (2017)

4. ÁBRA: A MAVIR KAPACITÁSSZÁMÍTÁSI MÓDSZERTANÁNAK SEMATIKUS ÁBRÁI



Forrás: MAVIR (2017)

Így már előállítható a maradó kapacitás (maradó teljesítmény), mely szintén az 4. ábra alsó részén látható. Ez megegyezik a ténylegesen igénybe vehető hazai és importkapacitások összegével csökkentve a rendszerirányítási tartalékkal és a bruttó csúcsterheléssel, amely már tartalmazza az erőművi önfogyasztást és a hálózati veszteséget is. Értelmezésünk szerint a számítás pontosabb képet adhatna, ha az elemzés a nettó névleges kapacitás értékekkel számolna, ugyanis azzal, hogy az erőművi önfogyasztást termelés oldalán nem, csak fogyasztás oldalán veszi figyelembe, valójában túlbecsüli a rendszer számára ténylegesen rendelkezésre álló kapacitást. Ennek az oka, hogy a termelés teoretikus növelésével párhuzamosan a rendszerterhelés is növekedne az erőművi önfogyasztás miatt, vagyis a ténylegesen számolt maradó teljesítmény kisebb, mint a bemutatott módszertannal számolt érték.

A dokumentum kiemeli, hogy az európai TSO-k közötti irányelv alapján az így kapott maradó teljesítmény meg kell, hogy haladja a beépített teljes kapacitás minimum 5%-át, konzervatív becslés esetén 10%-át.

Értelmezésünk szerint a MAVIR maradó kapacitás számítási eljárása teljes mértékben az ENT-SO-E által alkalmazott módszertan szerint történik, mégis túlzottan konzervatívnak tűnik. A maradó teljesítmény számításánál ugyanis a teljes szabályozási tartalékot kivonja a ténylegesen igénybe vehető kapacitásból. Értelmezésünk szerint ez az eljárás több elemében is vitatható. Először is a leszabályozási tartalékok levonása kérdéses, hiszen ezek a kapacitások termelőtevékenységet folytatnak a piacon és ezen termelésükkel ellátják a keresletet, csupán a rendszerirányítónak lehetősége van a termelés szintjének csökkentésére. Azonban ettől függetlenül a leszabályozó kapacitások kielégítik a keresletet, így értelmességünk szerint módszertanilag nem helyes őket teljes mértékben piacon kívülinek tekinteni. Hasonló a helyzet a primer és esetlegesen a szekunder felszabályozó tartalékok esetében, melyeket a tercier tartalékokkal szemben nem az n-1-es kritérium szerint határoznak meg, mint a termelésben jelenlévő rendszerbiztonsági tartalékot, így nem tekinthetők értelmességünk szerint piacon kívüli, nem elérhető kapacitásoknak.

Mivel a maradó teljesítmény számolása során a MAVIR a teljes tartalék mennyiségét rendszeren kívüli kapacitásnak tekinti, ezzel jelentősen alulbecsülheti a rendszer tényleges teljesítő-képességét. A MAVIR adatszolgáltatása(i) alapján ugyanis 2018-ban a teljes tartalék mennyisége 1000 MW körül mozgott, melyből a fel irányú szabályozás nagyjából 750 MW-ot tett ki, amiből 500 MW a tercier szabályozás, mely csupán a teljes tartalék fele. Vagyis a 2018-as maradó kapacitás számítás esetében az eljárás véleményünk szerint nagyjából 250-500 MW-tal alulbecsüli a tényleges kielégíthető csúcstermelést.

4.2.2. ELEMZETT FORGATÓKÖNYVEK

A MAVIR a kapacitástervében a három vizsgált sarokévre (2022, 2027 és 2032) két fő scenáriót definiált, egy optimista és egy pesszimista forgatókönyvet. A pesszimista scenáriónak négy alesetét is elkülönítette melyeket A, B, C és D jelöléssel különböztette meg egymástól. Az optimista, valamint a pesszimista scenáriók különbözősége alapvetően két ponton ragadható meg. Az optimista scenárió feltételezi, hogy Magyarországon a meglévő fosszilis kapacitások bővülése várható, a 2020-as években jelentős mennyiségű új gázos erőmű épül, vagy indul újra. Emellett ez a forgatókönyv a Paks II.-es nukleáris beruházás csúszás nélküli megvalósulását feltételezi, aminek értelmében a 2027-es sarokévben már Paks II. teljes tervezett kapacitása a magyar rendszer rendelkezésére áll.

A pesszimista forgatókönyvek szerint Magyarországon mindössze 2027 és 2032 között épül 700 MW új OCGT kapacitás, melyre a MAVIR elemzése szerint, mint tartalékra, mindenképpen szükség lesz. Ezekon a kapacitásokon kívül azonban a fosszilis erőművek terén nem várható további bővülés. A pesszimista forgatókönyvekben Paks II. is csúszással készül el, az A, C és D scenáriók szerint 2032-re teljes kapacitáson, míg a B scenárió szerint 2032-ben az első blokk kapacitásával lép be a termelésbe. Az A-D scenáriók leginkább a megújuló penetrációban különböznek, elsősorban főleg két dimenzió mentén. Az első dimenzió, hogy mennyire lesz gyors a PV-alapú villamosenergia-termelés felfutása Magyarországon, míg a második dimenzió, hogy bővülni fog-e hazánkban a szél erőművi termelőkapacitás a jövőben.

Az elemzés minden egyes sarokévre meghatározza erőművi szinten a teljes beépített kapacitást, illetve becslést ad a kiesésekre és hiányokra vonatkozóan. Külön vizsgálat foglalkozik az erőműparkhoz tartozó tartalékigény meghatározásával, illetve az ENT-SO-E maradó kapacitásra vonatkozó iránymutatásait figyelembe véve becslést ad arra vonatkozóan, hogy az

egy forgatókönyvekben meghatározott ténylegesen igénybe vehető kapacitások, valamint a becsült tartalékigény mellett, a hazai termelés mekkora csúcsterhelés kielégítésére képes. A maximális terhelés becslésének módszertanát csak általánosan fogalmazták meg:

„Az ENTSO-E Adequacy Methodology („Megfelelőség-minősítési Eljárásrend”) értelmében egy adott szabályozási területen az átviteli rendszerirányító által fenntartott tartalékokon és üzembiztonsági szolgáltatásokon túl olyan maradó teljesítmény megléte is szükséges, amelylyel biztosítható a rendszer 99%-os biztonságos működése a villamosenergia-piac számára is elérhető kapacitások által. A teljesítőképesség-mérleget tartalmazó táblázatokban a kiszolgálható csúcsterhelés a rendszer azon maximális terhelhetőségét jelzi, mely még fedezhető kizárólag a hazai erőműparkból.”⁶⁹

Az így kapott teoretikus csúcsterhelést veti össze az adott időszakra becsült csúcsterheléssel, ezzel meghatározva, hogy mekkora az ország importfüggősége, illetve, hogy felmerülnek-e ellátásbiztonsági problémák.

Végezetül a MAVIR a különböző forgatókönyvek mellett meghatározza a hazai villamosenergia-fogyasztás forrásösszetételét is. A modellezést saját piaci modelljével végezte, ami azonban jelentős mértékben épít az ENTSO-E PEMMDB adatbázisára, valamint az ENTSO-E TYNDP 2016 scenárióira. A MAVIR által használt modell így a nem Magyarországra vonatkozó adatokat az ENTSO TYNDP forgatókönyvéből emeli át, míg a hazai adatokat az optimista és a négy pesszimista scenárióhoz tartozó értékekkel azonosítja.

Fontos azonban kiemelni, hogy míg a 2022-es sarokévre az optimista, illetve pesszimista scenárióban használt inputadatok megegyeznek, addig ez a 2027-es és a 2032-es sarokévekre nem mondható el. Erre a két évre ugyanis az optimista forgatókönyv a Magyarországon kívüli országokra a 2016-os TYNDP Vision-1 scenárióját használja, és például 17 €/t szén-dioxid-kvótaárat feltételez, addig a pesszimista scenáriókban a Vision 3 forgatókönyv adatai szerepelnek, amely esetben 71 €/t kvótaárat feltételez. Véleményünk szerint a modellezés ilyen formája nem előnyös, ugyanis a különböző külső környezeti feltételek miatt nem azonosítható, hogy a modellezett változások a pesszimista és optimista scenáriók közötti erőművi különbségeknek, vagy a környezeti különbségeknek az eredménye. Emiatt, a pesszimista és optimista scenáriók ilyen feltételezések mellett csak korlátozottan hasonlíthatók össze.

4.2.3. EREDMÉNYEK

Az alábbi táblázat a 2022-es sarokévre mutatja a különböző forgatókönyvek esetén a várható beépített termelőkapacitásokat.

⁶⁹ MAVIR (2017), 22-23. oldal

8. TÁBLÁZAT: TERVEZETT BEÉPÍTETT BRUTTÓ KAPACITÁSOK AZ OPTIMISTA ÉS PESSZIMISTA SZCENÁRIÓKBAN, 2022, MW

	OPTIMISTA	PESSZIMISTA (A&B)	PESSZIMISTA (C&D)
Jelenleg meglévő nagyerőművek kapacitása	5837	5837	5837
Tisza II	405	0	0
Szegedi Erőmű	920	0	0
Szélerőmű	330	330	330
Vízlerőmű	60	60	60
Naperőmű	2000	1500	2000
Egyéb kiserőmű	760	760	760
SZUM	10312	8487	8987
Rendszerirányítási tartalék	800	800	800
Becsült, hazai termeléssel kielégíthető csúcsterhelés	6082	4757	4757
Becsült csúcsterhelés	7000	7000	7000

Forrás: MAVIR (2017)

Látható, hogy a jelenben is meglévő termelőkapacitások terén ugyanúgy viselkedik mind az öt forgatókönyv⁷⁰, mindegyik esetben 5837 MW beépített kapacitást feltételez. Az optimista szcenárióban azonban új gáztüzelésű termelőkapacitások lépnek be a piacra, a Tisza II erőmű újraindul 405 MW kapacitással, míg megépül a szegedi CCGT 920 MW kapacitással.

A megújulók terén mindegyik forgatókönyv nagyon hasonló. 2022-ig egyik szcenárió sem feltételezi, hogy a magyarországi szélerőműpark bővül. A naperőművi termelés kapcsán az optimista, valamint a pesszimista C és D forgatókönyv alapján nagyobb méretű 2000 MW-ig tartó bővülés következik be 2022-ig a piacon, míg a pesszimista A és B forgatókönyv szerint a növekedés mérsékeltebb lesz, csak 1500 MW-ra fog rúgni. Összeségében így az optimista szcenárióban a teljes beépített kapacitás 10 GW, addig a pesszimista forgatókönyvekben 8,5, illetve 9 GW lesz várhatóan.

A fenti táblázat emellett megmutatja, hogy a forgatókönyvek szerinti erőművi portfólió a MAVIR előrejelzése szerint mekkora csúcsteljesítmény kielégítésére elegendő. A 2022-es csúcsterhelést a MAVIR 7 GW-ra becsülte, ennek a kielégítése tisztán a hazai erőműpark révén egyik forgatókönyv szerint sem lehetséges. Az optimista szcenárióban nagyjából 1000 MW, míg a pesszimistában 2300 MW import szükséges az erőművek maximális termelése mellett. Fontos azonban kiemelni, hogy a megújulók a MAVIR elemzése alapján nem tudnak hozzájárulni a csúcsterhelés fedezéséhez, azaz az 500 MW többlet PV a pesszimista C és D forgatókönyvben nem eredményez magasabb kielégíthető keresletet. Vagyis a MAVIR rendszermegfelelőségi elemzése szerint a PV kapacitások nem járulnak hozzá a definiált rend-

⁷⁰ 2022-re vonatkozóan a Pesszimista A illetve B, valamint a pesszimista C illetve D szcenáriók nem különböztek egymástól.

szermegfelelőségi mutató (kielégíthető csúcsterhelés) javulásához, ami értékelésünk szerint a rendszerbiztonság egy meglehetősen szigorú értelmezése.

A rendszerszintű tartalékok viszonylatában a MAVIR elemzése kiemeli, hogy 2022-ben az optimista és a pesszimista scenáriók szerint is kielégíthető lesz a kereslet, bár a pesszimista forgatókönyvek esetében csak szűkösen.

A 9. táblázat a 2022-es energiamixet mutatja a fogyasztás százalékában a vizsgált forgatókönyvekben. Látható, hogy a CCGT erőművek megépülése nem befolyásolja jelentősen az ország importkitettséget, hiszen hiába csökken a fizikai importszükséglet, mégis az import aránya alig, mindössze 29,2%-ra csökken. Ezzel szemben azokban a scenáriókban, ahol a gázos erőművek nem épülnek meg, az import 33-35% százalék között marad. A MAVIR is kiemeli az eredmények értékelésben, hogy a gázos erőművek megépülése ellenére ezen termelő egységek nem képesek a modellezés alapján jelentős többletenergiát szolgáltatni a piacon, ugyanis a modellezett viszonyok között nem versenyképesek például az importtal szemben, ennek köszönhetően tehát nem alakul át jelentősen az energiamix.

Értelmezésünk szerint az elemzés ezen következtetéséből egyértelműen következik, hogy jelen piaci és szabályozási körülmények között az optimista forgatókönyv nem valósulhat meg, hiszen a modellezés megmutatja, hogy az újonnan tervezett gázos kapacitások nem lennének versenyképesek. A piaci logika szerint ilyenkor nem fektetnek be kapacitásbővítő beruházásokba.

9. TÁBLÁZAT: AZ IMPORT ÉS A TERMELÉS RÉSZARÁNYA TÜZELŐANYAG SZERINT A FOGYASZTÁSHOZ VISZONYÍTVA, 2022

	OPTIMISTA	PESSZIMISTA (A&B)	PESSZIMISTA (C&D)
Nukleáris	30,9%	30,9%	30,9%
Szén/lignit	12,6%	9,8%	9,8%
Gáz	11,9%	10,9%	10,9%
Megújuló	15,2%	13,6%	15,1%
Import	29,2%	34,7%	33,2%

Forrás: MAVIR (2017)

Érdekes, hogy az optimista forgatókönyvben a szén és lignit alapú termelés ugyanazon fogyasztási szint mellett 12,6%-os arányú, míg, ha nem épülnek meg a gázos erőművek, akkor csupán 9,8%. Vagyis a pesszimista scenáriókhoz viszonyítva az import alacsonyabb szintje a magasabb gázos, illetve a magasabb szenes termelésnek köszönhető. Az elemzés nem magyarázza meg azonban, hogy a pesszimista scenárióban, ahol nem épül földgázalapú új kapacitás, a szenes termelés miért nem szorítja ki hasonló mértékben az importot, mint az optimista esetben, pedig 2022-ben az optimista és pesszimista scenáriók külső feltételei (külföldi erőművek és szén-dioxid-kvóta) is teljesen azonosak. Szintén fontos kiemelni, hogy az elemzés alapján a +500 MW PV kapacitás mely C és D esetben megépül (az A és B esettel szemben) 100%-ban importot vált ki és a többi tüzelőanyag részarányát nem változtatja, ami az előbbi gázos okfejtés tudatában kissé meglepő eredmény.

A 10. táblázat a 2027-es beépített kapacitásokat foglalja össze a különböző forgatókönyvek alapján. 2027-ben a pesszimista A és B scenárió semmiben nem különbözik egymástól.

10. TÁBLÁZAT: TERVEZETT BEÉPÍTETT BRUTTÓ KAPACITÁSOK AZ OPTIMISTA ÉS PESSZIMISTA SZCENÁRIÓKBAN, 2027, MW

	OPTIMISTA	PESSZIMISTA (A&B)	PESSZIMISTA (C)	PESSZIMISTA (D)
Jelenleg meglévő nagyerőművek kapacitása	4855	4855	4855	4855
Paks II.	2524	0	0	0
Tisza II.	1215	0	0	0
Új OCGT tartalék	700	0	0	0
Almásfűzítő	800	0	0	0
Szegedi Erőmű	920	0	0	0
Szélerőmű	330	330	850	1000
Vízerőmű	60	60	60	60
Naperőmű	3000	2250	3000	3000
Egyéb kiserőmű	860	860	860	860
SZUM	15264	8355	9625	9775
Rendszerirányítási tartalék	1500	1500	1500	1500
Becsült, hazai termeléssel kielégíthető csúcsterhelés	8572	3825	3825	3825
Becsült csúcsterhelés	7300	7300	7300	7300

Forrás: MAVIR (2017)

A táblázat alapján látható, hogy az optimista scenárióban drasztikus kapacitásbővülés várható 2027-re. Befejeződik ugyanis a Paks II.-es beruházás, ami 2524 MW-tal növeli a nukleáris kapacitást. Emellett új gázos erőművek és épülnének, a Tisza II elérné maximális 1215 MW-os kapacitását, emellett Almásfűzfőn létesülne egy 800 MW-os CCGT erőmű, ezen felül pedig 700 MW OCGT tartalék is épülne. Ezzel szemben jelentős kapacitás csökkenést csak a Mátrai erőmű esetén prognosztizál a jelentés, így összességében a teljes beépített kapacitás jelentősen megugrik 15 GW-ra. A többi scenárióban a konvencionális erőművek terén nem történik kapacitásbővülés.

A megújulók esetében az optimista scenárió azzal számol, hogy a 2022-es 2000 MW kapacitás 2027-re 50%-kal 3000 MW-ra növekszik. Ugyanezt feltételezi a pesszimista C és D scenárió is, míg az A és B lassabb növekedést prognosztizál, 2027-re 2250 MW-os kapacitással kalkulál. Az optimista, valamint a pesszimista A és B scenárió 2027-re sem feltételez szél-erőművi kapacitásbővülést, ám a C forgatókönyvben a beépített kapacitás 850 MW-ra, míg a D scenárióban 1000 MW-ra növekszik. A legpesszimistább B esetben így a teljes beépített kapacitás 8,4 GW lesz, ami majdnem a fele az optimista esetnek (15,2 GW), míg a másik két pesszimista forgatókönyv 9,6 illetve 9,8 GW kapacitást feltételez.

A táblázat emellett tartalmazza, hogy a különböző scenáriók esetén az erőműpark mekkora csúcsterhelés kielégítésére képes. 2027-ben a MAVIR 7300 MW-os csúcsterhelést feltételez. Az optimista scenárióban a ténylegesen kielégíthető kereslet ennél jóval magasabb, 8500 MW. A pesszimista scenáriókban azonban továbbnyílik a teoretikus kielégíthető csúcsterhe-

lés és a becsült csúcsterhelés közötti olló, hiszen a bővülő PV és szeles kapacitások nem növelik a kielégíthető csúcsterhelés mértékét a módszertan alapján, viszont a konvencionális erőműpark mérete csökken. Ennek következtében a becslés szerint a pesszimista scenáriókban a legnagyobb kereslet esetén az ország 3,5 GW importra is szorulhat, melynek kielégítése elméletileg lehetséges, de csak kiemelkedően magas import mellett.

2027-re a MAVIR elemzése kimutatja, hogy a rendszerszintű tartalékigény kielégítéséhez 700 MW többletkapacitás építésére van szükség. Ez az optimista scenárióban megépül, azonban a pesszimista forgatókönyvek eredményeire alapozva a MAVIR arra következtetésre jut, hogy az elvárt szintű tartalék beszerzése érdekében külföldi tartalékpiaci beszerzés is esedékessé válhat.

A 11. táblázat az optimista, illetve a pesszimista scenáriókra modellezett energiamixet mutatja be tüzelőanyag szerinti bontásban, a fogyasztás arányában. Látható, hogy 2022-vel ellentétben 2027-ben már jelentős különbségek azonosíthatók az energiaösszetételben. Ennek legfőbb oka a több mint 2000 MW nukleáris kapacitás belépése a rendszerbe az optimista forgatókönyv esetében, amellyel a pesszimista esetben nem számol az előrejelzés.

11. TÁBLÁZAT: AZ IMPORT ÉS A TERMELÉS RÉSZARÁNYA TÜZELŐANYAG SZERINT A FOGYASZTÁSHOZ VISZONYÍTVÁ, 2027

	OPTIMISTA	PESSZIMISTA (A&B)	PESSZIMISTA (C)	PESSZIMISTA (D)
Nukleáris	66,6%	28,2%	28,2%	28,2%
Szén/lignit	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Gáz	13,9%	16,8%	16,7%	16,7%
Megújuló	16,9%	16,0%	20,7%	21,4%
Import	2,4%	38,8%	34,1%	33,4%

Forrás: MAVIR (2017)

Az optimista forgatókönyv esetében a nukleáris termelés kiszorítja az importot, ezzel a fogyasztás 2/3-át az atomerőművi termelés fedezné, míg az import drasztikusan 2,4%-ra csökkenne. A maradék 1/3 rész fogyasztást leginkább a gázos és megújuló energia alapú erőművek fedeznék.

Érdekes kiemelni, hogy míg a gázos termelés az optimista forgatókönyvben a fogyasztás 13,9%, addig a pesszimista esetben 16,8% százalékát adná. Ez azt jelenti, hogy az optimista forgatókönyvben - melyben a gázos erőművek kapacitása 3625 MW-tal több, mint a pesszimista esetekben - a tényleges termelés mégis alacsonyabb. Értékelésünk szerint ez a különbség alátámasztja az optimista scenárió korábban említett hibáját, miszerint a jelenlegi piaci és szabályozási környezet mellett nem reális azt feltételezni, hogy 3625 MW gázos kapacitás lép be a piacra, úgy, hogy a modellezés szerint ezek a kapacitások nem lennének versenyképesek és nem növelnék a gázos termelést. Fontos persze kiemelni, hogy a modellezési inputoknak ez az eltérése leginkább a különböző szén-dioxid-kvótaárnak lehet az eredménye. Szintén fontos kiemelni, hogy a jelenlegi fejlemények arra mutatnak, hogy 2027-re nem reális, hogy mindkét új paksi blokk üzembe lépjen.

A pesszimista forgatókönyvek esetén a modellezés a 2022-es állapothoz hasonló képet mutat, miszerint fix mennyiségű nukleáris és gázos termelés mellett csak a megújuló alapú termelés és az import versenyeznek egymással. Minél több megújulókapacitás épül, annál több

lesz a megújuló alapú termelés, ami csökkenti az importmennyiséget. Ez alapján a leginkább borúlátó A és B esetben az import átlagos aránya tovább növekszik, közelítve a 39%-t, míg a C és D scenárióban stabilizálódik 34% illetve 33%-os szinten.

Végezetül a következő táblázat a 2032-re várható kapacitásokat foglalja össze az optimista, illetve a négy pesszimista scenárióban. 2032-re minden forgatókönyvben bezár a Dunamenti Erőmű, melynek következtében a jelenleg meglévő erőművek kapacitása 800 MW-tal csökken. Az optimista forgatókönyvben azonban a beépített kapacitás mégis tovább növekedett a megújuló beruházásoknak köszönhetően. A scenárió 4000 MW napelem jelenlétét feltételezi. Az optimista kimenet szerint 2027 és 2032 között nem épül hagyományos erőmű így a teljes beépített kapacitás 15,4 GW-ra nő.

12. TÁBLÁZAT: TERVEZETT BEÉPÍTETT BRUTTÓ KAPACITÁSOK AZ OPTIMISTA ÉS PESSZIMISTA SCENÁRIÓKBAN, 2032, MW

	OPTIMISTA	PESSZIMISTA (A)	PESSZIMISTA (B)	PESSZIMISTA (C)	PESSZIMISTA (D)
Jelenleg meglévő nagyerőművek kapacitása	4011	4011	4011	4011	4011
Paks II.	2524	2524	1262	2524	2524
Tisza II.	1215	0	0	0	0
Új OCGT tartalék	700	700	700	700	700
Almásfűzítő	800	0	0	0	0
Szegedi Erőmű	920	0	0	0	0
Szélerőmű	330	330	330	1000	2000
Vízerőmű	60	60	60	60	60
Naperőmű	4000	3000	3000	4000	4000
Egyéb kiserőmű	860	860	860	860	860
Összesen	15 420	11 485	10 223	13 155	14 155
Rendszerirányítási tartalék	1500	1500	1500	1500	1500
Becsült, hazai termeléssel kielégíthető csúcsterhelés	7728	4793	3531	4793	4793
Becsült csúcsterhelés	7600	7600	7600	7600	7600

Forrás: MAVIR (2017)

A pesszimista scenáriók esetében 2032-re megépül Paks II., amely 2,5 GW-tal növeli a nukleáris beépített kapacitást. Ez alól egyedül a B eset a kivétel, mely jelentős csúszást feltételez, így csak egy blokk, 1262 MW többletkapacitás megépülésével számol. A megújulók esetén az A és B forgatókönyv azt feltételezi, hogy a szélerőművi kapacitások a 2030-as évek elejéig nem bővülnek és a PV penetráció is lassabb lesz, mint az optimista forgatókönyv feltételezi, vagyis csak a 3 GW-ot éri el a beépített kapacitása. A C és a D scenárió az optimista esettel megegyező, 4 GW-os PV termelőkapacitást feltételez. Emellett a C forgatókönyvben a szélerőművi kapacitás 1000 MW-ra, a D esetben pedig 2000 MW-ra növekszik. Fontos emellett kiemelni, hogy a 2032-re a pesszimista pályák szerint is megépül 700 MW OCGT kapacitás,

mely a MAVIR előrejelzése szerint a rendszerszabályozáshoz nélkülözhetetlen. Összességében a legborúlátóbb képet a B scenárió festi, ahol a teljes telepített kapacitás 11,5 GW, míg az optimista esetben 15,4 GW.

Mivel az optimista forgatókönyvben csak megújulókapacitás bővülés történik, a konvencionális erőműpark mérete csökken és a csúcsterhelés várható szintje is 7600 MW-ra növekszik, így 2032-ben a hazai erőműpark ennél csak kismértékben nagyobb, 7700 MW-os csúcsterhelést tud kielégíteni. A pesszimista scenáriókban kismértékben javul a helyzet, ugyanis a csúcsterhelés kielégítéshez 2027-ben már csak 2,8 GW importra lenne szükség a 2027-es 3,5 GW-hoz képest. Viszont a B scenárióban - ahol csak Paks II. első blokkja épül meg – több, mint 4 GW importra lenne szükség. A MAVIR elemzésében kiemeli, hogy a 2030-as években Paks I. befejezi a működését, ami további rendszerbiztonsági veszélyeket rejt magában.

A 2032-es sarokévben a pesszimista scenáriók szerint is megépül 700 MW OCGT kapacitás, melynek következtében, mind az optimista, mind a pesszimista scenáriókban kielégíthető lesz a szükséges tartalékigény.

A 13. táblázat a 2027-re vonatkozó termeléseloszlást mutatja meg tüzelőanyag szerinti bontásban az 5 forgatókönyvben.

13. TÁBLÁZAT: AZ IMPORT ÉS A TERMELÉS RÉSZARÁNYA TÜZELŐANYAG SZERINTI BONTÁSBAN A FOGYASZTÁSHOZ VISZONYÍTVA, 2032

	OPTIMISTA	PESSZIMISTA (A)	PESSZIMISTA (B)	PESSZIMISTA (C)	PESSZIMISTA (D)
Nukleáris	64%	65,5%	46,2%	61,9%	59,3%
Szén/lignit	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Gáz	13,4%	16,8%	16,9%	15,8%	15,2%
Megújuló	19,2%	17,5%	17,6%	22,1%	25,3%
Import	3,3%	0%	19,1%	0%	0%

Forrás: MAVIR (2017)

Az optimista scenárióban a tovább-bővülő megújulókapacitások kiszorítanak némi konvencionális termelést, melynek következtében a nukleáris termelés részesedése is kismértékben csökken, de továbbra is nagyjából a fogyasztás 2/3-ért lesz felelős, míg az import mértéke 3% körüli marad. Hasonló a helyzet a pesszimista A scenárióban is, míg a nagyobb megújuló penetrációt feltételező C és D esetekben a nukleáris termelés aránya 60% körüli. A B scenárióban mivel Paks II.-nek csak az első blokkja készül el, így Magyarország importkitettsége jelentős, 19%-os marad, míg a nukleáris termelés részaránya a fogyasztáshoz viszonyítva kevesebb, mint 50%. A többi pesszimista scenárióban Magyarország nettó exporttőrré válik.

Véleményünk szerint nehezen értelmezhetőek a kapott modellezési eredmények, ha csupán az optimista és a pesszimista A scenáriót hasonlítjuk össze. Az optimista modellezésben ugyanis majdnem 3 GW-tal több gázos kapacitás és 1 GW-tal több PV kapacitás áll a magyar rendszer rendelkezésére, minden más termelő egység és a kereslet is pontosan megegyezik. Mégis, míg a magasabb beépített kapacitással bíró forgatókönyvben Magyarország 3%-ot importál, addig a kisebb kapacitással rendelkező A esetben már nagyon kis mértékű export figyelhető meg. Az említett különbség fakadhat az optimista és pesszimista inputadatok különbözőségéből, valamint a szén-dioxid-kvóta árának két forgatókönyv közötti különbségéből, viszont jól megmutatja, hogy miért is nehéz ezen forgatókönyvek összehasonlítása.

Összefoglalva, véleményünk szerint a MAVIR kapacitástervében felvázolt optimista scenárió megvalósulására a jelentősen megváltozó piaci és szabályozási körülmények miatt kevés esélyt látunk, ugyanis még a MAVIR saját modellezése is azt mutatja, hogy a forgatókönyvben definiált megépülő új gázos kapacitások nem biztos, hogy versenyképes alternatívát tudnak nyújtani. Az elemzésben a MAVIR a rendelkezésre álló erőművi kapacitások alapján határozta meg, hogy a rendszer mekkora csúcsterhelés kielégítésére képes. A vizsgálat alapvető konklúziója, hogy a pesszimista - általunk reálisabbnak gondolt scenáriókban -, a biztonságos energiaellátás érdekében az országnak a 2020-as évek közepére jelentős mértékű importkapacitásokkal kell rendelkeznie, bár értékelésünk szerint a MAVIR meglehetősen szigorú feltételeket alkalmazott az elemzése elvégzése során, mind a maradó teljesítmény számításánál, mind a maximálisan kielégíthető rendszerteljesítmény esetében. Általános konklúziója az elemzésnek, hogy bár a rendszer feszített, nem szükségszerűen szembesül tényleges rendszerbiztonsági kockázattal. A MAVIR emellett kiemeli, hogy ha külföldi tartalékok használata nem lehetséges, akkor elemzésük szerint 2027-re nagyjából 700 MW újonnan épült hazai szabályozó kapacitásra van szükség.

4.2.4. MAVIR SZTOCHASZTIKUS MODELLEZÉS

Bár a MAVIR 2017-es kapacitásterve elsősorban a maradó teljesítmény kiszámítására és a maximálisan kielégíthető csúcsterhelésre fókuszál, a tanulmány függeléke egy, az ENTSO-E MAF riport módszertanán alapuló sztochasztikus rendszerbiztonsági elemzést is tartalmaz. A MAVIR az Antres szoftver segítségével futtatott régiós és magyarországi fókuszú Monte-Carlo szimulációkat leginkább az ENTSO-E MAF riportjának módszertanára alapozva, melyet korábban már ismertettünk. A modellezés alapjául a MAVIR kapacitástervezési törzsszövegében bemutatott optimista és pesszimista scenáriók szolgáltak. A modellezett sarokévek 2021, 2026 és 2032. A modellezési eredmények és módszertan a MAVIR elemzésében nincs részletesen bemutatva, a kapott outputokat is csak szövegesen jelenítették meg.

A sztochasztikus modellezés eredményei nagyban összecsengenek az ENTSO MAF report 2018-as következtetéseivel. Az elemzés arra következtetésre jut, hogy Magyarország importkitettsége a vizsgálati időszakban várhatóan megmarad. Emellett azonban, az elemzés kiemeli, hogy az EENS és a LOLE értékek 0 GWh-nak, illetve 0 db órának adódtak minden sarokév minden scenáriójára vonatkozóan. Ez alapján a MAVIR elemzés az alábbi következtetést fogalmazza meg: „A bemeneti paraméterek- importkapacitások rendelkezésre állása, határkeresztező kapacitások mértéke- illeten való feltételezésével nem valószínűsíthető, hogy a jövőben kimutatható lesz olyan kritikus ellátásbiztonsági helyzet, amely a kapacitásmechanizmus magyarországi bevezetését indokolni tudná”. Az elemzés azonban hangsúlyozza, hogy a kapott eredményt nagyban befolyásolja, hogy a környező országokban tényleg megépülnek-e a tervezett erőművek (az ország nagy importkitettsége miatt), illetve a meglévő erőművek rendelkezésre állása sem változik jelentős mértékben.

4.3. KONKLÚZIÓ

Jelen fejezetben az ENTSO-E és a MAVIR ellátásbiztonsággal kapcsolatos legfontosabb elemzéseit és Magyarország ellátásbiztonságával kapcsolatos legfontosabb következtetéseit elemeztük. Az elemzések során a valószínűségi és determinisztikus vizsgálatok következtetéseit

is alaposabban megvizsgáltuk. Bár a különböző elemzésekben a hangsúlyok kifejezetten más-más területekre kerültek, értelmezésünk szerint fontos közös elemek azonosíthatók. Az első ilyen elem, hogy Magyarország importkitettsége a Paks II. beruházás befejezéséig jelentősen nem csökken, vagyis az ország energiabiztonságát nagy mértékben meghatározza, hogy a környező országok felől mekkora mennyiségű import villamos energia áll rendelkezésre. Érdekes módon azonban mindegyik elemzés arra a következtetésre jut, hogy a nagy importarány eredendően nem okoz ellátásbiztonsági problémát, ugyanis Magyarország a szomszédos országokkal jól összekötött, és a közeljövőben további határkeresztező kapacitások kiépülése várható. A sztochasztikus elemzéseket vizsgálva arra a következtetésre juthatunk, hogy Magyarország kiemelten jó helyzetben van, hiszen a referenciafuttatásokban sem a MAVIR, sem az ENTSO-E modellezése esetében nem azonosítható egyetlen olyan óra sem, mikor a kereslet kielégítése nem lehetséges. Ezzel szemben a MAVIR maradó kapacitás alapú vizsgálata már azonosít feszítettséget a rendszerrel kapcsolatban, viszont ez az elemzés sem állítja, hogy a magyarországi rendszerbiztonsági helyzet kritikussá válna a vizsgált években.

5. HAZAI HELYZETKÉP: ENERGIABIZTONSÁGI MUTATÓK MÚLTBELI ALAKULÁSA

A jövőbeli lehetőségek felvázolása előtt bemutatjuk a hazai villamosenergia-piac forrásoldali elemzését, múltbeli adatokra alapozva. Célunk egy leíró elemzés készítése a magyar villamosenergia-piacról, valamint a fennálló energiabiztonsági kockázatok azonosítása. Vizsgálataink középpontjában elsősorban az import és a rendelkezésre álló termelőkapacitások fogyasztáshoz viszonyított mértéke áll.

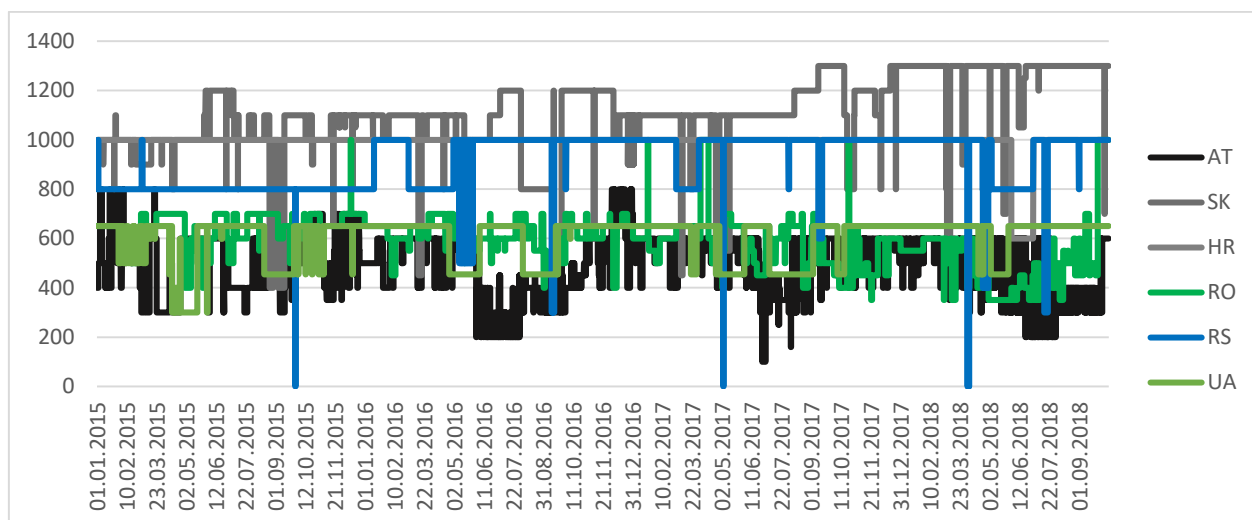
5.1. A MAGYARORSZÁGI IMPORT ALAKULÁSA

Ebben a fejezetben a magyarországi importlehetőségeket és import pozíciókat elemezzük energiabiztonsági megközelítésből 2015. január 1. és 2018. október 11. közötti órás adatokon.

Magyarország villamosenergia-piaca meglehetősen nyitottnak tekinthető, hiszen az ország Szlovénián kívül minden szomszédos (Ausztria, Szlovákia, Románia, Szerbia, Ukrajna, Horvátország) országgal rendelkezik határkereszteső összeköttetéssel. Az ország nemcsak lehetőségeiben, hanem tényleges villamosenergia-felhasználása alapján is nyitottnak tekinthető, hiszen éves keresletének nagyjából 30-33%-át importból fedezi, amely értékkel az ENTSO-E országok közül a hatodik legnagyobb nettó import aránnyal bír. Egyedül Luxemburg, Litvánia, Albánia, Horvátország és Montenegró esetében figyelhetünk meg magasabb nettó importarányt.

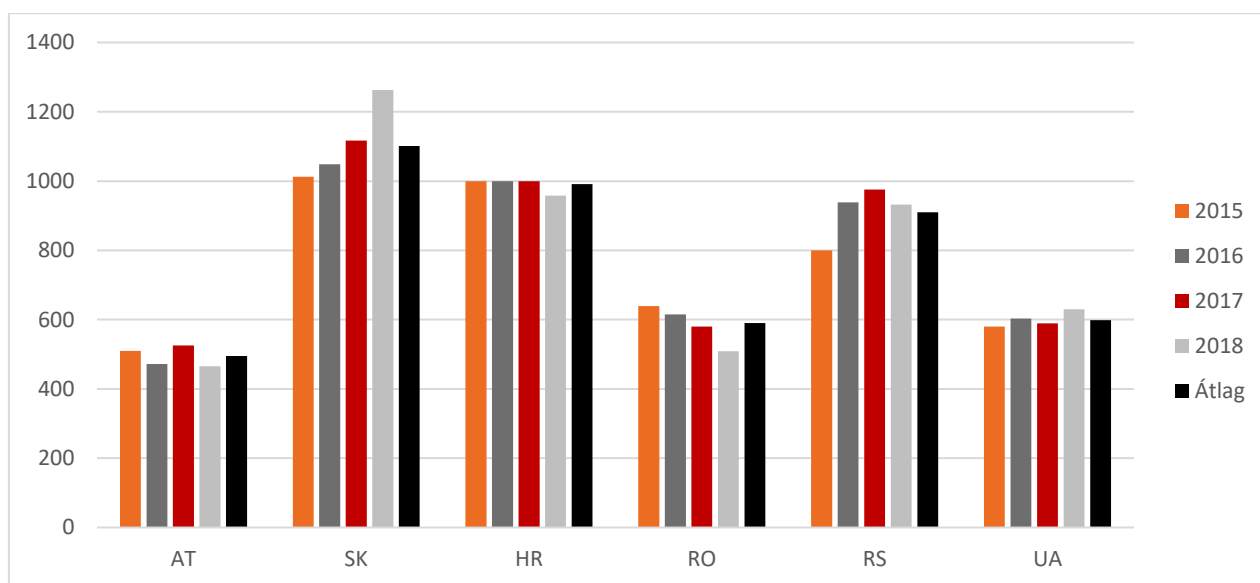
A 5. ábra Magyarország import irányú kapacitásainak (Net Transfer Capacity - NTC) nagyságát mutatja be a vizsgált időszakban, az ENTSO-E Transparency Platform adatai alapján. Fontos kiemelni, hogy Magyarország viszonylatában az ENTSO-E adatok nem tartalmazzák a napon belüli kapacitásokat, így a tényleges NTC akár magasabb értéket is felvehetett. Az adatbázis ilyen típusú torzítását azért nem tartjuk problémásnak, mert ezzel az NTC értékekre egy konzervatív megközelítést használunk, ezért, ha az adatelemzés során nem tudunk azonosítani szűkös kapacitásokat, akkor vélhetően a valóságban egy potenciálisan magasabb NTC esetén sem állhat fent rendszerbiztonsági kockázat. A 6. ábra az évekre lebontott átlagos import NTC-értékeket mutatja meg határonként.

5. ÁBRA: MAGYARORSZÁG SZÁMÁRA RENDELKEZÉSRE ÁLLÓ IMPORT-NTC 2015 ÉS 2018 KÖZÖTT HATÁRONKÉNTI BONTÁSBAN, MW



Forrás: ENTSO-E (2018a)

6. ÁBRA: ÉVES ÁTLAGOS MAGYARORSZÁGI IMPORT-NTC NAGYSÁGA 2015-2018, MW

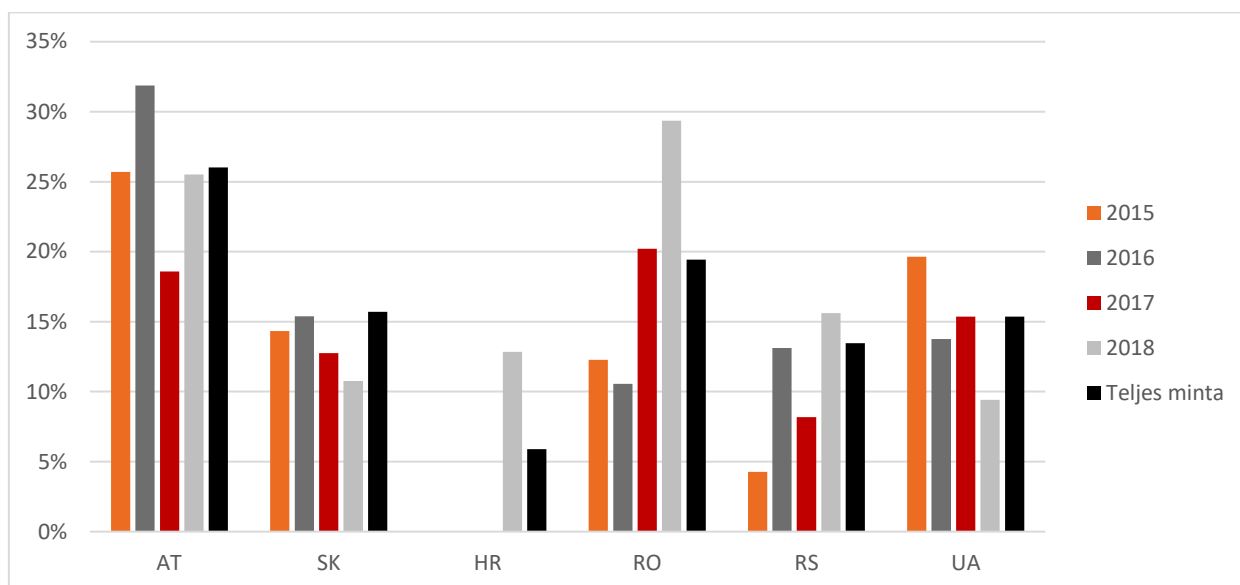


Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

Az ábrákról megállapítható, hogy a legmagasabb importkapacitás a szlovák-magyar határon figyelhető meg, amely érték 2015-2018 között éves átlagban nagyjából 1000 és 1200 MW között mozgott. Ezt követi a horvát és szerb irány, amely határokon az éves kapacitás megközelíti az 1000 MW-ot. A román és ukrán importkapacitás nagyjából 600 MW, míg az osztrák kapacitás 500 MW körül mozog éves átlagban. Összeségében a rendelkezésre álló importkapacitás 4100 MW volt a vizsgált időszakban, mely az ország átlagos fogyasztásának 85%-a, illetve 62%-a legnagyobb fogyasztású óráknak.

A volatilitás meghatározása érdekében a 7. ábra az NTC értékek relatív szórását - azaz, hogy a szórás hány százaléka az import-NTC átlagos értékének - mutatja meg éves bontásban.

7. ÁBRA: IMPORT-NTC ÉVES RELATÍV SZÓRÁSA HATÁRONKÉNT 2015-2018, %



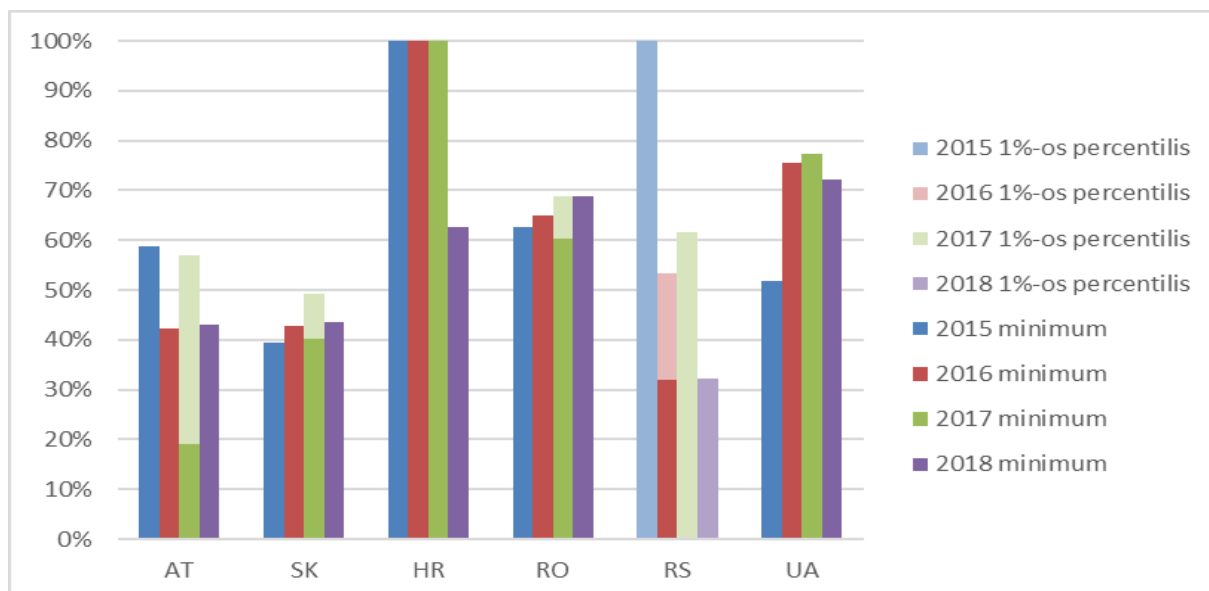
Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

Az ábráról leolvasható, hogy a legnagyobb éven belüli volatilitás az osztrák-magyar határon azonosítható, ahol a relatív szórás 2016-ban a 30%-ot is meghaladta, de a teljes időszakra vetített átlagos érték is 25% körül mozgott. Kiemelkedik még a román-magyar határ, ahol az évek között is jelentős eltérés tapasztalható. 2018-ban például az NTC relatív szórása majdnem elérte a 30%-ot, míg 2016-ban a 10%-ot is csak kismértékben haladta meg. A teljes időszakra nézett relatív szórás így is a román kapacitások esetében a második legnagyobb az osztrák után. A teljes mintára vetített relatív szórás nagyjából megegyezik a szlovák, szerb és ukrán határoknál, 15% körüli értékkel. Az évek közötti profil azonban meglehetősen eltérő, hiszen míg a szlovák határ esetében a relatív szórás értéke a különböző években stabilan 10 és 15% között mozog, addig az ukrán és a szerb határ esetében az évek közötti eltérések jóval nagyobbak. Az import NTC-értékek a horvát határ esetében a legkiszámíthatóbbak, itt a 2018-as év kivételével minden egyes órában 1000 MW volt a rendelkezésre álló importkapacitás. 2018-ban azonban volt ingadozás a határkeresztesző kapacitásokban, amely éves átlagban 12%-os, a teljes mintára vetítve 5%-os relatív szórást eredményezett.

Válságos helyzetben a saját hálózat működésének biztosítása érdekében előfordulhat, hogy a Magyarország felé rendelkezésre álló export kapacitást a TSO-k lecsökkentik, esetleges hálózatbiztonsági okokból. A 8. ábra azt mutatja meg, hogy a vonatkozó években az átlag hány százaléka volt a legalacsonyabb importkapacitású óra, illetve a legkisebb 1%-os percentilisbe eső óra, határonként. Ezekkel az értékekkel azt tudjuk mérni, hogy az adott határ NTC-jéből mekkora az a minimum kapacitás, ami a múltbeli adatok alapján biztosan rendelkezésre áll. Pusztán a minimum érték feltüntetése azonban félrevezethető is lehet, hiszen ez az legkisebb NTC értéket ragadja meg, ami alapvetően következhet egy nem válsághelyzetre adott reakcióból, hanem egy tervezett karbantartásból is, ezért az alábbi ábrán feltüntettük az alsó 1%-os percentiliszhez tartozó értékeket is. Azokban az esetekben, ahol a két érték hasonló, ott vélhetően a minimumérték jó indikátora a szélsőséges helyzetben biztosan rendelkezésre álló kapacitásnak, míg azokban az esetekben, ahol nagy a különbség a minimum és az 1%-os per-

centilis között, ott valószínűbb, hogy az alacsony minimumérték csak egy véletlen következménye.

8. ÁBRA: IMPORT-NTC RELATÍV MINIMUMA ÉS AZ 1%-OS PERCENTILIS ÉRTÉKE HATÁRONKÉNT, 2015-2018



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018) adatai alapján

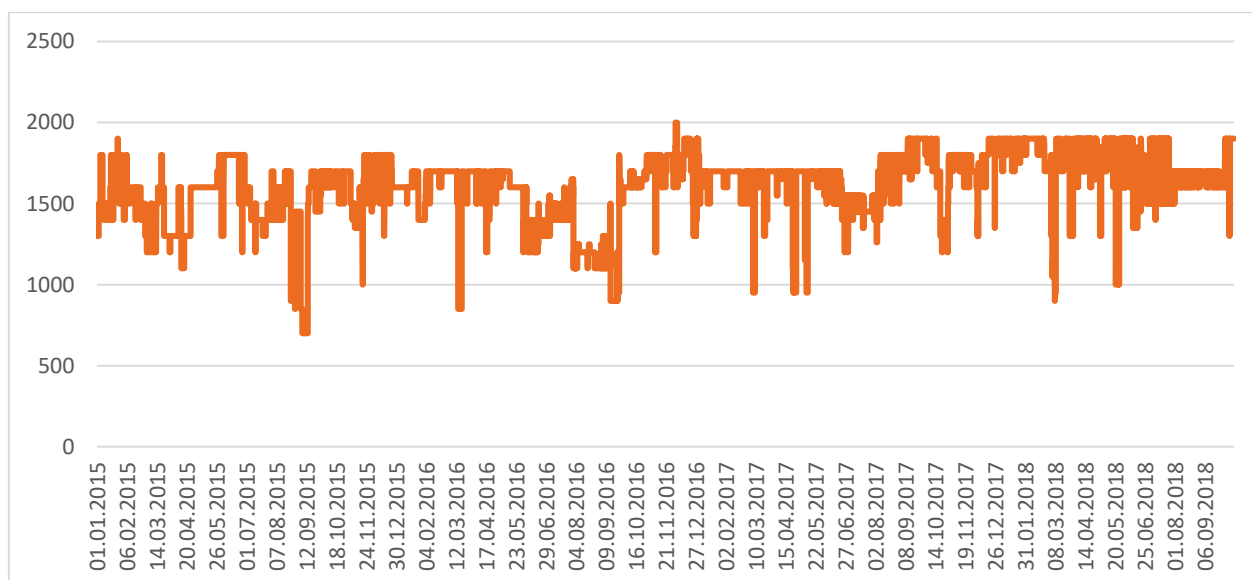
Ezen mutató alapján a legbiztosabb határnak a horvát tekinthető, ahol 2015-2017 összes órájában ugyanakkora, 1000 MW importkapacitás állt rendelkezésre, de 2018-ban már volt olyan időszak amikor ennek a kapacitásnak csak a 60%-a volt elérhető az 1%-os percentilis értéket vizsgálva is. Szintén kevésbé jellemző az NTC csökkenése az ukrán és a román vezetésekre. Az ukrán irány estében a minimum érték minden évben 70% és 80% között mozgott, ez alól egyedüli kivétel 2015, ahol volt, hogy 50%-ra is lecsökkent. A román NTC-k esetében minden évben 60-70% között volt a legkisebb rendelkezésre álló kapacitás.

Jóval alacsonyabb relatív NTC-ket figyelhetünk meg az osztrák, illetve szlovák importkapacitások viszonylatában. Szlovákia esetében az NTC minimum értéke meglehetősen stabil, minden évben 40% közelében mozgott. Ausztria viszonylatában jóval volatilisabb a helyzet, ugyanis 2015-ben a legkisebb NTC az átlagos érték 60%-a volt, amely még relatíve magasnak tekinthető, viszont ugyanezen érték 2016-ban és 2018-ban 40%, míg 2017-ben már kifejezetten alacsony, 20% alatti volt. Fontos kiemelni azonban, hogy a 2017-es adat vélhetően egy kiugró érték, ugyanis, ha az 1%-os percentilist vizsgáljuk, akkor a minimum NTC már az átlag 60%-át is majdnem elérte, ami a 2015-ös magasabb értékhez áll közel. A minimum érték szempontjából leggyengébben a szerb határ teljesített, ahol 2016 kivételével minden évben volt olyan óra, ahol 0 MW importkapacitás volt elérhető a határon. Ezek azonban vélhetőleg egyszeri, nem kritikus órák voltak, amelyet jól szemléltet, hogy a 2015-ös nulla százalékos minimumhoz 100%-os érték társul, ha az NTC nagyságának legkisebb 1% percentilishez tartozó értékét vizsgáljuk. A szerb NTC azonban az 1%-os percentilis értékeket vizsgálva nagyon volatilis: 2015-ben 100%, 2016-ban 50-60%, míg 2017-ben csupán 30% volt az 1 %-os percentilis és az átlag hányadosa.

Az utóbbi években Magyarország egy árrégióba esik Romániával, Szerbiával, Horvátországgal és Ukrajnával, amelynek következtében egy esetleges árampiaci válság egyidejűleg érintheti a felsorolt országokat. Előfordulhat, hogy a felsorolt országok irányából rendelkezésre álló NTC-k mögött nem áll ténylegesen elérhető erőművi kapacitás, így ezekből az irányokból az import nem lehetséges korlátlan mértékben. Ennek fényében vizsgáljuk azt az esetet is, amikor csak a szlovák, illetve az osztrák irányú importkapacitás az, amely bármilyen körülmények között lehetőséget biztosít az importra.

A 9. ábra az osztrák és a szlovák NTC együttes alakulását mutatja. Mivel mindkét határon az NTC alakulása meglehetősen volatilis volt, így az együttes NTC idősor is nagymértékben ingadozik. Az NTC értékek nagyrészt 1000 és 2000 MW között mozognak, viszont látható, hogy bizonyos esetekben a két határ együttes importkapacitása 1000 MW alá is csökken.

9. ÁBRA: A SZLOVÁK ÉS OSZTRÁK IMPORTKAPACITÁSOK EGYÜTTES ALAKULÁSA 2015-2018, MW

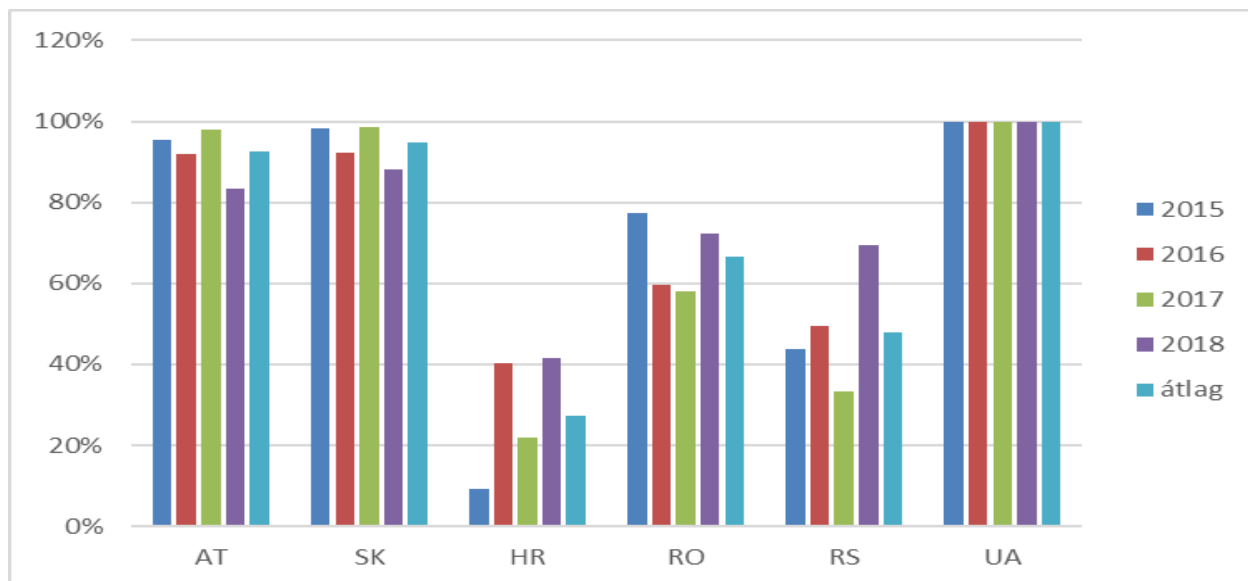


Forrás: ENTSO-E (2018a)

A két határ együttes NTC értékének minimuma 700 MW, mely összesen 156 órában fordult el. A teljes mintában 867 olyan óra volt, melyben a két határ együttes importkapacitása nem érte el a 1000 MW-ot. A szlovák és az osztrák NTC korrelációja 0,09, ami nagyon alacsony pozitív kapcsolatot jelez. Ez az érték arra enged következtetni, hogy a két határon rendelkezésre álló importkapacitás nagyjából független egymástól, vagyis az egyik határon történő NTC csökkenés csak az esetek nagyon kis százalékában jár együtt a másik határon történő NTC csökkenéssel, ami rendszerbiztonsági szempontból egy stabilabb kimenet, mintha a két adatsor szorosan együtt mozogna.

A rendelkezésre álló importkapacitások azonban csak lehetőségeket jelenítenek meg, az ország importkitettséget akkor lehetséges pontosan megállapítani, ha a tényleges kereskedelmi mennyiségeket is figyelembe vesszük. A 10. ábra azt mutatja, hogy a vizsgált időszakban a különböző határkeresztesző vezetéseken az órák hány százalékában haladta meg az import az exportot.

10. ÁBRA: AZ IMPORT DOMINÁLTA ÓRÁK ARÁNYA AZ ÖSSZES ÓRÁHOZ VISZONYÍTVA 2015-2018, %



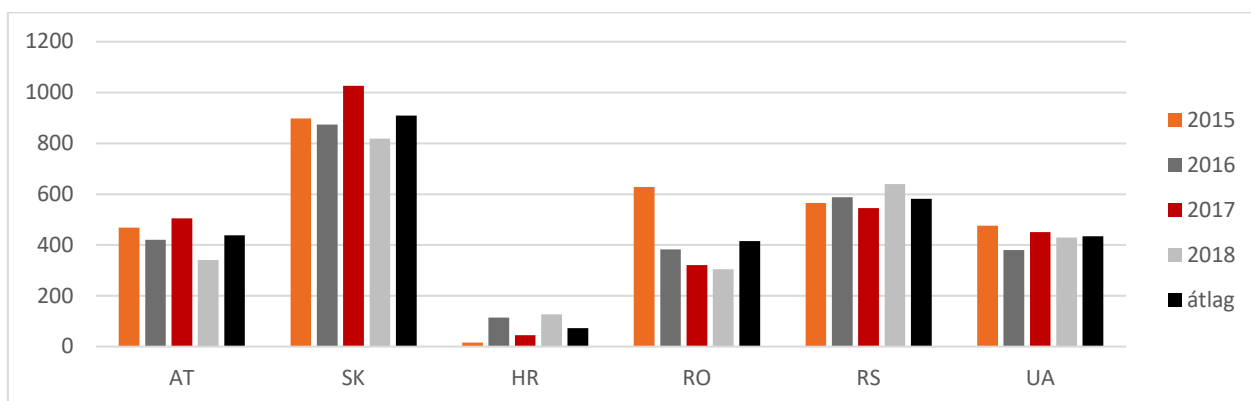
Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

Az adatokból megállapítható, hogy az ukrán, a szlovák és az osztrák vezeték esetében szinte minden vizsgált órában az import volt a meghatározó. Ez alól egyedüli kivétel a 2018-as év, mely esetében a szlovák és az osztrák összekötő esetében is 90% alá csökkent az import órák száma. Magyarország irányába történő kereskedések jellemzők a román-magyar vezeték esetében is, ahol nagyjából az órák 70%-ában az import a domináns kereskedési irány. Ezzel szemben a szerb és a horvát határ esetében azok az órák számosabbak, melyben az export a jelentősebb. Szerbia viszonylatában a teljes mintára nézve kicsivel kevesebb, mint 50%-ban az import a domináns. Fontos azonban kiemelni, hogy míg 2015 és 2017 között a szerb határon inkább az export volt jellemző, addig 2018-ban az órák 70%-ban az import dominált, ami jelentősen eltér a többi év átlagától. A horvát határ esetében csupán a teljes időszak 30%-ában haladta meg az import az exportot, azonban ez az érték is meglehetősen volatilis: 2015-ben a 10%-ot sem érte el, míg 2016-ban és 2018-ban 40%-ra kúszott fel.

Látható, hogy legtöbb esetben a 2018-as értékek jelentősen eltérnek a korábbi évektől. Ezt vélhetően csak részben magyarázza a kereskedelmi irányok áttrendeződése, hiszen a 2018-as adat csak október elejéig áll rendelkezésre és az árampiac meglehetősen szezonális, így az eltérések mögött kismértékben az adatok ilyen jellegű torzulása is állhat.

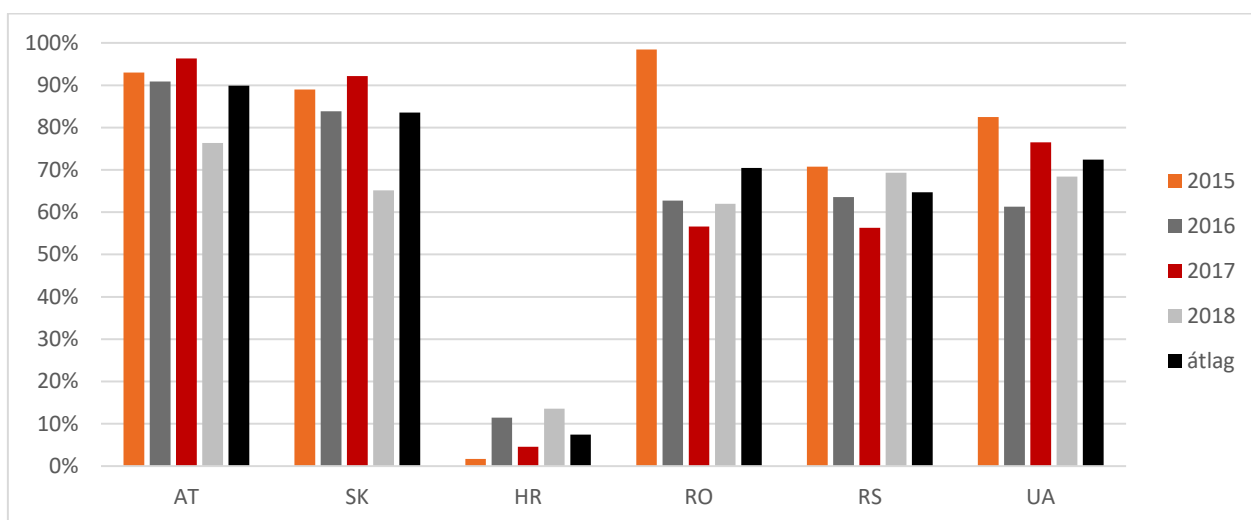
A 11. ábra az évenkénti átlagos importmennyiséget, míg a 12. ábra az NTC-hez viszonyított átlagos kihasználtságot mutatja meg az összes határra vonatkozóan.

11. ÁBRA: ÉVES ÁTLAGOS IMPORTMENNYISÉGEK HATÁRONKÉNT 2015-2018, MW



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

12. ÁBRA: IMPORTKAPACITÁSOK ÉVES ÁTLAGOS KIHASZNÁLTÁSA 2015-2018, %



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A 11. ábra alapján megállapítható, hogy a legnagyobb importmennyiség Szlovákiából érkezik Magyarországra, évente átlagosan 800-1000 MW. A szlovák irányból érkező importmennyiség messze fölülmúlja a többi határon behozott villamos energiát. Mint láthattuk, a szerb határ esetében az órák mindössze nagyjából felében nagyobb az importált villamosenergia-mennyiség, mint az exportált, azonban megállapítható, hogy a teljes időszakot nézve a második legnagyobb importforrás Szerbia volt, majdnem 600 MW-nyi importtal, amely a különböző években meglehetősen stabil, egyedül 2018-ban azonosítható egy kisebb mértékű növekedés. Kicsivel több, mint 400 MW érkezik átlagosan Romániából, Ukrajnából és Ausztriából. Még Ausztria és Ukrajna esetében ez az érték nagyjából konstans az évek között, addig Romániára ez csak 2016-tól jellemző, ugyanis a 2015-ös évben átlagosan több, mint 600 MW-ot importáltunk, ami másfélszer annyi, mint az azt követő évek átlaga. A legkisebb import Horvátországból érkezik, éves átlagban 50-100 MW.

A kihasználtságok terén fontos kiemelni, hogy az ábrán feltüntetett értékek kismértékben túlbecsülik a kihasználtságot, hiszen az NTC, amihez a kereskedelmi áramlásokat viszonyítottuk, nem tartalmazza a napon belüli kapacitásokat. Ezért olyan órák is előfordultak, ahol a

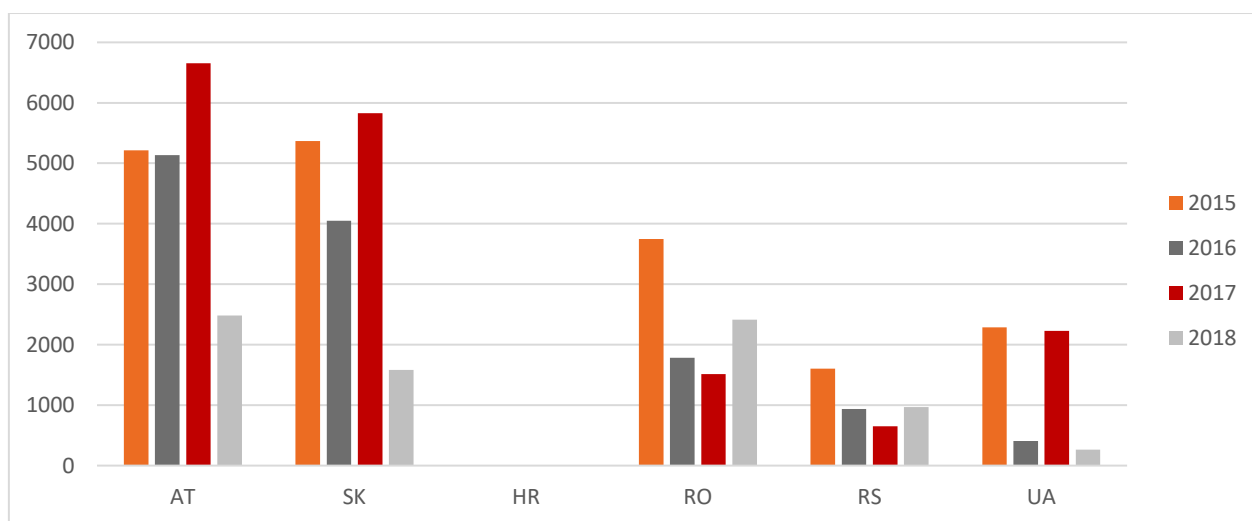
másnapin piacon felkínált kapacitáshoz viszonyított áramlás meghaladta a 100%-ot. Ezzel a torzítással kalkulálva is az ábra jó képet ad arról, hogy import irányban melyik vezeték, milyen mértékben használják ki.

Az adatok egyértelműen megmutatják, hogy a teljes vizsgált időszakban az osztrák és a szlovák összekötő vezetékét használták ki a leginkább. Az osztrák vezeték kihasználtsága 90%-os, a szlováké pedig 85% körüli. Fontos azonban kiemelni, hogy a kihasználtságban mindkét vezeték esetében drasztikus csökkenés figyelhető meg 2018-ra, hiszen az októberig tartó időszakban az mindössze 76%, illetve 67%-os volt.

A román, szerb és ukrán importkapacitások átlagos kihasználtsága a vizsgált időszakban 65-70%-os. Ez alól kivétel a 2015, amikor a román import jelentősen, másfélszer nagyobb volt, mint az azt követő években, így a kihasználtság is meghaladta a 90%-ot. Emellett megállapítható, hogy 2016-hoz és 2017-hez képest 2018-ban kismértékben növekedett a román és a szerb importkapacitások kihasználtsága. A horvátországi importkapacitások kihasználtsága nagyon alacsony, legmagasabb éves átlagos értéke 2018-ban 14%-os volt.

A kihasználtság egy fontos átlagot megragadó indikátor, azonban a szűkösség megragadásához fontos megvizsgálni, hogy az importkapacitásokat milyen gyakorisággal használják ki közel teljesen. Ezért a 13. ábra azt mutatja, hogy a vizsgált években hány olyan óra volt, melyben a tényleges kereskedelem elérte vagy meghaladta a másnapin piacon felkínált összes rendelkezésre álló kapacitás mennyiségét. Vagyis hány olyan óra azonosítható, melyben a határkeresztező kapacitás kihasználtsága közel maximális.

13. ÁBRA: TELJES KIHASZNÁLTSÁGÚ ÓRÁK SZÁMA ÉVES BONTÁSBAN 2015-2018, DB



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) adatai alapján

Az adatokból leolvasható, hogy a közel maximális kihasználtság a vizsgált időszakban leginkább az osztrák, illetve a szlovák határkeresztezők esetén volt jellemző. Az osztrák határon 2015 és 2016-ban 5000, míg 2017-ben több mint 6500 órában állt fenn ez az állapot. A szlovák határ jóval volatilisabb, 2017-ben csupán 4000, míg 2016-ban majdnem 6000 órában érte el a tényleges kereskedelem a másnapin NTC értéket. Fontos azonban kiemelni, hogy 2018-ban mindkét ország esetében drasztikus csökkenés figyelhető meg. Ez részben magyarázható azzal, hogy az év októberének nagy része, novembere és decembere teljes egészében

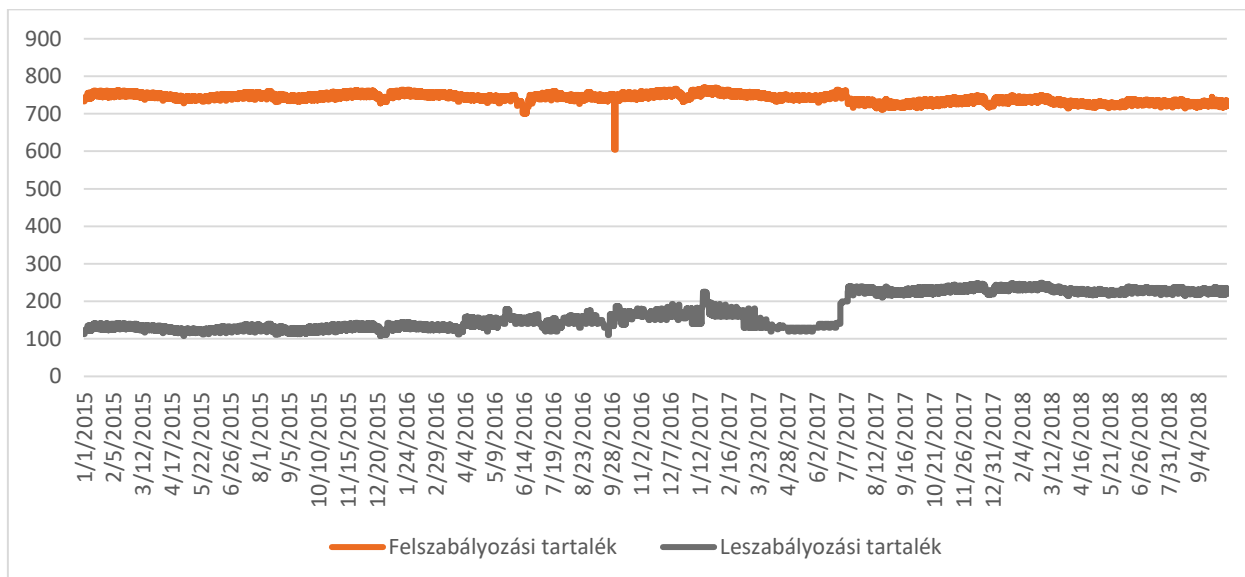
nem része az elemzésnek, azonban, ha ebben az időszakban minden órában a kereskedési áramlás elérné az NTC értékét, akkor is mindkét határ esetében a legkisebb, 2016-os érték alatt maradna. Így, még ha ennek mértékét nem is tudjuk pontosan meghatározni, egyértelműen kijelenthető, hogy a szlovák és osztrák határon a szűkösség enyhült 2018-ra a korábbi évekhez képest.

A román és a szerb határ esetében pontosan fordított a helyzet. Ennél a két országnál a nagyon magas kihasználtságú órák száma jóval alacsonyabb. A 2015-ös év mindkét országban relatíve kiemelkedő értéket hozott (3700 és 1600 óra), azonban 2016-ban és 2017-ben a román vezeték esetében 1500-1800, míg a szerb vezeték esetében 600-1000 órában szűkösség volt jellemző. Ennek fényében fontos kiemelni, hogy bár az adatbázisban nem szerepel 2018 utolsó három hónapja, mégis Romániában már 2400, míg Szerbiában majdnem 1000 órában volt szűkölet az import tekintetében az első kilenc hónap alatt, ami jelentős növekedés az elmúlt két évhez képest. Az ukrán határon a maximális kihasználtságú órák száma meglehetősen volatilis, 2015-ben és 2017-ben több mint 2000, azonban 2016-ban és 2018-ban az 500-at sem érte el. 2018-ban emellett 8 órában a horvát vezeték kihasználtsága maximális volt, mely a korábbi években egyszer sem fordult elő.

5.2. TARTALÉKPIAC

Az import szerepe után a magyarországi erőműpark historikus adataival foglalkozunk részletebben, kezdve a tartalékpiac bemutatásával. A 14. ábra a fel- és leszabályozási tartalék lekötések alakulását mutatja 2015. január 1. és 2018. október 9. között, órás bontású adatokon.

14. ÁBRA: FEL- ÉS LESZABÁLYOZÁSI TARTALÉKOK MENNYISÉGÉNEK ALAKULÁSA 2015-2018, MW



Forrás: MAVIR

A teljes vizsgált időszakra a felszabályozó kapacitások értéke átlagosan 742 MW volt, míg a leszabályozó kapacitások nagysága 170 MW. A grafikonról megállapítható azonban, hogy a kapacitások alakulásának terén több rövidebb időszak azonosítható.

A felszabályozási kapacitások végig meglehetősen konstans értéket mutatnak, csak nagyon kismértékben ingadoznak az átlag körül. Fontos azonban kiemelni, hogy az átlag viszonylatában egy egyértelmű, kismértékű törés azonosítható az idősorban. 2017. júliusától ugyanis az átlagos fel irányú szabályozási tartalék lecsökkent 747 MW-ról 731 MW-ra.

A leszabályozó kapacitások alakulásában még egyértelműbb időszakokat tudunk elkülöníteni. 2015. januárja és 2016. áprilisa között a leszabályozó kapacitás mértéke nagyon kismértékben ingadozik, az időszak átlaga 129 MW. 2016 áprilisa után azonban a leszabályozási tartalék nagysága igen változékonnyá vált. Ez az időszak 2017. április elejéig tartott. Ebben a periódusban a lekötött leszabályozói kapacitás szórása 18, míg az első időszakban mindössze 8 MW volt. A lekötött kapacitások átlaga is jelentősen megnőtt, 129-ről 156 MW-ra. 2017. áprilisa és 2017. júliusa ismét egy alacsony átlagú (131) és szórású (6) periódus. 2017. júliusától pedig jelentős mértékben megemelkedett a lekötött leszabályozói kapacitás, az időszak végéig, átlagosan 230 MW-ra, ami 100 MW-tal haladja meg a korábbi időszak értékét. A volatilitás azonban a magas átlag ellenére is alacsony maradt (9) az utolsó időszakban.

5.3. HAZAI ERŐMŰVEK MEGBÍZHATÓSÁGA, KIESÉSEK ALAKULÁSA AZ ELMŰLT NÉGY ÉVBEN

A hazai erőművek megbízhatóságának, kiesések alakulásának vizsgálatához az ENTSOE-E (2018a) magyarországi nagyerőművekre és a szabályozóközpontok által összevontan működtetett kiserőművekre⁷¹ vonatkozó tervezett és nem tervezett kiesések adatbázisát vettük alapul a 2014-2018⁷² közötti időszakra.

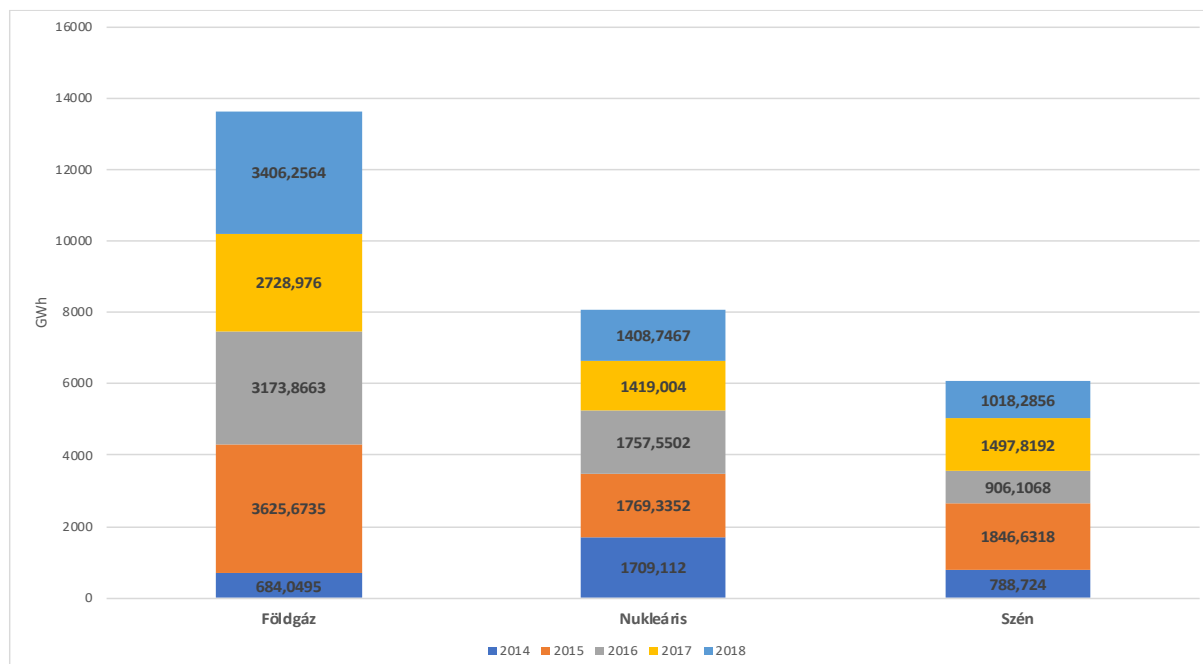
A vizsgálatunkban az egyes erőművi egységeket az alábbi erőmű csoportokba soroljuk: földgáz-, szén- és tisztán biomassza tüzelésű, nukleáris és gyorsindítású erőművek⁷³.

⁷¹ Ezen szabályozási központok a következők: Veolia/Dalkia szabályozási központ, MVM szabályozási központ, Sinergy szabályozási központ.

⁷² Az adatokat 2018.10.03-ig vettük figyelembe, ami 2018-ra 6600 órát jelent. A tervezett/nem tervezett kiesések mind erőművi, mind gépegység (turbina) szinten rendelkezésre álltak, perces pontossággal. Habár a részletes adatok elérhetőek, az alábbi vizsgálatban primer energiaforrásra lebontott adatokat közlünk a könnyebb áttekinthetőség érdekében, szorosan utalva az egyes gépegységekben történt változásokra, ahol ez említésre érdemes.

⁷³ Az ezekben a csoportokban tartozó erőművek listája a következő; biomassza tüzelésű: Bakonyi Bioerőmű és a Pécsi (Pannongreen) erőművek; Széntüzelésűek: ajkai hőerőmű, Mátrai és Oroszlányi erőművek; földgáztüzelésű: Csepel, Kelenföld, Kispest és Újpest erőművek, Dunamenti, Gönyüi, Tatabánya, Nyíregyházi Kombinált Ciklusú és Tiszai erőművek, valamint az MVM, Veolia/Dalkia és Sinergy szabályozási központok által irányított erőművek. Gyorsindítású erőművek a Litér, Lőrinczi, Sajószöged és Bakonyi Gázturbinás erőművek, míg a nukleáris erőművek közé a Paksi Atomerőmű nyolc kondenzációs turbinaegysége értendő.

15. ÁBRA: ÖSSZESÍTETT TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESÉSEK ÉVES ELOSZLÁSA ERŐMŰTÍPUSOKRA - NUKLEÁRIS, FÖLDGÁZ- ÉS SZÉNTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEKRE (GWH)

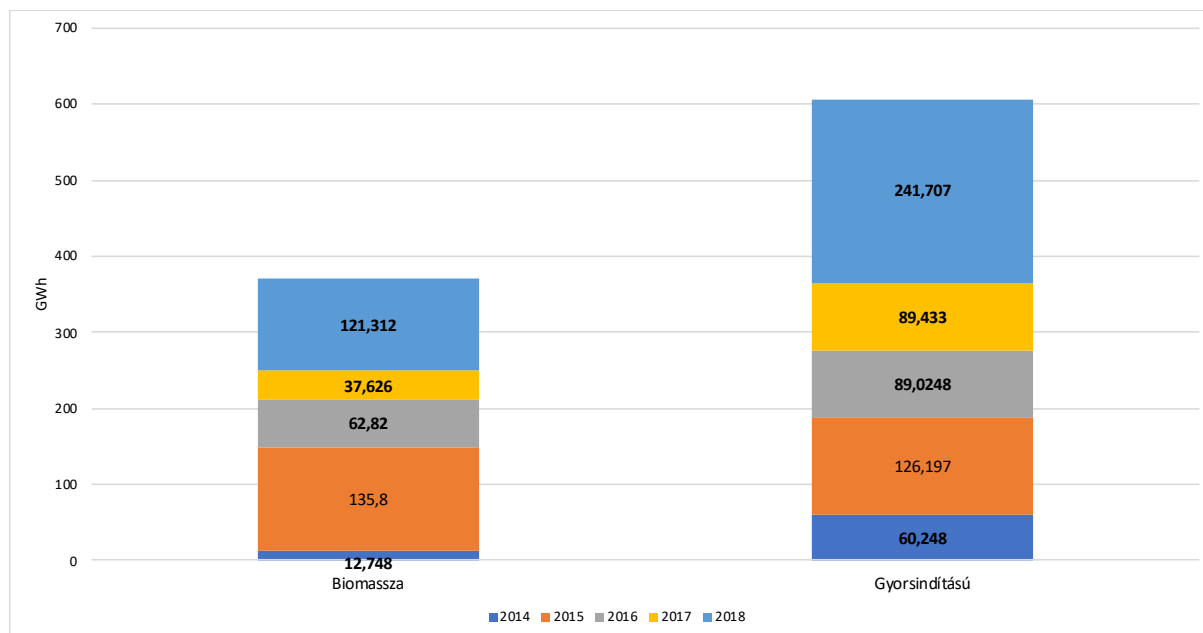


Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

Amint azt a 15. ábra és 16. ábra is mutatja, az összesített tervezett és nem tervezett kapacitáskiesések tekintetében szignifikáns eltérés adódott az egyes erőművi típusokat figyelembe véve a vizsgált időszakban⁷⁴. Az összesített kieső kapacitás értéke a földgáz-tüzelésű erőművek esetében meghaladta a 13.600 GWh-át, a nukleáris és széntüzelésű erőműveknél a 8000 és 6000 GWh-t, a gyorsindítású és biomassza-erőművek esetében pedig a 600 és 370 GWh-t. Amíg a Paksi Atomerőmű és a széntüzelésű tervezett és nem tervezett kieső kapacitáseloszlása az egyes évek között közel kiegyenlítettnek tekinthető, addig a többi erőműtípusnál ezek az éves értékek jelentős eltérést mutatnak. A kieső kapacitások éves és évközi változásait a különböző erőműtípusokra a következő alfejezetben ismertetjük.

⁷⁴ A vizsgálatból kiszűrtük az alábbi erőműveket: a széntüzelésű Oroszlányi Erőművet, valamint a földgáztüzelésű Debreceni Hőszolgáltató Erőművet és a Tiszai Erőművet. Ezek az erőművek hivatalosan 2016 óta szüneteltetik működésüket, ugyanakkor legtöbbjük már a 2015-ös év folyamán sem termelt tervezett kiesésre hivatkozva. Mivel ezek az adatok jelentősen torzítanák elemzésünket, így kiszűrtük őket a 2015-ös év kezdetétől.

16. ÁBRA: ÖSSZESÍTETT TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESÉSEK ÉVES ELOSZLÁSA ERŐMŰTÍPUSOKRA - BIOMASSZATÜZELÉSŰ ÉS GYORSINDÍTÁSŰ ERŐMŰVEKRE (GWh)



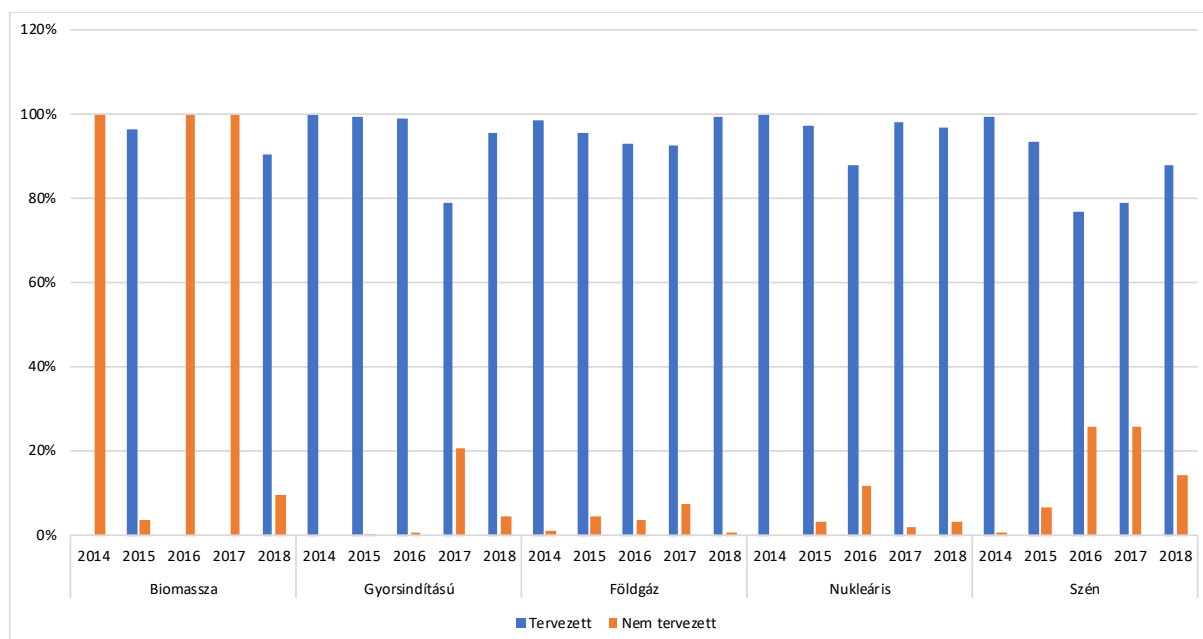
Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

Habár a kieső kapacitások nagysága szignifikánsan eltér egymástól, a tényleges beépített kapacitásból számított maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez viszonyított kieső kapacitások⁷⁵ aránya árnyaltabb képet ad, valamint az egyes erőműtípusok kieső kapacitássorrendje is eltérő. A széntüzelésű erőművek esetében a kieső kapacitás mértéke a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez képest átlagosan 15,11%, a földgáztüzelésű és nukleáris erőművek esetében 12,65% és 9,74%, míg a biomassza és gyorsindítású erőműveknél 6,99% és 2,99%. Amíg a Paksi Atomerőmű esetében az éves összesített kieső kapacitás mértéke a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez képest 8,2% és 10,3% között változik, addig a földgáztüzelésű erőműveknél 11,8% és 19,6% között⁷⁶, a széntüzelésű erőművek esetében 9,2% és 21,4% között, a gyorsindítású erőműveknél pedig 1,3% és 7% között alakult.

⁷⁵ A teljes elérhető kapacitás a beépített névleges kapacitás és a vizsgált időtartamban foglalt óraszám (2014-, 2015- és 2016-ban ez 8760 órát, 2016-ban – lévén szökőév – 8784 órát, míg 2018-ban 6600 órát jelent) szorzata. A beépített névleges kapacitás az egyes erőműtípusokra a következő; földgáztüzelésű: 2639,1 MW, nukleáris erőmű: 2000 MW, széntüzelésű: 985,6 MW, míg a gyorsindítású és biomassza-erőművek esetében 524 MW és 134 MW.

⁷⁶ Leszámítva a szélsőséges 2014-es értékeket, amikor ez az arány nem érte el a 3 százalékot.

17. ÁBRA: TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESÉSEK SZÁZALÉKOS MEGOSZLÁSA ERŐMŰTÍPUSOKRA ÉS AZ EGYES VIZSGÁLT ÉVEKRE BONTVA (%)



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A tervezett és nem tervezett kieső kapacitások közötti megoszlást a 17. ábra és az alábbi táblázat részletezi. Ezekből láthatjuk, hogy míg a legtöbb erőműtípus esetében a tervezett kiesések dominálnak, addig a biomassza-erőműveknél a 2014, 2016 és 2017-es években kizárólag nem tervezett kiesések voltak tapasztalhatók⁷⁷. A széntüzelésű erőművek esetében a nem tervezett kiesések az összes kiesésekhez viszonyított aránya a 2014 és 2015-ös években csupán 1% és 7% volt, míg 2016-ban és 2017-ben 25 és 23 százalék volt és 2018-ban is meghaladta a 14%-ot. A földgázüzelésű erőművek esetében a nem tervezett események aránya az összes kieső kapacitáshoz képest kiegyensúlyozottabb, 1 % és 7% között alakult a vizsgált időszakban. A Paksi Atomerőmű kieső kapacitását is főként a tervezett események alakítják, a nem tervezett kieső kapacitások aránya 0 és 3 százalék között változott, kivéve a 2016-os évet, amikor ez az arány 12% volt. Hasonlóan a nukleáris erőműhöz, a gyorsindítású erőművek nem tervezett kieső kapacitás aránya alacsony (0 és 4% közötti), a 2017-es évet leszámítva, amikor ez az arány elérte a 21%-ot. A kieső kapacitások erőművi típusok szerinti ismertetését a következő alfejezetek részletezik.

⁷⁷ Ugyanakkor ezekben az években az összes (tervezett és nem tervezett) kieső kapacitás mértéke is alacsonyabb volt, szemben a 2015 és 2018-as adatokkal.

14. TÁBLÁZAT: TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESÉSEK ÖSSZESÍTETT ÉVES MENNYISÉGE (GWh) ÉS A MAXIMÁLIS KAPACITÁSKIHASZNÁLTÁSG MELLETTI TERMELÉSHEZ VISZONYÍTOTT ÉRTÉKE (%) ERŐMŰTÍPUSOKRA

	2014	2015	2016	2017	2018
Biomassza					
- tervezett (GWh)	0,0	130,8	0,0	0,0	109,9
- nem tervezett (GWh)	12,7	5,2	62,8	37,6	11,6
Földgáz					
- tervezett (GWh)	676,0	3460,7	2950,9	2531,5	3390,7
- nem tervezett (GWh)	8,1	159,9	117,1	201,6	20,1
Gyorsindítású					
- tervezett (GWh)	60,0	125,1	70,5	85,6	239,2
- nem tervezett (GWh)	0,2	1,1	18,5	4,0	2,5
Nukleáris					
- tervezett (GWh)	1709,1	1720,4	1547,7	1394,2	1363,2
- nem tervezett (GWh)	0,0	60,0	209,9	26,4	47,7
Szén					
- tervezett (GWh)	783,1	1727,3	698,5	1184,9	897,6
- nem tervezett (GWh)	6,0	122,9	233,1	385,5	145,5
Biomassza					
- tervezett (%)	0,0%	11,1%	0,0%	0,0%	12,4%
- nem tervezett (%)	1,1%	0,4%	5,3%	3,2%	1,3%
Földgáz					
- tervezett (%)	2,9%	15,0%	12,7%	10,9%	19,5%
- nem tervezett (%)	0,0%	0,7%	0,5%	0,9%	0,1%
Gyorsindítású					
- tervezett (%)	1,3%	2,7%	1,5%	1,9%	6,9%
- nem tervezett (%)	0,0%	0,0%	0,4%	0,1%	0,1%
Nukleáris					
- tervezett (%)	9,8%	9,8%	8,8%	8,0%	10,3%
- nem tervezett (%)	0,0%	0,3%	1,2%	0,2%	0,4%
Szén					
- tervezett (%)	9,1%	20,0%	8,1%	13,7%	13,8%
- nem tervezett (%)	0,1%	1,4%	2,7%	4,5%	2,2%

Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

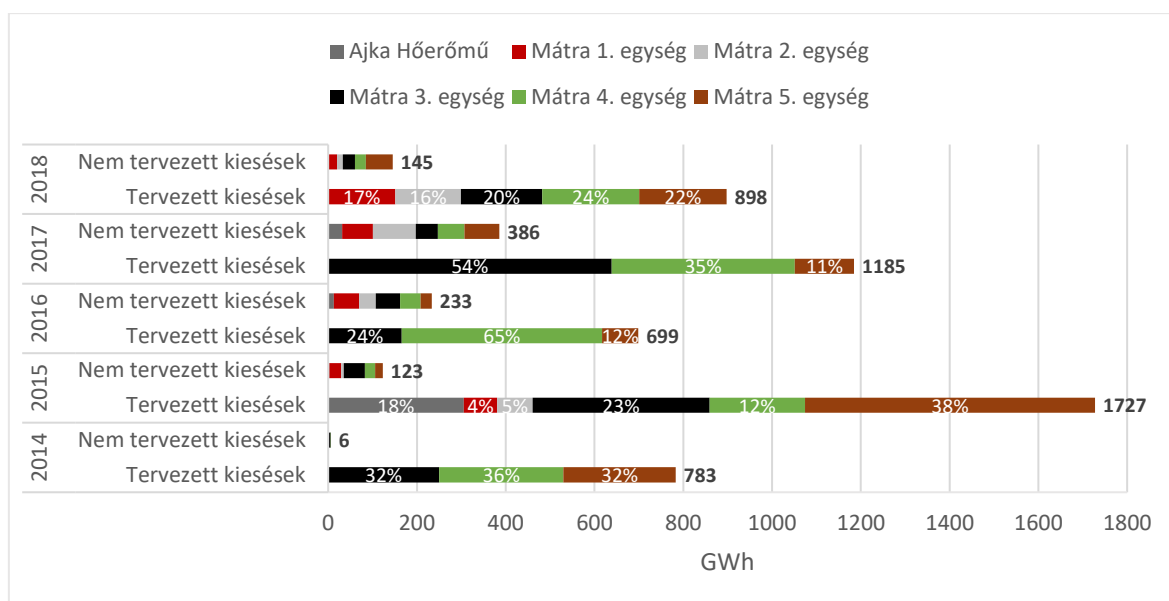
5.3.1. KIESŐ KAPACITÁS – SZÉNTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK

Az ENTSO-E adatbázis a széntüzelésű erőművi kieső kapacitást tekintve az ajkai hőerőműre vonatkozó adatokat aggregáltan, ugyanakkor a Mátrai Erőmű öt különálló egységét egymástól elkülönítve veszi figyelembe⁷⁸.

⁷⁸ Az ajkai hőerőmű öt különálló gépegyeséggel rendelkezik, melyek összesített beépített névleges kapacitása 101,6 MW. A Mátrai Erőmű 5 darab szén- és biomassza tüzelésű gépegyeséggel rendelkezik, melyek beépített névleges kapacitása: 2X100 MW, 1X220MW és 2X232MW.

A széntüzelésű erőművek összes kieső kapacitása a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez képest átlagosan 15,11%-a vizsgált időszakban, értéke az egyes években 9,2% és 21,4% között változott. A tervezett és nem tervezett kieső kapacitások egymáshoz viszonyított mértéke szignifikánsan változott, lévén a nem tervezett kieső kapacitások aránya az összes kieső kapacitáshoz mérten éves szinten 1% és 25% között alakult. A tervezett és nem tervezett kieső kapacitások mértéke szignifikánsan változott az egyes években; a 2014-es közel 800 GWh-ról 1850 GWh-ra emelkedett 2015-ben, majd 2016-ban ennek az értéknek a felére, 932 GWh-ra csökkent. A következő két évben az összes kieső kapacitás értéke először 70%-kal nőtt, majd 34%-kal csökkent. (18. ábra)

18. ÁBRA: SZÉNTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESÉSEI ÉVES ÉS GÉPEGYSÉGI BONTÁSBAN (GWH)

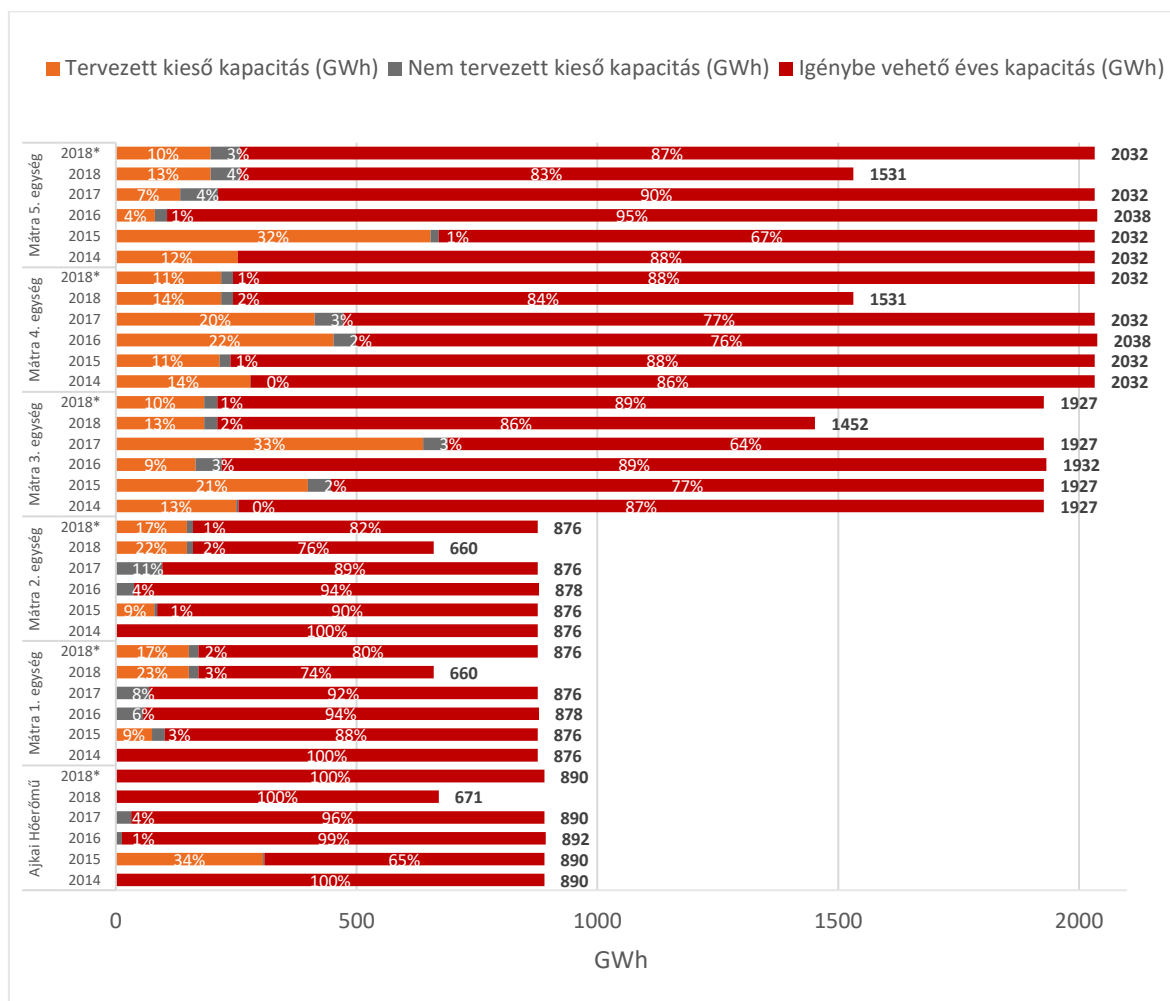


Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A tervezett kieső kapacitások éves mértéke 2014, 2016 és 2018-ban 700 GWh és 900 GWh között változott, amelyeket főként (66-100%-ban) a Mátrai Erőmű 3., 4. és 5. gépegységeiben tapasztalt tervezett kiesések magyaráztak. 2015-ben és 2017-ben ugyanakkor jelentősen megnőtt a tervezett kieső kapacitások éves mértéke, 1727 GWh-ra és 1185 GWh-ra. A 2015. évi jelentős tervezett kieső kapacitás növekedés az előbb említett – átlagosnak tekinthető – 3 év értékeihez képest két minta együttes hatásának eredménye: egyrészt a Mátrai Erőmű 3. és 5. egységeiben történt jelentősebb kapacitáskiesésnövekedés, másrészt a kisebb kapacitással bíró gépegységeken – ajkai hőerőmű, Mátrai Erőmű 1. és 2. gépegységei – fellépő tervezett kiesések együttesen járultak ahhoz, hogy a tervezett kieső kapacitás megduplázódott az átlagos értékhez képest. A 2017. évi magas értékeket főként a Mátrai Erőmű 3. és 4. gépegységeiben tapasztalt magas kiesések magyarázzák.

Az ajkai hőerőmű esetében a vizsgált időszakban a tervezett kieső kapacitás ciklikusan változott, lévén a 2015. évben ezen érték aránya a maximális kapacitáskihasználtság mellett elérhető összes termelés 34 százalékát tette ki, míg a többi évben nem volt tervezett kapacitáski-

19. ÁBRA: SZÉNTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSA, VALAMINT AZ IGÉNYBE VEHETŐ ÉVES KAPACITÁSA A MAXIMÁLIS KAPACITÁSKIHASZNÁLTÁSG MELLETTI TERMELÉS ARÁNYÁBAN (GWH)



*2018 teljes évre vetített adatok. Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A Mátrai Erőmű 1. és 2. gépegységei tervezett kieső kapacitása az egyes években azonos mértékű. A ciklikusan jelentkező karbantartási munkálatok 2015-ben és 2018-ban adódtak, a maximális kapacitáskihasznátlás mellett termeléshez viszonyítva 9 és 17%-os tervezett kiesést eredményezve.

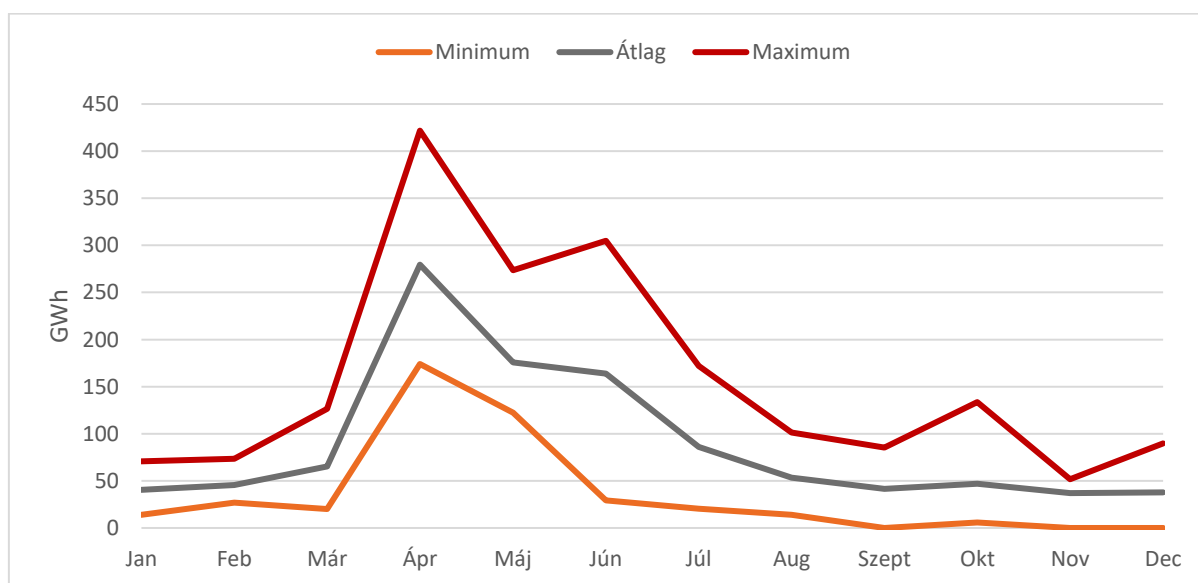
A Mátrai Erőmű 3., 4. és 5. gépegységeit tekintve a rövidebb ideig tartó karbantartási munkák nagysága a maximális kapacitáskihasznátlás mellett termeléshez viszonyítva 4% és 14% között adódtak, míg a hosszabb kiesések ugyanezen viszonyszámokban kifejezett mértéke 21% és 32% között mozog. Ezen gépegységek esetében jellemzően 1-2 évben történtek hosszabb kiesések a vizsgált időszak alatt, míg a többi évben rövidebb állapotfenntartási munkák voltak. Ahogyan azt az előzőekben bemutattuk, a széntüzelésű erőművek összes éves tervezett kiesésében megfigyelt szignifikánsan nagyobb eredmények 2015-ben és 2017-ben jellemzően ezen gépegységek hosszabb karbantartási munkálataiból adódtak. Amíg a 2015-ös a Mátrai Erőmű 3. és 5. gépegységeinél történt hosszabb tervezett kiesés – sorrendben 21% és 32% –, addig 2017-ben a 3. és 4. gépegységek esetében történtek hosszabb karbantartási munkálatok – sorrendben 33% és 20% a maximális kapacitáskihasznátlás mellett termelés-

hez képest. Az ötödik nagyobb kiesés, amely a 4. gépegységénél történt 2016-ban és mértéke meghaladta a 22 százalékot, szignifikánsan hozzájárult az adott év összes tervezett kieső kapacitásához – mintegy 65 százalékban –, ugyanakkor a többi nagyobb kapacitással rendelkező erőművi gépegységénél jelentkező kisebb karbantartási munkálatok miatt az éves összes tervezett kieső kapacitás mértéke a vizsgált időszakra számított éves átlagos érték (918 GWh/év) alatt maradt. A – főként a nagyobb kapacitással rendelkező – gépegységek nagyobb karbantartási munkálatainak évenkénti egyenletesebb módon történő elosztása az összes éves tervezett kieső kapacitás homogén eloszlását eredményezheti, ezzel konvergálva az időszakos átlagos éves értékhez.

A nem tervezett kieső kapacitások éves mértékének aránya a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez képest a legtöbb évben és gépegység esetében 0% és 4% között alakult, kivéve ez alól a Mátrai Erőmű 1. és 2. gépegységeiben 2016-ban és 2017-ben történt nagyobb volumenű nem tervezett eseményeket – ezek mértéke 6% és 11% között változott. Jellemzően a többi erőművi gépegység esetében is nagyobb mértékben jelentkeztek nem tervezett kiesések, emiatt az éves összes nem tervezett kiesés mértéke is jóval meghaladta a vizsgált időszak többi évében tapasztalt eredményeket.

A széntüzelésű erőművek tervezett kieső kapacitásának év közbeni alakulását az április és június hónapok között tapasztalt szignifikánsan megemelkedett havi átlagos értékek jellemezték (20. ábra). A havi átlagos kieső kapacitás értéke átlagosan 206 GWh értéket mutatott a jelzett időszakban, szemben a többi hónap 50 GWh átlagos értékével. A vizsgált időszakban a tervezett kieső kapacitás átlagosan az egész éves kieső kapacitás 60 százalékát adta. Amíg havi szinten a legmagasabb értéket áprilisban találtuk, a legkisebb szóródással a májusi magasabb értékek jelentkeznek. Ezek alapján következtetésül levonhatjuk, hogy a széntüzelésű erőművek hosszabb ideig tartó karbantartási munkálatai ebben a három tavaszi hónapban jelennek meg.

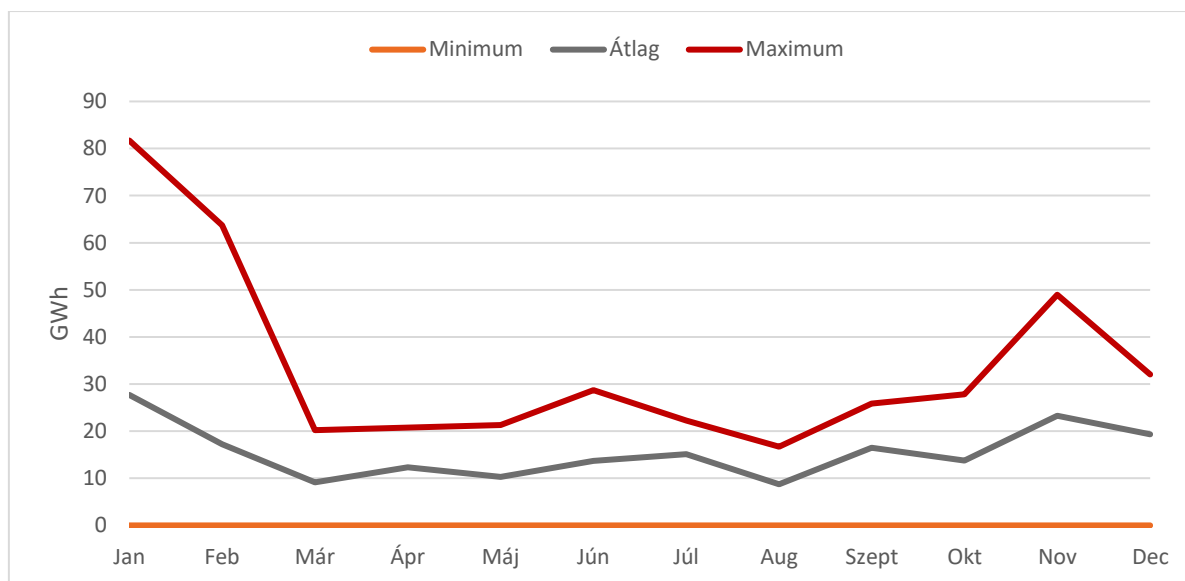
20. ÁBRA: SZÉNTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSÁNAK HAVI ÁTLAGOS, MINIMUM ÉS MAXIMUM ALAKULÁSA A VIZSGÁLT IDŐSZAKBAN



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

Szemben a tervezett kieső kapacitások tavaszi csúcserővel, a nem tervezett kieső kapacitások tekintetében nagyobb havi átlagos értékek a téli hónapokban jelentkeztek (21. ábra). Ugyanakkor az alacsonyabb tavaszi és nyár végi havi átlagos értékek átlagához (10 GWh) mérten a téli hónapok átlagos értéke (20 GWh) kisebb eltérést mutat szemben a tervezett kapacitások esetében tapasztalt alacsony és magas havi átlagos kieső kapacitások átlagos értékeinek különbségével. A november és február közötti időszakban az összes nem tervezett kieső kapacitás 57 százaléka jelentkezett a vizsgált időtartamban.

21. ÁBRA: SZÉNTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK NEM TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSÁNAK HAVI ÁTLAGOS, MINIMUM ÉS MAXIMUM ALAKULÁSA A VIZSGÁLT IDŐSZAKBAN



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

5.3.2. KIESŐ KAPACITÁS – FÖLDGÁZTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK

A bevezető részben bemutattuk, hogy habár a vizsgált időszak egészét tekintve a földgáztüzelésű erőművi tervezett és nem tervezett kieső kapacitás mértéke meghaladta a 13.500 GWh-ot – és ezzel az összes tanulmányozott erőművi csoport közül a legnagyobb kieső kapacitás értéket realizálta –, a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez képest az összes kapacitáskiesés mértéke 12,1% volt, ami – a szénttüzelésű erőművek után – a második legmagasabb érték.

A földgáztüzelésű erőművek kieső kapacitásának gépegységi-szintű elemzések során fontos kiemelni a gépegységek – egyes esetekben erőművek – beépített névleges kapacitásbeli különbségét, mivel a kiesések időtartama mellett ez nagymértékben határozza meg az összes kieső kapacitást. A Gönyői Erőmű 433 MW és a Dunamenti Erőmű 7. gépegységének 275,2 MW névleges kapacitása szignifikánsan nagyobb a többi gépegység beépített kapacitásához mérten. Ugyanakkor a Dunamenti Erőmű 8., 14. és 15., valamint a Csepeli Erőmű mindhárom gépegysége és a Kelenföldi Erőmű gázturbinás gépegysége, illetve a Kispesti Erőmű összes beépített kapacitása is meghaladja a 100 MW-ot, szemben a többi gépegység 39 MW-os átlagos névleges kapacitásával. Ezáltal, ha a fentebb felsorolt erőművek valamelyikében hosszabb kiesés tapasztalható, az jelentős mértékben megnövelheti az éves összes kieső kapacitás mértékét.

A földgáztüzelésű erőművek tervezett kieső kapacitásának éves értékében jelentős eltéréseket tapasztaltunk: a 2014-es kezdeti 676 GWh-hoz képest a további vizsgált években az éves tervezett kapacitás mértéke megsokszorozódott, így az éves tervezett kieső kapacitás átlagos értékére 3083 MW adódott⁷⁹. A 2015-2017 közötti évek nagyarányú éves tervezett kapacitáskiesései az előbb említett nagy beépített névleges kapacitással rendelkező erőművek hosszan tartó karbantartási munkálataiból adódnak. 2015-ben a Dunamenti Erőmű 14. gépegyisége tekintetében a tervezett kieső kapacitás aránya a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez viszonyítva 68%, míg a 7. gépegyiségnél ez az arány 17% volt. Emellett a Kelenföldi Erőmű gázturbinás egységénél 54%-os tervezett kiesés tapasztaltak. Ezen három gépegyiség tervezett kapacitáskiesése 53%-ban magyarázza a 2015. évi összes tervezett kieső kapacitás magas értékét, ami 1834 GWh-nak felel meg.

2016-ban folytatódott a Dunamenti Erőmű 14. gépegyiségének karbantartása, amely így egész évben kiesett a hazai termelésből, így magyarázva az adott év összes tervezett kieső kapacitásának 42 százalékát. Az adott évben a nagyobb névleges kapacitással rendelkező földgáztüzelésű erőművek közül, továbbá a Dunamenti Erőmű 7. és 8. gépegyiségeinél tapasztaltak nagyobb arányú – a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez képest 28% és 29%-os arányú – kiesést. Ez a három gépegyiség a 2016. évi teljes kieső kapacitásának 76 százalékáért felelt, ami megegyezik 2243 GWh kieséssel.

2017-ben a Dunamenti Erőmű 7. és 8. gépegyiségeinél, illetve a Gönyői Erőmű esetében tapasztaltak hosszan tartó kieséseket – sorrendben 26%, 28% és 14% arányban a teljes elméleti kapacitáshoz képest –, amelyek az adott év összes tervezett kieső kapacitásának 59 százalékáért feleltek, ami közel 1500 GWh-t jelent.

Az utolsó vizsgált évben az egyes gépegyiségek tervezett kieső kapacitásának aránya az éves összes tervezett kieső kapacitásból egyenletesebb eloszlást mutat, a nagyobb névleges kapacitással rendelkező egységek közül a Dunamenti Erőmű 7. gépegyisége és a Kelenföldi Erőmű gázturbinás egysége járultak hozzá nagyobb mértékben az összes tervezett kieső kapacitáshoz – összesen 31%-ban. Emellett fontos kiemelni, hogy több, kisebb névleges kapacitással rendelkező földgáztüzelésű gépegyiségnél végeztek hosszan tartó karbantartási munkálatokat, így ezeknél a tervezett kieső kapacitás aránya a maximális kapacitáskihasználtság melletti termelésből szignifikánsan nagyobb értékeket vettek fel⁸⁰; a Nyíregyházi Kombinálciklusú Erőmű, a Dunamenti Erőmű 16. gépegyisége, az MVM Miskolci Erőmű 1. gépegyisége és az Észak-Budai Hőerőmű gázturbinás egysége esetében 75%-100% közötti, de az Újpesti Erőmű gázturbinás egységében is magas, 45%-ot meghaladó érték adódott.

A földgáztüzelésű erőművek tervezett kieső kapacitását a vizsgált időszakra és gépegyégi szintre vetítve az alábbiak szerint foglalhatjuk össze: egyes erőművek – mint például a Veolia szabályozási központ tercier gépegyiségei, Tatabányai Erőmű 2. gépegyisége, az MVM Kelenföldi gázturbinás gépegyisége, a Mátrai Erőmű 6. és 7. és az Észak-Budai Hőerőmű gázturbinás egysége – esetében a vizsgált időszakban csak egyszer fordult elő rövidebb-hosszabb

⁷⁹ 2015-2018 átlaga.

⁸⁰ A 2018. évi kieső kapacitások gépegyégi szintű tanulmányozásánál az egész évre (8760 órára) számoltunk az adatokkal, feltételezve, hogy ahol ezt külön nem jelölték – mint például a Dunamenti Erőmű 6. gépegyiségnél – további tervezett kieső kapacitással 2018-ra nem számoltunk, így ezek az értékek pozitívan becsülik az egész éves tervezett kieső kapacitást.

ideig tartó tervezett kiesés, ezzel ciklikus és jól tervezhető kieső kapacitásértéket eredményezve. Egyes erőművekben – a vizsgált időszakot figyelembe véve – kétszer történt rövidebb-hosszabb tervezett kiesés, amely sűrűbb karbantartást feltételez, ugyanakkor szintén kiegyensúlyozott és tervezhető kieső kapacitást mutat – például a Dunamenti Erőmű 17., a Mátrai Erőmű 1. és az Újpesti Erőmű mindkettő gépegysége tekintetében. Több erőműnél volt tapasztalható egy-egy hosszabb ideig tartó, ciklikusan megjelenő tervezett kiesés, ugyanakkor ezen erőművek esetében a többi évben szintén jelentkeztek rövidebb ideig tartó tervezett kiesések. Ilyen tervezett kieső kapacitásmintával működik a Csepeli Erőmű mindhárom gépegysége, a Gönyői Erőmű, a Dunamenti Erőmű 15. és a Kispesti Erőmű Gázturbinás egysége. A Dunamenti Erőmű 7., 8. és 14. egysége kevésbé beazonosítható mintával működik.

22. ÁBRA: FÖLDGÁZTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESÉSEI ÉVES ÉS GÉPEGYSÉGI BONTÁSBAN (GWh)

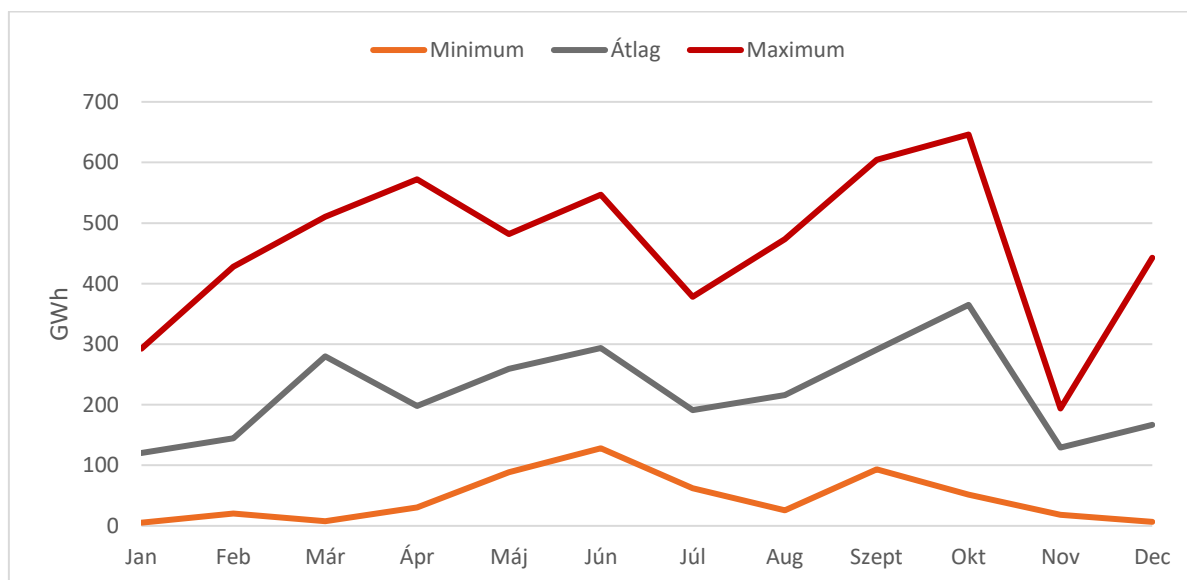


Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A nem tervezett kieső kapacitások gépegységi szintű átlagos aránya a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez képest éves szinten vizsgálva 0,62% a vizsgált időszakban. Azon gépegységek száma, amelyeknél ez az arány éves szinten meghaladja a 3 százalékot nem szignifikáns, amelyet a nem tervezett összes kieső kapacitás alacsony –8-220 GWh – értéke mutat.

Földgáztüzelésű erőművek tervezett kieső kapacitásának évközi alakulását tekintve látható, hogy a vizsgált időszak alatt nem rajzolódott ki egyértelműen egy periódus, amikor a hosszabb karbantartási munkálatok történnek, szemben a széntüzelésű erőműveknél látottakkal. A havi átlagos tervezett kieső kapacitások tekintetében azt tapasztaljuk, hogy átlagosan az év három különböző szakaszában – tavaszi (március), nyári (június) és őszi (szeptember-október) – történnek a nagyobb, tervezett kapacitáskiesések. Ezen négy hónap eredményei az összes tervezett kiesés közel felét (47%) magyarázzák. Míg a legnagyobb havi átlagos érték októberre adódott (365 GWh) nagy szórással (277 GWh), valamint márciusban és szeptemberben is szintén nagy havi átlagos kieső kapacitás volt (sorrendben 280 GWh és 291 GWh) ugyancsak nagy szóródással (251 GWh és 196 GWh), addig a júniusi kisebb havi átlagos kieső kapacitásérték (294 GWh) kisebb szórással párosult. Ennek okai az adott hónapban tapasztalt, a vizsgált időszak egyes éveiben előforduló eltérő értékekből adódnak. Amíg 2014-, 2015- és 2018-ban a tervezett kieső kapacitások havi eloszlása normálisnak tekinthető június, szeptember és március havi csúcserővel, addig 2016-ban és 2017-ben két időszakban – március és október – adódtak nagyobb tervezett kieső kapacitás értékek. Ezek közösen alakították az alábbi ábrán is látható rendszertelen évközi tervezett kieső kapacitáseloszlást.

23. ÁBRA: FÖLDGÁZTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSÁNAK HAVI ÁTLAGOS, MINIMUM ÉS MAXIMUM ALAKULÁSA A VIZSGÁLT IDŐSZAKBAN

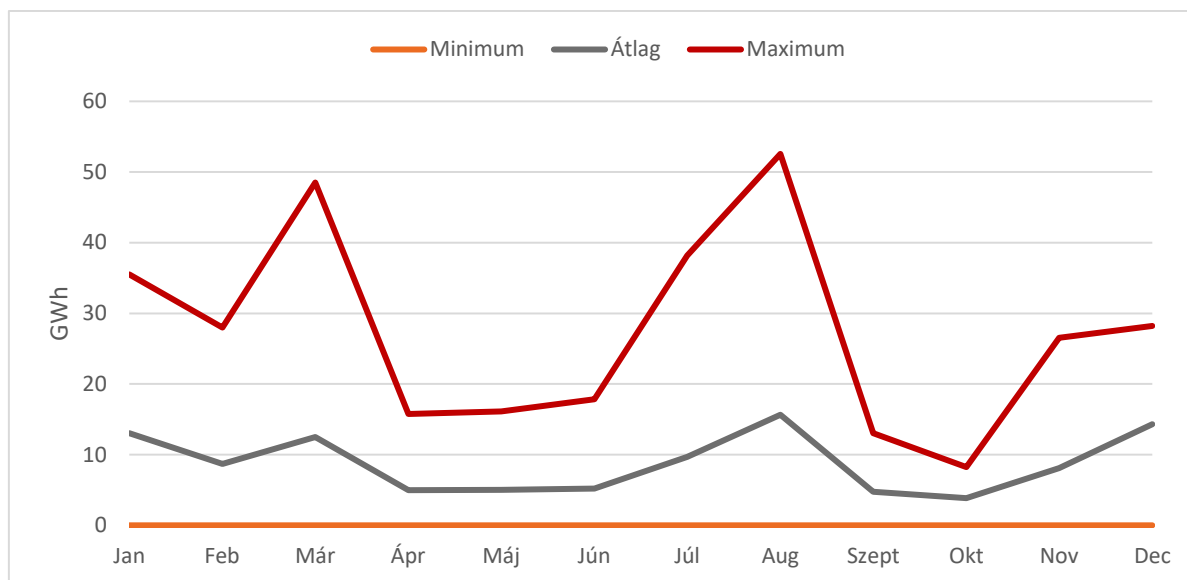


Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A nem tervezett kieső kapacitások évközi havi átlagos értékeit jellemzően az adott hónapra, a vizsgált időszak egy adott évében történt nagyobb kieső kapacitást eredményező esemény befolyásolja. A december és januári hónapokban, valamint márciusban és augusztusban tapasztalt átlagosan nagyobb értékek az összes nem tervezett kieső kapacitás 53 százalékát magyarázzák. Amíg a decemberi és januári nem tervezett kiesések főként 2014-2016 közötti

időszakban adódtak, addig a márciusi csúcserőterek főként 2017-2018 között voltak megfigyelhetők. Az augusztusi nem tervezett kiesések között a 2016-os (53,6 GWh) kiemelkedő, ugyanakkor a 2015-ös és 2018-as értékek is hozzájárultak, hogy a havi átlagos érték a vizsgált időszaki átlagot meghaladja (24. ábra).

24. ÁBRA: FÖLDGÁZTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK NEM TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSÁNAK HAVI ÁTLAGOS, MINIMUM ÉS MAXIMUM ALAKULÁSA A VIZSGÁLT IDŐSZAKBAN



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

5.3.3. KIESŐ KAPACITÁS – NUKLEÁRIS ERŐMŰ

Az ENTSO-E adatbázisban találhatóak adatok a Paksi Atomerőmű mind a nyolc gépegységének tervezett és nem tervezett kiesésére vonatkozóan. Mivel az atomerőmű nyolc gépegységi párosan üzemel az erőmű négy blokkjában, így ezek kieső kapacitásának elemzésekor is érdemes ezen csoportosításokat szem előtt tartani.

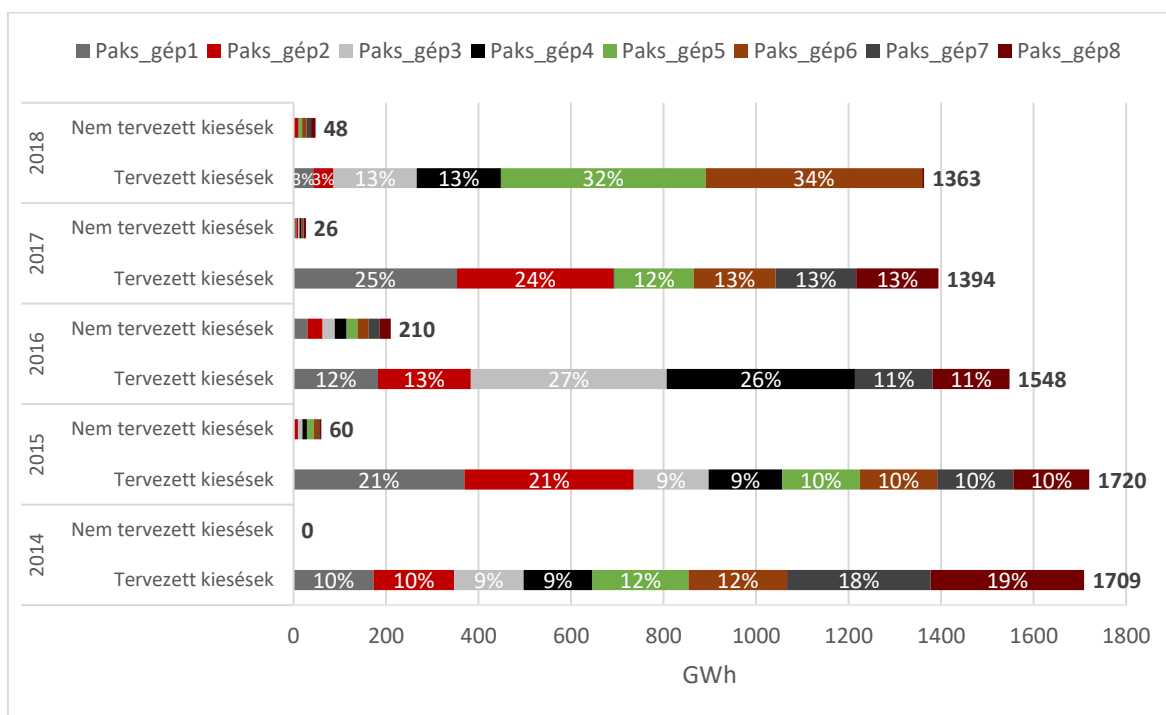
A nukleáris erőművi tervezett kieső kapacitások elemzésénél láthatjuk, hogy a kezdeti, 2014-2015-ös 1700 GWh feletti éves értékről fokozatosan csökkent 1400 GWh-ra 2017-2018-ban. Ezen csökkenést három minta egyidejű változása határozza meg: egyrészt az általános (jellemzően rövidebb ideig tartó) rendszerszintű fenntartási munkákból eredő kiesés, ami gépegységenként átlagosan 10-13 százalékot tesz ki a teljes éves tervezett kieső kapacitásból, másodsorban pedig az évenkénti egy blokkot – 2 gépegységet – érintő, hosszabb ideig tartó tervezett kiesések, melyek gépegységenként 20-30 százalékát adják az éves összes tervezett kieső kapacitásnak. A harmadik minta az előbb említett rövidebb ideig tartó fenntartási munkákból eredő kiesések alakulását változtatja annyiban, hogy míg 2014-2015-ben három atomerőművi blokknál volt tapasztalható ilyen szintű kiesés – lévén a fennmaradó negyedik blokknál a hosszabb fenntartásból eredő, szignifikánsan nagyobb kiesés jelenik meg –, addig 2016-tól ez kettő blokk kapcsán tapasztalható.

A rövidebb ideig tartó tervezett kieső kapacitás átlagos éves és fajlagos (egy gépegységre jutó) mértéke 172,3 GWh, mely 150 GWh és 208 GWh között változott a vizsgált időszak alatt. Ezen rövidebb ideig tartó tervezett kieső kapacitás átlagértékében szignifikáns eltérés nem

tapasztalható a 2016 utáni időszakban sem, így a vizsgált időszak eleji és végi teljes tervezett kieső kapacitás értékek közötti eltéréseket – amelyek nagyságrendileg 315-360 GWh kieső kapacitást jelentenek – nagyban magyarázza az egy blokkal csökkentett éves fenntartási munkálatokból eredeztethető kiesések. A rövidebb ideig tartó tervezett kieső kapacitás maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez viszonyított aránya 7-9% között alakul.

A hosszabb ideig tartó – évente egy atomerőművi blokkot (két gépegységet) érintő – tervezett kieső kapacitás átlagos éves fajlagos értéke 381 GWh, amely 310 GWh és 468 GWh között szóródik. Amíg 2014-, 2015- és 2017-ben az átlagos értéknél alacsonyabb volt a fajlagos tervezett kieső – átlagosan 345 GWh, 310 GWh és 370 GWh közötti szóródással –, addig 2016-ban és 2018-ban az átlagos fajlagos kapacitás 435 GWh volt, 407 GWh minimum és 468 GWh maximum értékekkel. Amint azt a 25. ábra is mutatja, 2014-ben a 4. blokkon, 2015-ben és 2017-ben az 1. blokkon, míg 2016-ban a 2. blokkon, illetve 2018-ban a 3. blokkon végeztek hosszabb ideig tartó karbantartási munkálatokat. A hosszán tartó tervezett kieső kapacitások aránya a maximális kapacitáskihasználtság melletti termelésből az első és negyedik blokkok esetében 14-17% között változik, míg a második és negyedik blokkoknál ez az arány eléri a 17-21 százalékat.

25. ÁBRA: NUKLEÁRIS ERŐMŰVEK TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESÉSEI ÉVES ÉS GÉPEGYSÉGI BONTÁSBAN (GWh)

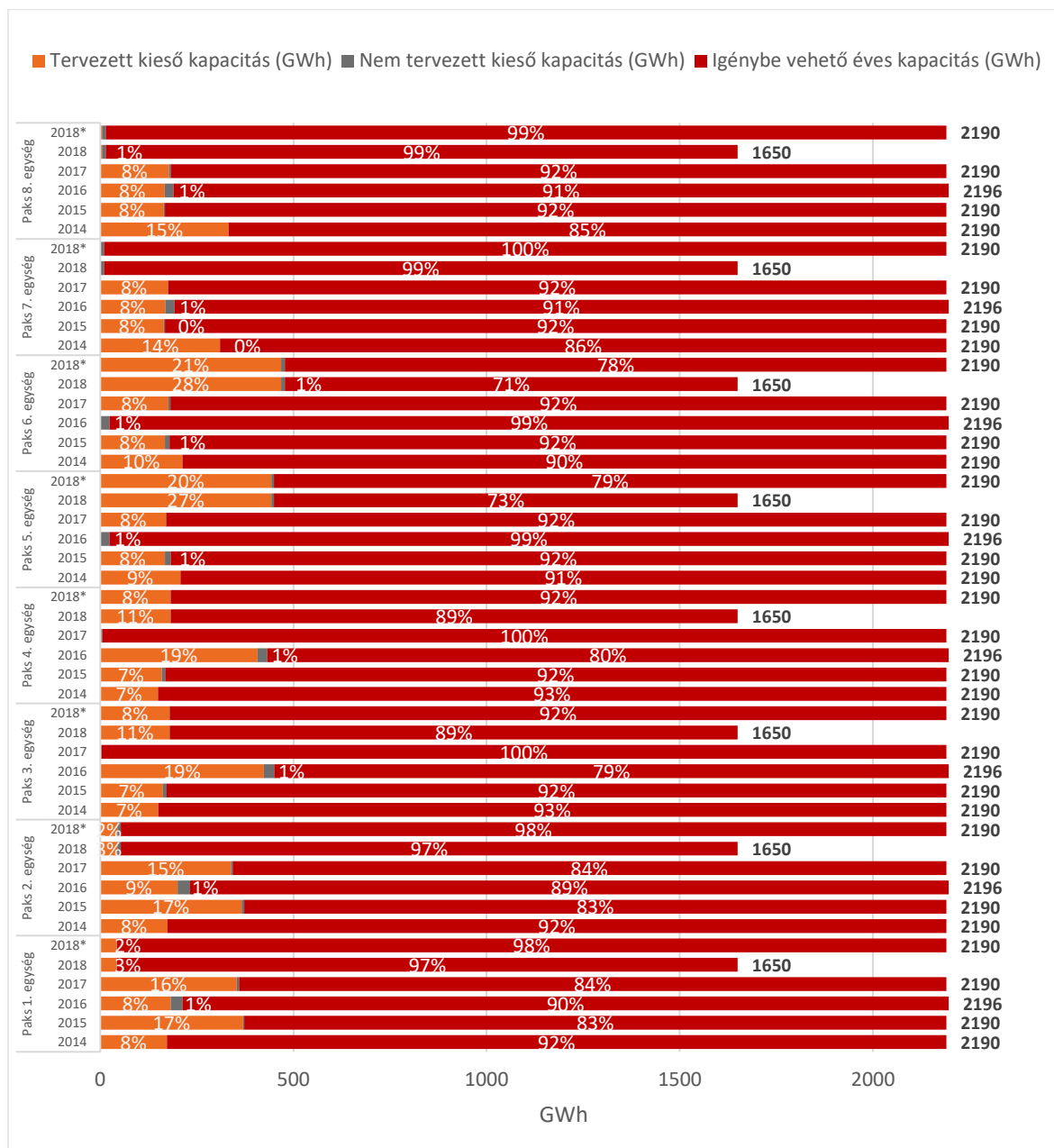


*2018 teljes évre vetített adatok. Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A nukleáris erőművi nem tervezett kieső kapacitás átlagos éves értéke 69 GWh, amelyet jelentősen befolyásolnak az alacsony, 2014-es és kiemelkedően magas 2016-os (210 GWh) eredmények. A 2016-os szignifikánsan nagyobb értékek az összes reaktorblokkban bekövetkezett nem várt események együttes eredménye. Amíg a vizsgált időszak többi évében a gépegységekre vetített nem tervezett kieső kapacitások aránya a maximális kapacitáskihasznál-

nálás melletti termelésből 0-0,6% között alakult, addig 2016-ban ez az érték 1,1-1,5% között változott az egyes gépegységeknél (26. ábra).

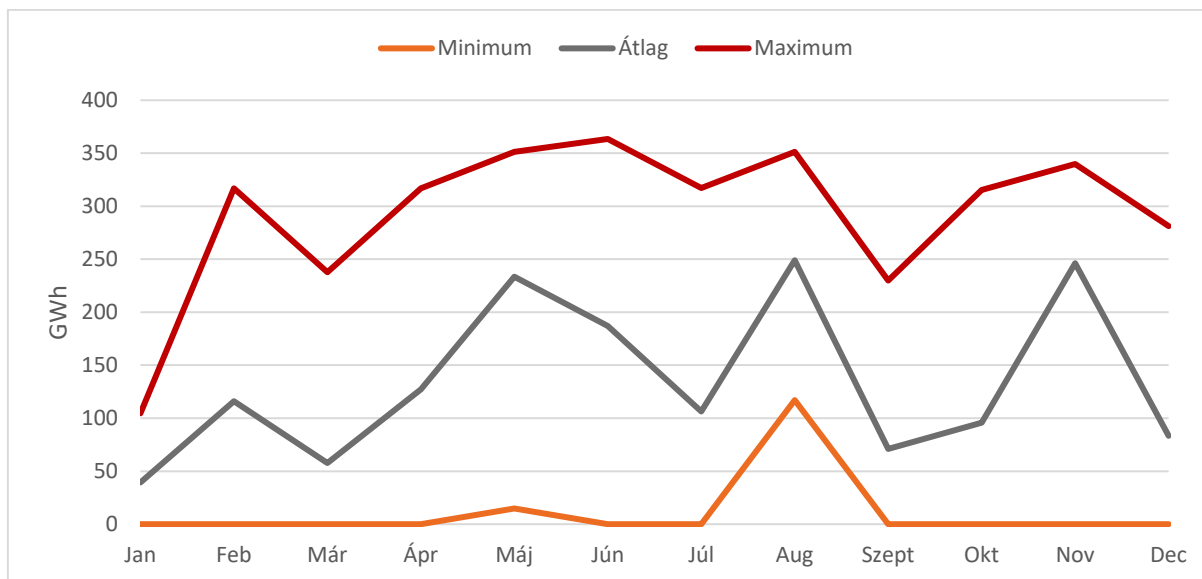
26. ÁBRA: NUKLEÁRIS ERŐMŰVEK TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSA, VALAMINT AZ IGÉNYBE VEHETŐ ÉVES KAPACITÁSA A MAXIMÁLIS KAPACITÁSKIHASZNÁLTÁS MELLETTI TERMELÉS ARÁNYÁBAN (GWh)



*2018 teljes évre vetített adatok. Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A hazai nukleáris erőmű gépegységeiben történt tervezett kieső kapacitások évközi alakulását főként három csúcsértékes időszak – május-június, augusztus és november – jellemezték, amelyek átlagos értékei 233 GWh és 249 GWh között alakultak. Ezek közül is az augusztusi értékek rendelkeznek a legkisebb szórással – 102 GWh, szemben az év eleji 155 GWh-s és a novemberi 164 GWh-s értékekkel –, amely azt mutatja, hogy jellemzően augusztusban történtek a hosszabb ideig tartó tervezett kiesések (27. ábra).

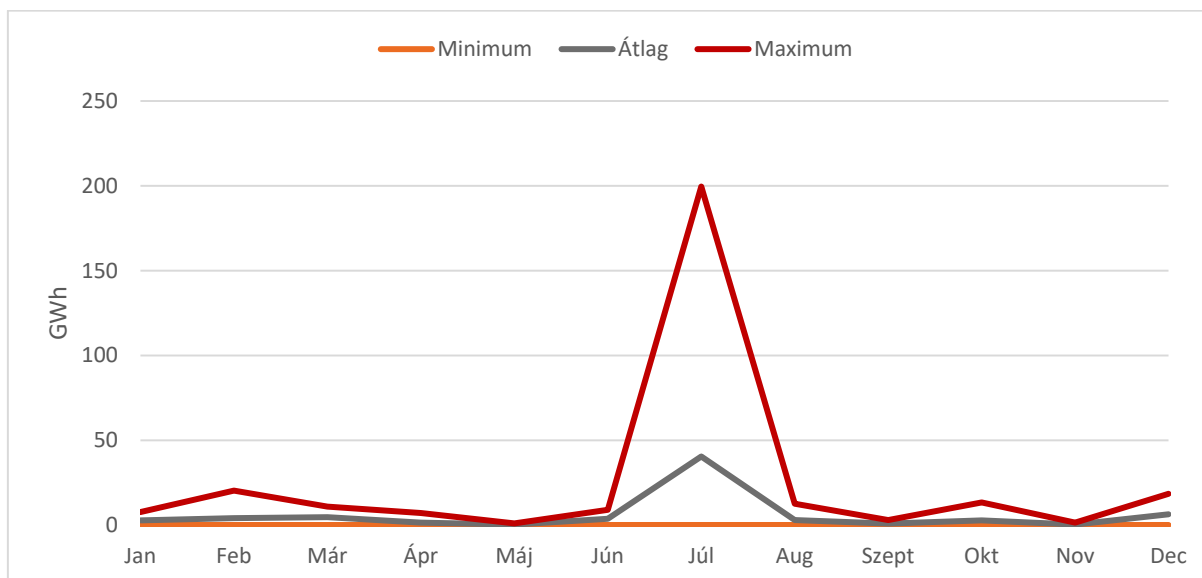
27. ÁBRA: NUKLEÁRIS ERŐMŰVEK TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSÁNAK HAVI ÁTLAGOS, MINIMUM ÉS MAXIMUM ALAKULÁSA A VIZSGÁLT IDŐSZAKBAN



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A nukleáris erőmű nem tervezett kieső kapacitás havi átlagos értéke a vizsgált időszakban 1 GWh és 6 GWh között alakult. Ez alól kivételt képez a júliusi havi átlagos eredmény, ami egy 2016-os hosszabb nem tervezett kiesés eredménye (28. ábra).

28. ÁBRA: NUKLEÁRIS ERŐMŰVEK NEM TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSÁNAK HAVI ÁTLAGOS, MINIMUM ÉS MAXIMUM ALAKULÁSA A VIZSGÁLT IDŐSZAKBAN



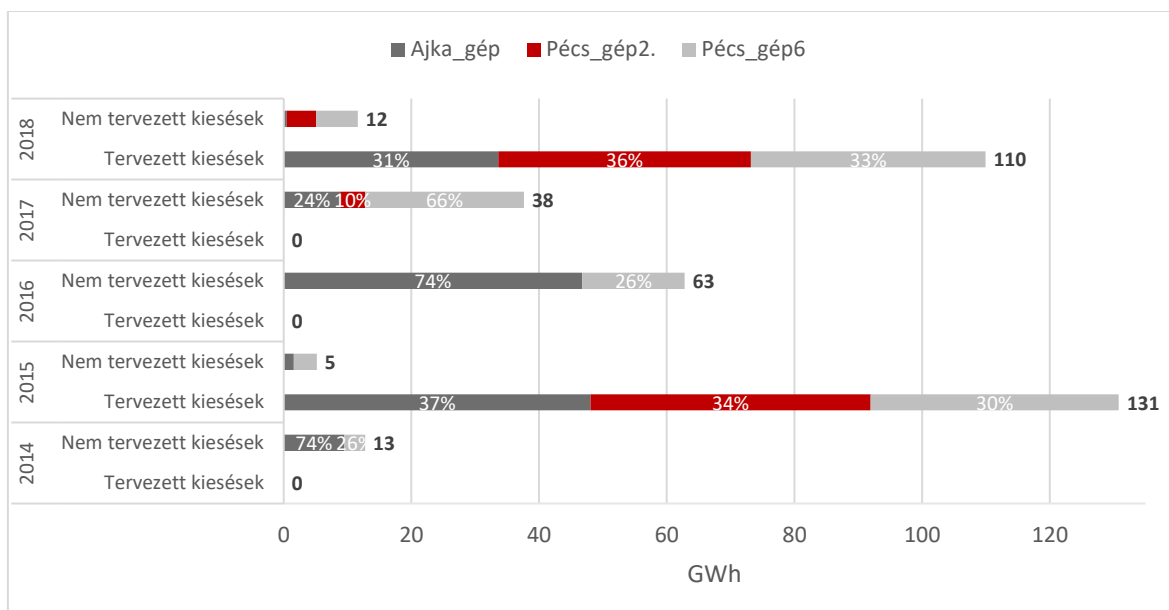
Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

5.3.4. KIESŐ KAPACITÁS – BIOMASSZA-ERŐMŰVEK

A tisztán biomasszát hasznosító hazai erőművek esetében három gépegységet vettünk figyelembe: az ajkai erőmű egy, valamint a Pécsi Erőmű kettő gépegységét⁸¹.

A tervezett kieső kapacitások tekintetében ciklikus eltérést tapasztaltunk a vizsgált időszakban; amíg a 2014, 2016 és 2017-es években nem történt tervezett kiesés, addig az összes biomassza-erőművi tervezett kapacitáskiesés mértéke 2015 és 2018-as években 131 GWh és 110 GWh volt. A két érték eltérését a mindhárom gépegység esetében tapasztalt alacsonyabb tervezett kieső kapacitás magyarázza: egyrészt az ajkai biomassza-erőmű esetében előforduló nagyobb (14,5 GWh) csökkenés, valamint a Pécsi Erőmű gépegységeinél tapasztalt alacsonyabb értékek (4,2 GWh és 2,2 GWh). Az egyes gépegységek tervezett kieső kapacitásának a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez viszonyított arányában az ajkai erőmű esetében nagyobb csökkenést találhatunk – a 2015-ös 20%-ról, 14%-ra csökkent 2018 teljes évre vetítve –, míg a Pécsi Erőmű gépegységeinek tekintetében ez az érték jelentős mértékben nem változott, 8%-ról 7%-ra csökkent a 2. gépegység esetében, míg a 6. gépegységnél maradt 10% 2018-ban, hasonlóan a 2015-ös értékhez (29. ábra).

29. ÁBRA: BIOMASSZA-ERŐMŰVEK TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESÉSEI ÉVES ÉS GÉPEGYSÉGI BONTÁSBAN (GWH)



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

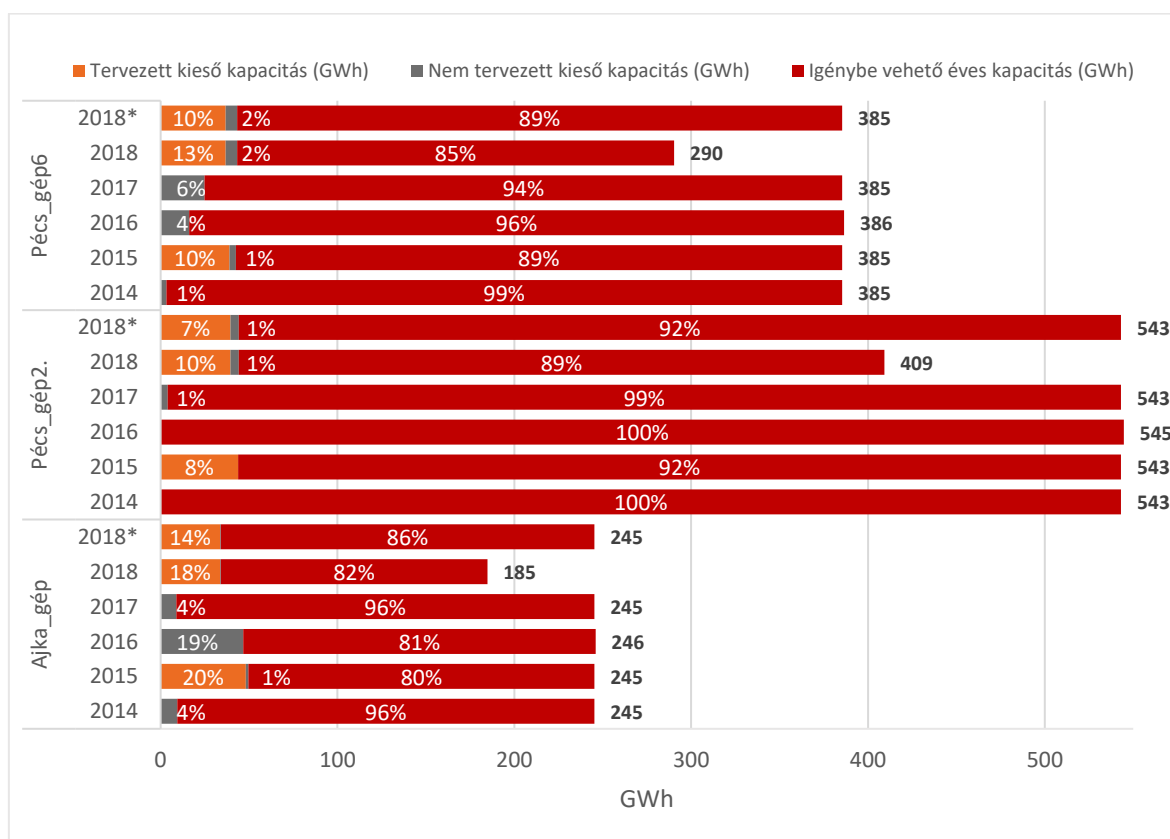
A hazai biomassza-erőművi nem tervezett kiesések tekintetében nagyobb eltéréseket tapasztalunk, amelyek nem teszik lehetővé egy jól analizálható minta leírását. Amíg a 2014, 2015 és 2018-as években a nem tervezett összes kieső kapacitás mértéke 5 GWh és 13 GWh között alakult, addig főként 2016-ban, de 2017-ben is ennek többszöröse volt. Az ajkai erőmű gépegységének nem tervezett kapacitáskiesésének mértéke az átlagos⁸² éves 5 GWh-hoz képes

⁸¹ Az ajkai erőművi 28 MW, míg a két pécsi gépegység 62 és 44 MW beépített névleges kapacitással rendelkeznek.

⁸² A 2016-os éves értéket nem figyelembe vevő átlagos érték.

47 GWh volt 2016-ban. A Pécsi Erőmű 6. gépegységénél számított átlagos⁸³ 4 GWh nem tervezett éves kieső kapacitás mértéke 2016-ban 16 GWh, míg 2017-ben 25 GWh volt. Kisebb mértékben, de a Pécsi 2. gépegységénél is növekedett a nem tervezett kieső kapacitások nagysága a 2017 és 2018 közötti időszakban átlagosan 4 GWh-ra az addig tapasztalt 0 GWh mértékhez képest. Ezek a változások együttesen befolyásolták az összes biomassza-erőművi nem tervezett kapacitás éves változásait. Az egyes gépegységek tervezett kieső kapacitásának a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez viszonyított mértéke is ennek megfelelően változott rendszertelenül, ahogy azt a 30. ábra is mutatja.

30. ÁBRA: BIOMASSZA-ERŐMŰVEK TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSA, VALAMINT IGÉNYBE VEHETŐ ÉVES KAPACITÁSA A MAXIMÁLIS KAPACITÁSKIHASZNÁLTÁSG MELLETTI TERMELÉS ARÁNYÁBAN (GWh)

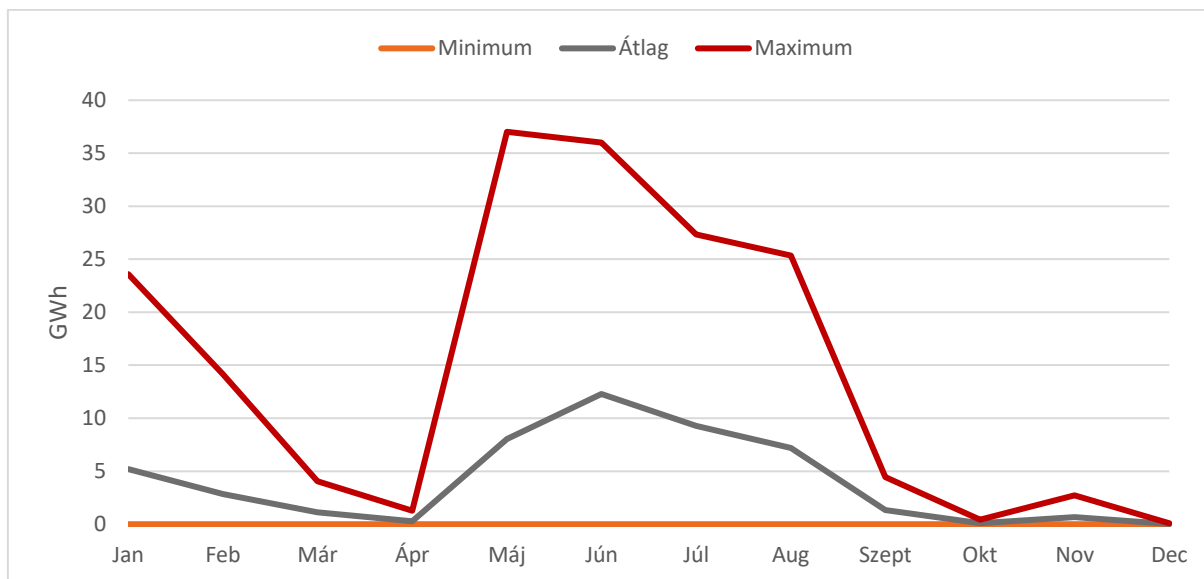


*2018 teljes évre vetített adatok. Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A biomassza-erőművek tervezett kieső kapacitásának évközi alakulását főként a május-augusztus közötti időszakban felmerülő karbantartási munkák jellemzik, melyek az összes tervezett kapacitás 76 százalékát magyarázták. Mindhárom biomassza gépegység tekintetében ciklikusan jelentkező (2015-ben és 2018-ban) tervezett kieső kapacitás adódott és ezek évközi eloszlása is tervezhető módon alakult, így a hazai biomassza-erőművek kiesésével tervezhető mértékben és elterjedéssel számolhatunk.

⁸³ 2014-, 2015- és 2018-as értékeket figyelembe vett átlagos érték.

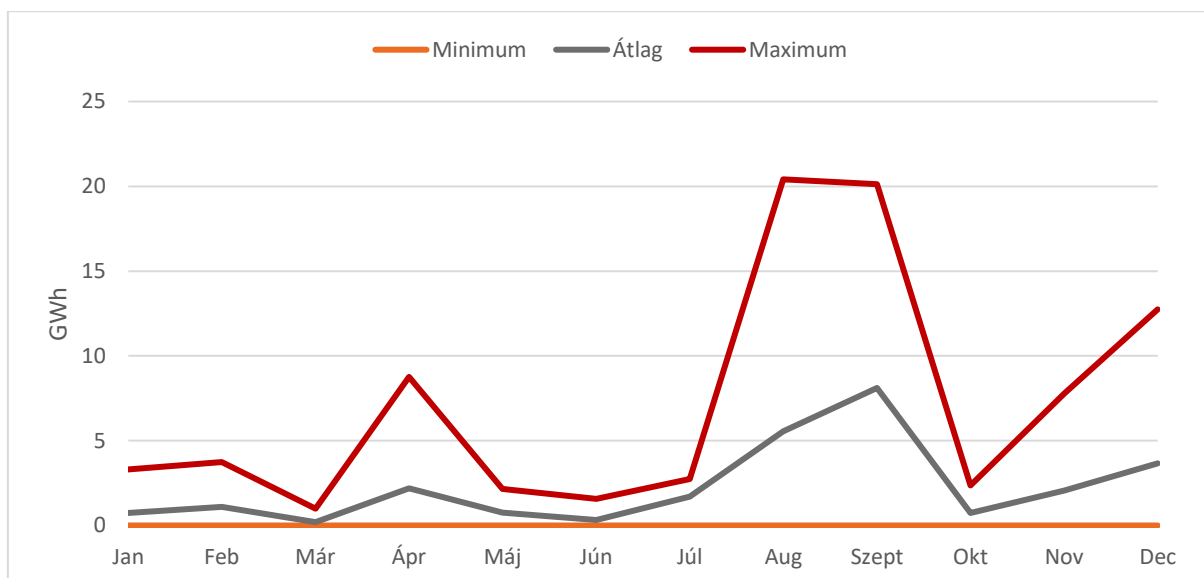
31. ÁBRA: BIOMASSZA-ERŐMŰVEK TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSÁNAK HAVI ÁTLAGOS, MINIMUM ÉS MAXIMUM ALAKULÁSA A VIZSGÁLT IDŐSZAKBAN



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A biomassza-erőművek havi átlagos nem tervezett kieső kapacitása 0,2 GWh és 3,6 GWh között változott a vizsgált időszakban, kivéve az augusztusi és szeptemberi hónapokat, melyek esetében a szignifikánsabb nagyobb – sorrendben 5,6 GWh és 8,1 GWh – értékeket két nem tervezett esemény befolyásolta 2016-ban és 2017-ben (32. ábra).

32. ÁBRA: BIOMASSZA-ERŐMŰVEK NEM TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSÁNAK HAVI ÁTLAGOS, MINIMUM ÉS MAXIMUM ALAKULÁSA A VIZSGÁLT IDŐSZAKBAN



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

5.3.5. KIESŐ KAPACITÁS – GYORSINDÍTÁSÚ ERŐMŰVEK

A gyorsindítású erőművek kapacitáskiesésének elemzésekor öt gépegységet, a két Bakonyi gázturbinás egységet, valamint a Litéri, Lőrinci és Sajószögedi erőműveket vettük figyelembe⁸⁴.

Általánosságban elmondható, hogy a gyorsindítású erőművek tekintetében a tervezett kieső kapacitások éves mértéke 60 és 120 GWh között változik kisebb karbantartási és fenntartási munkálatokat figyelembe véve. Ezen átlagos tervezett kieső kapacitások nagysága a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez viszonyítva átlagosan 2-4% között változik éves szinten, egyes gépegységekre viszonyítva. Az átlagostól eltérő éves tervezett kieső kapacitás adatokat láthatunk a 2018-as évben, amikor az összes gyorsindítású erőművi tervezett kieső kapacitás mértéke a duplájára nőtt az előző évi hasonló adatokhoz képest. Ezt a nagyarányú összes tervezett kieső kapacitást több, mint 72%-ban a Bakonyi 2. gázturbinás egységnél tapasztalt nagy kiesés magyarázza. A kiesés mértékét szintén szemléletesen mutatja az átlagos tervezett kieső kapacitás arányának a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez képest 2-4 százalékról 17 százalékra⁸⁵ történő megnövekedése.

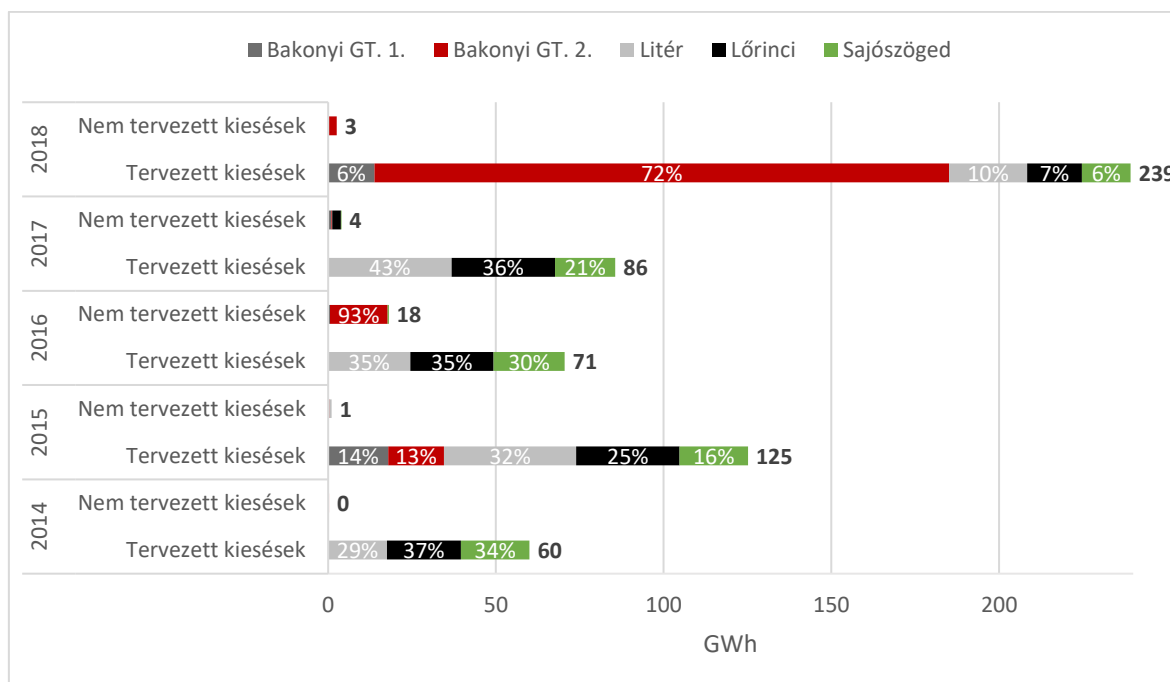
Ugyanakkor ennél a gépegységnél azt is érdemes megjegyezni, hogy amíg a többi gyorsindítású erőmű tekintetében a tervezett kieső kapacitás éves szinten egyenletesen oszlik el a vizsgált periódusban⁸⁶, addig mind a két ajkai gépegységnél ezek inkább ciklikusan – pár év elteltével – jelentkeznek, ciklikus változást kölcsönözve a teljes éves tervezett kieső kapacitásnak is.

⁸⁴ A két Bakonyi gépegység egyenként 58-58 MW, míg a Litéri és Sajószögedi Erőművek 120-120 MW és a Lőrinci Erőmű 170 MW névleges beépített kapacitással rendelkeznek.

⁸⁵ 2018 teljes évre vetítve.

⁸⁶ Az erőművi éves tervezett kieső kapacitás és a maximális kapacitáskihasználtság melletti termelés arányát tekintve.

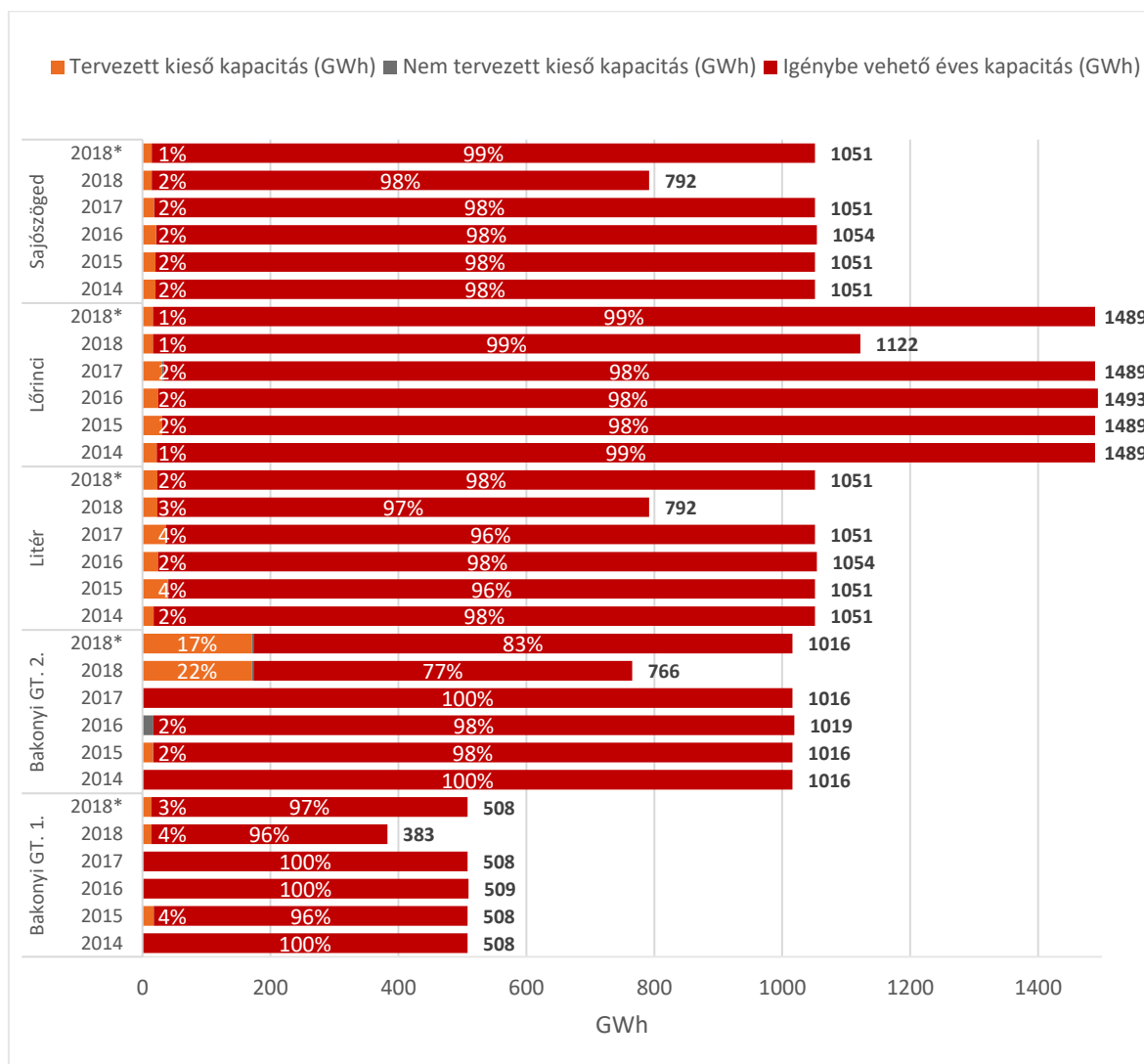
33. ÁBRA: GYORSINDÍTÁSÚ ERŐMŰVEK TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESÉSEI ÉVES ÉS GÉPEGYSÉGI BONTÁSBAN (GWh)



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A gyorsindítású erőművek nem tervezett kieső kapacitása éves szinten 4 GWh alatt – átlagosan 1,95 GWh – alakult a vizsgált időszakban, amely köszönhető annak, hogy az éves nem tervezett kieső kapacitás aránya a maximális kapacitáskihasználtság melletti termelésből nem érte el az egy százalékot egyik gépegység esetében sem. Kivételt képez ez alól a 2016-os eredmény, mely esetben a gyorsindítású erőművi összes nem tervezett kieső kapacitás mértéke meghaladta a 18,4 GWh-t. Ezt a szignifikáns emelkedést nagyban magyarázza a Bakonyi Erőmű 2. gépegységénél történt nagyarányú nem tervezett kapacitáskiesés, amely gépegységi szinten nézve – a maximális kapacitáskihasználtság melletti termeléshez viszonyítva – megközelítette a 2 százalékot. Ezt az extrém értéket leszámítva az éves gyorsindítású erőművi nem tervezett kiesés nagysága 2016-ban az átlagos mérték alatt alakult volna.

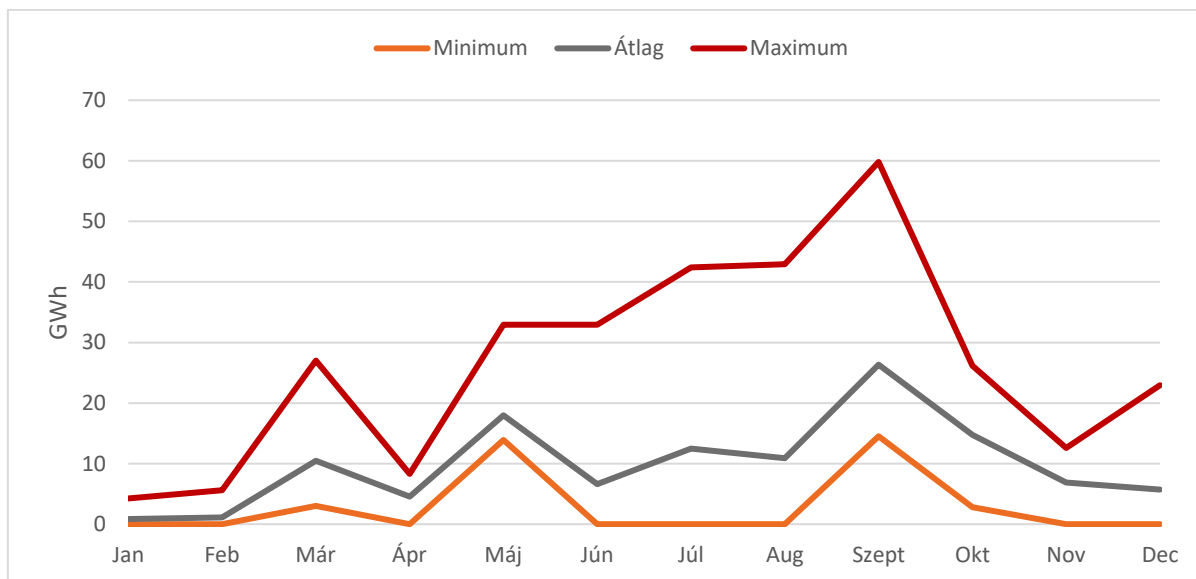
34. ÁBRA: GYORSINDÍTÁSÚ ERŐMŰVEK TERVEZETT ÉS NEM TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSA, VALAMINT IGÉNYBE VEHETŐ ÉVES KAPACITÁSA A MAXIMÁLIS KAPACITÁSKIHASZNÁLTÁSÁG MELLETTI TERMELÉS ARÁNYÁBAN (GWH)



*2018 teljes évre vetített adatok. Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A gyorsindítású erőművek tervezett kieséseinek évközi átlagos alakulását főként a márciusi, májusi és a szeptember-október közötti csúcsértékek alakítják. Ezen négy hónap tervezett kieső kapacitás értékei közel 60 százalékban magyarázzák az összes tervezett kieső kapacitást, átlagosan 7,4 GWh-val nagyobb értéket felvéve az egész éves átlagos havi átlag értéktől.

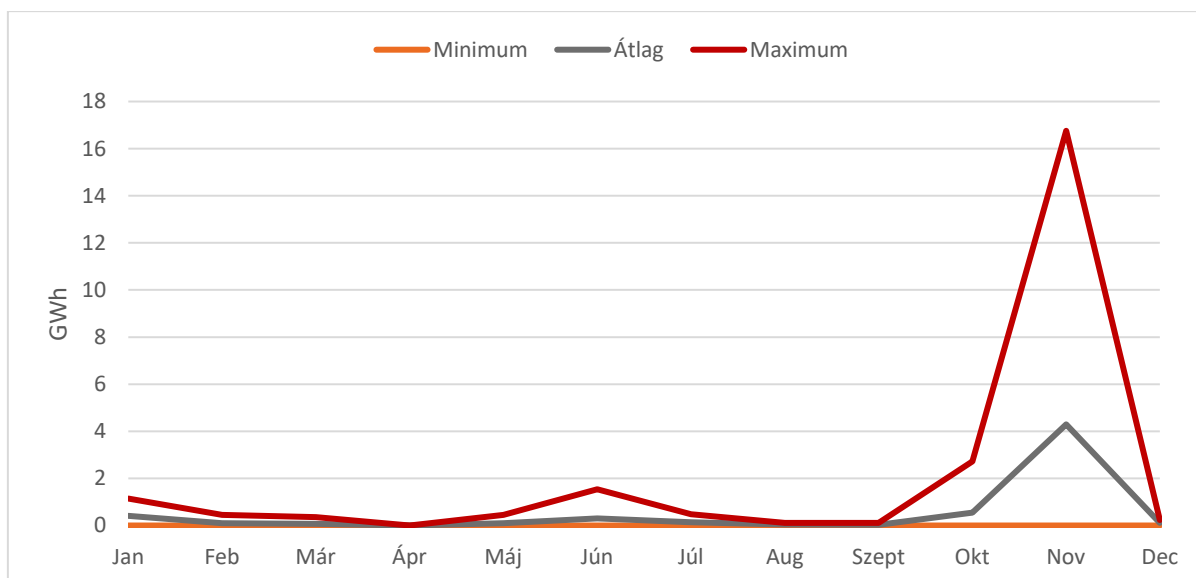
35. ÁBRA: GYORSINDÍTÁSÚ ERŐMŰVEK TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSÁNAK HAVI ÁTLAGOS, MINIMUM ÉS MAXIMUM ALAKULÁSA A VIZSGÁLT IDŐSZAKBAN



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A gyorsindítású erőművek nem tervezett kieső kapacitásának évközi, havi átlagos értéke 0,5 GWh alatti, ami alól a novemberi havi csúcserték képez kivételt, amely egy hosszabb ideig tartó nem tervezett esemény következménye (36. ábra). Ettől az eseménytől eltekintve a gyorsindítású erőművek nem tervezett kieséseinek évközi eloszlása egyenletesnek tekinthető.

36. ÁBRA: GYORSINDÍTÁSÚ ERŐMŰVEK NEM TERVEZETT KIESŐ KAPACITÁSÁNAK HAVI ÁTLAGOS, MINIMUM ÉS MAXIMUM ALAKULÁSA A VIZSGÁLT IDŐSZAKBAN



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) alapján

5.4. MARADÓ KAPACITÁS

Az előbbi tényezők kombinációjaként áll elő a maradó kapacitás, amelyet elemzésünk során az elérhető kapacitás egyik legfontosabb mérőszámának tekintünk. A maradó kapacitás azt mutatja, hogy az adott órában a fogyasztáson felül mekkora többlet termelő- (vagy import) kapacitás áll a rendszer rendelkezésére. Vagyis a maradó kapacitás alacsony értéke fokozott kockázatot jelent, hiszen ekkor a rendszer éppen el tudta látni a fogyasztást, vagyis egy esetleges további erőművi kiesés, vagy váratlan kereslet növekedés könnyen komoly problémát tudna okozni a piacon.

A maradó kapacitást alapvetően két típusú mutatóval szokták vizsgálni. Az első mutatót, a hazai maradó kapacitást az alábbi egyenlet definiálja:

$$(1) \quad HMK = RTK - MD$$

Ahol HMK a hazai maradó kapacitás az adott órában, az RTK a rendelkezésre álló szabályozható termelőkapacitás, míg MD a maradó kereslet. A rendelkezésre álló szabályozható termelőkapacitás értéke úgy számolható, hogy a teljes szabályozható erőművi kapacitásból - mely nem tartalmazza a nap, szél és a nem szivattyús tározós vízerőművi termelést - kivonjuk a kiesés miatt rendelkezésre nem álló kapacitásokat, valamint a felirányú lekötött tercier tartalékot. Az így kapott értéket ezen felül még csökkentettük egy becsült erőművi önfogyasztással, a szén-, biomassza- és olajtüzelésű erőművek esetén ez 12%-nak vettük, a gázos erőművek esetén 5%, míg az atomerőművek esetén 0%.

A maradó keresletet úgy kapjuk meg, hogy a teljes fogyasztásból levonjuk a nem szabályozható erőművek eredő tényleges termelését. Ez a megközelítés azzal a feltételezéssel él, hogy a nap, szél és nem szivattyús tározós vízerőművek minden egyes órában pontosan annyi villamosenergiát-termelnek, mint amennyire képesek, ezért nem a kapacitásukat számoljuk el a termelési oldalon, hanem a tényleges termelésüket vonjuk le az összfogyasztásból.

Mint látható a hazai maradó kapacitás csupán a hazai termelő egységeket veszi figyelembe, vagyis a mutató alapvetően azt vizsgálja, hogy a kereslet teoretikusan kielégíthető-e az adott órában import nélkül. Ha a hazai maradó kapacitás értéke negatív, abban az esetben az ország csak importtal képes fedezni a keresletet, míg ha pozitív, akkor a hazai erőművek is képesek kielégíteni a fogyasztást. Ha a hazai maradó kapacitás minden órában pozitív, akkor az ország teoretikusan is képes az önellátásra.

Fontos kiemelni azonban, hogy ez a mutató csupán lehetőségeket ragad meg, nem a tényleges piaci állapotot. Elképzelhető például, hogy egy ország esetében a hazai maradó kapacitás minden esetben pozitív, azonban mégis jelentős a villamosenergia-importja a gazdasági megfontolások következtében.

A másik fontos mutatót, a teljes maradó kapacitást az alábbi egyenlet definiálja:

$$(2) \quad MK = RTK - MD + \sum NTC$$

Ahol MK a teljes maradó kapacitás, míg $\sum NTC$ az ország összes határán rendelkezésre álló importkapacitás. Ennek értelmében a negatív teljes maradó kapacitás azt jelenti, hogy az ország semmilyen forrásból nem képes kiegyenlíteni a keresletet, így az alacsony pozitív értékek is komoly ellátásbiztonsági kockázatot sejtethetnek.

Harmadik mutatóként még definiáltuk a csökkentett maradó kapacitást. Ez mutató az NTC számításokkor csak a szlovák, illetve osztrák irányú rendelkezésre álló importkapacitásokat veszi figyelembe. A csökkentett maradó kapacitás használatánál azzal a korábban bemutatott feltételezéssel élünk, hogy kapacitáshiányos időszakban csupán az osztrák és szlovák irányú import használható ténylegesen, a többi határon hiába áll rendelkezésre szabad határkeresztő kapacitás, amögött nem áll ténylegesen elérhető erőművi kapacitás, így ezekből az irányokból az import nem lehetséges.

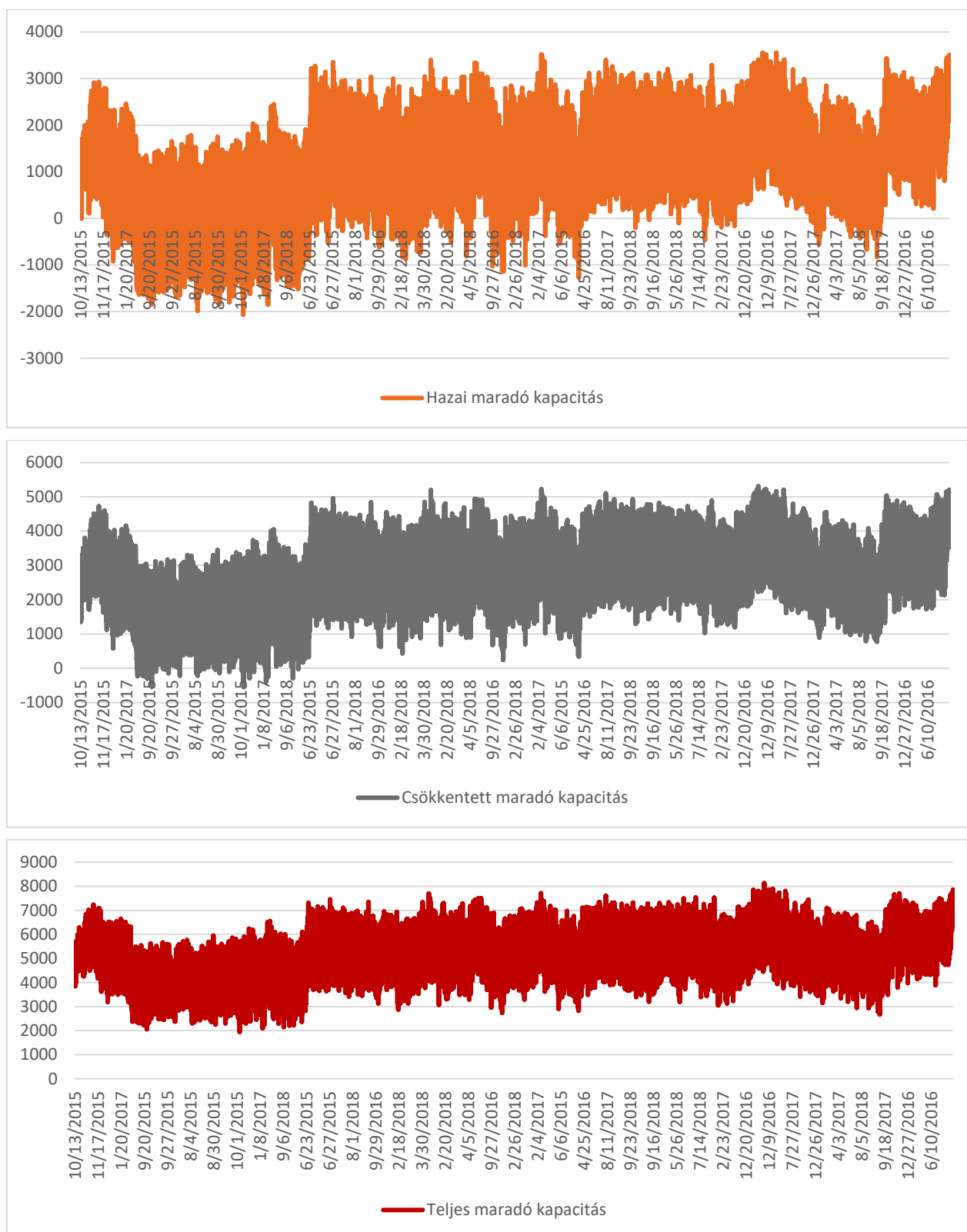
Az általunk használt maradó kapacitás definíció alaplogikájában nagyon hasonlít a MAVIR 2017-es kapacitástervében is használt maradó teljesítmény mutatóval. Fontos azonban kiemelni, hogy a két indikátor számos elemben eltér egymástól.

Az első különbség, hogy míg a MAVIR bruttó beépített kapacitással számol és az erőművi önfogyasztást a keresleti oldalon számolja el, addig a mi módszertanunk a nem szabályozható időjárásfüggő megújulók (nap, szél és nem szivattyús tározós víz) kivételével nettó kapacitások értékeit becsül. Értelmezésünk szerint a nettó kapacitások pontosabb képet adnak, hiszen bruttó kapacitás használata esetén egy újabb erőmű termelésbe lépése esetén a kereslet is megnő az önfogyasztásnak köszönhetően, vagyis a maradó teljesítmény így kismértékben túlbecsült. Egyedüli kivételként a nem szabályozható megújuló-erőműveket tekintettük, melyekről azt feltételeztük, hogy mindig az adott időszak szerinti maximumában termel, vagyis ezek esetében a tényleges termelést vontuk ki a keresletből.

A második fontos különbség, hogy a MAVIR a maradó teljesítmény számítása során nem veszi figyelembe a teljes szabályozási tartalékot. Értelmezésünk szerint ez nem az optimális eljárás, ugyanis mind a leszabályozó kapacitások, mind a primer és a szekunder felszabályozó kapacitások valójában jelen vannak a piacon és lehetséges velük a fogyasztás kielégítése, így alulbecsülnénk a maradó teljesítményt, ha ezeket a kapacitásokat nem vesszük figyelembe. Ezért mi a rendelkezésre álló kapacitás meghatározása során csupán az n-1-es megfelelési kritériumból következő, tercier szabályozási kapacitásokat vontuk ki a hiányokkal és kiesésekkel csökkentett nettó beépített kapacitásból.

A mutatók definiálása után a 37. ábra a három típusú maradó kapacitás alakulásának értékét mutatja be órás szinten 2015. január 1. és 2018. októbere között:

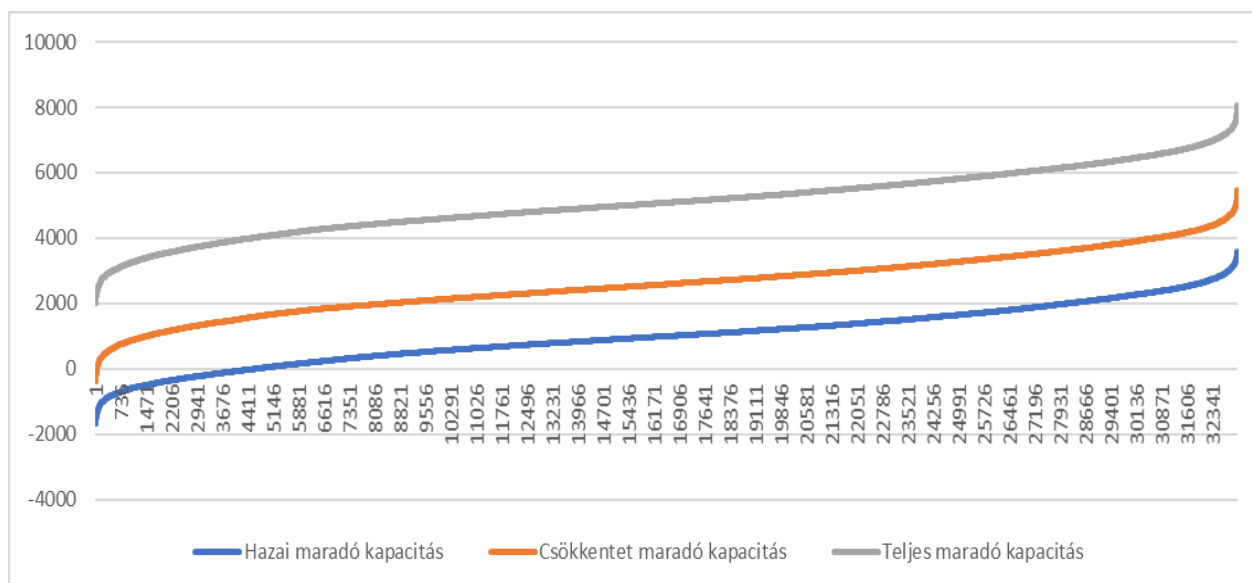
37. ÁBRA: MARADÓ KAPACITÁSOK ALAKULÁSA 2015-2018, MW



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) és MAVIR adatai alapján

Az ábráról leolvasható, hogy mindhárom típusú maradó kapacitás alakulása meglehetősen szezonális, ami leginkább a fogyasztás szezonálisával magyarázható. Emellett megállapítható, hogy a hazai maradó kapacitás nagyon gyakran vesz fel negatív értékeket, de a csökkentett maradó kapacitás esetén is megfigyelhetők nullánál kisebb értékek, a teljes maradó kapacitás azonban végig a pozitív tartományban marad. Az értékek részletesebb elemzéséhez az alábbi grafikon a három típusú maradó kapacitás értékét mutatja meg, nagyság szerint sorba rendezve.

38. ÁBRA: MARADÓ KAPACITÁSOK ÉRTÉKEINEK MEGOSZLÁSA NAGYSÁG SZERINT, MW



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) és MAVIR adatai alapján

A hazai maradó kapacitás értéke a vizsgált időszak körülbelül 33 000 órájából nagyjából 4650 órában volt kisebb, mint nulla, legkisebb értéke majdnem elérte a -1700 MW-ot. Ez azt jelenti, hogy Magyarország a jelenlegihez hasonló viszonyok mellett fizikailag sem képes a teljes önállátásra, számos olyan óra azonosítható, amikor a hazai erőműpark teljes termelése sem tudta volna kielégíteni a keresletet. Fontos azonban kiemelni, hogy a hazai kapacitás görbéje 800 és 1400 MW között lapos igazán, átlagos értéke 1000 MW, ami azt jelenti, hogy egy átlagos órában teoretikusan lehetséges a kereslet kielégítése csupán hazai termeléssel.

Mivel Magyarország Szlovénián kívül az összes szomszédos országgal rendelkezik határkeresztesző vezetékkel, így jelentős importkapacitással bír. Ezt mutatják meg a teljes maradó kapacitás értékei is melyek, jóval magasabbak, mint a hazai maradó kapacitás. Ezt a görbét vizsgálva megállapítható, hogy 2015 és 2018 között egy olyan óra sem volt, melyben a teljes maradó kapacitás 2000 MW-nál kevesebb lett volna, amely semmilyen rendszerbiztonsági kockázatot nem sejtet. A teljes maradó kapacitás átlagos értéke a vizsgált időtartományban 5100 MW volt, ami magasabb, mint az átlagos órás rendszerterhelés az egész időszakra vonatkoztatva.

A csökkentett maradó kapacitás értékei azonban már potenciális veszélyhelyzetekre hívhatják fel a figyelmet. Ha azzal a feltételezéssel élünk, hogy import csak Ausztria és Szlovákia irányából áll rendelkezésre, akkor a vizsgált tartományban 37 olyan óra lett volna, melyben a rendelkezésre álló kínálat nem tudta volna kielégíteni a keresletet. Természetesen a valóság-

ban volt lehetőség más irányokból is importálni, ám annak a megállapításához, hogy ezekben az órákban ténylegesen milyen mértékben állhatott fenn kapacitáshiányos állapot, további vizsgálatok szükségesek, melyet a kritikus órák elemzése során fogunk részletesebben bemutatni. A csökkentett maradó kapacitások átlagos értéke a vizsgált időszakban 2600 MW volt.

5.5. A KRITIKUS ÓRÁK ELEMZÉSE A HAZAI VILLAMOSENERGIA-PIACON, 2015-2018

A fejezet eddigi részében az import, illetve maradó erőművi kapacitással kapcsolatos adatokat értékeltük 2015 és 2018 októbere között. Ebben az alfejezetben a korábban és újonnan definiált mutatók segítségével meghatározzuk, hogy milyen tényezők eredményeképpen állnak elő szélsőséges helyzetek, amelyek energiabiztonsági kockázattal járhatnak a magyarországi árampiacon.

A kritikus órák meghatározásához a HUPX DAM árak alakulását vettük alapul, vagyis elemzésünkben elsősorban azokat az órákat tekintettük problémásnak, ahol a piaci ár szélsőségesen magas értéket vett fel. Az alapvető közgazdaságtani szemlélet szerint ugyanis a keresleti vagy a kínálati szűkösség árfelhajtó hatással bír, ennek következtében egy ártüske megjelenése jó mutatóként szolgál egy hiányközeli állapotra vonatkozóan. Fontos persze kiemelni, hogy az ártüskék létezése nem feltétlenül jelent tényleges ellátásbiztonsági veszélyt, hiszen nem lehet meghatározni, hogy a magas ár az adott körülményekre adott optimális piaci válasz eredője, vagy az adott órában ténylegesen ellátásbiztonságból problémás helyzet állt-e elő. Emellett az ártüskék létezése piaci szempontból is hasznos lehet, hiszen kormányzati beavatkozások nélkül -például kapacitásmechanizmus bevezetése-, az ártüske az elsődleges piaci eszköze lehet annak, hogy a csúcserőművek fedezni tudják a fix költségeiket. Az a feltételezés azonban vélhetően mindenképp helytálló, hogy az ártüskék jelenléte valamilyen rendkívüli, feszített piaci helyzettel kapcsolatos.

Az elemzés során olyan órákat vizsgáltunk, amikor valamilyen szélsőséges helyzet állt fenn a piacon, például nagyon magas import ráta vagy alacsony rendelkezésre álló maradó kapacitás. A vizsgálatok során leginkább arra voltunk kíváncsiak, hogy a fennálló szélsőséges állapot milyen valószínűséggel jár együtt kiemelkedően magas árkörnyezettel.

Elemzésünkben alapvetően a HUPX DAM áron⁸⁷ kívüli további indikátorokat használtunk. Ezek a már korábbiakban definiált maradó kapacitás, és az import áram abszolút mennyisége. Ezen felül olyan új mutatók kritikus értékeit is vizsgáltuk, mint nettó importhányad (az importált áram mennyisége a fogyasztáshoz viszonyítva), valamint a hazai erőművi kihasználtság, ami azt mutatja meg, hogy az adott órában ténylegesen rendelkezésre álló kapacitás (tehát az erőművi önfogyasztás, a karbantartások és a tercier felszabályozási tartalékok figyelembevételével), hány százaléka kapcsolódott be a termelésbe. Az elemzés előtt azonban fontosnak tartjuk bemutatni, hogy az általunk vizsgált időszakban milyen gyakoriságúak voltak a magyarországi villamosenergia-piacon a kiemelkedően magas árú órák.

⁸⁷ A teljes adatbázis 2015. január 1. és 2018. október 9. között tartalmaz órás adatokat a HUPX ár idősor azonban csak 2018.06.31-ig állt rendelkezésre.

5.5.1. ÁRTÜSKÉK GYAKORISÁGA

A következőkben azt vizsgáljuk, hogy a vizsgált időszakban mennyire volt jellemző az ártüskék kialakulása a magyarországi villamosenergia-piacon. Az ACER 2017-es Electricity Wholesale Market Reportja⁸⁸ ártüskéként azonosít minden olyan órát, melyben az óras ár több mint háromszoros mértékben meghaladja egy holland teoretikus gázerőmű TTF alapon kalkulált változó költségét. Becslésünk szerint, ez az árszint nagyjából 100 és 150 €/MWh között helyezkedik el. A szélsőséges árú órák azonosításához, mi egyszerűbb módszertant, egy kombinált relatív és abszolút skálát alkalmaztunk. Ez alapján meghatároztuk a vizsgált időszakban a piacon a TOP 100 legmagasabb árú órát.

A legmagasabb ár a 2017. januári ártüske során alakult ki, a legkritikusabb napon január 11-én, elérve a 300 €/MWh-ás értéket, ezen felül még 8 olyan óra volt, amely esetében az ár meghaladta a 200 €/MWh-ás értéket. Ezek mindegyike szintén január 11-ére esett. A legnagyobb olyan kiemelkedő ár - amely nem kapcsolódik a 2017. januári ártüskéjéhez -, 2015.07.23.-án délben következett be, ekkor a piacon 150 €/MWh-ás ár alakult ki. Az az érték a 15. legnagyobb a teljes mintában. A legkisebb TOP 100-as ár 134,61 €/MWh, amely szintén a januári ártüske időszakához kapcsolódik.

A TOP 100 áron kívül következő kategóriaként a 100 €/MWh-nál nagyobb árú órákat határoztuk meg és a kategóriát ártüskének nevezetük el. A teljes mintában 476 darab olyan óra van, melyben a kialakult átlagár meghaladta a 100 €/MWh-ás értéket, ebből a legmagasabb száz órát azonban a nem az „ártüske”, hanem a „TOP 100” kategóriába soroltunk. Ezen felül létrehoztunk egy harmadik kategóriát, melyet „magas árú” órákként azonosítottunk. Ebben a kategóriában azok az időszakok találhatóak melyek esetében az ár meghaladta 85 €/MWh-ás értéket, azonban nem érte el a 100 €/MWh-át. Magas árú órából összesen 356 darab található a mintában.

Az adatbázisban nagyjából 30 600 óra esetében áll rendelkezésre áradat, melyből 476 esetben haladta meg az átlagár az 100 €/MWh-t, vagyis a minta 1,55%-ban alakultak ki ártüskék, amely arra enged következtetni, hogy a magyarországi piacon alapvetően nem jellemző a szélsőséges árkörnyezet kialakulása 2015 és 2018 között. Ha a magas árú órákat is figyelembe vesszük (85 €/MWh-nál magasabb ár), akkor a kritikus órák aránya 2,7% százalékra növekszik. Fontos azonban kiemelni - mint arra az ACER market monitoring 2017-es jelentése is kitér -, hogy 2016 óta az európai piacokon a válság utána időszakhoz viszonyítva jelentősen megnövekedett az ártüskék gyakorisága. A következő alfejezetekben azt fogjuk vizsgálni, hogy ezen szélsőséges órák kialakulását elsődlegesen milyen tényezők határozzák meg Magyarországon.

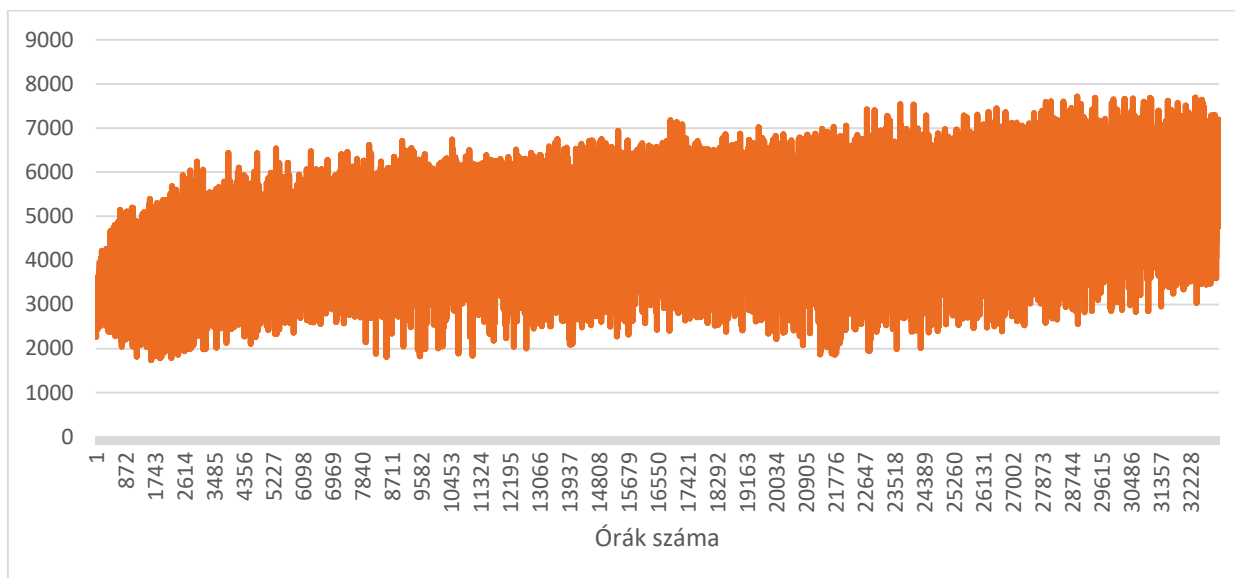
5.5.2. IMPORT SZEREPE A KRITIKUS ÓRÁKBAN

A 39. ábra a nettó importhányad értékét mutatja meg nagyság szerint sorba rendezve 2015. január és 2018. októbere között. Az adatok egyértelműen megmutatják, hogy a magyar villamosenergia-rendszer a vizsgált időszakban jelentős mértékben volt kitett az importnak, ugyanis a vizsgált több mint 33 000 órából csupán 58 órában volt Magyarország nettó ex-

⁸⁸ ACER-CEER (2018)

portőr pozícióban, ami kevesebb mint az összes óra 0,2%-a. Az erős importkitettség megállapítható abból is, hogy az éves átlagos nettó importhányad az utóbbi időszakban 30-35% között mozgott.

39. ÁBRA: NETTÓ IMPORTHÁNYAD ALAKULÁS NAGYSÁG SZERINT, %



Forrás: ote-cr.cz

Az importhányad terjedelme a 2015-2018-as időszakban meglehetősen nagy -9% és 57% között mozgott, ám a különböző értékek gyakorisága eltérő. A görbe az alacsony értékeknél nagyon meredek, ami azt jelzi, hogy ilyen órák ritkán fordultak elő a vizsgált időszakban, és nagyjából 25% százalék fölött kezd el ellaposodni. Az import-arány jellemző értéke 25% és 40% közé esik, 40% fölött a görbe újra egyre meredekebbé válik, mely meredekség 50% fölött még tovább növekszik.

A szélsőséges állapot meghatározásánál egyszerre használtunk relatív és abszolút kritériumokat. Ezek alapján meghatároztuk azt a száz darab órát, melyben a nettó import-arány a legmagasabb értéket vette fel. Ezeket „nagyon magas importarányú óráknak” neveztük el, valamint azon órákat, melyek nem estek bele ebbe a kategóriába, de az importarány meghaladta az 50%-ot „magas importarányú órákként” kategorizáltuk.

Az alábbi azt mutatja, hogy a nagyon magas, illetve a magas importkitettséű órák milyen arányban jártak együtt szélsőséges piaci árakkal. Az első sor a nagyon magas import-arányú órákat kategorizálja be aszerint, hogy az ilyen típusú órákban milyen magas ár volt a jellemző, míg a második sor az 50%-nál nagyobb importarányú, de nem a legmagasabb 100 importhányadú órára mutatja meg ugyanezt.

15. TÁBLÁZAT: KIEMELKEDŐ IMPORTHÁNYAD ÉS KRITIKUS ÁRAK KAPCSOLATA

	TOP 100 ár- szint	Ártüske (>100 €/MWh) ⁸⁹	Magas ár (85 - 100 €/MWh)	85 €/MWh- nál kisebb ár	Átlagos ár (€/MWh)
Nagyon magas import-arány (top 100)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	100 (100%)	51,42
Magas import- arány (50%+)	3 (0,4%)	10 (1,4%)	11 (1,6%)	651 (96,4%)	52,52
Fennmaradó órák	97 (0,3%)	366 (1,2%)	345 (1,1%)	29 894 (97,4%)	41,57
Összes	100 (0,3%)	376 (1,2%)	356 (1,1%)	30 645 (97,4%)	41,90

Látható, hogy a vizsgált adatsorban található legmagasabb importkitettséű 100 órából egyetlen olyan óra sincs, ahol a piaci ár meghaladta a 85 €/MWh-ás szintet. Hasonló helyeztet mutat, ha az 50%-nál nagyobb importhányadú órákat vizsgáljuk. Ebben az esetben 3 olyan óra azonosítható, ahol kritikusan magas volt a piaci árszint, 10 darab, ahol 100 €/MWh-nál magasabb és 11, ahol a 85 €/MWh-t meghaladta. Ez főleg annak a fényében érdekes, hogy ezeken az órákon felül 651 olyan óra volt, melyben az import-arány meghaladta az 50%-ot, viszont az ár nem érte el a 85 €/MWh-t. Ez azt jelenti, hogy a vizsgált időszakban, csupán 3,2%-ban volt magas árszint azokban az órákban, melyekben kiugró volt az import szerepe.

A táblázat utolsó oszlopa az átlagos árakat mutatja meg ugyanezen két kategória szerint. Mivel a teljes adatsor átlagos árszintje 41,9 €/MWh, megállapítható, hogy az import által dominált órákban átlagosan nagyjából 10 €/MWh-val magasabb átlagár jellemző.

A magas import-arálynak értékelésünk szerint két oka lehet. Az első okot elsősorban a kapacitásszűkössége határozza meg, míg a második ok inkább versenyképességi tényezőkre vezethető vissza. A kapacitások szűkössége esetén a hazai erőművek közel maximális kapacitáson termelnek, ám nem képesek így sem ellátni a hazai fogyasztási igényeket, ennek következtében az ország többletimportra szorul. Ebben az esetben az importnak árfelhajtó hatása van, mely okozhat ártüskét, vagy nagyon magas átlagárát a piacon.

Ha a versenyképességi hatás a meghatározó, akkor az országban rendelkezésre áll megfelelő termelőkapacitás, azonban az import egy versenyképesebb alternatíva a piacon, így annak ellenére, hogy fizikailag az energiaellátást a hazai erőművek is el tudnák végezni, a gazdaság működésének logikája alapján mégis jelentős import elégíti ki a keresletet. Eszerint az okfejtés szerint a magas import-arány nem eredményez kiugróan magas árakat.

A Magyarországgal kapcsolatos elemzés azt sejteti, hogy a magas importhányadú órák jelentős részben versenyképességi okokra vezethetők vissza, vagyis a magyar erőművek jelentős része csak drágábban tudna villamosenergiát-termelni, mint a vonatkozó importenergia ára. A legtöbb esetben ugyanis a magas importhányad nem eredményez kiemelkedő piaci árat, ezekben az órákban egyáltalán nem jellemző ártüskék kialakulása sem.

⁸⁹ Nem tartalmazza a TOP 100 árszintet

Fontos azonban külön megvizsgálni az import abszolút szintjét is, ugyanis a magas importhányad alapvetően két tényezőre vezethető vissza: az import abszolút mértékére, valamint a kereslet nagyságára. Ez azt jelenti, hogy nem kiemelkedő importmennyiség mellett is elképzelhető nagyon magas importhányad, ha a fogyasztás kellőképpen alacsony, vagyis fontos megvizsgálni, hogy azokban az esetekben, amikor az import abszolút mennyisége magas, milyen arányban azonosíthatóak kiugró árak a piacon.

Ezért megvizsgáltuk, hogy az abszolút import pozíció szerinti szélsőséges órákban milyen árszintek voltak megfigyelhetőek a vizsgált időszakban. Az import pozíció meghatározásában is kategóriákat alkottunk. Mivel az import abszolút értékénél nehéz jól meghatározható kritikus értékeket használni, ezért relatív skálát alkalmaztunk, a 100, 500 és 1000 legmagasabb nettó importtal jellemezhető órát vizsgáltuk részletesebben. Az eredményeket a 16. táblázat foglalja össze.

16. TÁBLÁZAT: KIEMELKEDŐ ABSZOLÚT IMPORTMENNYISÉG, ILLETVE A KRITIKUS ÁRAK KAPCSOLATA

	TOP 100 árszint	Ártüske (>100 €/MWh)	Magas ár (85- 100 €/MWh)	85 €/MWh-nál kisebb ár	Átlagos ár (€/MWh)
TOP 100 nettó importőr pozí- ció	4 (4%)	8 (8%)	6 (6%)	82 (82%)	59,57
TOP 500 nettó importőr pozí- ció	17 (4,3%)	16 (4%)	13 (3,3%)	350 (88,4%)	60,54
TOP 1000 nettó importőr pozíció	15 (3,2%)	12 (2,6%)	16 (3,4%)	427 (90,9%)	56,77
Fennmaradó órák	64 (0,2%)	340 (1,1%)	321 (1,1%)	29 786 (97,6%)	41,35
Összes	100 (0,3%)	376 (1,2%)	356 (1,1%)	30 645 (97,4%)	41,90

A táblázatból leolvasható, hogy az import abszolút mértéke már nagyobb mértékben jár együtt kiemelkedő árszinttel, mint a magas importhányad esetében láttuk. Abban a 100 órában, melyben a legnagyobb volt Magyarország abszolút nettó import pozíciója, az esetek 18%-ban fordult elő, hogy ez 85 €/MWh árnál magasabb árszinttel is járt, és az esetek 4%-ban TOP 100 órás árszint jellemezte a piacot. Fontos kiemelni azonban, hogy a vizsgált száz órában a kialakult átlagár 59,57 €/MWh volt, ami 20 €/MWh-val magasabb, mint a teljes időszak átlagára. Ez azt jelenti, hogy bár az órák nagyjából 5%-ban kritikus árszint alakult ki, a többi órára viszont nem jellemző az átlagosan nagyon magas árszínvonal, vagyis számos olyan óra is azonosítható, mikor az ár átlagos vagy alacsony értéket vett fel.

A TOP 500 és a TOP 1000 nettó import pozíciójú órát is figyelembe véve elsősorban azt mondhatjuk, hogy ezek az órák nem különböznek jelentős mértékben a TOP 100 órától. A TOP 500 órák esetében a megfigyelések 11,6%-ban haladta meg az ár a 85 €/MWh-ás határt, viszont a top 100 órához hasonlóan szintén az esetek 4%-ban állt elő a legmagasabb száz árszint valamelyike. Az átlagár nagyon kismértékben meg is haladta a TOP 100 legnagyobb importkitettséggű óra átlagát a vonatkozó 60,54 €/MWh-s értékkel. A TOP 1000 órában is hasonló eredményekre jutunk, itt a 85 €/MWh-nál magasabb órák aránya 9,1%, míg az átlagár 56,77 €/MWh.

A kapott eredmények jelzik, hogy az abszolút értékben magas importkitettséggű órák már kismértékben prediktálják a szélsőségesen magas piaci árakat. Megállapítható emellett, hogy az import abszolút mértékének csökkenésével az ártüskék megjelenésének valószínűsége is csökken, azonban nem drasztikus mértékben. Emellett azonban fontos kiemelni azt a tényt is, hogy a vizsgált órákban a vonatkozó átlagárak nem voltak kiemelkedően magasak, 55-60 €/MWh körül mozogtak, ami arra enged következtetni, hogy a mintában számos olyan óra is található, amikor Magyarország abszolút import pozíciója magas volt, azonban nem alakult ki szűkösség.

Az importtal kapcsolatos két elemzésből értelmezésünk szerint két fontos következtetés vonható le. A legnagyobb importarányú órákban jellemzően alig azonosíthatók kritikusan magas árak, amely értelmezésünk szerint ez a jelenség leginkább a magyar erőművek versenyképességével magyarázható. Az adatok arra engednek következtetni, hogy a nagyon magas importhányadok jellemzően nem a legmagasabb keresletű órákban jellemzőek. Vélhetően ez annak a következménye, hogy az import meglehetősen nagy mennyisége a hazai merit-order görbe elején helyezkedik el, vagyis a hazai erőművek rendelkezésre állása esetén is jellemző, hogy ezek termelése helyett import áram fedezi a kereslet jelentős részét. Ennek a tisztán versenyképességi hatásnak az eredménye, hogy nagy importhányadú órákban nem alakul ki szűkösség a piacon, így az ár is alacsony marad.

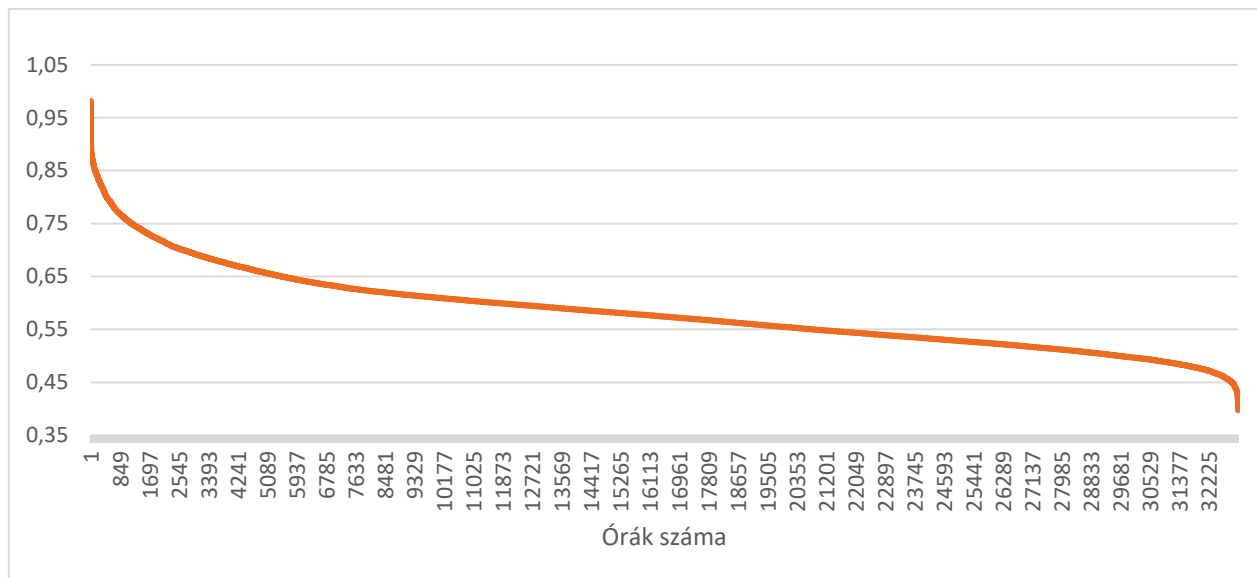
A második következtetés az import abszolút mennyiségével kapcsolatos. Megállapítható, hogy amikor az import abszolút értékben nagy és nem a fogyasztáshoz viszonyítva, akkor az előbb definiált versenyképességi hatás keveredik egy lehetséges kapacitásszűkösséggel. Elemzésünk megmutatta ugyanis, hogy az 1000 legnagyobb abszolút importtal bíró óra nagyjából 10-20% százalékában magas ár alakult ki a piacon. Ezekben az órákban az import vélhetően nem versenyképességi szempontok miatt volt magas, hanem a magas hazai fogyasztás miatt. A potenciális kapacitásszűkösség azonban felhajtotta az árakat, ami egy jó proxyja lehet az ellátásbiztonsági kockázatnak. Fontos kiemelni azonban, hogy a vizsgált órák fennmaradó 80-90%-ban a magas abszolút importmennyiség mellé normális piaci ár társult, vagyis számos olyan óra is azonosítható, amikor a magas import nem potenciális kapacitáshiány, hanem tisztán versenyképességi tényezők eredménye volt.

5.5.3. TERMELÉSI KAPACITÁSOK KIHASZNÁLÁSNAK SZEREPE A KRITIKUS ÓRÁKBAN

Az import vizsgálata után következő elemként a hazai rendelkezésre álló termelési kapacitások kihasználtságát vizsgáltuk meg részletesebben. Ebben a szekcióban azt mutatjuk be, hogy mennyire jellemzők a kritikusan magas árak azokban az órákban, amikor a hazai erőművi park közel a maximum rendelkezésre álló kapacitása környékén termel. Előzetes értékelésünk szerint ugyanis egy közel 100%-os kapacitáskihasználtság egy nagyon feszített piaci helyzetet is jelenthet, amikor a hazai piac már nem képes több kapacitást bevonni a termelésbe. Az elemzés során a kihasználtság egy speciális definícióját alkalmazzuk. A kihasználtságot ugyanis, mint a tényleges termelés és az összes hazai kapacitás önfogyasztással és a nem elérhető kapacitásokkal (kiesés, tartalék) csökkentett értékének hányadosaként definiáltuk. mutató, tehát azt mutatja meg, hogy azok a kapacitások, amik rendelkezésre álltak az adott órában, milyen arányban üzemeltek ténylegesen.

A 40. ábra a hazai rendelkezésre álló kapacitások kihasználtságának eloszlását mutatja meg. A kihasználtság értékeket csökkenő sorba rendeztük és ezeket ábrázoltuk egy grafikonon.

40. ÁBRA: RENDELKEZÉSRE ÁLLÓ ERŐMŰVI TERMELEÉS KIHASZNÁLTSÁGA NAGYSÁG
SZERINT RENDEZVE



Forrás: saját számítás ENTSO-E (2018a) adatai alapján

A rendelkezésre álló kapacitások kihasználása 40% és 98% között szóródik a vizsgált időszakban. Az ábra eleje meglehetősen meredek, ami azt jelzi, hogy meglehetősen kevés olyan óra volt, melyben a hazai termelői kapacitás közel 100%-ban ki volt használva. Az adatokra ránézve mindössze 9 olyan óra azonosítható, melyben a kihasználtság meghaladta a 90%-ot, ezen felül 464, melyben 80 és 90% közötti értéket vett fel. A kihasználtság átlaga 58% a teljes mintában.

Ezen megállapítások alapján a kihasználtság esetében is egy keverten abszolút és relatív kategorizálást alkalmaztunk a szélsőséges órák csoportosítására. Ezek alapján külön csoportba rendeztük a TOP 100 legnagyobb kihasználtságú órát, illetve azokat az órákat melyekben a kihasználtság meghaladta a 80, illetve a 75%-ot. Ezeken a csoportokon belül vizsgáltuk meg, hogy milyen gyakran tapasztalható szélsőséges piaci ár.

17. TÁBLÁZAT: A SZÉLSŐSÉGES ERŐMŰVI KIHASZNÁLTSÁGOK ÉS A KRITIKUS ÁRAK
KAPCSOLATA

	TOP 100 árszint	Ártüske (>100 €/MWh)	Magas ár (85- 100 €/MWh)	85 €/MWh- nál kisebb ár	Átlagos ár (€/MWh)
Legmagasabb kihasználtság (TOP 100)	0 (0%)	10 (10%)	5 (5%)	85 (85%)	62,64
Nagyon magas kihasználtság (>80%)	2 (0,5%)	7 (1,9%)	2 (0,5%)	354 (97%)	54,54
Magas kihasz- náltság (>75%)	19 (3,1%)	49 (8%)	6 (1%)	535 (87,8%)	58,72
Fennmaradó órák	79 (0,3%)	310 (1%)	343 (1,1%)	29 671 (97,6%)	41,26
Összes	100 (0,3%)	376 (1,2%)	356 (1,1%)	30 645 (97,4%)	41,90

Látható, hogy a nagyon magas erőművi kihasználtság bizonyos esetekben valóban piaci szűkösseget jelez, ám ennek a mintázata a különböző kihasználtsági kategóriák mentén kismértékben meglepő. Látható, hogy azokban az órákban, amelyekben a legmagasabb volt a magyarországi erőművek termelési kapacitásának kihasználása, az esetek 15%-ában alakult ki 85 €/MWh-nál magasabb ár a piacon. Fontos azonban kiemelni, hogy ez egyik esetben sem a TOP100 árszint volt, valamint az esetek 10%-ában volt az ár 100 €/MWh-nál is magasabb.

A TOP100 legmagasabb kihasználtságú óra átlagára 62 €/MWh, ami több mint 20 euróval magasabb, mint a teljes minta átlaga. Ebből az információból értelmezésünk szerint két következtetést lehet levonni. Egyrészt az, hogy a vizsgált órák átlagára ilyen magas azt jelzi, hogy számos magas kihasználtságnál üzemelő erőmű a merit-order végén található, így ezek csak magasabb árkörnyezet esetén lépnek be a piacra. Mivel az ár nem kirívó, azt a következtetést is levonhatjuk, hogy számos olyan óra volt, melyben magas volt a hazai erőművi kihasználtság, de ez mégsem okozott extrém szűkösseget a piacon. Ennek oka a potenciálisan bőségesen rendelkezésre álló további importkapacitás. Ennek a megállapításához a szűkös maradó keresletű órák vizsgálatára van szükség, melyet a következő pontban fogunk elvégezni.

A 80%-nál nagyobb kihasználtságú – de, nem a 100 legmagasabb kihasználtságú – óra vizsgálva jelentős mértékben lecsökken a kritikus órák száma. Ebben a kategóriában mindössze az esetek 3%-ban volt tapasztalható kiemelkedően magas ár, ami szinte elhanyagolhatónak tekinthető. Az átlagár továbbra is relatíve magas, 54,54 €/MWh, ami erősíti a korábban megállapított merit-orderrel kapcsolatos konklúziókat.

A 75% és 80% közötti kihasználás esetén azonban igazán érdekes eredmények azonosíthatók. A TOP100 legmagasabb árú órának a 19%-a ebbe az erőművi kihasználás kategóriába esett, és összesen 74 olyan óra volt, melyben az ár magasabb volt, mint 85 €/MWh, ami a kategóriában szereplő órák 12%-a. Ez az előző 3%-os eredményhez képest nagyon magas értéknek számít. Fontos azonban kiemelni, hogy három óra kivételével ezek a kritikus értékek mind a 2017-es januári ártüske időszakára esnek (a top 100 legmagasabb kihasználtságú óra esetében egy ilyen óra sincs), mely egy speciális válságnak tekinthető, melyről elemzésünk

későbbi fejezetében tárgyalunk részletesen. Ha ezen órától eltekintünk, akkor ezen kihasználtsági kategóriában sem jellemző kritikus árú órák kialakulása.

Összeségében tehát arra a következtetésre jutottunk, hogy a magyarországi termelőkapacitások nagyon ritkán érik el a 100% közeli kihasználtságot. Ha csupán a TOP100 legnagyobb kihasználtságú órát nézzük, akkor megállapítható, hogy az extrém magas kihasználtság jelentős arányban, az esetek 18%-ban jár együtt ártüske kialakulásával. Ám még ilyen esetekben is számos olyan óra azonosítható, melyben vélhetően a rendelkezésre álló bőszes importlehetőségek okán nem alakult ki extrém magas ár. Alacsonyabb (80% feletti illetve 75% feletti) kihasználtság esetén csak nagyon elszórvva tudunk ártüskéket azonosítani, ez alóli egyedüli kivétel a 2017. januári hetekig tartó drasztikus áremelkedés. Összeségében tehát elmondható, hogy elemzésünk alapján nem a maximum kihasználtsághoz közeli termelési időszakok azok, melyek elsődlegesen meghatározzák a szűkös időszakokat, a hazai kapacitások intenzív kihasználtsága (80%+) nem jár általában együtt ellátásbiztonsági kockázattal.

5.5.4. MARADÓ KAPACITÁS SZEREPE A KRITIKUS ÓRÁKBAN

A rendelkezésre álló termelési kapacitások kihasználásánál a szűkösségre jobb mutató lehet a maradó kapacitás, mely egyszerre veszi figyelembe a hazai termelési lehetőségeket, a hazai keresletet, illetve a nemzetközi kereskedési lehetőségeket is.

A maradó kapacitás definiálása során alapvetően két különböző importot is figyelembe vevő mutatót definiáltunk korábban, a teljes maradó kapacitást és a csökkentett maradó kapacitást. A két mutató közötti különbség, hogy a csökkentett maradó kapacitás csak az osztrák és szlovák irányú rendelkezésre álló importkapacitásokat tartalmazza, míg a teljes az összes rendelkezésre álló határkeresztező kapacitást. Ennek értelmében a csökkentett maradó kapacitás egy szigorúbb mutató, hiszen azt feltételezi, hogy Ausztrián és Szlovákián kívül Magyarország a többi szomszédos országgal nagyjából egy régiónak tekinthető, vagyis egy kritikus helyzet vélhetően hasonlóan érintené ezeket az országokat is, tehát stabil import áramforrásként csak az említett két ország szolgálna.

A magas import-arányú órákhoz hasonlóan a két maradó kapacitás mutatóból is kategóriákat képeztünk. Fontos kiemelni, hogy a teljes maradó kapacitás mutató semelyik órában nem vett fel olyan értéket a vizsgált időszakban, ami bármilyen racionális mércével kritikusnak tekinthető. Legkisebb értéke 2028 MW, ami azt jelenti, hogy bőven rendelkezésre áll többlet kapacitás a kereslet kielégítésre. Ezen értékek mellett, úgy véljük nem igazán lehet a teljes maradó kapacitással kapcsolatban olyan határértéket meghatározni, melybe bármelyik tény-óra is belesne.

Egészen más a helyzet azonban, ha a csökkentett maradó kapacitást vizsgáljuk. Az adatok alapján 37 darab „kritikus” órát tudunk azonosítani. Ezek azok az órák, melyekben a csökkentett maradó kapacitás értéke negatív, ha ténylegesen csak Ausztria és Szlovákia irányából importálhatott volna a hazai piac, akkor a keresletet nem lehetett volna kielégíteni. Ezen felül azonosítottunk „veszélyeztetett” órákat, amikor a csökkentett maradó kapacitás 500 MW-nál kisebb. Egy paksi blokk kiesése 500 MW-tal csökkenti a rendelkezésre álló termelőkapacitást, ezért választottuk ezt a határértéket. Emellett definiáltunk „szűkös” órákat, mikor a maradó kapacitás értéke 500 MW és 750 MW között volt.

A szokásos elemzés elvégzése előtt – mivel az maradó kapacitás több tényezőtől épül fel – fontosnak tartjuk bemutatni, hogy minek köszönhető az alacsony maradó kapacitás kialakulása, illetve, hogy ilyen piaci helyzetben egy átlagos órához képest jellemzően milyen mutatókban tér el a piac működése. Ezeket a leíró statisztikákat a 18. táblázat foglalja össze. A 18. táblázat a különböző kategóriák átlagos értékeit tartalmazza, valamint a teljes időszak (2015 és 2018) maradó kapacitás szerinti medián óra adatait.

18. TÁBLÁZAT: ALACSONY MARADÓ KAPACITÁSÚ ÓRÁK ÖSSZETEVŐINEK ELEMZÉSE

	Rendelkezésre álló szab. Nettó termelőkapacitás (MW)	Rendszerterhelés (MW)	AT+SK NTC (MW)	Nettó importarány (%)	Erőművi kihasználtság ⁹⁰ (%)
Kritikus órák (<0 MW)	4476	6012	1326	49%	72%
Veszélyeztetett órák (<500 MW)	4714	5636	1251	44%	71%
Szűkös órák (<750 MW)	4793	5552	1331	42%	70%
Medián óra	5496	5027	1900	34%	59%

A táblázatból megállapítható, hogy az alacsony csökkentett maradó kapacitású órákban, mind a rendelkezésre álló termelőkapacitás, mind az NTC alacsonyabb, míg a kereslet magasabb, mint a medián órában. Ezeket az órákat emellett magas import (40 és 50% közötti importarány), illetve relatíve magas, 70% körüli erőművi kihasználás jellemzi. Az alacsony maradó kapacitásért leginkább a kereslet és a termelőkapacitások mozgása felelős, itt akár kategóriánként 1000 MW-os különbségek is megállapíthatók, addig az osztrák és szlovák NTC esetében kisebb a szűkös órákban a mediántól vett eltérés. A maradó kapacitás különböző kategóriái között is azonosítható a különbség, hiszen az érték minél magasabb, annál kisebb a kereslet és az átlagos importarány, még annál több a rendelkezésre álló kapacitás. Az erőművi kihasználtság nagyjából konstans a kategóriák között.

A korábbi elemzésekhez hasonlóan az 19. táblázat mutatja meg, hogy a különböző maradó kapacitás kategóriák milyen arányban jártak együtt kiemelkedően magas piaci árral, a feszített piaci helyzet azonosításának céljából.

⁹⁰ A rendelkezésre álló kapacitásokhoz viszonyítva, ahogy azt korábban definiáltuk

19. TÁBLÁZAT: A SZÉLSŐSÉGES MARADÓ KAPACITÁSOK ÉS A KRITIKUS ÁRAK KAPCSOLATA

	TOP 100 árszint	Ártüske (>100 €/MWh)	Magas ár (85- 100 €/MWh)	85 €/MWh- nál kisebb ár	Átlagos ár (€/MWh)
Kritikus órák (<0 MW)	6 (16,2%)	14 (37,8%)	6 (16,2%)	11 (29,7%)	103,11
Veszélyeztetett órák (<500 MW)	8 (2,8%)	17 (6%)	18 (6,4%)	239 (84,8%)	66,42
Szüksős órák (<750 MW)	16 (4%)	7 (1,7%)	7 (1,7%)	374 (92,6%)	59,99
Fennmaradó órák	70 (0,2%)	338 (1,1%)	325 (1,1%)	30 021 (97,6%)	41,34
Összes	100 (0,3%)	376 (1,2%)	356 (1,1%)	30 645 (97,4%)	41,90

Az eredményekből megállapítható, hogy az alacsony csökkentett maradó kapacitás már jelentős arányban jár együtt kiugróan magas piaci árakkal. Elsődlegesen megállapítható, hogy azon órákban, melyekben a csökkentett maradó kapacitás kisebb volt, mint nulla, a vonatkozó 37 óra több mint 70% fordult elő, hogy a piaci ár meghaladta 85 €/MWh-t és majdnem 55%-ban 100 €/MWh-nál is magasabb volt. Ennek értelmében ezek az órák valóban tekinthetők kritikusnak, hiszen előfordulásuk esetén több, mint az órák felében szélsőséges piaci helyzet alakult ki. Ez az eredmény legitimálja azt a feltételezésünket, miszerint csupán az osztrák és a szlovák NTC értékeit vettük figyelembe, hiszen látható, hogy a teljes maradó kapacitásnál nem tudtunk kritikus órát azonosítani, azonban a konzervatívabb becslés során a kapacitás potenciális hiánya nagyon gyakran egybe esik a szélsőséges árakkal.

A vizsgált 37 órában kialakult átlagár 103,11 €/MWh. Ez azt jelenti, hogy abban a 11 órában is, amikor a nagykereskedelmi ár nem érte el a 85 €/MWh-ás értéket, relatíve magas árak jellemezték a piacot. Ezek alapján arra következtethetünk, hogy a csökkentett maradó kapacitás negatív értéke nagyon jó proxyja annak az állapotnak, amikor a magyarországi piacon szűkösség alakul ki, mely energiabiztonsági kockázatot is rejthet magában.

A másik két kategória a veszélyeztetett órák, illetve a szükség órák esetében kismértékben árnyalódik a helyzet. Mindkét kategória esetén jelentős számban megjelennek ugyan az ártüskék, azonban számos olyan óra is akad, melyben nem tapasztalható jelentős áremelkedés. A veszélyeztetett órák esetében 15%-ban, míg a szükség órák esetében 7%-ban fordult elő 85 €/MWh-nál magasabb ár. A két kategória átlagára jóval alacsonyabb (66,4 és 59,99 €/MWh), mint a kritikus órák esetében, azonban a teljes minta átlagánál így is 15-20 €/MWh-val magasabbak.

Az elemzés szerint tehát a csökkentett maradó kapacitás negatív értékei az órák nagyjából harmadában kimagasló nagykereskedelmi árat eredményeztek, azonban a fennmaradó órák esetében is magas átlagár volt jellemző. Ezen eredmények fényében a csökkentett maradó kereslet negatív értéke egy jó proxyja lehet a szűkösségnek, és ellátásbiztonsági kockázatnak. Megállapítható emellett, hogy a csökkentett maradó kapacitás alacsony értékei esetén is szignifikáns valószínűsége van ártüske kialakulásának, azonban ebben az esetben számos olyan órát is azonosítottunk, melyben nem történt jelentős áremelkedés.

5.5.5. TERMELŐ ÉS HATÁRKERESZTEZŐ KAPACITÁSOK, VALAMINT A KERESLET SZEREPE A KRITIKUS ÓRÁKBAN

Az előző alfejezetben bemutattuk, hogy a teljes maradó kapacitás alapján nem azonosítható szűkösség a magyar piac viszonylatában, viszont, ha a csökkentett maradó kapacitást vizsgáljuk (csak az osztrák és szlovák irányú NTC), akkor már meghatározhatók magasabb árú órák. Emellett azt is megállapítottuk, hogy a csökkentett maradó kapacitás kritikusan alacsony értékei jelentős mértékben gyakran jártak együtt magas nagykereskedelmi árakkal. Ebben az alfejezetben azt vizsgáljuk, hogy a maradó kapacitás mely tényezője – a rendelkezésre álló termelési kapacitás, az osztrák és szlovák irányú importlehetőségek vagy a kereslet – az, amely leginkább befolyásolja a szélsőségesen magas árak kialakulását.

Az egyszerű összehasonlíthatóság kedvéért megvizsgáltuk az adatbázis legnagyobb keresletű, legkisebb szlovák és osztrák NTC-vel bíró és legkisebb termelési kapacitású óráit, 1%-os kritikus értéket használva. Ez kategóriánként 330 darab különböző órát jelentett⁹¹. A 20. táblázat mutatja, hogy a vizsgált kategóriánként 330 darab órában milyen gyakorisággal fordultak elő ártüskék.

20. TÁBLÁZAT: SZÉLSŐSÉGES RENDELKEZÉSRE ÁLLÓ KAPACITÁSOK, RENDELKEZÉSRE ÁLLÓ SZLOVÁK ÉS OSZTRÁK NTC ÉS KERESLET ÉS A KRITIKUS ÁRAK KAPCSOLATA

	TOP 100 árszint	Ártüske (>100 €/MWh)	Magas ár (85- 100 €/MWh)	85 €/MWh- nál kisebb ár	Átlagos ár (€/MWh)
Rendelkezésre álló termelőkapacitás (Legkisebb 1%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	330 (100%)	39,48
Rendelkezésre álló NTC (SK- AT, Legkisebb 1%)	0 (0%)	1 (0,3%)	0 (0%)	316 (99,7%)	42,96
Kereslet (Top 1%)	62 (18,8%)	84 (25,4%)	42 (12,7%)	142 (43%)	97,23
Összes	100 (0,3%)	376 (1,2%)	356 (1,1%)	30 645 (97,4%)	41,9

Az eredmények egyértelműen megmutatják, hogy azokban az esetekben, amikor rendkívüli szűkösség állt fenn a szlovák és osztrák importkapacitások terén, illetve a rendelkezésre álló erőművi kapacitások terén, szinte semmikor nem volt tapasztalható kiemelkedően magas ár, valamint a kategóriák átlagos árai is nagyon közel esnek a teljes minta átlagához.

Lényegesen más eredményt kapunk a kereslet elemzésekor. A legmagasabb keresletű órák 57%-ban 85 €/MWh-nál magasabb ár alakult ki a piacon, vagyis nagyjából minden második extrém keresletű óra extrém nagykereskedelmi ár környezetet is eredményezett. A kategórián belüli átlagár 97,23 €/MWh volt, ami nagyon magas átlagos árszintet jelent. Az elemzés alapján megállapíthatjuk, hogy a magas kereslet az, ami elsődlegesen befolyásolja az ártüskék kialakulásának valószínűségét, viszont önmagában az erőművi kiesések, illetve a határkeresztező kapacitások visszavágása nem okoznak szűkösséget a piacon. Az adatok alapján tehát

⁹¹ AZ NTC esetében 317 darab órát, mivel azt az adatsort diszkrét ugrások jellemzik.

úgy tűnik, hogyha a kereslet elér egy bizonyos kritikus szintet, akkor az nagyon nagy, 50% feletti valószínűséggel okoz szűkösseget és ártüskét a magyar piacon.

5.5.6. ÖSSZEFOGLALÁS

A kritikus órák elemzése során azt vizsgáltuk, hogy milyen tényezők eredőjeként áll elő a magyarországi villamosenergia-piacon szélsőséges árkörnyezet. Múltbeli adatok alapján megállapítottuk, hogy 2015 és 2018 között vizsgált órák nagyjából 1%-ában alakult ki 100 €/MWh-ánál magasabb ár, vagyis ártüske, és az órák közel 3%-ában alakult ki magas, 85 €/MWh-t meghaladó ár. Elemzésünk megmutatta, hogy a szélsőséges árak kialakulásának egyértelmű és legfőbb meghatározó eleme a hazai fogyasztás nagysága. A legnagyobb keresletű órák több, mint 50%-ában tapasztaltunk 85 €/MWh-nál magasabb árat, és a magas keresletű órák átlag ára is meghaladta a 80 €/MWh-t. Ebből a tényből arra következtettünk, hogy ha a magyar piac egy bizonyos keresleti értéknél magasabb fogyasztással szembesül, akkor hiába növekszik meg az import és a hazai termelés mértéke is, a piacon árfelhajtó hatású szűköség alakul ki.

A szűköség mértékének meghatározásához elsődlegesen a maradó kapacitást használtuk, mint legfőbb mutatót. Ezen mutató alapján azonban nem tudtunk azonosítani kritikus órákat. Véleményünk szerint ennek oka, hogy a teljes maradó kapacitás nem veszi figyelembe a régiós hatásokat, vagyis, hogy bizonyos kockázati tényezők egyszerre érinthetik Magyarországot és a környező országokat, így az onnan érkező import csak korlátozott mértékben állhat rendelkezésre. Ennek érdekében megalkottuk a csökkentett maradó kapacitás mutatót, mely csak az osztrák és szlovák NTC értékeket veszi figyelembe, ugyanis korábbi modellezéseink alapján ezek azok a szomszédos országok, amelyek különböző árrégióba esnek. Elemzésünk megmutatta, hogy azokban az esetekben, amikor a csökkentett maradó kapacitás értéke kisebb volt, mint nulla, a vizsgált órák 38%-ában járt együtt szélsőséges árszinttel. A csökkentett maradó kapacitás értékének növekedésével ez az arány jelentősen csökken. Ezen megfigyelések alapján arra következtettünk, hogy a csökkentett maradó kapacitás, még ha konzervatív becslést is nyújt a rendelkezésre álló kapacitásról, egy jó közelítése lehet a szűköségnek.

Vizsgáltuk emellett, hogy a magas import, illetve hazai erőművi kihasználtság milyen mértékben jár együtt ártüskékkel. Elemzésünk megmutatta, hogy az importhányad nem, csupán az import abszolút mennyiségének nagysága eredményez bizonyos esetekben szélsőséges árakat. Ennek értelmezésünk szerint az az oka, hogy a szélsőséges keresletű időszakokban a fogyasztás némely esetben csak drága többletimport források bevonásával elégíthető ki. A magas importhányad azonban az adatok alapján a legtöbb esetben nem jár együtt valódi szélsőséges piaci helyzettel, ugyanis számos órában a magas import-arányhoz alacsonyabb kereslet is társul. Ez a tény arra enged következtetni, hogy az import egy szignifikáns mennyisége alacsony árú – azaz elől helyezkedik el a merit-order görbén –, így az importhányad általában nem kapacitásszűköségi okokból, hanem a magyar erőművek versenyképtelensége miatt, tisztán piaci folyamatok eredményeként lesz magas.

Ezt a feltételezést támasztja alá az is, hogy a magyarországi rendelkezésre álló szabályozható erőművi kapacitás kihasználtsága nagyon kevés órában közelítette meg a 100%-ot. Ezekben az órákban értékelésünk szerint a piacra kismértékű feszítettség volt jellemző, ugyanis a nagy kihasználtságú órák 12%-ában alakult ki 85 €/MWh-nál magasabb ár. Fontos azonban ki-

emelni, hogy a magas erőművi kapacitáskihasználtság során az órák többségében az árjelzések alapján nem alakult ki valódi kapacitásszűkösség.

6. A MAGAS NETTÓ IMPORT ARÁNNYAL RENDELKEZŐ ORSZÁGOK VIZSGÁLATA

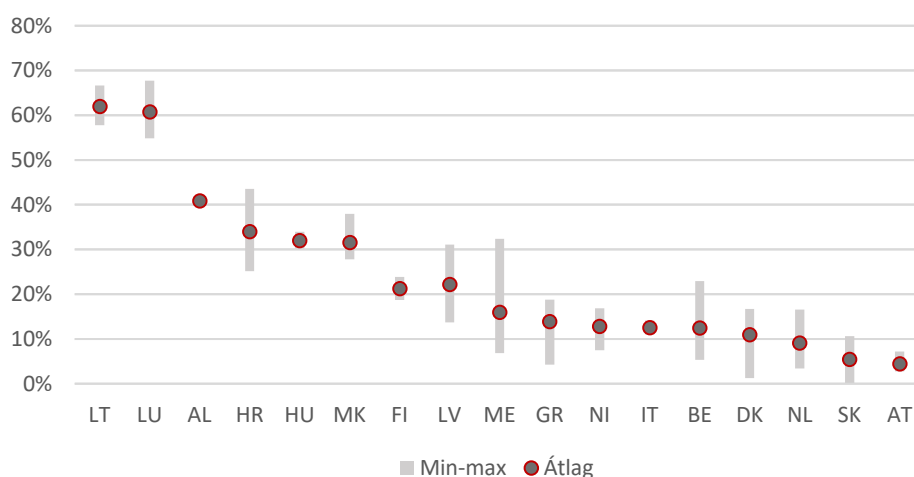
Mint azt elemzésünk korábbi részében részletesen is bemutattuk a magyar villamosenergia-rendszerben az import szerepe kiemelt jelentőségű. Ezért ebben a fejezetben azokat az országokat próbáltuk azonosítani, ahol az import szerepe hasonlóan jelentős, mint Magyarországon. Azt vizsgáltuk, hogy ezen országok ellátási profilja milyen mértékben hasonlít a magyar ellátási viszonyokhoz, valamint a hasonló országok esetében azt mutatjuk be, hogy jövőbeli terveik miként viszonyulnak a jelenben fennálló magas import-arányhoz.

6.1. NAGY IMPORTHÁNYADÚ ORSZÁGOK AZONOSÍTÁSA

A magyar importkitettségek vizsgálatán túl elvégeztük néhány további ország elemzését is. Ennek célja elsősorban a magyarhoz hasonló helyzetben lévő országok azonosítása volt, és annak vizsgálata, hogy ezen országokban problémaként tekintenek-e az importkitettségre, kiemelt figyelmet fordítanak-e a kapacitások megtartására, esetleg létezik-e valamilyen kapacitásmechanizmus, foglalkoznak-e a kérdéssel az adott ország nemzeti stratégiájában.

Első lépésben azokat az országokat gyűjtöttük össze, amelyeknek hagyományosan magas az importjuk, vagy az elmúlt években trendszerű növekedés volt megfigyelhető ezen a területen. Ezt 2013 és 2017 közötti éves adatokon vizsgáltuk, a nettó importőr országokra az időszak átlagos import-arányát, a vizsgált időszakban vett minimum és maximum értékét az alábbi ábra szemlélteti.

41. ÁBRA: A NETTÓ IMPORTARÁNY ALAKULÁSA AZ IMPORTŐR ORSZÁGOK KÖRÉBEN, 2013-2017 ÉVES ÁTLAGOK, %



Forrás: ENTSO-E (2018a) Transparency Platform

Több balkáni ország mellett (Albánia, Horvátország, Montenegró, Macedónia) a Nordpool országai (Finnország, Litvánia, Lettország, Dánia) közül kerültek ki a legmagasabb import aránnyal rendelkező országok. 2013 és 2017 között bizonyos években magas importarány volt megfigyelhető a Benelux államokban is, illetve Görögország és Olaszország esetén. Szlo-

vákia esetében figyelemfelkeltő a vizsgált időszak alatti folyamatosan növekvő importarány (2013-ban még -2%-kal nettó exportőr, 2017-ben már a kereslet 9%-át importból fedezték).

A vizsgálatban a kritikusság mérőszámaként a maradó kapacitást vettük alapul. Ennek kiszámításához – ahogy a magyar elemzésben már bemutattuk –, a rendelkezésre álló importmennyiségek (import-NTC-k összege) mellett az elérhető erőművi kapacitás és a fogyasztás ismerete szükséges. Az NTC adatok azonban a flow-based piacösszekapcsolásban résztvevő országok esetén nem állnak rendelkezésre, illetve ország szinten nem is igazán értelmezhetők (pl. Benelux és Nordpool országok), így jelentősen lecsökkent a részletesebben elemezhető országok köre. A balkáni országok esetén rendkívül hiányos adatbázisokkal találkozunk, így a részletes elemzést csak Olaszország és Szlovákia esetében tudtuk elvégezni.

Az olasz és szlovák helyzet alaposabb vizsgálata több egyszerűsítést tartalmaz a magyar elemzéshez képest, mivel sem az olasz, sem a szlovák rendszer esetén nem számoltunk az erőművi kiesésekkel, illetve a tartalékkapacitásokat sem kezeltük különbözően: minden év minden órájában a rendelkezésre álló erőművi kapacitásnak az adott évi beépített kapacitást tekintettük. Emellett az elemzésben minden ország esetén minden órában szerepel az összes elérhető import-NTC (vagyis nem végeztünk a magyar elemzéshez hasonló "szűkítést"), a fogyasztás, a termelés és az import. Ezek kombinációjaként pedig az importarányt és a maradó kapacitást számították ki.

Azokban az országokban, melyek esetén nagy importkitettséggel szembesültünk, de a hiányzó adatok okán nem tudtunk maradó kapacitás értékeket számítani, egyszerűbb elemzéseket végeztünk. Ezekben az esetekben megnéztük a termelés, fogyasztás és az import alakulásainak összefüggéseit. Ezt a vizsgálatot Szlovákián és Olaszországon felül Dánia, Finnország, Görögország és Litvánia esetére végeztük el.

Az adatokat minden esetben 2015. január 1. és 2018. október 11. közötti időszakra gyűjtöttük össze – adathiányból fakadóan ezt az elemzési időszakot szűkítettük. Az adatok forrása az ENTSO-E (2018a) Transparency Platform-ja volt.

Ezen felül röviden bemutatjuk az ENTSO-E Winter and Summer Outlook (WSO) 2017 telére és 2018 nyarára vonatkozó eredményeit, ugyanis az elemzés fókusza az, hogy a különböző országok a téli és nyári időszakban milyen mértékben képesek kielégíteni a villamosenergia-keresletüket, és ehhez milyen arányban van szükségük importra. Mind a rövidebb statisztikai összefüggésekre alapozó elemzések, mind a maradó kapacitás részletes vizsgálata során az volt a célunk, hogy azonosítsuk a Magyarországhoz hasonló országokat. Azon országok esetében, ahol fel tudtunk fedezni jelentős közös pontokat, az országok villamosenergia-piacra vonatkozó terveit is megvizsgáltuk.

6.2. KORRELÁCIÓS ELEMZÉS

Az elemzés során igyekeztünk felmérni, hogy a vizsgált országok mennyiben hasonlítanak és mennyiben különböznek hazánktól. Ennek a hasonlóságnak egy indikátoraként tekintettünk a kereslet és a hazai termelés, illetve a kereslet és az import kapcsolatára. Magyarországon az adatok alapján elmondható, hogy egy átlagos órához viszonyítva a kiemelkedő kereslet kielégítése vegyesen történik megnövekedett importon és nagyobb hazai termelésen keresztül. Az import és a kereslet kapcsolata erősebb, a korreláció a két változó között 0,74, azon-

ban a termelés és az import kapcsolata is jelentős, a korreláció 0,50. Ez a következtetés egybevághat a korábban bemutatott elemzésünkkel, mely szerint az import egy jelentős mennyisége versenyképesebb, mint a hazai termelés, vagyis a kereslet növekedésével mind az import, mind a hazai termelés képes további növekedésre. A nemzetközi összehasonlításban ezt a mintázatot keressük, ez alapján azonosítva a hasonló helyzetben lévő országokat. Fontos megjegyezni, hogy a korreláción keresztül csak az egyes változók közötti lineáris kapcsolat szorosságát tudjuk kimutatni. Az eredményeket a 21. táblázat mutatja be.

21. TÁBLÁZAT: KORRELÁCIÓ ANALÍZIS A NAGY IMPORTKITETTSÉGŰ ORSZÁGOKRA

	HU	DK	FI	GR	LT	IT	SK
Import-arány, 2013-2017, %	32%	11%	21%	14%	62%	12%	5%
Termelés- fogyasztás	0,50	0,52	0,91	0,79	0,15	0,92	0,60
Termelés-import	-0,15	-0,82	0,05	-0,43	-0,91	-0,02	-0,34
Fogyasztás-import	0,74	0,06	0,46	0,21	0,28	0,36	0,55

Forrás: REKK saját számítás ENTSO-E (2018a) - Transparency Platform adatok - alapján

Dánia esetében a termelés és az import között kiemelkedően erős negatív kapcsolat áll fenn, ahogy a fogyasztás-import korreláció is mutatja, a növekvő keresletet inkább a hazai termelés és nem az import elégíti ki. A relatív magas importhányad oka tehát az lehet, hogy már a zsinórfogyasztás kielégítésében is fontos szerepe van az importnak, ami a kereslet növekedése esetén már nem változik jelentős mértékben.

Finnország esetében a termelés kiemelkedően erősen követi le a fogyasztás alakulását, viszont az importtal is erős együttmozgást láthatunk. A legérdekesebb eredmény ennél az országnál az, hogy az import és a termelés között nem látható kapcsolat. A fogyasztással szemben kalkulált korrelációkból arra lehet következtetni, hogy az import és a termelés nem egyértelműen egymást helyettesítik, a termelés és az import összefüggésének hiánya viszont lehet, hogy valamilyen egyéb külső mozgató tényező létezésére utal. Összeségében Finnország kismértékben hasonlít Magyarországra abban a vonatkozásban, hogy a megemelkedő keresletet egyszerre fedezi az import és a hazai termelés. Fontos különbségnek tűnik azonban a termelés és a fogyasztás szoros korrelációja alapján, hogy az import jóval versenyképesebb opciónak tűnik a hazai termeléshez viszonyítva, mint Magyarország esetén.

Görögország esetében az import-termelés átváltás jelentős, de jóval mérsékeltebb, mint Dániában vagy Litvániában. A kereslet növekedését döntően helyi termelésből elégítik ki, emellett az import is nő, de jelentősen kisebb mértékben, mint a magyar vagy a finn esetben.

Litvánia a leginkább importkitett ország, ahol a termelés és az import között a legerősebb a negatív együttmozgás. Ennek oka vélhetően a nagyon magas (27%-os) megújuló részarány, melyben fontos szerepe van az időjárásfüggő megújuló termelésnek, illetve a vízerőművi termelésnek is. Ezért a termelés rendelkezésre állása meglehetősen volatilis. A korrelációs együtthatók alapján a növekvő fogyasztást inkább importból és csak kisebb mértékben hazai termelésből elégítik ki, de mindkét érték meglehetősen alacsony, ami arra enged következtetni, hogy az import és a hazai termelés viszonyát alapvetően nem a kereslet nagysága ha-

tározza meg, hanem vélhetően a megújulók termelési képessége. Ezt bizonyítja az import és a termelés közötti nagyon erős negatív korreláció is.

Olaszországban leginkább a finn mintázatot láthatjuk, vagyis rendkívül szoros összefüggést a kereslet és a termelés között, még jelentősebb kapcsolatot a kereslet és az import között, azonban a lineáris kapcsolat teljes hiányát a termelés és az import között. Ez alapján tehát az olasz rendszer sem áll távol a magyar viszonyoktól, így a későbbiekben részletesebben is megvizsgáljuk.

Végül Szlovákia a mezőnyben kifejezetten alacsonynak mondható 5%-os átlagos import arányával leginkább a görög rendszerhez hasonlít, de nem áll azonban nagyon távol a magyar rendszertől sem. Viszonylag szoros összefüggés látható a kereslet és az import, valamint a kereslet és a hazai termelés között is, de itt a görögökhöz hasonlóan a termelés és az import részben csak egymás rovására nőtt a vizsgált időszakban. Az import és a hazai termelés tehát részben versenyző, részben egymást kiegészítő módon elégíti ki a keresletet. A fejezet későbbi részében a szlovák rendszert is részletesebben megvizsgáljuk.

A bemutatott országok közül a korrelációs elemzés alapján leginkább Finnország és Olaszország helyzete hasonló, de Szlovákia mintázata sem tér el jelentősen Magyarországtól. Ezért a finnesettanulmány az ország stratégiájára fókuszál, míg Olaszország és Szlovákia esetét részletesebben elemzzük.

6.3. ENTSO-E WSO

A Magyarországhoz hasonló országok azonosításában segítséget nyújthat a korábban bemutatott korrelációs elemzésen kívül az ENTSO-E WSO legutóbbi, 2018 telére és 2018 nyarára vonatkozó előrejelzése. A riport elsősorban azzal a kérdéssel foglalkozik, hogy a téli, illetve nyári hónapokban, amikor jellemzően a legmagasabb kereslet jelentkezik a piacon, az országok várhatóan képesek-e kielégíteni a felmerülő fogyasztási igényeket, valamint képesek-e ezt pusztán a hazai erőművek termelésével megtenni, vagy esetleg többletimportra is szorulnak. A 22. táblázat a 2018 telére és 2018 nyarára vonatkozó modellezési eredményeket foglalja össze.

22. TÁBLÁZAT: A KERESLET KIELÉGÍTÉSÉNEK MÓDJA A TÉLI (BAL OLDALI TÁBLÁZAT) ÉS NYÁRI HETEKBEN (JOBBI OLDALI TÁBLÁZAT)

Week	48	49	50	51	52	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Week	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39		
AL																																							
AT																																							
BA																																							
BE																																							
BG																																							
CH																																							
CY																																							
CZ																																							
DE																																							
DK																																							
EE																																							
ES																																							
FI																																							
FR																																							
GB																																							
GR																																							
HR																																							
HU																																							
IE																																							
IT01																																							
IT02																																							
IT03																																							
IT04																																							
IT05																																							
IT06																																							
LT																																							
LU																																							
LV																																							
ME																																							
MK																																							
MT																																							
NI																																							
NL																																							
NO																																							
PL																																							
PT																																							
RO																																							
RS																																							
SE																																							
SI																																							
SK																																							
TR																																							
UA_W																																							

	Nettó exportőr országok		Kapacitásszűkösség miatt importáló országok
	Gazdasági okok miatt importáló országok		

Forrás: ENTSO-E (2018e) pp.11, ENTSOE-E (2018c) pp.12.

A 22. táblázat mindkét adatsorában a modellezés normál keresleti viszonyokat feltételez, és azt vizsgálja, hogy a vonatkozó héten (a hét számát az oszlopok jelzik) a különböző ajánlat-tételi övezetek milyen módon tudják kielégíteni a megjelenő keresletet. A bal oldali táblázat a 2018 telére vonatkozó modellezési eredményeket, míg a jobb oldali táblázat a 2018 nyárára vonatkozó kimeneteket foglalja össze.

A zöld színű hetekben az adott ország az előrejelzés szerint pusztán a saját termelésére alapozva elégíti ki a keresletet. A világoskékkel jelölt hetek esetén, bár az ország képes lenne

csupán saját termelésre alapozva ellátni a fogyasztóit, azonban piaci megfontolások miatt - miszerint az import áram egy jelentős része olcsóbb, mint a hazai termelés - az import is megjelenik az energiamixében. A sötétkék hetek azt jelentik, hogy a hazai erőműparkban nem áll rendelkezésre kellő kapacitás a kereslet kielégítésére, ezért az ország fizikai értelemben importra szorul.

Az elemzés megmutatja, hogy az összes ajánlattételi övezet figyelembevételével három olyan ország azonosítható, mely szinte minden nyári és téli héten fizikailag képtelen kielégíteni pusztán a saját erőműparkja segítségével a hazai keresletet. Ezek az országok Magyarország, Litvánia és Olaszország bizonyos régiói. Emellett jelentős mértékű fizikai import függőség azonosítható Albánia esetében télen és nyáron is, valamint Macedónia és Finnország esetében a legtöbb téli héten. A belföldi fizikai kapacitásszűkösség megjelenik legalább egy héten Ausztriában, Belgiumban, Horvátországban, Szlovákiában, Szlovéniában, Észak-Írországban, Macedóniában és Montenegróban is. Az ENTSO-E elemzés alapján a többi országban, ha magas is a téli és nyári import-arány, az elsősorban piaci és nem kapacitáshiányos állapotra vezethető vissza.

Vagyis Olaszország és Litvánia a Magyarországhoz leginkább hasonlatos ország, hiszen náluk az import szerepe folyamatosan jelentős, és szinte minden héten kisebb a rendelkezésre álló hazai termelői kapacitás, mint a tényleges kereslet. Olaszországot a továbbiakban részletesebben elemzzük a maradék kapacitásokra, míg Litvánia esetében az ország energiastratégiáját elemezzük az esettanulmányok alfejezetben.

A WSO riport azonos időben megjelenő szélsőséges keresleti helyzeteket is modellez, mi azonban a normál kereslethez tartozó elemzés bemutatását tartottuk fontosnak. Így látható ugyanis pontosabban az import valós szerepe az energiamixben, és ez alapján dönthető el, hogy mely országok vannak hasonló és melyek különböző helyzetben Magyarországhoz képest. Fontos azonban kiemelni, hogy az elemzés megmutatja, hogy szélsőséges keresleti körülmények között jelentősen bővül azon országok köre, ahol majd minden héten szükség van a villamosenergia-importra a hazai termelőkapacitások elégtelen rendelkezésre állása miatt. Ebbe a kategóriába kerül Albánia, Ausztria (csak télen), Belgium (csak télen), Németország (csak télen), Dánia, Finnország (csak télen), Horvátország, Magyarország, Olaszország, Litvánia és Macedónia is.

6.4. ESETTANULMÁNYOK – ENERGIASZTRATÉGIÁK BEMUTATÁSA

6.4.1. LITVÁNIA

Ahogy az adatokból látható, a legnagyobb importkitettséggű ország az ENTSO-E tagállamok közül Litvánia. Bár a korrelációs elemzés megmutatta, hogy Litvániában az import termeléssel és fogyasztással való kapcsolata nem hasonlít a magyar helyzethez, mégis fontosnak tartottuk külön kiemelni ezt az országot. Litvánia ugyanis azon kevés országok egyike, ahol az ENTSO-E WSO riportok alapján a kereslet pusztán a hazai erőművek termelésével nem elégíthető ki. Ezért szükségesnek láttuk bemutatni, hogy az ország a kiemelkedő import aránnyal, valamint a „fizikai” függőséggel milyen módon képzelel el a szektor jövőjét. Ehhez Litvá-

nia 2018 júniusában elfogadott energiastratégiájának⁹² legfontosabb következtetéseit gyűjtöttük össze.

Az energiastratégia a nagy importkitettséget egyértelműen problémaként azonosítja. Ennek érdekében a terv rövidtávon a litván hálózat európai rendszerrel való szinkronizálását, valamint többlet hazai kapacitások építését, míg hosszútávon a teljes önellátást tűzi ki célként.

A stratégia szerint Litvániának már rövidtávon termelőkapacitás-bővítésre van szüksége, ugyanis a referencia-előrejelzések szerint a balti államok 2025-ben vészhelyzettel (a teljes importforrás kiesése esetén), 200 MW-nyi kapacitáshiánnyal szembesülnének. Emiatt, illetve a meglévő kapacitások fenntartása érdekében az energiastratégia egyértelműen megjelöli, hogy Litvániában „azonnali hatállyal a kapacitáspiaci mechanizmusok kidolgozására és alkalmazására van szükség, melyek elősegítik a beruházást [...] és a meglévő termelés fenntartását” (Ministry of Energy, 2018, p.36). Hosszútávon az ország célja, hogy 2030-ra fogyasztásának 70%-át, míg 2050-re fogyasztásának 100%-át hazai termelők lássák el. Ezt a célt leginkább a megújuló termelőkapacitások bővítésével képzelik elérni, 2030-ra 40%-os, míg 2050-re 100%-os megújuló részarányt tűztek ki a villamosenergia-szektorban.

6.4.2. FINNORSZÁG

Finnországban a nettó importhányad 21%-os volt átlagosan 2013 és 2017 között, a korrelációs elemzés pedig megmutatta, hogy a hazai termelés és az import változásában azonosíthatók a Magyarországhoz hasonló elemek. Mindkét ország esetében ugyanis a kereslet növekedése esetén a hazai termelés és az import is jelentős mértékben megnő (az importtal közepesen, a hazai termeléssel kifejezetten magas a kereslet korrelációja). Finnország esetén azonban a termelés jobban, míg az import kevésbé függ össze a fogyasztással, mint Magyarországon. Emellett a téli időszakban az ENTSO-E WSO jelentése alapján a finn hazai termelés sem képes szinte egyetlen héten sem kielégíteni fizikailag a fogyasztást, akár csak Magyarország.

Finnország energiámixét a nukleáris- és vízenergia alapozza meg, a két technológia 2017-ban az IEA adatai alapján a teljes termelt villamos energia nagyjából 55%-át adta⁹³(IEA, 2018). Emellett az országban jelentős, kogenerációs hő- és villamosenergia-termelőkapacitások állnak rendelkezésre. Az IEA 2018-as finn országriportja szerint az utóbbi évek tendenciája, hogy az időjárásfüggő megújuló termelés tényerése és a vártnál alacsonyabb kereslet miatt alacsony nagykereskedelmi árak alakulnak ki. Ennek eredményeként a kogenerációs erőművek nem elég versenyképesek, így csúcsidőszakban előfordul, hogy import helyettesíti a termelésüket. Vagyis a Finnországban tapasztalható magas importhányad részben versenyképességi okokra vezethető vissza.

Az IEA országtanulmány kiemeli, hogy a teljes finn termelést 22%-a vízerőművek nyújtják, így az ország az időjárási kockázatoknak kitett. Száraz teleken ugyanis, amikor nem biztosított a megfelelő szintű vízerőművi termelés, a hazai erőműpark fizikailag sem képes fedezni a keresletet, melyre az ENTSO-E WSO riportja is rávilágított. Emellett az importált áram jelentős része Svédországból és Norvégiából érkezik, ahol a víz- és szélenergia-termelés szintén je-

⁹² Ministry of Energy (2018)

lentős, így szélsőséges időjárási viszonyok esetén gyakran az import áram sem elérhető, mely további ellátásbiztonsági kockázatot rejt magában.

Látható tehát, hogy bár a finn ellátásbiztonsági helyzet alapvetően különbözik Magyarországtól, mégis sok közös elem azonosítható. Az első, hogy a magas importhányadot egyszerre határozza meg egy versenyképességi hatás (bizonyos hazai erőműveknél versenyképesebb az import áram), illetve a kapacitásszűkössége (a hazai erőműpark nem képes teljes mértékben kielégíteni a keresletet). Emellett Magyarországhoz hasonlóan kritikus időpontokban a finn rendszer is ki van téve további régiós kockázatnak. Ezen hasonlóságok alapján fontosnak tartottuk megvizsgálni, hogy a finn energiastratégia milyen választ ad a felmerült helyzetre.

A finn Energia és klíma útterv 2050 (Ministry of Employment and the Economy, 2014), 2014-ben lépett hatályba, ezt részletezi, pontosítja a 2017-es energia- és klímastratégia (Ministry of Economic Affairs and Employment, 2017), ami 2030-ra vonatkozóan fogalmaz meg konkrét célokat. A finn tervek ismertetése során erre a két dokumentumra támaszkodtunk. A finn energiastratégia célja 2050-re a karbonsemleges energiatermelés megvalósítása, illetve egy 70-80%-ban önállató energiarendszer létrehozása, mely legnagyobb részben nukleáris és megújuló energiára épül.

Bár a hosszú távú célok között megjelenik az önfenntartás, az import-arány csökkentése explicit módon nem szerepel a 2030-as tervekben. 2019-re az atomerőművi kapacitások bővülése várható, az IEA ország riportja szerint azonban Finnország így is nettó importőr pozícióban marad. A 2020-as években azonban egy teljesen új egység, a Hanhikivi erőmű megépítését tervezik, így a stratégia szerint 2030-ra az atomerőművi termelés a jelenlegi szint majdnem kétszeresére növekedne.

Emellett a stratégia célként fogalmazza meg, hogy 2030-ig Finnország kivezesse a szén alapú termelést, mely jelenleg az ország villamosenergia-termelésének 10%-át adja. A Klíma- és Energiastratégia emellett egyértelműen kiemeli, hogy „egy jól funkcionáló régiós és európai piac, valamint kellőképpen nagy határkereszteső kapacitások azok a tényezők, melyek a leginkább elősegítik a költséghatékonyságot és az energiabiztonságot”. A téli energiabiztonság garantálása érdekében Finnország 2017-ben 727 MW stratégiai tartalékot vezetett be a villamosenergia-piacon, mely a kapacitásmechanizmusok egyik legegyszerűbb formája. A stratégiai tartalék mennyiségét és szükségességét 2020-ban vizsgálják felül.

6.5. ESTTANULMÁNYOK - RÉSZLETES ADATELEMZÉS

A nagy importkitettséű országok esetén az ENTSO-E (2018a) Transparency Platform adatai alapján részletesebb elemzést tudtunk végezni Olaszországra és Szlovákiára, hogy a maradó kereslet adatok kiszámítása és elemzése alapján megállapítsuk, milyen mértékben hasonlíthatók össze Magyarországgal. Ezen országok esetében is bemutatjuk, hogy az ország próbálja-e és ha igen, milyen módon csökkenteni a relatíve magas importkitettséget.

6.5.1. OLASZORSZÁG

Az olasz rendszert 2016 eleje és 2018 vége között vizsgáltuk (2015-re vonatkozóan nem állt rendelkezésre termelési adat). Ezen időszak alatt az átlagos importarány 12%, míg az átlagos importmennyiség nagyjából 4200 MW volt. Összességében elmondható, hogy a rendszer

átlagosan nem küzd kapacitáshiánnyal, hiszen a legkifeszítettebb órákban is csaknem 50 GW maradó kapacitás állt rendelkezésre, miközben az ország átlagos órás rendszerterhelése nagyjából 33 GW. Fontos azonban kiemelni, hogy a különböző ajánlattételi övezetekben (az országon belül) vélhetően nem egyenletes a fogyasztás és a termelés térbeli eloszlása, ezért fordulhat elő, hogy a 2-es és 3-as zónára az ENTSO-E WSO riportok kapacitáshiányt jeleznek előre.

A maradó kereslet szempontjából kritikusnak tekintett órákra (a vizsgált órák felső 1%-a, vagyis nagyjából 250 óra) külön kiszámoltuk az átlagos import, kereslet és termelés értéket, ezt a következő táblázatban mutatjuk be.

23. TÁBLÁZAT: AZ OLASZORSZÁGI ADATOK A LEGKISEBB MARADÓ KAPACITÁSSAL RENDELKEZŐ ÓRÁKBAN

	Importarány (%)	Importmennyiség (MW)	Kereslet (MW)	Termelés (MW)
Maradó kapacitás 1%-os percentilis	10%	4 991	48 032	43 041
Teljes adatsor	12%	4 161	33 137	28 976

Forrás: REKK-számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A - maradó kapacitás szempontjából - kritikus órákat az átlaghoz képest jóval magasabb kereslet jellemzi, valamivel magasabb importtal társulva. Ez azonban alacsonyabb importarányhoz vezet, mert a kereslet mellett a hazai termelés is jóval nagyobb a kritikus órákban.

A fentiek alapján indokoltnak tartottuk megvizsgálni a kereslet szempontjából kritikusnak tekinthető (legmagasabb 1%) órákat is.

24. TÁBLÁZAT: AZ OLASZORSZÁGI ADATOK A LEGNAGYOBB KERESLETTEL RENDELKEZŐ ÓRÁKBAN

	Importarány (%)	Importmennyiség (MW)	Maradó kapacitás (MW)	Termelés (MW)
Kereslet 99%-os percentilis	11%	5 465	49 287	43 191
Teljes adatsor	12%	4 161	65 667	28 976

Forrás: REKK-számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A maradó kapacitások, az átlagos csaknem 66 GW-ról kevesebb, mint 50 GW-ra csökkennek az extrém keresletű órákban átlagosan, a termelés pedig nagyjából másfélszeresére ugrik ezekben az időszakokban. Az import csupán 1 GW-tal nő, bár arányosan ez majdnem 30%-ot jelent. Az import-arány nagyjából stabil, kis csökkenés látható, alapvetően a magas hazai termelés miatt.

A legnagyobb importtal rendelkező órákra is elkészítettük a keresztábrát, itt azonban nem mutatható ki igazán összefüggés az egyes változókkal.

25. TÁBLÁZAT: AZ OLASZORSZÁGI ADATOK A LEGNAGYOBB IMPORTTAL RENDELKEZŐ
ÓRÁKBAN

	Maradó kapacitás (MW)	Kereslet (MW)	Termelés (MW)
Import 99%-os percentilis	61 399	39 240	28 302
Teljes adatsor	65 667	33 137	28 976

Forrás: REKK-számítás ENTSO-E (2018a) alapján

Míg a kiemelkedően magas importtal jellemezhető órákban valamelyest a kereslet is magasabb, és így a maradó kapacitás is alacsonyabb, az eltérések 4-6 GW körül mozognak, a termelés pedig gyakorlatilag nem különbözik a magasabb importmennyiségekkel rendelkező órákban az átlagostól.

Végül megvizsgáltuk az egyes mutatók közötti kapcsolatot a korrelációk kiszámításával is.

26. TÁBLÁZAT: KORRELÁCIÓ AZ OLASZ RENDSZER MUTATÓI KÖZÖTT

	Korreláció
Maradó kapacitás – Kereslet	-0,92
Kereslet – Hazai termelés	0,92
Maradó kapacitás – Import	-0,28
Kereslet – Import	0,36

Forrás: REKK-számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A rendelkezésre álló import viszonylagos változatlansága és az éves szinten rögzítettnek vett rendelkezésre álló termelőkapacitások miatt nyilvánvaló a szoros (negatív) korreláció a kereslet és a maradó kapacitás között. Ugyanilyen szoros kapcsolat figyelhető meg (ahogy fent is bemutattuk) a kereslet és a hazai termelés között is, természetesen ebben az esetben a kapcsolat pozitív, vagyis akkor nagy a termelés, amikor nagy a kereslet. Az importmennyiség maradó kapacitással és kereslettel való kapcsolata már jóval kevésbé szoros összefüggést mutat, bár utóbbi azért nem jelentéktelen.

Összességében elmondható, hogy az olasz rendszer importkitettsége nem kritikus, nem állítható szoros párhuzamba a magyar rendszerrel. Az olasz energiasztratégiát évek óta erősen áthatja a megújulóenergia-termelés részarányának növelése. Ennek megfelelően kifejezetten nagy megújulókapacitásokat építettek ki⁹⁴, emiatt a meglévő fosszilis erőművek jelentősen alacsonyabb kihasználtsággal működnek és relatíve drágán állítanak elő villamos energiát. Ennek következményeként viszont a magas kereslettel rendelkező órák esetén elsősorban a hazai termelésre támaszkodva oldják meg a helyzetet, így ezekben az időszakokban az erőművek is tudnak gazdaságosan termelni.⁹⁵ Az importmennyisége a magas keresletű órákban sem kritikus, a maradó kapacitás pedig ezekben az órákban is alig csökken 50 GW alá. Ez alapján az a kép rajzolódik ki, hogy az olasz erőművek (vagy legalábbis azok egy jelentős része) nagy keresletű időszakokban az importtal szemben alapvetően versenyképesebbek,

⁹⁴ Ministero dello Sviluppo Economico & Ministero Dell'Ambiente E Della Tutela Del Territorio E Del Mare (2017)

⁹⁵ <https://www.ispionline.it/it/energy-watch/oversized-electricity-system-italy-12135>

kisebbségi kereslet esetében viszont megéri importálni. Jelen elemzés keretei nem adnak lehetőséget arra, hogy a kapacitástámogatások és a magas maradó kapacitás értékek, illetve a versenyképesség közötti pontos ok-okozati összefüggéseket is feltárjuk, azt azonban érdemes kiemelni, hogy az országban 2003 óta működik célzott kapacitáshoz kötődő támogatási rendszer, 2018 elején pedig egy olyan rendszert fogadtak el, ahol a cégek áramtermeléshez vagy megadott mértékű keresletcsökkentéshez kötötten kapnak támogatás (ACER-CEER, 2018).

6.5.2. SZLOVÁKIA

A szlovák rendszerre vonatkozó számításokat 2015 eleje és 2017 vége között tudtuk elvégezni, mert 2018-ra vonatkozóan nem állt rendelkezésre termelési adat. Ebben az időszakban az átlagos import-arány mindössze 6%-nak adódott, azonban az utolsó néhány év átlagát tekintve folyamatos, bár lassú növekedést láthatunk. A maradó kapacitás értékek minimuma 5,3 GW környékén áll, miközben az átlagos rendszerterhelés 3,3 GW körüli. Komoly problémák tehát itt sem láthatók.

Elsőként itt is a kifizetettséget mérő maradó kapacitásra vonatkozóan készítettük el a keresztábrát.

27. TÁBLÁZAT: A SZLOVÁKIAI ADATOK A LEGKISEBB MARADÓ KAPACITÁSSAL RENDELKEZŐ ÓRÁKBAN

	Importarány (%)	Importmennyiség (MW)	Kereslet (MW)	Termelés (MW)
Maradó kapacitás 1%-os percentilis	16%	628	3 998	3 370
Teljes adatsor	6%	225	3 295	3 070

Forrás: REKK-számítás ENTSO-E (2018a) alapján

Jól látható, hogy az alacsony maradó kapacitással jellemezhető órákban arányosan komolyan megnő mind az importmennyisége, mind az importarány, miközben a kereslet is jóval magasabb, és valamekkora mértékben a termelés is elindul felfelé.

28. TÁBLÁZAT: A SZLOVÁKIAI ADATOK A LEGNAGYOBB KERESLETTEL RENDELKEZŐ ÓRÁKBAN

	Importarány (%)	Importmennyiség (MW)	Maradó kapacitás (MW)	Termelés (MW)
Kereslet 99%-os percentilis	17%	729	6 499	3 632
Teljes adatsor	6%	225	7 548	3 070

Forrás: REKK-számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A kereslet szempontjából kritikusnak tekinthető órákban az átlaghoz képest még magasabb import értékekkel találkozunk, miközben a termelés is jobban megugrik, a maradó kapacitás pedig kb 1 GW-tal lecsökken.

29. TÁBLÁZAT: A SZLOVÁKIAI ADATOK A LEGNAGYOBB IMPORTTAL RENDELKEZŐ ÓRÁKBAN

	Maradó kapacitás (MW)	Kereslet (MW)	Termelés (MW)
Import 99%-os percentilis	7 217	3 619	2 475
Teljes adatsor	7 548	3 295	3 070

Forrás: REKK-számítás ENTSO-E (2018a) alapján

A legmagasabb (nominális) importtal jellemezhető órákban a hazai termelés jóval kisebb, mint az egész időszakban átlagosan - ez a magyar piachoz való hasonlóságot jelentheti, vagyis azt, hogy az import nem feltétlenül a legkritikusabb órákban magas (tehát nem "végső mentsvárként" működik) inkább arról van szó, hogy versenyképesebbnek tekinthető a hazai termelésnél.

30. TÁBLÁZAT: KORRELÁCIÓ A SZLOVÁK RENDSZER MUTATÓ KÖZÖTT

	Korreláció
Maradó kapacitás - Kereslet	-0,89
Kereslet – Hazai termelés	0,60
Maradó kapacitás - Import	-0,44
Kereslet – Import	0,55

Forrás: REKK-számítás ENTSO-E (2018a) alapján

Ahogy az olasz példánál már említettük, a maradó kapacitás és a kereslet közötti szoros (negatív) kapcsolat részben a számítás módjából adódik. Az olasz példával ellentétben azonban, a fentiekkel egybecsengően látható, hogy a kereslet és a hazai termelés már közel sem mutat olyan szoros összefüggést. Ahogy a fejezet első felében is láthattuk, nagyjából ugyanakkora a korreláció a kereslet és az import, mint a kereslet és a hazai termelés között. Látható kapcsolat van azonban a maradó kereslet csökkenése és az import növekedése között is, ami nagy valószínűséggel a keresleten keresztüli kapcsolatból adódik.

A szlovák rendszer tehát valamelyest közelebb áll a magyar piachoz, importkitettségre szempontjából azonban sokkal kevésbé veszélyeztetett, mint hazánk. A megnövekvő keresletre a szlovák piac arányaiban nagy import növekedéssel reagál a vizsgált időszak alapján, ez azonban mennyiségét tekintve csupán átlagosan 0,5 GW-os importtöbbletet jelent. A nagyon nagy kereslettel jellemezhető órákban az import mellett a hazai termelés is megnő, mindezek ellenére azonban jól látható maradó kapacitás csökkenést is megfigyelhetünk. Ez sem tekinthető azonban kritikusnak: míg a teljes importkapacitást figyelembe véve a legkifeszítettebb időpontban Magyarországon a maradó kapacitás az átlagos rendszerterhelés nagyjából 35%-a, addig ez az arány a szlovák esetben 160%. Abban az esetben, ha a korábban bemutatott magyar megközelítéshez hasonlóan a kritikus helyzetek esetén nem veszünk figyelembe minden importkapacitást, csak azokat az irányokat, ahonnan várhatóan krízishelyzet esetén is beszerezhető áram (ebben az esetben a magyar irányból elérhető importkapacitást vontuk le), akkor ez az érték 135%-ra csökken. Ez azonban még mindig megnyugtató, illetve jóval magasabb a magyar értéknél.

Szlovákia 2019-re bővíteni fogja a meglévő atomerőművi termelőkapacitását, mellyel vélhetően biztosítja majd az ország nettó exportőr pozícióját. A rendszerbiztonság szempontjából azonban kulcsszerepe lehet a rugalmas termelésre képes gázos erőműveknek, különösen egy

nagyobb arányú megújuló elterjedés mellett, amit az atomerőművek a rendszerszabályozás területén csak kismértékben tudnak támogatni.

6.6. KONKLÚZIÓ

Az elemzés során az ENTSO-E országok közül a legnagyobb importkitettséggű országokat vizsgáltuk részletesebben, és import struktúrája szempontjából Magyarországhoz hasonló országokat próbáltunk azonosítani. Ezen felül azon magas importarányú országokra (Szlovákia és Olaszország), amelyre kielégítő mennyiségű adat állt rendelkezésre, a maradó kapacitás mértékét és más változókkal való összefüggését is vizsgáltuk, szintén a magyar rendszerhez viszonyítva.

A nagy importkitettséggű országokon először korrelációs analízissel azt vizsgáltuk, hogy megnövekedő kereslet esetén mely ország, milyen forrásból igyekszik pótolni a szükséges többletenergiát, illetve a termelés és az import milyen viszonyban áll egymással. Az elemzés megmutatta, hogy a vizsgált országok közül a legtöbb profiljában nem igazán hasonlít Magyarországra; statisztikai mutatók alapján a legközelebbi kapcsolat Finnországgal volt azonosítható, ahol a megnövekedő keresletet szintén egyszerre fedezik az import és a hazai termelés növekedéséből.

Ezen felül az ENTSO-E Winter&Summer Outlook legutóbbi riportjai alapján is megpróbáltuk azonosítani a téli és nyári hónapokban, hogy melyek azok az országok, melyek hasonló profilúak, mint Magyarország. Hazánk esetében az elemzés megmutatja, hogy szinte egyetlen téli és nyári héten sem áll rendelkezésre megfelelő mennyiségű hazai kapacitás, csupán hazai termelésből nem fedezhető a kereslet, vagyis az ország fizikailag is importra szorul. Ilyen mértékű, nyáron és télen is jellemző kitettség csak Litvánia és bizonyos olasz régiók esetében figyelhető meg.

Az előzetes eredmények alapján a litván és finn villamosenergia-piaci terveket vizsgáltuk meg alaposabban, ugyanis ezek voltak azok az országok, melyek az előzetes vizsgálatok alapján kismértékben hasonlítottak Magyarországra. A két ország hosszútávú céljai meglehetősen különböznek egymástól. Litvánia 2050-re 100%-ban megújuló termelésre szeretne átállni és teljes önfenntartásra törekszik, míg Finnország jövőbeli terveiben az atomenergia alkalmazását is szükségesnek tartja, ezért a közeljövőben nukleáris kapacitásbővülés várható. Emellett a finneknek nem célja a teljes önfenntartás, energiastratégiájukban kiemelik a régiós és európai integrált hálózatok fontosságát. A litván energiastratégia már rövid távon is kijelöli valamiféle kapacitásmechanizmus kidolgozást, míg Finnországban 2017-ben vezettek be 700 MW-nyi stratégiai tartalékot.

Ezeken a vizsgálatokon felül részletesebben elemeztük Olaszország és Szlovákia villamosenergia-piacát. Elmondható, hogy az olasz rendszer működési logikáját tekintve távolabb áll a magyartól, mint a szlovák, azonban mindkét ország jelentősen kényelmesebb helyzetben van a rendelkezésre álló kapacitások szempontjából, mint Magyarország, habár hazánk helyzete sem ad okot aggodalomra. Az erőművek importhoz viszonyított versenyképessége az olasz esetben jobban alátámasztottnak tűnik, míg a szlovák rendszernél a magyar helyzethez hasonlóan inkább az import árelőnye igazolható. Ennek ellenére Szlovákiában nincs napirenden kapacitásmechanizmus bevezetése, viszont a rendelkezésre álló nukleáris kapacitások bővülése várható rövidtávon. Olaszországban ezzel szemben évek óta működik kapacitás

alapú támogatási rendszer, ami segítheti a hazai erőművek rendszerben tartását, vagy akár versenyképességük növelését is.

Összeségében azonban elmondható, hogy relatíve kevés olyan ország azonosítható, ami profiljában hasonló Magyarországhoz. Ennek oka, hogy magyar árampiacon a magas import-arány egyszerre következménye egy versenyképességi hatásnak, miszerint a magyar erőművek termelését részben kiszorítja az import, illetve egy kapacitáshiánynak -a rendelkezésre álló hazai kapacitás nem minden időszakban tudja önmagában kielégíteni a hazai keresletet-. Ezen felül a nem kiemelkedő megújuló részarány mellett Magyarországon meghatározó a konvencionális erőművek szerepe, ami európai viszonylatban kifejezetten egyedivé teszi a hazai villamosenergia-piacot.

7. ÁRAMPIACI MODELLEZÉS - INPUTOK

A következőkben a REKK által kifejlesztett három közgazdasági modell segítségével elemezzük, hogy különböző hazai erőművi forgatókönyvek milyen hatással bírnak az árakra és az ellátásbiztonságra. Először röviden bemutatjuk az alkalmazott modelleket és ezek egymásra hatását. Ezt követően ismertetjük, hogy a szimuláció során milyen feltételezésekkel élünk a különböző tényezőkre vonatkozóan, beleértve a hazai kereslet várható alakulását, a határkeresztelő-vezetéseket, illetve a tüzelőanyag-költségeket is. Ezután felvázoljuk az ITM-mel egyeztetett hazai erőművi forgatókönyvet. Végül ismertetjük a kapott eredményeket, és levonjuk a konklúziókat.

7.1. A FELHASZNÁLT MODELLEK RÖVID BEMUTATÁSA

7.1.1. AZ EURÓPAI GÁZPIACI MODELL

A földgáz ár előrejelzéséhez a REKK Európai Gázpiaci Modelljét (EGMM) használjuk. A modell 35 ország gázinfrastruktúráját tartalmazza nagy részletettséggel, a szállítóvezetési határkeresztelő kapacitások, a tárolók és az LNG terminálok szintjéig. A modell fő outputja, hogy országos szinten nagykereskedelmi árakat határoz meg. A modell granualitása egy év (12 hónap). A modell leírása és az inputadatok forrása a mellékletben megtalálható.

A modellt 2018-2050 közötti évekre futtatjuk. Az évek során a modellezett országok kereslete és saját kitermelése (exogén módon) változik, az infrastruktúra bővül a már végleges beruházási döntést kapott (FID) infrastruktúra projektek belépésével. A jövőre vonatkozó legvalószínűbb feltételezések mellett kialakuló árpályát nevezzük referenciaszcenáriónak.

7.1.1.1. FELTÉTELEZÉSEK

Infrastruktúra

A jövőben azoknak a projekteknek a megvalósulását feltételezzük, amelyek az ENTSOG 2018 TYNDP alapján FID projektek⁹⁶ illetve amik ENTSOG-on kívüli épülő projektek (Turkstream 1-2) (részletesen a mellékletben)

Tarifák

A tarifák egy kivételtől eltekintve nem változnak a 2018-as tényhez képest a modellezett időszakban: Az ukrán útvonal versenyképességének javítására figyelembe vettük az ukrán szabályozó tervezett tarifacsökkentését 2020-tól. Az új infrastruktúrákon a tarifa 0,75 €/MWh minden exit és 0,75 €/MWh minden entry ponton. A tenger alatti új vezetékek esetén egységes orosz kilépési tarifát feltételeztünk. (3 €/MWh)

⁹⁶ Technikai csöveket raktunk be a periferiális országok extrém gázáremelkedését megelőzendő: GR-MK (TAP leágazás); DE-DK kapacitásbővítés, DK-SE kapacitásbővítés

Hozzáférés

Az EU-n belül az infrastruktúrához való harmadik feles hozzáférés biztosított, a CAM és CMP szabályok teljes megvalósulását feltételezzük: a hosszú távú szerződések által lekötött szállítói kapacitások, amennyiben nem használják őket, akkor a spot szállítások számára elérhetőek. Jelenleg ez alól a Trans-Balkán vezeték kivétel, de a Bizottság információi szerint⁹⁷ a hosszú távú kapacitásszerződések lejártával a Trans-Balkan is hozzáférhető lesz harmadik felek számára is.

Szállítási útvonalak

Az új orosz infrastruktúra megváltoztatja a hagyományos szállítási útvonalakat:

- 2020-tól a török hosszú távú szerződés a TurkStream1-en valósul meg. 2025-től megépül a Turkstream 2 is, ezen spot orosz gáz szállítást feltételeztünk, mivel nem rendelkezünk információval arról, hogy milyen szerződések kapcsolódnak majd hozzá.
- Az Északi Áramlat 2 és a Jamal veszik át a jelenleg Ukrajnán keresztül folyó szállításokat a kapacitásuk maximumáig. Továbbra is Ukrajnán keresztül teljesülnek az alábbi szerződések: 100%-ban Görögország, Bulgária, Moldova, Macedónia, Szerbia, Bosznia 100% Horvátország (Magyarországon keresztül) Magyar LTC útvonala: 20% NS2, 60% közvetlen UA, 20% (Baumgarten Szlovákián át) SK-AT.
- Ukrajna ellátása nyugatról történik.

LTC mennyiség és TOP

A hosszú távú szerződések mennyisége a lejáratkor feleződik. Magyar LTC: 5,5 bcm/ év 2021-ig, utána feleződik. A hosszú távú szerződések esetében a 2050-ig való modellezésre való tekintettel a hosszú távú szerződések take-or pay kötelezettségét nem vettük figyelembe (a szerződések újratárgyalhatóak). Új hosszú távú szerződések: TAP-TANAP-on +6 bcm/év Törökországba, 1 bcm Görögországba, 1 bcm to Bulgáriába, 8 bcm Olaszországba.

Árazás

Az orosz kitermelés hosszú távú szerződésekkel fix útvonalon (2017-es tény alapján) illetve rövid távú kereskedés (spot) formájában is eljuthat az európai piacra. A spot szállítások útvonala lehet az Északi Áramlat 1-2, a Jamal vezetéken keresztül Németország vagy Ukrajnán keresztül Baumgarten, továbbá a Turkstream 2-n Törökország. Az útvonalon az EU -EU határon megengedett a backhaul szállítás (DE-CZ, DE-PL, CZ-SK, AT-SK). Az orosz spot szállítások árazásánál orosz profit maximalizálást feltételeztük. A többi kitermelő (Norvégia, Algéria és Azerbajdzsán) árelfogadó.

⁹⁷ 1 bcm/év 2020-tól és 3.6 bcm/év 2023-tól. Kétirányúsítást nem feltételeztünk, mivel nincs FID.

Európai kitermelés

A hazai kitermelés csökkenő mennyiségű, a groningeni mező 2030-tól nem termel, és a román kitermelés csak az onshore mezőkön nő, a PRIMES 2016 feltételezésére alapulva.

7.1.2. AZ EURÓPAI ÁRAMPIACI MODELL

Az Európai Áramiaci Modell (EEMM) 41 egymással összekapcsolt árampiacot szimulál. A modellben egy országot egy csomópontként értelmezünk⁹⁸, azaz az adott országon belül nincsenek hálózati korlátok, csak az országok között. A modellezett piacokon az árak a kereslet-kínálat egyensúlyából alakulnak ki, figyelembe véve a kereskedelmi korlátokat a határkeresztesztő kapacitások (NTC) erejéig. A környező, nem modellezett országokban (Marokkó, Tunézia, Oroszország és Fehéroroszország) exogén árakat feltételezünk.

A modell 90 referencia órát szimulál, melyek reprezentatív módon fedik le a napon belüli és éven belüli szezonálisitásokat, mind a termelés (elsősorban a megújulók és a kapcsolt erőművek esetén), mind a fogyasztás esetén. Az órák között nincs kapcsolat, vagyis az egyes blokkok termelése független az előző és a következő órai termelésüktől, az indítási és leállítási költségeket a modellben nem vesszük figyelembe.

Az EEMM-ben háromféle piaci szereplőt különböztetünk meg: termelőt, fogyasztót és kereskedőt. Mindegyikük esetében tökéletes versenyt feltételezünk, azaz a piaci szereplők árelfogadók. A modell az optimalizáció során a teljes modellezett régió fogyasztói és termelői többletét maximalizálja. A kínálati oldalon megjelenő erőművek (blokk szinten) a határkölségükön kerülnek be a saját országuk merit-order görbéjébe - vagyis csak a tüzelőanyagkölségüket, a rövidtávú változókölségeiket és a szén-dioxid-kibocsátáshoz kapcsolódó kölségeiket vesszük figyelembe -, és a keresleti viszonyoktól függően termelnek vagy állnak az egyes modellezett órákban. A keresletet órás szinten piaconként aggregáltan határozzuk meg inputként, egységesen alacsony rugalmasságot feltételezve minden ország keresleti görbéjénél. A kereskedés a határkeresztesztő vezetéseken kialakuló torlódás esetén aukciós felár megfizetésével lehetséges.

A kínálati oldal erőművei blokk szinten szerepelnek a modellben, 12 különböző termelési kategóriában⁹⁹. A gáztüzelésű és széntüzelésű erőművek esetén a jelenleg üzemelő blokkok exogén beépítésén kívül a modell endogén módon is dönt a jövőbeli beruházásokról, ahol az úgynevezett carbon capture and storage (CCS) technológiát is figyelembe vették. Egy adott erőművet akkor építenek meg, ha a döntéstől számított 10. évben (a tőkekölséget is figyelembe véve) profitábilisan tud üzemelni. Egy piacon egy évben maximum egy erőmű megépítéséről döntenek, országonként különböző, de előre meghatározott beépített kapacitásokat feltételezve. A megújuló alapú termelőegységek elterjedése exogén módon kerül be a

⁹⁸ Kivéve Bosznia és Hercegovina, Dánia és Ukrajna, ahol két árampiacot különböztetünk meg egy országon belül

⁹⁹ biomassza-tüzelésű erőművek, széntüzelésű erőművek, lignittüzelésű erőművek, geotermális erőművek, nehéz fűtőolaj-tüzelésű erőművek, könnyű fűtőolaj-tüzelésű erőművek, vízerőművek, szél-erőművek, naperőművek, nukleáris erőművek, földgáz-tüzelésű erőművek, illetve árapály erőművek

modellbe, az inputadatok azonban egy korábbi összekapcsolt, iteratív modellezés eredményei¹⁰⁰.

A modellszámítás eredményeképpen megkapjuk az egyes országok adott órára vonatkozó egyensúlyi nagykereskedelmi árait, az országok között az adott órára vonatkozó kereskedelmi áramlásokat, illetve az egyes erőművi blokkok termelését is.

7.1.3. AZ EURÓPAI ÁRAMTERMELŐI-PIAC SZIMULÁCIÓS MODELLE

Az EPMM (European Power Market Model) egy ütemezési és teherkiosztási modell, amely 38 ország 41 árampiacát szimulálja. Az optimalizáció során a modell a modellezett országok adott fogyasztási igényét minimális költség mellett elégíti ki az az egyes országokban található erőművek költségeinek, elérhető kapacitásainak és a kereskedelmi korlátok (határkereszteső kapacitások) figyelembevételével.

Az egyes erőművek termelési határkölségei, illetve a rendelkezésre álló kapacitások az EEMM modellben meghatározott módon alakulnak. Az EPMM modell azonban a szabályozható erőművek esetében az indulási feltételeket is figyelembe veszi. Ezáltal felmerülnek indítási költségek, és extra korlátokat jelent az induláshoz szükséges idő, illetve a minimális termelés szintje. Az optimalizáció során minimalizált célfüggvényben szereplő költségek a következők: az erőművek ki- és bekapcsolási költségei, a felmerülő termelési költségek, emellett lehetőség van a megújuló termelők visszavágásából fakadó költségek figyelembevételére.

A kereslet az adott modellezett év minden egyes órájára, országonként adott (keresleti rugalmasságot a modell nem feltételez). Ezt a keresletet szolgálja ki a modell minimális költség mellett.

A modell egy adott hét 168 órájára szimultán optimalizációt végez, és minden óra esetén meghatározza, hogy egy adott erőmű bekapcsol-e, vagy sem, illetve, amennyiben bekapcsol, akkor mekkora mennyiséget. A modellezés minden hétre elvégezhető, vagyis az év mind a 8760 órája modellezhető. Mivel a modell a rendszerszintű költségeket minimalizálja, így piaci árakat nem tartalmaz.

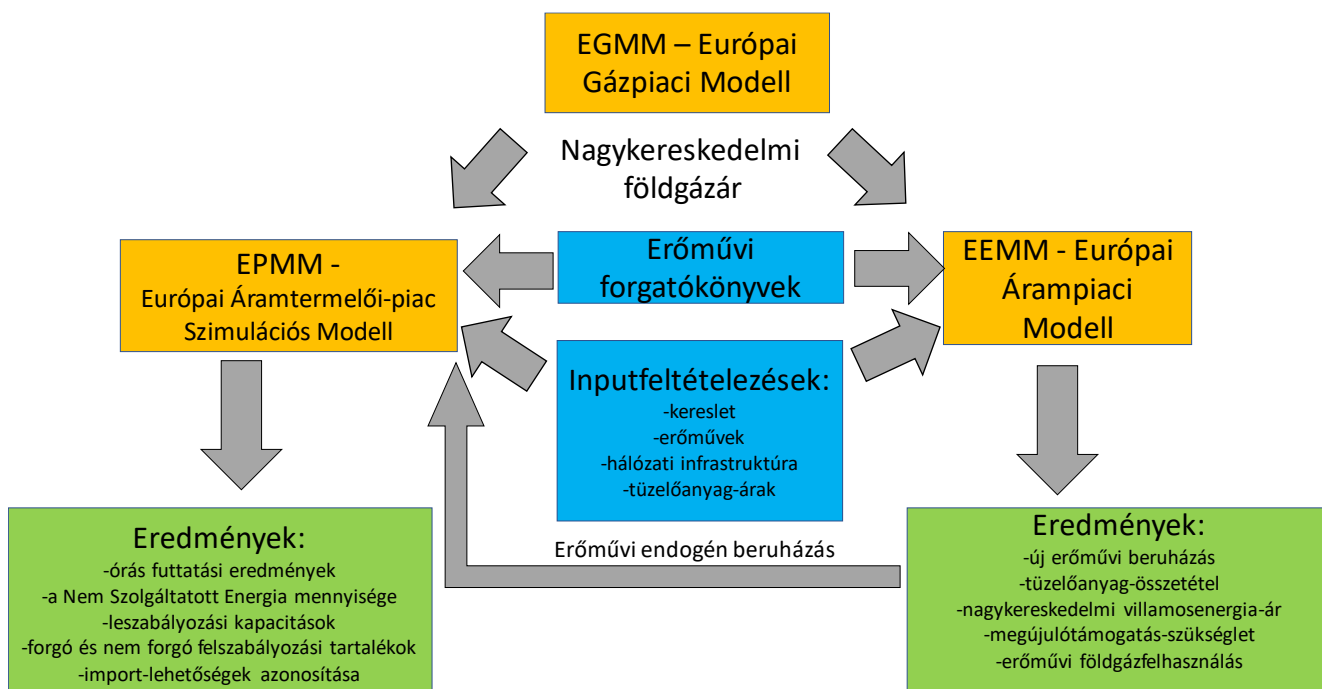
A modell az optimalizáció során megadja, hogy az adott fogyasztási mennyiségeket milyen erőművi termelési mix és indítási szám mellett és milyen minimális költséggel lehet kiszolgálni. Emellett meghatározható, hogy mekkora a Nem Szolgáltató Energia mennyisége, illetve, hogy mennyi szabályozási tartalék áll rendelkezésre a rendszerben adott időszakokban.

7.1.4. A MODELLEK EGYMÁSRA HATÁSA

Az előzőekben röviden bemutatottuk a három általunk használt modellt. A modelleket nem csupán egymástól függetlenül használjuk, hanem szoros interakcióban. Az alábbi ábra összefoglalóan mutatja a modellek közti interakciót, azaz a modellek mely output változóit használjuk más modellek inputjának, illetve milyen eredményeket várunk az összekapcsolt modellezésből.

¹⁰⁰ A modellezés a Bécsi Műszaki Egyetem (TU Wien) GREEN-X modelljével való együttműködés keretében valósult meg, részletekért lásd: https://rekk.hu/elemzes/238/south_east_europe_electricity_roadmap_-_seemap

42. ÁBRA: AZ EGMM, AZ EPMM, ÉS EZ EEMM MODELLEK INTERAKCIÓJA



A fenti ábrán látható, hogy az Európai Gázpiaci Modell eredményeként áll elő minden országra, és minden vizsgált évre a nagykereskedelmi földgáz ára. Az EPMM és az EEMM modell is inputként használja ezeket az árakat. A két árampiaci modellben az inputfeltételezések azonosak, azaz mindkét esetben az erőművi infrastruktúra, a határkeresztesző kapacitások, az egyes országok aggregált éves fogyasztása és a tüzelőanyag-árak megegyeznek. Mivel a magyar energiapolitikának elsősorban a hazai erőművi beépített kapacitásra lehet ráhatása, ezért az elemzésünk során hat hazai erőművi forgatókönyvet elemzünk részletesen. Ezen forgatókönyveket a következő fejezetben mutatjuk be részletesen. Első körben az Európai Árampiaci Modellt, az EEMM-t futtatjuk, amely képes ún. endogén módon is meghatározni a fosszilis erőművi beruházásokat. Így minden egyes évre meghatározzuk, hogy mind hazánkban, mind a többi országban milyen erőművi kapacitásokkal lehet kalkulálni az adott évben. Az erőművi kapacitásmixet inputként épül az EPMM modellbe. A két modellel más-más hatást lehet szimulálni. Az EEMM modellel számszerűsíthetjük, hogy milyen nagykereskedelmi árak alakulnak ki hazánkban, mekkora a megújuló villamosenergia-termelők támogatási igénye, milyen a hazai tüzelőanyag-szerkezet, és mekkora az erőművi földgázfelhasználás. Ezzel szemben az EPMM modell órás szinten képes szimulálni az árampiac működését, ezért lehetőségünk van olyan kérdésekre válaszolni, minthogy mekkora a fel-, és leirányú tartalékkapacitás a hazai rendszerben, van-e olyan óra, amikor a fogyasztás nem elégíthető ki az elérhető forrásokból.

7.2. FELHASZNÁLT INPUTADATOK

7.2.1. KERESLET

A magyar éves villamosenergia-rendszerterhelésre vonatkozó előrejelzések hasonló képet festenek a következő tíz évről. A magyar rendszerirányító (MAVIR) tíz éves hálózatfejlesztési

tervéhez készült „A Magyar Villamosenergia-rendszer fogyasztói igényeinek előrejelzése” című dokumentum három scenáriót vázol fel. A három forgatókönyvben közös, hogy 2020-ig 0,2%-os nettó keresletbővülést feltételeznek. Az alapváltozatban 2020-tól évi 1%-os, később 0,95%-os növekedési ütemmel számol a rendszerirányító. Az alacsonyabb igénynövekedés kezdetben 0,7%, majd 0,65% keresletnövekedést feltételez. A magasabb igénynövekedés 1,1% bővülést, majd 1% növekedést feltételez. A csúskihasználtsági óraszámra nem fogalmaz meg a múltbeli adatoktól eltérő várakozást. A MAVIR a villamosenergia-fogyasztás trendjei alapján, az éves fogyasztás egyszerű lineáris becslésével végezte előrejelzését.

Hasonló villamosenergia-fogyasztási pályát vázol fel a Századvég¹⁰¹, bottom-up módszertan segítségével. A főbb szektorok részletes energiafogyasztásának meghatározása után várakozásokat fogalmaznak meg ezen szektorok fejlődésére (pl. izzók, hűtőszekrények forgási üteme, az ipar energiahatékonyágának javulása, közlekedés elektrifikációja, stb.) A Századvég WEM (with existing measures) bottom-up megközelítése közel azonos eredményre jut, mint a MAVIR alapváltozat forgatókönyve.

Az Európai Bizottság PRIMES referencia-forgatókönyve néhány százalékkal marad csak el a magyar várakozásoktól.

Az ENTSO-E előrejelzései is hasonló pályát prognosztizálnak.

¹⁰¹ A Századvég által készített előrejelzést az ITM bocsátotta a rendelkezésünkre.

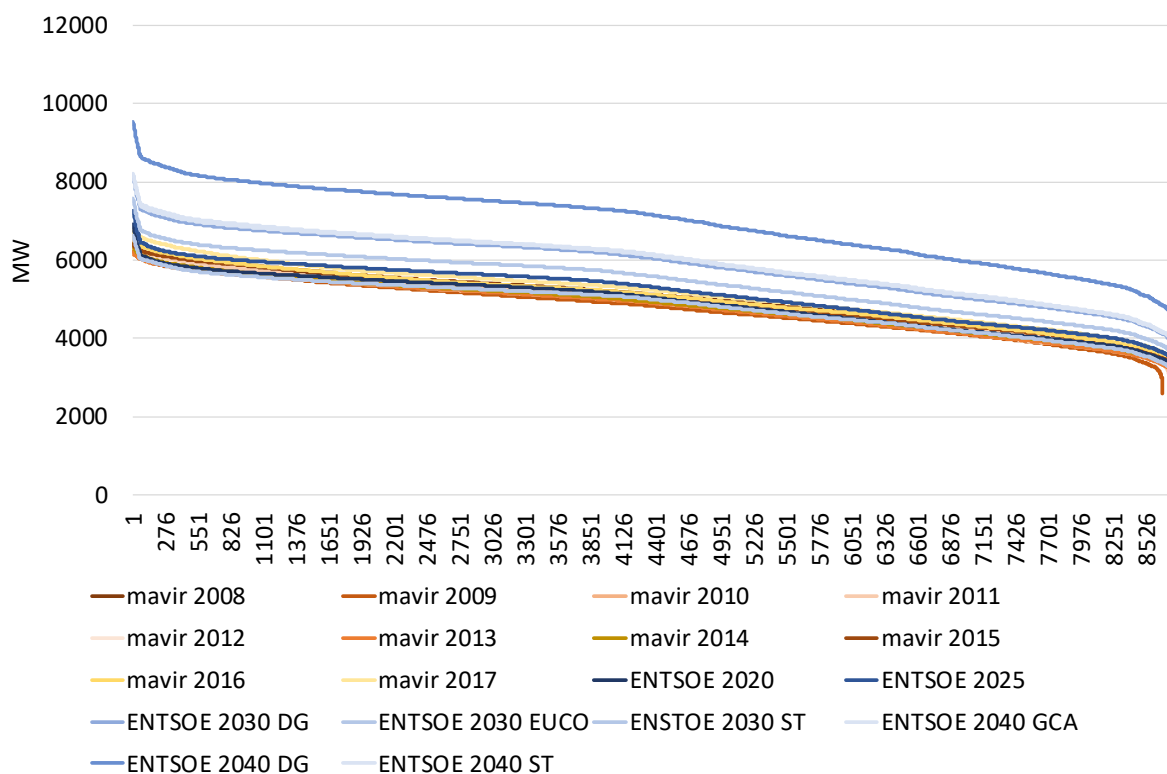
31. TÁBLÁZAT: A MAGYAR VILLAMOSENERGIA-FOGYASZTÁS ELŐREJELZÉSE, TWH/ÉV

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Századvég WOM	46,59	49,06	51,86				
Századvég WEM	45,30	46,70	48,86				
Századvég WAM	45,32	46,02	48,77				
MAVIR alapváltozat	45,30	47,40	49,40				
MAVIR kisebb igénynövekedés	45,00	46,30	47,70				
MAVIR nagyobb igénynövekedés	45,50	48,00	50,30				
PRIMES ref	43,07	45,57	46,72	47,46	49,98	52,36	53,98
PRIMES Euco27	43,2	45,9	46,6				
PRIMES Euco30	43,2	45,6	44,3				
PRIMES Euco+33	43,2	46,7	43,9				
PRIMES Euco+35	43,4	46,9	42,3				
PRIMES Euco+40	43,7	47,0	39,0				
PRIMES Euco3030	43,2	45,6	43,5				
ENTSOE ST	43,01	45,29	47,58		52,00		
ENTSOE DG	43,01	45,29	51,45		60,79		

Forrás: Századvég, MAVIR, PRIMES, ENTSO-E

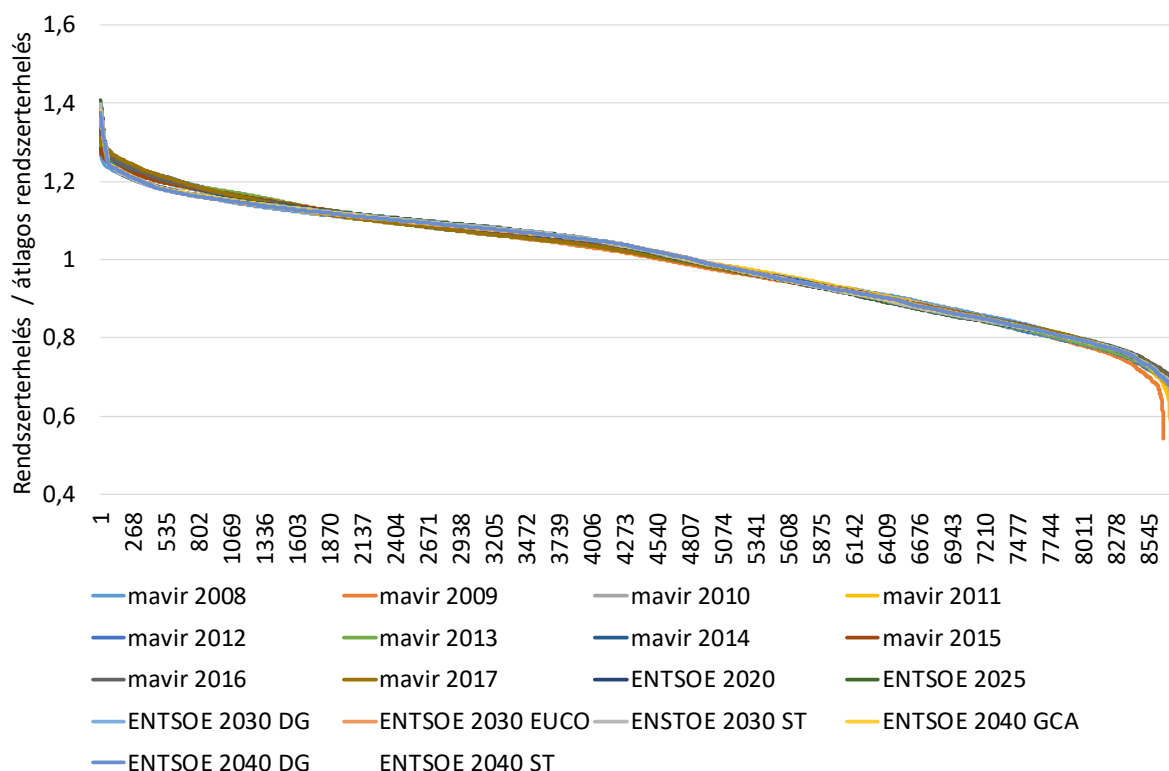
Az éves rendszerterhelési görbe alakulásában kevés eltérést találunk a MAVIR tényadatok és az ENTSO-E előrejelzések között. Az ENTSO-E görbéjének alakja nagy mértékben megegyezik a MAVIR által közölt 2008-2017 közötti rendszerterhelésekkel, közel párhuzamosan eltolva ugyanazt a rendszerterhelési mintázatot találjuk.

43. ÁBRA: A TÉNYLEGES (2008-2017) ÉS ELŐREJELZETT MAGYAR TARTAMDIAGRAM



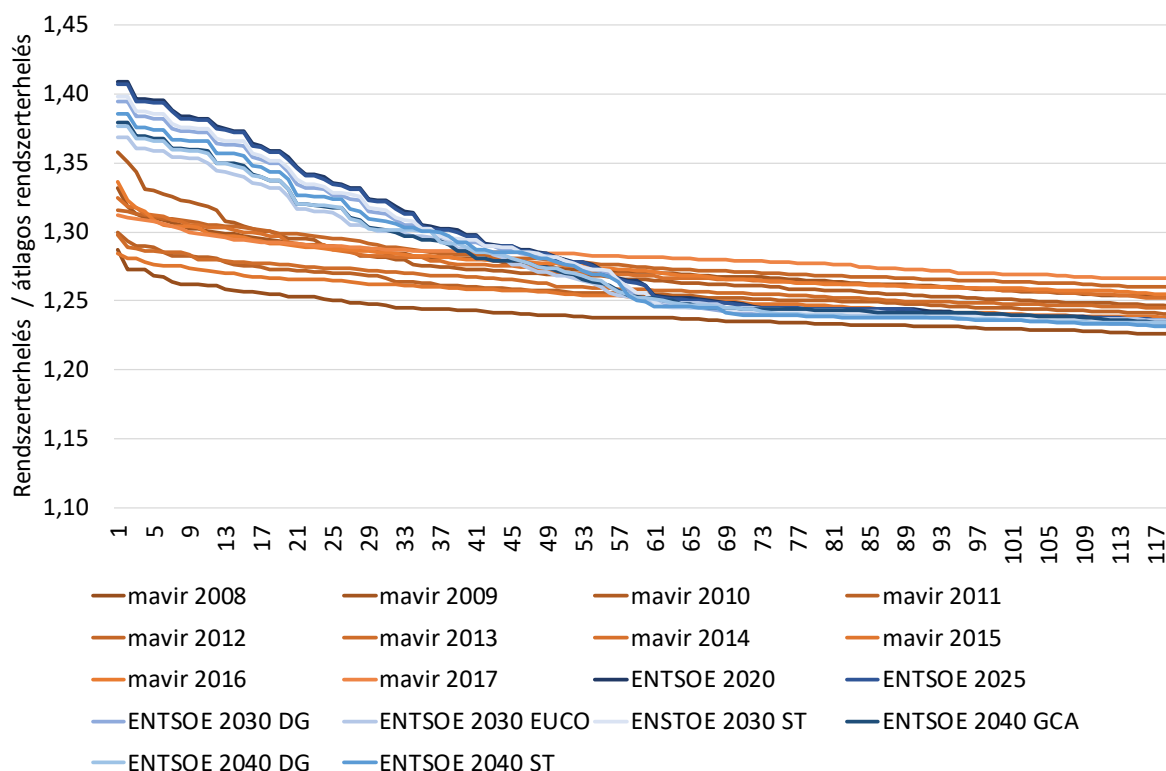
Az éves átlagos rendszerterheléssel normálva ezen értékeket a hasonlóság még erősebb, egyedül a legnagyobb keresleti órákban találunk eltérést.

44. ÁBRA: A TÉNYLEGES (2008-2017) ÉS ELŐREJELZETT NORMÁLT MAGYAR
TARTAMDIAGRAM



Az 50 legmagasabb keresletű óra a historikusan megfigyelt csúcsoknál lényegesen magasabb csúcsterheléseket feltételez. Az alacsonyabb keresletű órák esetén nincs ilyen eltérés a historikus rendszerterheléshez képest.

45. ÁBRA: CSÚCS ÓRÁK VILLAMOSENERGIA-FOGYASZTÁSA AZ ÁTLAGOS FOGYASZTÁSHOZ
VISZONYÍTVA



A modellezés során a 2015-ös tényadatokból indultunk ki, amelyet PRIMES referencia növekedési ütemmel módosítottunk a jövőre vonatkozóan. Így a tartamdiagramm megfelel a tényadatokénak, míg a fogyasztási prognózisunk alapján a bruttó villamosenergia-fogyasztás 42,8 TWh-át feltételeztünk 2020-ban, 45,3 TWh-át 2025-ben, és 46,1 TWh-át 2030-ban. Ez leginkább a PRIMES referencia és Primes EUCO, illetve a MAVIR kisebb igénynövekedés forgatókönyvéhez áll közel.

7.2.2. HATÁRKERESZTEZŐ KAPACITÁSOK

A kereskedelemre elérhető határkeresztező kapacitásokat a modellben az NTC (Net Transfer Capacity) értékekkel reprezentáljuk. Ezek az adatok az ENTSO-E Transparency Platformján órás szinten elérhetőek több évre visszamenőlegesen. A jelenlegi magyar határkeresztező kapacitásokat a következő táblázat foglalja össze.

32. TÁBLÁZAT: JELENLEGI HATÁRKERESZTEZŐ KAPACITÁSOK MAGYARORSZÁG ÉS A SZOMSZÉDOS ORSZÁGOK KÖZÖTT, ÉVES ÁTLAG, MW

Honnan	Hova	Import-NTC (MW)	Export NTC (MW)
AT	HU	520	621
HR	HU	1 000	1 200
RO	HU	700	700
RS	HU	777	700
SK	HU	1 100	1 000
UA_W	HU	564	450

A jövőbeli bővítéseket az ENTSO-E TYNDP 2018 riportja alapján építjük be a modellezésbe. Magyarországon 2030-ig három fontos határkeresztező beruházás várható, melyet az alábbi táblázat foglal össze.

33. TÁBLÁZAT: 2030-IG VÁRHATÓ FONTOSABB HATÁRKERESZTEZŐ BERUHÁZÁSOK

Projekt	Kereskedelmi üzem kezdete	Import-NTC hatás (MW)	Export NTC hatás (MW)	PCI 2017
SK-HU	2020	350	1850	Igen
SI-HU	2021	1200	1200	Igen
RO-HU	2030	1117	685	Nem

Forrás: ENTSO-E (2018d)

A szlovák-magyar bővítés két új interkonnektor párhuzamos idejű megépítését foglalja magába. Az egyik vezeték a magyarországi Gönyűt köti majd össze a szlovák Bőssel (Gabcsikovo), míg a másik vezeték Sajóivánka és Rimaszombat (Rimavaská Sobota) között létesítene kapcsolatot. Az eredeti tervek szerint a vezetékeknek már el kellett volna készülniük, ám a felek csak 2017 márciusában írták alá a vonatkozó szerződést, mely 2020-ra határozza meg az átadás időpontját. A szlovák magyar összeköttetés várhatóan 350 MW-tal növeli Magyarország importkapacitását.

Szintén a 2020-as évek elején készülhet el a szlovén-magyar összekötő vezeték. Az újonnan épülő összeköttetés Hévíz és Cirkovce között létesül és jelentős mértékben, várhatóan 1200 MW-tal növeli a Magyarország számára elérhető importkapacitást. A szlovén-magyar projekt megvalósulása is csúszik az eredeti tervekhez képest, ugyanis a vezetéknek nem sikerült időben megszereznie minden környezetvédelmi engedélyt, illetve az összes építéshez szükséges területet. A vezeték átadása 2021-re várható. Magyarország és Szlovénia között jelenleg nem létezik határkeresztező vezeték, a projekt megvalósulása esetén így Magyarország minden szomszédjával össze lesz kötve. A két említett projekt megvalósulásával összesen 1450 MW-tal növekszik a 2020-as évek elején Magyarország teljes importkapacitása.

2030-ra is várható egy komolyabb határkeresztező beruházás, egy új román-magyar vezeték építése. Ez Józsat, illetve Nagyváradot (Oradea) köti majd össze, több mint 1100 MW-tal növelve a román-magyar irányú NTC-t. A 2030-as befejezési dátumnak megfelelően ez a projekt kezdeti stádiumban van, tényleges megvalósulása jelenleg kérdéses.

7.2.3. A KÖRNYEZŐ ORSZÁGOK FŐBB ERŐMŰVI BELÉPÉSEI, ILLETVE KILÉPÉSEI 2019 ÉS 2030 KÖZÖTT

A modellezett időszakra vonatkozó fontosabb erőművi bezárásokat a régióban a következő táblázatban mutatjuk be. A környező országokban jelentős szén- és lignitalapú termelési kapacitáscsökkenés várható a következő 10-12 évben: mintegy 12 GW szenes és további 15 GW lignites erőmű bezárására lehet számítani, míg a gázos erőművek esetén közel 2 GW-nyi kapacitás kilépése várható.

34. TÁBLÁZAT: VÁRHATÓ ERŐMŰVI BEZÁRÁSOK A KÖRNYEZŐ ORSZÁGOKBAN, 2019-2030

Ország	Erőmű neve	2019 és 2030 között bezáró kapacitás (MW)	Tüzelőanyag
AT	Dürnrohr	335	szén
	Simmering 3	420	földgáz
	Linz Süd	158	földgáz
BG	Maritsa East	532	lignit
	Maritsa Iztok	1570	lignit
	Brikel	200	szén
CZ	Tusimice	800	lignit
	Sokolovská	400	földgáz
	Pocerady	800	lignit
	Melnik	960	lignit
	Komorany A	239	lignit
	Elektrarny Opatovice	363	lignit
	Detmarovice	800	szén
	Chvaletice	800	lignit
PL	Turow	1488	lignit
	Pątnów	400	szén
	Siersza	306	szén
	Kozienice	2941	szén
	Ostroleka	681	szén
	Dolna Odra	1362	szén
	Lodz	210	szén
	Rybnik	1790	szén
	Jaworzno	1345	szén
	Bełchatów	4732	lignit
RO	Paroseni	150	szén
	Lernut (Mures)	400	földgáz
	Isalnita	630	szén
	Mintia	235	szén
	Rovinari	990	lignit
	Turceni	990	lignit
	Craiova	300	lignit
	Brazi	210	földgáz
SI	Sostanj	553	lignit
SK	Slovnaft	169	földgáz
	Novaky	220	lignit
UA (Nyugat)	Burshtyn	580	szén

Forrás: REKK-gyűjtés

A fosszilis erőművi kapacitások pótlása a bezárásoknál jóval lassabb ütemben valósul meg, körülbelül 3 GW beépített kapacitás bővülés várható a régióban mindhárom tüzelőanyagot illetően. Ezt azonban kiegészíti összesen 4,5 GW-nyi nukleáris kapacitásbővülés Romániában, Szlovákiában és Lengyelországban.

35. TÁBLÁZAT: VÁRHATÓ ERŐMŰVI BELÉPÉSEK A KÖRNYEZŐ ORSZÁGOKBAN, 2019-2030

Ország	Erőmű neve	2019 és 2030 között belépő kapacitás (MW)	Tüzelőanyag
AT	Modellezett CCGT	400	földgáz
BA	Ugljevik	600	lignit
	Tuzla	450	lignit
	Banovići	350	lignit
	Kakanj	300	lignit
CZ	Modellezett CCGT	400	földgáz
PL	Stalowa Wola	467	földgáz
	Turow	496	lignit
	Opole	1800	szén
	Jaworzno	910	szén
	Tervezett nukleáris beruházás	1000	nukleáris
	Zeran, Mazowieckie	499	földgáz
RO	Cernavoda	1400	nukleáris
	Modellezett CCGT	400	földgáz
RS	Pancevo	338	földgáz
	Kolubara	350	lignit
	Kostolac	357	lignit
SK	Bohunice	1200	nukleáris
	Mochovce	880	nukleáris
	Modellezett CCGT	400	földgáz

Forrás: REKK-gyűjtés

7.2.4. TÜZELŐANYAG-KÖLTSÉG

A tüzelőanyagok ára, valamint a szén-dioxid-kibocsátáshoz kapcsolódó költségek fontos inputparaméterek a modellezésben, hiszen a fosszilis erőművek határkötségének legnagyobb részét többnyire ezek teszik ki. A jövőre vonatkozó feltételezéseinkhez ezért megvizsgáltuk több, a témával foglalkozó intézmény előrejelzéseit, és ezek alapján határoztuk meg a modellben szereplő inputokat a vizsgált időszakra vonatkozóan. Ezt követően érzékenységvizsgálatokat is végeztünk a modellezés szempontjából legfontosabb két elem, a gázár és a szén-dioxid-kvótaár esetén.

7.2.4.1. SZÉN

A különböző előrejelzések nagyjából 70 és 80 \$/t közé teszik a szénárakat 2020 és 2030 között. A REKK becslése ennek megfelelően 75 \$/t-t feltételez 2020-tól minden évre. Az árak az elmúlt 10 év során meglehetősen volatilisen változtak, nagyjából 50 és 100 \$/t között, a jövőben azonban hasonlóan nagy változásokra nem számítanak az elemzők.

46. ÁBRA: ARA SZÉNÁR-ELŐREJELZÉSEK A MODELLEZETT IDŐSZAKRA VONATKOZÓAN



Forrás: IMF, Citibank, IEA és REKK

7.2.4.2. OLAJÁR

Az árampiac esetén az olajár egyre kevésbé tölt be meghatározó szerepet, hiszen az olajtüzelésű erőművek száma egyre csökken, és ritkán alakul ki olyan piaci egyensúlyi helyzet, ami-
ben ezek az erőművek lennének az ármeghatározóak. A szénhez hasonlóan az elmúlt évek során az olajárak is nagyon széles sávban mozogtak, a jövőre vonatkozóan azonban nem feltételezünk nagyobb volatilitást, az árakban egy folyamatos, lassú növekedéssel kalkulálunk.

7.2.4.3. GÁZ

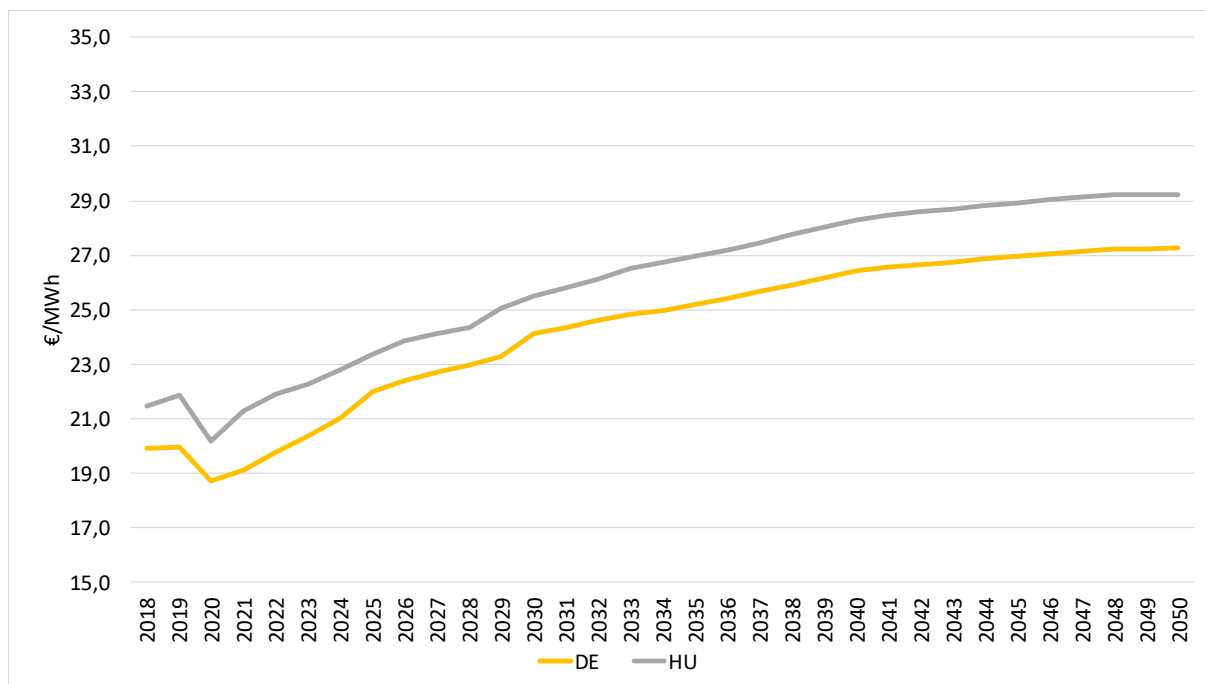
A Mellékletben részletesen bemutattuk, hogy az EGMM modell futtatása során milyen feltételezésekkel élünk. Ezen feltételezések mellett futtatva a modellt kapjuk meg a referenciaeset-
tet. A modellezés eredményeképpen azt tapasztaljuk, hogy a földgáznagykereskedelmi-árak 2020 után emelkedő tendenciát mutatnak. A gázár emelkedés fő oka az európai kitermelés csökkenése és ezzel párhuzamosan az import növekedése. A kezdeti árkülönbség Európában 5 €/MWh a legalacsonyabb és a legdrágább országok közt, ami azonban 9 €/MWh-ra nő 2050-re. Az időszak végére Törökország válik a legdrágább országgá, mivel a teljes mértékben importra szoruló ország gázkereslete folyamatosan növekszik. A Balkán továbbra is magasabb árat fizet a gázért, mint az EU-tagországok.

36. TÁBLÁZAT: MODELLEZETT NAGYKERESKEDELMI GÁZÁRELŐREJELZÉS ORSZÁGONKÉNT
(€/MWH)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
AL	22,4	24,7	26,2	27,0	28,0	28,4	28,9
AT	19,4	22,0	24,2	25,2	26,7	27,2	27,5
BA	23,2	26,2	28,3	30,3	31,6	32,2	32,6
BE	19,1	22,5	24,4	25,5	26,7	27,2	27,6
BG	18,7	23,1	25,0	26,6	27,8	28,1	28,5
CH	20,5	23,2	25,0	26,1	27,3	27,9	28,2
CZ	19,2	22,5	24,6	25,7	26,9	27,4	27,8
DE	18,7	22,0	24,1	25,2	26,4	27,0	27,3
DK	19,4	22,7	24,8	25,9	27,1	27,7	28,0
EE	18,8	21,5	24,8	26,4	26,9	27,4	27,5
ES	21,2	23,8	25,3	26,1	27,1	27,5	27,9
FI	18,0	20,8	29,1	30,0	27,7	27,8	28,1
FR	19,7	22,9	24,7	25,9	27,2	27,7	28,0
GB	19,9	23,5	25,2	26,1	27,2	27,7	28,0
GR	20,9	23,2	24,7	25,5	26,5	26,9	27,4
HR	21,2	23,9	26,1	27,1	28,7	29,2	29,5
HU	20,2	23,4	25,5	26,9	28,3	28,9	29,2
IE	21,3	24,8	26,5	27,4	28,4	28,9	29,3
IT	20,5	23,1	25,3	26,3	28,1	28,4	28,7
LT	19,5	22,1	23,7	24,9	26,0	26,5	26,7
LU	19,1	22,5	24,4	25,5	26,7	27,2	27,6
LV	18,7	21,2	24,2	25,8	26,4	27,0	27,0
MD	21,4	24,6	26,7	27,8	29,0	29,6	29,9
MK	22,8	25,9	27,6	28,8	29,9	30,3	30,7
NI	19,9	23,5	25,2	26,1	27,2	27,7	28,0
NL	19,0	22,5	24,6	25,6	26,9	27,4	27,7
NO	19,0	22,5	24,6	25,6	26,9	27,4	27,7
PL	18,1	23,1	25,2	26,2	27,5	28,0	28,1
PT	21,7	24,1	25,5	25,6	26,6	27,0	27,4
RO	19,8	22,0	23,9	25,8	27,1	27,7	28,0
RS	21,5	24,7	26,8	28,3	29,6	30,2	30,6
SE	21,0	24,3	26,4	27,5	28,7	29,3	29,6
SI	20,0	22,7	24,8	25,8	27,4	27,9	28,2
SK	19,5	22,7	24,8	25,8	27,2	27,8	28,1
TR	21,9	23,2	24,6	25,4	27,0	34,8	36,4
UA	20,3	23,5	25,6	26,6	27,9	28,5	28,8

A magyar nagykereskedelmi gázár együtt mozog a szállítási költséggel megnövelt német piaci árral.

47. ÁBRA: MODELLEZETT MAGYAR ÉS NÉMET NAGYKERESKEDELMI FÖLDGÁZÁRAK, 2018-2050 (€/MWh)



Forrás: REKK, EGMM modellezés

Modellezett magas és alacsony gázárpályák

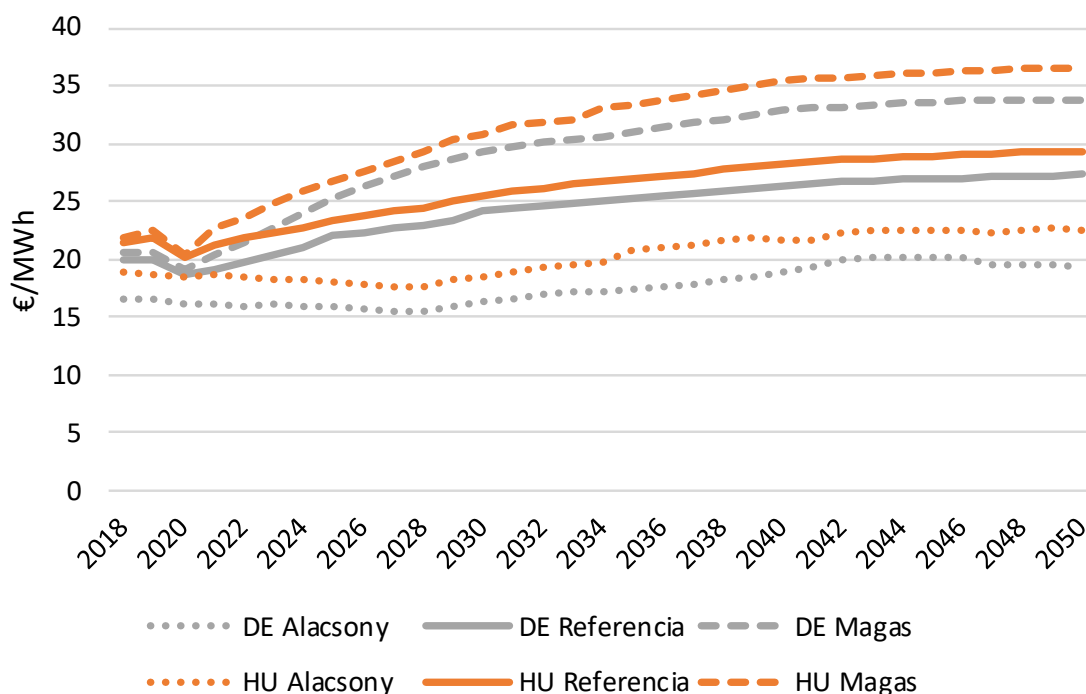
A referenciaszenárióban alkalmazott feltételezéseket a piac 2018. októberi állapotának ismeretében és a piaci várakozások szerinti legvalószínűbb kimenetek mellett vázoltuk fel. A referenciában kapott árak így a mai információk melletti legvalószínűbb kimenetelnek tekinthetők.

Ugyanakkor tudjuk, hogy az európai gázpiac egyre inkább ki van téve olyan globális gázpiaci fejleményeknek, amire Európának kevés ráhatása van. Éppen ezért fontos megvizsgálni, hogy hogyan változnának a referenciaszenárió gázárak abban az esetben, ha a globális gázpiacon szűkösség lépne fel, aminek oka elsősorban nem kínálati, hanem keresleti oldali, tipikusan az ázsiai gázkereslet megugrása lehet. Ebben az esetben az ázsiai árak megugrása miatt a globális LNG szállítások Európára felől Ázsia felé irányulnának, és ez Európában is az árak emelkedéséhez vezetne.

- Ennek a feltételezésnek megfelelően a magasabb gázárpályá modellezésekor azt feltételeztük, hogy a referenciához képest az ázsiai ár 50%-kal magasabb.
- Azt az esetet, amikor az ázsiai kereslet elmarad a várakozásoktól, és a belépő új kitermelési kapacitások a piacon túlkínálatot eredményeznek, azzal a modellezési feltételezéssel vizsgáltuk, hogy az ázsiai gázárak a referenciához képest 50%-kal alacsonyabbak.

Az alternatív magas és alacsony gázárpályák a tanulmányban az érzékenységvizsgálatokhoz nyújtanak bemenő adatokat.

48. ÁBRA: AZ ÉRZÉKENYSÉGVIZSGÁLATOKHOZ HASZNÁLT MAGASABB ÉS ALACSONYABB GÁZÁRPÁLYÁK, 2018-2050 (€/MWH)

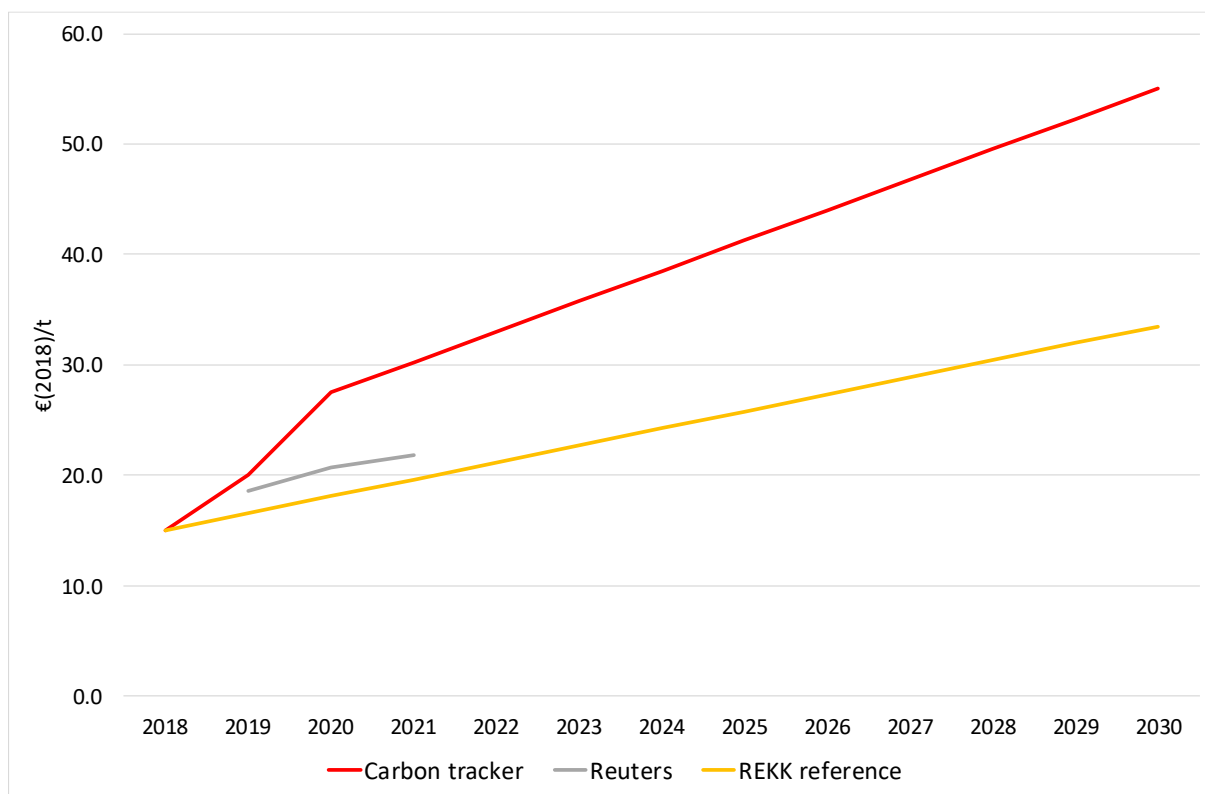


Forrás: REKK, EGMM modellezés

7.2.4.4. EUA-ÁR

Az Európai Unió klímapolitikai céljainak hatására a jövőben egyre nagyobb hangsúlyt kap a szén-dioxid-kvótaár az árampiacon, hiszen a folyamatosan szűkülő kínálat várhatóan jelentős árfelhajtóhatással bír majd. Ennek első jelei már a 2018-as év folyamán megmutatkoztak, amikor a piac egy hosszantartó alacsony árakkal jellemezhető időszak után magára talált, és a kvótaár a korábbi 5-10 €/t-s szint után az év második felében már 20 €/t fölött is járt. A REKK által feltételezett pálya – amely egybevág a Bizottsági előrejelzéssel is – egy lineáris emelkedés, 2030-ra 33,5 €/t-s árakat feltételezve. A különböző előrejelzések között komoly különbségek adódnak, a kvótaárak kapcsán ugyanis sok a bizonytalan tényező. Ugyanakkor az árampiac szempontjából, ahol sok esetben fosszilis erőművek az ármeghatározók, nagyon fontos elemről van szó, így a modellezés során érzékenységvizsgálatokat végzünk a CO₂-kvótaárakra vonatkozóan is.

49. ÁBRA: SZÉN-DIOXID-KVÓTAÁRAKRA VONATKOZÓ ELŐREJELZÉSEK A MODELLEZETT IDŐSZAKRA VONATKOZÓAN



Forrás: Carbon tracker, Reuters és REKK

7.3. HAZAI ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEK

A következőkben először áttekintjük, hogy a hazai erőművek műszakilag meddig képesek még működni, majd ezt követően felvázolunk hat különböző hazai erőművi forgatókönyvet, amelyeket a következő fejezetben a két, általunk használt árampiaci modell segítségével részletesen elemezzük számos szempont mentén.

7.3.1. A JELENLEG ÜZEMELŐ ERŐMŰVEK ELEMZÉSE, AZOK VÁRHATÓ BEZÁRÁSA

A kilépő kapacitások bő egy évtizedes távlatú elemzésekor bizonytalanságot okozhatnak olyan exogén, előre nem kalkulálható események, amelyek nagyban meghatározhatják az erőmű tulajdonosok gazdasági stratégiáját. Ilyen külső tényező lehet például a primer energiahordozók piaci árának változása a villamosenergia-piaci nagykereskedelmi árhoz viszonyítva, vagy az esetlegesen megjelenő új technológiák nagykereskedelmi piacra történő belépése (amelyre nagy hatással lehetnek a nemzeti és nemzetközi energiapolitikai döntések egyaránt), ami magában foglalhatja az átalakuló energiamix által támasztott megváltozott körülményeket. Ezeket a külső tényezőket szem előtt tartva a kilépő kapacitások vizsgálatakor

több forgatókönyvet is figyelembe veszünk, melyek szemléletesen mutatják ezen exogén események hatását a rövid, közép- és hosszú távú energiamixre.

7.3.1.1. NAGYERŐMŰVEK KILÉPŐ KAPACITÁS VIZSGÁLATA

A hazai nagyerőművek¹⁰² vizsgálatakor különbséget tehetünk a termelőegységek között azok primerenergia-felhasználását, valamint erőművi típusát figyelembe véve. Az előbbi kitétel alapján megállapítható, hogy a hazai nagyerőművek hasadóanyagokra, megújuló energiákra (biomassza), illetve fosszilis primer energiahordozókra (szén és földgáz) támaszkodnak. Emellett azt is láthatjuk, hogy erőművi típusukat tekintve alap-, menetrendtartó és hőszolgáltató erőművek, valamint gyorsindítású gázturbinák állnak rendelkezésre. A részletesebb kép kedvéért a kilépő kapacitás vizsgálatakor mindkét ismérvet figyelembe vettük.

A vizsgálathoz a MAVIR (2017) és a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal által a nagyerőműveknek kiadott termelői működési engedélyeket vettük alapul (MEKH, 2018c). A két vizsgált forgatókönyvet (reális és optimista) ezen források által megadott maradó élettartam dátumokból határoztuk meg.

A *reális forgatókönyv*ben a szüneteltetett erőművek a szüneteltetési-engedély időtartamának lejártát követően sem állnak üzembe, így ezen erőművek, mint megszüntetett termelői egységek szerepelnek¹⁰³, összhangban a MAVIR (2017) által ezen erőművekre figyelembe vett maradó élettartamokra.

Az *optimista forgatókönyv*ben szereplő dátumok összhangban vannak a MAVIR (2017) által közöltekkel¹⁰⁴.

¹⁰² Nagyerőművek alatt az 50 MW feletti névleges kapacitással rendelkező engedélyköteles villamosenergia-termelő egységeket értjük.

¹⁰³ Kivéve a debreceni erőművet, amelynek esetében a MAVIR (2017) jelentés számol az erőmű újbóli üzembe helyezésével a szüneteltetési-engedély hatályának lejártát követően.

¹⁰⁴ A MAVIR (2017) jelentés 2032 évvégi időszakra vizsgálta a maradó hazai kapacitásokat. Mivel a jelentés nem közöl pontos maradó élettartamadatokat, így jellemzően a 2032.12.31-i dátumot azon erőművek esetében alkalmaztuk, amelyek a jelentésben várhatóan 2032 év végéig üzemben lesznek, de a jelenlegi termelői működési engedélyekben található engedély hatálya közelebbi időpontot jelöl. Azokban az esetekben, amikor az engedély hatálya meghaladja a 2032 évvégi dátumot, a termelői működési engedély hatályát vettük figyelembe. Habár az oroszlányi és tiszai erőművek maradó élettartama közelebbi dátumot jelöl meg, mint a 2032 évvégi, a jelentés sem számol ezen erőművek újbóli üzembe helyezésével, így a maradó élettartam dátumaként a szüneteltetési eljárás megkezdése lett megjelölve, hasonlóan a reális forgatókönyvben szereplő dátumokhoz.

37. TÁBLÁZAT: HAZAI NAGYERŐMŰVEK BEÉPÍTETT NÉVLEGES KAPACITÁSA, PRIMER ENERGIA FELHASZNÁLÁSA, ERŐMŰTÍPUSA, VALAMINT MARADÓ ÉLETTARTAMA A KÉT VIZSGÁLATI FORGATÓKÖNYVET FIGYELEMBE VÉVE (REÁLIS- ÉS OPTIMISTA FORGATÓKÖNYV)

	Névleges kapacitás (MW)	Maradó élettartam (reális forgatókönyv)	Maradó élettartam (optimista forgatókönyv)	Primer energia	Erőműtípusa
Ajka	101,6	2027.12.31	2032.12.31	Szén/ Biomassza	Hőszolgáltató
Bakonyi GT	116	2031.04.30	2032.12.31	Földgáz	Gyorsindítású
Csepel	410	2020.12.31	2032.12.31	Földgáz	Menetrendtartó
Debrecen	103	2020.12.31	2032.12.31	Földgáz	Hőszolgáltató
Dunamenti	794,7	2031.12.31	2031.12.31	Földgáz	Menetrendtartó
Gönyű	433	2041.05.31	2041.05.31	Földgáz	Menetrendtartó
ISD Power	64,5	2025.12.31	2032.12.31	Földgáz	Hőszolgáltató
Kelenföld	177,8	2036.12.31	2036.12.31	Földgáz	Hőszolgáltató
Kispest	113,3	2034.12.31	2034.12.31	Földgáz	Hőszolgáltató
Újpest	105,3	2022.12.31	2032.12.31	Földgáz	Hőszolgáltató
Litér	120	2023.12.31	2032.12.31	Földgáz	Gyorsindítású
Lőrinci	170	2020.12.31	2032.12.31	Földgáz	Gyorsindítású
Sajószöged	120	2023.12.31	2032.12.31	Földgáz	Gyorsindítású
Mátrai ^a	950	2022.12.31 - 2025.12.31	2023.12.31 - 2025.12.31	Szén/ Biomassza	Alaperőmű
Oroszlány	240	2016.01.01	2016.01.01	Szén/ Biomassza	Menetrendtartó
Paks ^b	2000	2032.12.31 - 2037.12.31	2032.12.31 - 2037.12.31	Nukleáris	Alaperőmű
Tisza	900	2016.10.01	2016.10.01	Földgáz	Menetrendtartó

^a A Mátrai Erőmű egységeit várhatóan ezen időszak alatt fokozatosan állítják le. A figyelembe vett engedély-határozat hatálya a következők: III. egység (220 MW névleges kapacitással) 2022 év vége az alap- és reális forgatókönyv esetében, míg 2025 év vége az optimista forgatókönyvben, I-II. egységek (100-100 MW) 2023 év vége mindhárom forgatókönyv esetében, IV-VII. egységek (1X200 MW, 2X232 MW és 2X333MW) egységesen 2025 év vége mindhárom esetben.

^b A Paksi Atomerőmű blokkjait ezen időszak alatt fokozatosan állítják le. A figyelembe vett engedély-határozat hatálya egységesen mindhárom forgatókönyvre a következők: I. blokk (500 MW névleges kapacitással) 2032 év vége, II. blokk (500 MW) 2034 év vége, III. blokk (500 MW) 2036 év vége, IV. blokk (500 MW) 2037 év vége.

Forrás: REKK-számítás MAVIR (2017) és MEKH (2018c) alapján

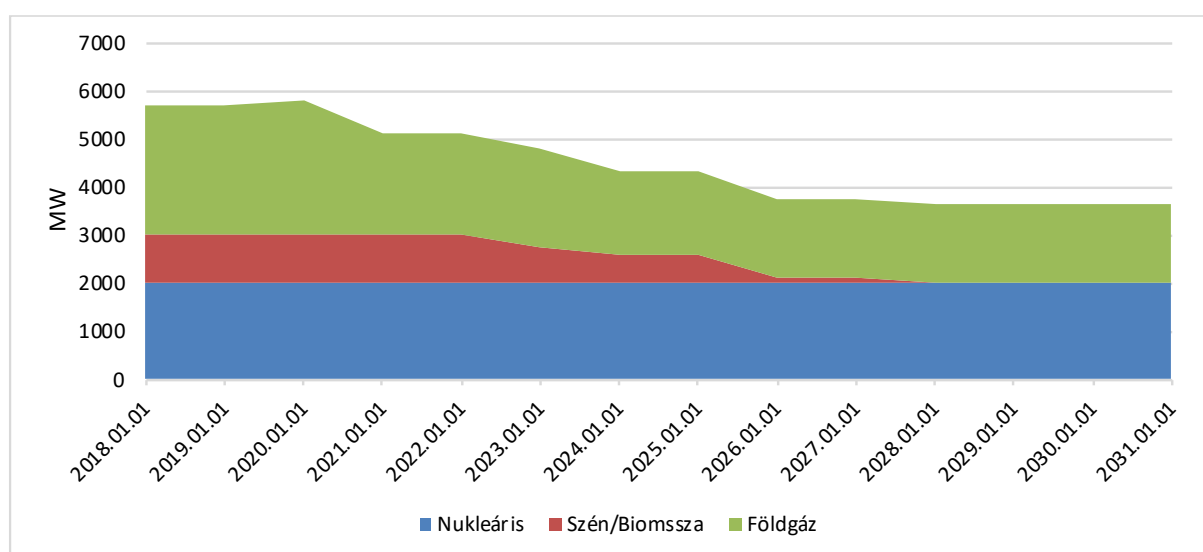
A reális forgatókönyv esetében a fennmaradó kapacitások alakulását a 2018 és 2030 időszakra mutatja a 50. ábra, primer energiára és erőműtípusra bontva. Amint az látható, a szén- és biomassza-tüzelésű Mátrai alaperőmű jelenleg üzemben lévő 884 MW névleges kapacitása fokozatosan kilép a hazai nagyerőművek sorából. Emellett várhatóan az ajka erőmű 101,6

MW névleges maradó kapacitása is csak 2027 év végéig lesz üzemben, így a vizsgált időszak utolsó három évében szén- és biomassza-tüzelésű egységekkel nem számolhatunk.

Ezzel szemben a Paksi Atomerőmű, mint alaperőmű a vizsgált időszak alatt várhatóan konszons névleges kapacitással (2000 MW) áll majd rendelkezésre.

A hazai földgáztüzelésű erőművek esetében ugyanakkor szignifikáns, mintegy 1200 MW névleges kilépő kapacitással kell számolni, amennyiben figyelembe vesszük a Debreceni Erőmű ismételt üzembeállítását. Így az alapforgatókönyv feltevéseit figyelembe véve a 2018-2030 közötti időszakban mintegy 2150 MW kilépő kapacitás várható, míg az összes nagyerőművi névleges maradó kapacitás a 2018-as közel 5700 MW-ról 3600 MW-ra csökkenhet 2030 év végére.

50. ÁBRA: NAGYERŐMŰVI MARADÓ KAPACITÁS PRIMER ENERGIÁRA BONTVA – REÁLIS FORGATÓKÖNYV



Forrás: REKK-számítás MAVIR (2017) és MEKH (2018c) alapján

A nagyerőművek maradó kapacitásának erőműtípusra történő bontásából látszik, hogy az alaperőművek összes névleges maradó kapacitása a közel 3000 MW-ról 2000 MW-ra csökken a Mátrai Erőmű fokozatos kilépésével 2025 év végéig, hasonlóan az alap forgatókönyvben látottakkal.

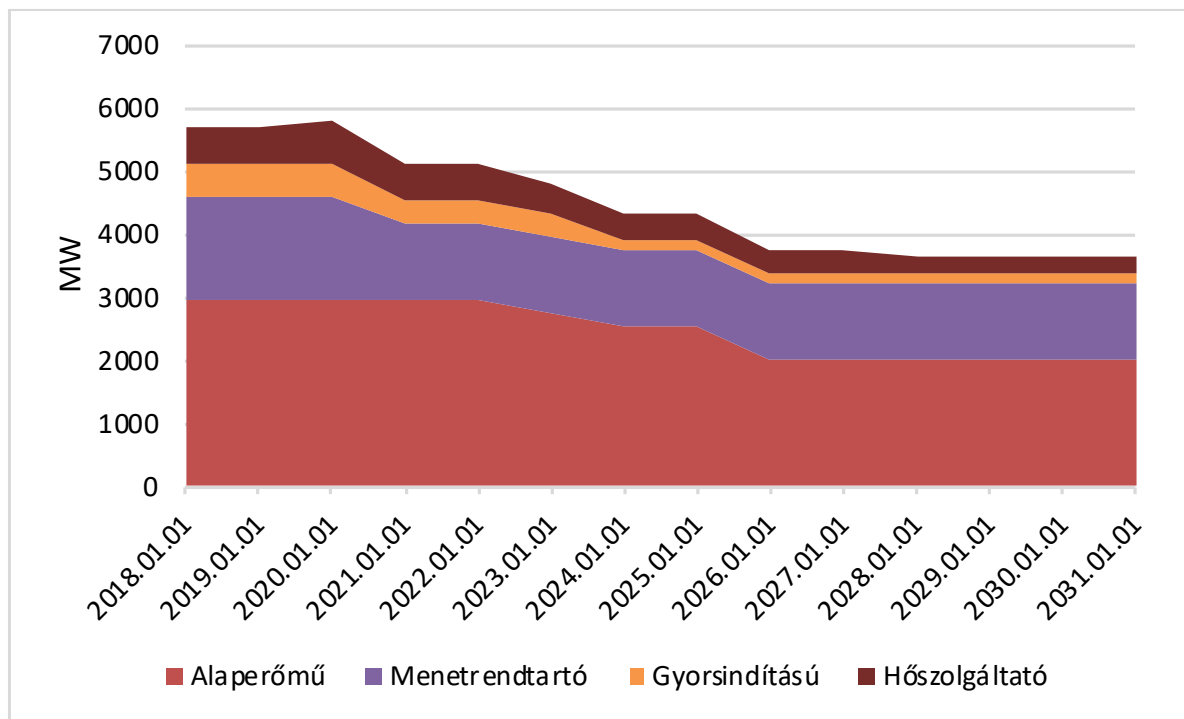
A Csepel Erőmű esetleges 2020 év végi kilépésével a menetrendtartó erőművek összes névleges maradó kapacitása a kezdeti 1645 MW-ról 1235 MW-ra várhatóan csökken a Csepel Erőmű 2020 év végi kilépésével.

Ugyanakkor a gyorsindítású gázturbinák kezdeti összes névleges maradó kapacitása szintén 410 MW-tal csökken, köszönhetően a Lőrinci, Litér és Sajószöged gázturbinás erőművek 2021 és 2023 közötti kilépésének. Ez egyben azt is jelenti, hogy egyedül a Bakony GT erőmű marad az egyetlen ma is üzemelő gyorsindítású gázturbinás erőmű.

Hasonlóan az alapforgatókönyvhöz, a hőszolgáltató hazai nagyerőművek kapacitása a kezdeti 560 MW-ról növekszik 660 MW-ra a Debrecen Erőmű újbóli üzembe helyezésével, majd fokozatosan csökken 291 MW-ra, így a reális forgatókönyvet figyelembe véve is csak a Kispest

és Kelenföld Erőművek maradnak üzemben a vizsgált időszak végén a ma is működő erőművek közül¹⁰⁵.

51. ÁBRA: NAGYERŐMŰVI MARADÓ KAPACITÁS ERŐMŰTÍPUSRA BONTVA - REÁLIS FORGATÓKÖNYV



Forrás: REKK-számítás MAVIR (2017) és MEKH (2018c) alapján

Az optimista forgatókönyvben szereplő maradó élettartam adatok a MAVIR (2017) jelentésre támaszkodnak. Hasonlóan a reális forgatókönyvhöz, ebben a scenárióban is a szüneteltetett erőművek esetében nem feltételeztek, hogy ezek az erőműveket a Debrecen Erőmű kivételével, újból üzembe helyezik. A reális forgatókönyvtől eltérően az utóbbi erőmű esetében a maradó élettartam a termelői működési engedély hatályának meghosszabbításából fakadóan a vizsgált időszak vége utánra is kiterjed. Ez az optimista szemlélet igaz a többi, nem szüneteltetett erőműre is, kivétel ez alól a Mátrai Erőmű¹⁰⁶.

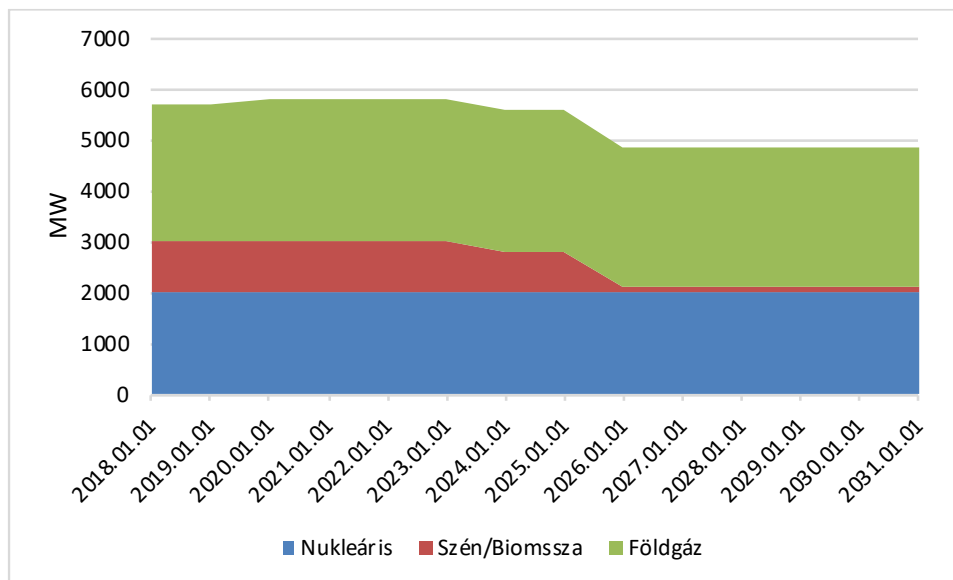
Ahogy azt az 52. ábra is mutatja, hasonlóan az alap- és reális forgatókönyvekhez, a Paksi Atomerőmű névleges maradó kapacitása változatlan a vizsgált időszakban. Amíg a Mátrai Erőmű maradó kapacitása fokozatosan csökken – hasonlóan az alap- és reális forgatókönyvekben leírtakhoz – addig az optimista scenárióban az ajkai erőművel 2030-ig számolhatunk, amely azt is jelenti, hogy a szén és biomassza tüzelésű erőművek nem lépnek ki teljesen a hazai nagyerőművek sorából.

Várhatóan a Debrecen Erőművet a szüneteltetési engedély hatályának lejártá után, 2019.10.01-jei dátummal újra üzembe helyezik és így a földgáztüzelésű összes névleges maradó kapacitás 103 MW-tal 2835 MW-ra növekszik és marad állandó a vizsgált időszak végé-

105 A Debrecen Erőművet is ide sorolva, mely várhatóan 2019. 10.01-jén áll újra üzembe.

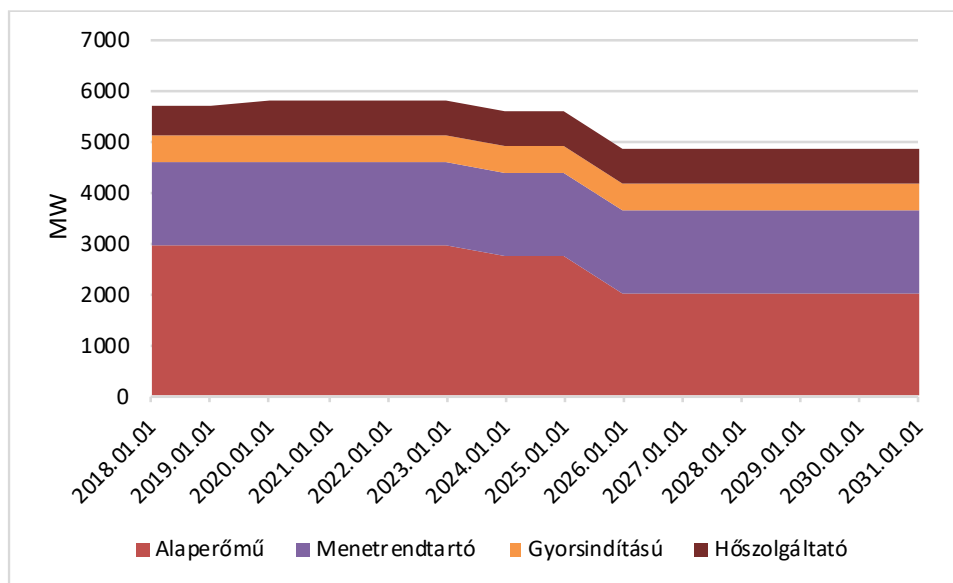
ig. Mivel a Debrecen Erőmű hőszolgáltató egység, így a hőszolgáltató összes névleges maradó kapacitás ezen erőmű kapacitásával növekszik 2030-ig.

52. ÁBRA: NAGYERŐMŰVI MARADÓ KAPACITÁS PRIMER ENERGIÁRA BONTVA – OPTIMÁLIS FORGATÓKÖNYV



Forrás: REKK-számítás MAVIR (2017) és MEKH (2018c) alapján

53. ÁBRA: NAGYERŐMŰVI MARADÓ KAPACITÁS ERŐMŰTÍPUSRA BONTVA - OPTIMÁLIS FORGATÓKÖNYV



Forrás: REKK-számítás MAVIR (2017) és MEKH (2018c) alapján

106 Az optimista scenárió a Mátrai Erőmű esetében az alap- és reális forgatókönyvhöz hasonlóan lépcsőzetes kilépő kapacitást feltételez.

7.3.1.2. KISERŐMŰVEK KILÉPŐ KAPACITÁS VIZSGÁLATA

Az engedélyköteles és nem engedélyköteles kiserőművek kilépő kapacitás vizsgálatához a MEKH (2018c), valamint a MEKH (2018b) források lettek alapul véve.

Az engedélyköteles kiserőművek esetében a kereskedelmi üzem kezdetét, valamint az engedély-határozat hatályát erőművi szinten határozzák meg, a vizsgálatkor ezek az adatokat vették figyelembe¹⁰⁷.

A nem engedélyköteles – ezen belül a háztartási méretű – kiserőművek esetében a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal a 2008-2017 közötti időszakra adott ki éves kumulatív beépített teljesítőképességi adatokat primer energiahordozói bontásban. Ezen kiserőművek esetében – részletes adatok hiányában – feltételeztük, hogy a kiserőművek átlagos élettartama 20 év, így az összes beépített nem engedélyköteles kiserőművi kapacitás a kereskedelmi üzem kezdetétől ezen időtartam végéig rendelkezésre áll¹⁰⁸.

107 Az engedélyköteles kiserőművek esetében figyelembe vettük a tevékenység megszüntetésére, visszavonásra és a szüneteltetésre vonatkozó engedélyeket, azzal a feltételezéssel, hogy a megszüntetést, visszavonást és szüneteltetést igénylő erőművek a határozat hatályának időpontjától nem üzemelnek és nem várható az újbóli üzembe helyezésük.

108 A 2008-ban rendelkezésre álló, beépített nem engedélyköteles kiserőművek kapacitásmértéke nem haladta meg a 10 MW-ot, így ezekre az erőművekre azzal a feltételezéssel éltünk, hogy ezek 2008 év elején lettek üzembe helyezve, így a várható kilépésük 2027 év végén esedékes. Ez a feltételezés jelentősen nem módosítja a hazai kiserőművek kilépő kapacitás vizsgálatát.

Mivel 2017-ben a nem engedélyköteles kiserőművek több mint 94%-a fotovoltaikus kiserőmű (a teljes beépített nem engedélyköteles kiserőművi kapacitás 319,6 MW, míg a napenergiával működő nem engedélyköteles kiserőművek beépített kapacitása közel 301 MW), így a nem engedélyköteles kiserőművek átlagos várható élettartama is ezen energiatermelő egységek átlagos várható élettartamával egyezik meg. A nem engedélyköteles kiserőművek beépített kapacitásának exponenciális növekedése 2010 után indult (2010-ben a beépített nem engedélyköteles kiserőművek kapacitás nagysága 12,45 MW volt), így a feltételezett élettartammal egybevetve a 2008 után üzembe állított kiserőművek többsége a vizsgálati időpont végéig aktív marad.

38. TÁBLÁZAT: ENGEDÉLYKÖTELES ÉS NEM ENGEDÉLYKÖTELES KISERŐMŰVI KAPACITÁSOK A VIZSGÁLT IDŐSZAK ELEJÉN ÉS VÉGÉN, PRIMER ENERGIAFORRÁSRA BONTVA, MW

	Kiserőművi Maradó kapacitás – 2018 /MW/	Kiserőművi Maradó kapacitás – 2030 /MW/
Földgáz ^a	721,15	12,45
Olaj ^b	113,97	7,46
Biogáz ^c	116,14	19,19
Biomassza ^d	304,70	145,10
Napenergia	328,51	327,52
Szél	285,37	224,52
Vízermű	53,22	11,82
Összesen	1923,07	748,06

^a Földgáztüzelésű engedélyköteles kiserőművek közé mindazon kiserőművet figyelembe vettük, melyek kiserőművi összevont engedélyében az elsődleges energiahordozóként a következők szerepelnek: földgáz és fűtőolaj, inert gáz, PB gáz, vég gáz.

^b Olaj tüzelésű engedélyköteles kiserőművek közé mindazon kiserőművet figyelembe vettük, melyek kiserőművi összevont engedélyében az elsődleges energiahordozóként a következők szerepelnek: olaj és gumihulladék, olaj és földgáz, pirodízolaj, pirolízis olaj.

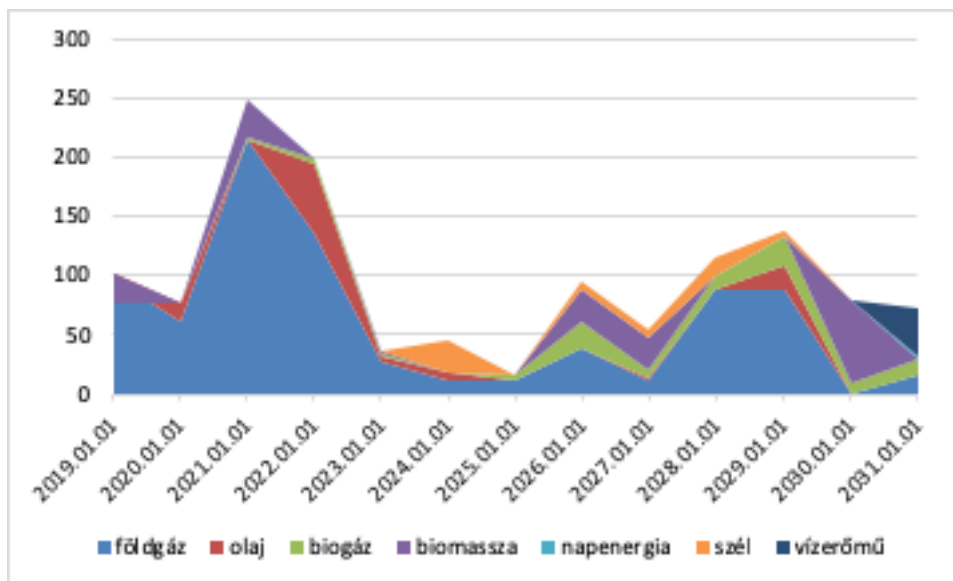
^c Biogáz tüzelésű engedélyköteles kiserőművek közé mindazon kiserőművet figyelembe vettük, melyek kiserőművi összevont engedélyében az elsődleges energiahordozóként a következők szerepelnek: biogáz és földgáz vegyesen, depónia-gáz, hulladék és földgáz, hulladékból nyert gáz, termálvíz metán.

^d Biomassza tüzelésű kiserőművek közé mindazon kiserőművet figyelembe vettük, melyek kiserőművi összevont engedélyében az elsődleges energiahordozóként a következők szerepelnek: biomassza és földgáz, biomassza és szén és földgáz, magháj, metanol, biomassza és szén és papírhulladék, települési szilárd hulladék.

Forrás: REKK-számítás MAVIR (2017) és MEKH (2018b) alapján

Amint azt a 38. táblázat is mutatja, a 2018 év végi összes kiserőművi maradó kapacitás várhatóan a közel 2000 MW-ról közel 750 MW-ra csökken 2030 év végéig. Ez a jelentős csökkenés leginkább a nem megújuló energiaforrásokra támaszkodó kiserőművek (földgáz és olaj tüzelésű) kilépésének köszönhető, valamint kisebb részben a biogáz és biomassza kisüzemek leállításának. Az élettartambeclsésléssel fakadóan sem a szél-, sem a napenergiát hasznosító kiserőművek maradó kapacitását tekintve nem várható jelentős változás.

54. ÁBRA: ENGEDÉLYKÖTELES ÉS NEM ENGEDÉLYKÖTELES KISERŐMŰVI KILÉPŐ
KAPACITÁSOK ÉVES VÁLTOZÁSA PRIMER ENERGIAFORRÁS BONTÁSBAN



Forrás: REKK-számítás MAVIR (2017) és MEKH (2018b) alapján

A maradó kapacitások változását primer energiaforrásra és éves bontásban magyarázó kilépő kapacitásokat mutatja a 54. ábra a 2018 és 2030 év végi időszakra. Az éves átlagos kilépő kapacitás az adott időszakban 96 MW volt, de amint azt a 54. ábra mutatja, pár évben ezt az értéket jelentősen meghaladja az összes kilépő kiserőművi kapacitás (például 2021 és 2022-ben), míg pár évben ez szignifikánsan elmarad az átlagostól (például a 2023-2025 közötti időszakban).

A 2021-2022 időszakban a jellemzően 2000 és 2005 között üzembe helyezett földgáztüzelésű engedélyköteles kiserőművek engedély-határozat hatályának lejártja miatt várható nagyobb kilépő kapacitás, míg a 2007 és 2012 között üzembe helyezett kiserőművek várhatóan 2028-2029-ben lépnek ki.

Az olaj tüzelésű kiserőművek esetében a még a múlt században, valamint a XXI. század legelején épült üzemek engedély-határozat hatálya jár le várhatóan a 2018-2023 időszakban. Több biomassa tüzelésű kiserőmű esetében az összevont kiserőművi engedély-határozat érvényessége 10-15 év (bizonyos esetekben ez akár 30 év feletti is lehet), így a 2019-2022 közötti, valamint a 2025-2030 időszakban a várható kilépő kapacitások a XXI. század elején épült kiserőműveket is magukba foglalják.

A biogáz kiserőművek esetében a 2025-2030 közötti időszakban várhatóan azok az egységek lépnek ki, amelyek a 2000-2010 lettek üzembe helyezve.

2023-2029 közötti időszakban várhatóan azok az átlagosan 1-2 MW névleges kapacitással rendelkező szélerőművek esnek ki, amelyeket 2005 és 2008 között állítottak üzembe. A vízerművek esetében várhatóan azok, a még XX. században üzembe helyezett erőművek esnek ki, amelyek kiserőművi összevont engedélye a 2030-as években jár le.

7.3.2. A VIZSGÁLT HAT ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYV BEMUTATÁSA

Az előzőekben az erőművek működési engedélye, illetve becsült élettartama alapján megvizsgáltuk, hogy várhatóan hogyan alakul a jövőben a most üzemelő erőművek beépített kapacitása. Ezen elemzést is figyelembe véve hat erőművi forgatókönyvet határoztunk meg az ITM-mel egyeztetve, amelyek már nem csak a kilépéssel, hanem az új erőművek létesítésével is számolnak. A következő hat forgatókönyv került a vizsgálat fókuszába:

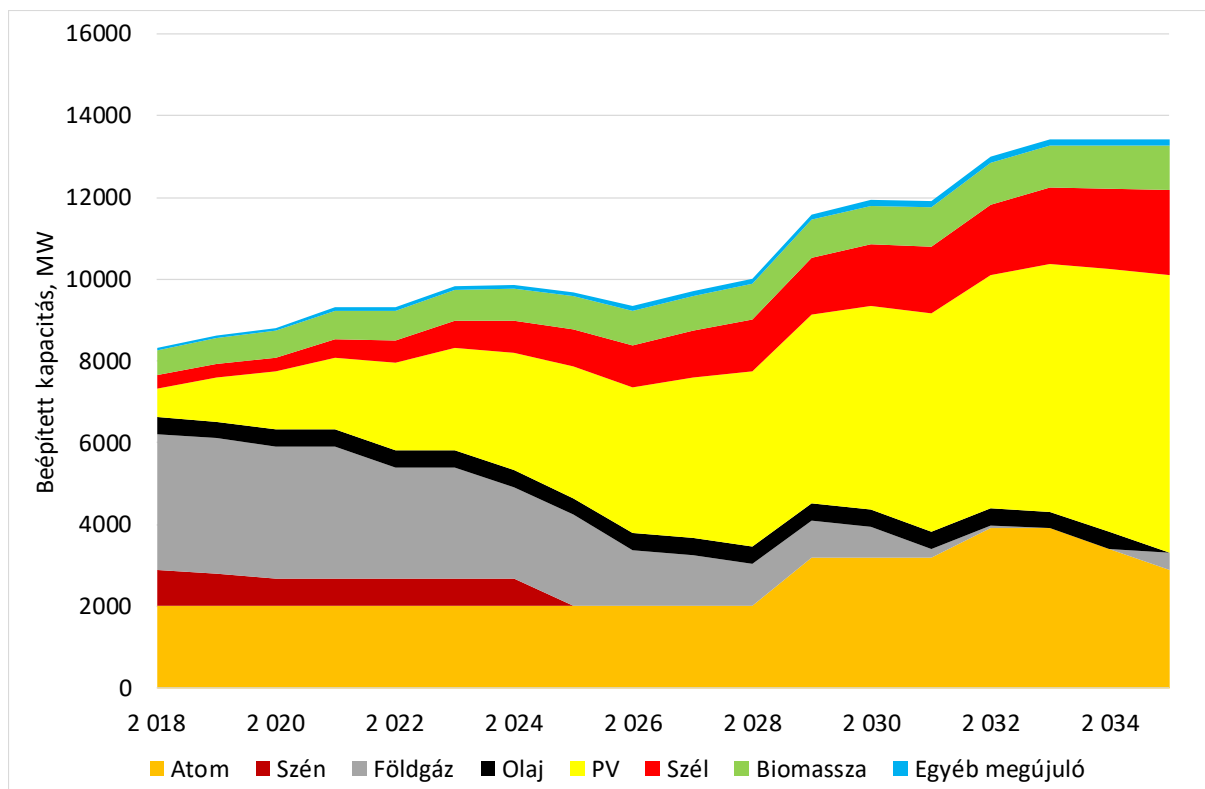
- Átmenet nélküli dekarbonizáció
- Fosszilis túlsúlyos eset
- Földgáz és megújuló
- Megújuló túlsúlyos
- Jelenlegi intézkedések
- Beruházásintenzív

Ezen forgatókönyvek között nincs kiemelt, egyiket sem tekintjük referenciaszcenáriónak. A következőkben bemutatjuk, hogy az egyes forgatókönyvekben milyen feltételezésekkel élünk az erőművi beépített kapacitásra vonatkozóan. Fontos kiemelni, hogy az ismertetett esetekben az erőművi beépített kapacitást nem pusztán exogén, azaz előre meghatározott módon vesszük figyelembe, hanem az részben már a modellezési eredményt is magában foglalja. Azon erőműveket, amelyeket ily módon vesszük figyelembe, külön jelezzük.

7.3.2.1. ÁTMENET NÉLKÜLI DEKARBONIZÁCIÓ

Az Átmenet nélküli dekarbonizáció esetében a fő feltételezésünk, hogy 2030-ra döntő módon a két karbonsemleges erőforrásra – az atomenergiára, illetve a megújulóenergiaforrásokra – épül a hazai erőművi szektor. A Paks II. projekt esetében feltételeztük, hogy az első blokk 2029-ben, míg a második blokk 2032-ben áll üzembe, míg a régi blokkokat – hasonlóan az összes többi forgatókönyvhöz – 2032-2036 között folyamatosan állítják le. A széntüzelés 2025-ben szűnik meg teljesen, míg a földgázalapú kapacitások folyamatosan esnek ki a rendszerből, 2030-ra mindössze 750 MW marad üzemben. Ugyanakkor 2035-ben a modellezési eredmények azt mutatják, hogy már rentábilisan lehet egy ilyen erőműbe beruházni, ezért egy új, 400 MW-os blokk belépésével kalkulálunk a 30-as évek közepén. Ezzel párhuzamosan a három – Litér, Lőrincz és Sajószöged – OCGT erőmű befejezi működését. Ezen forgatókönyvben 2030-ra 1500 MW szélerőművi, 5000 MW-nyi fotovoltaikus, és 950 MW biomaszra beépített kapacitással kalkulálunk. Kisebb geotermikus, illetve vízerőművi fejlesztések eredményeként az egyéb megújulóalapú erőforrások beépített kapacitása 135 MW.

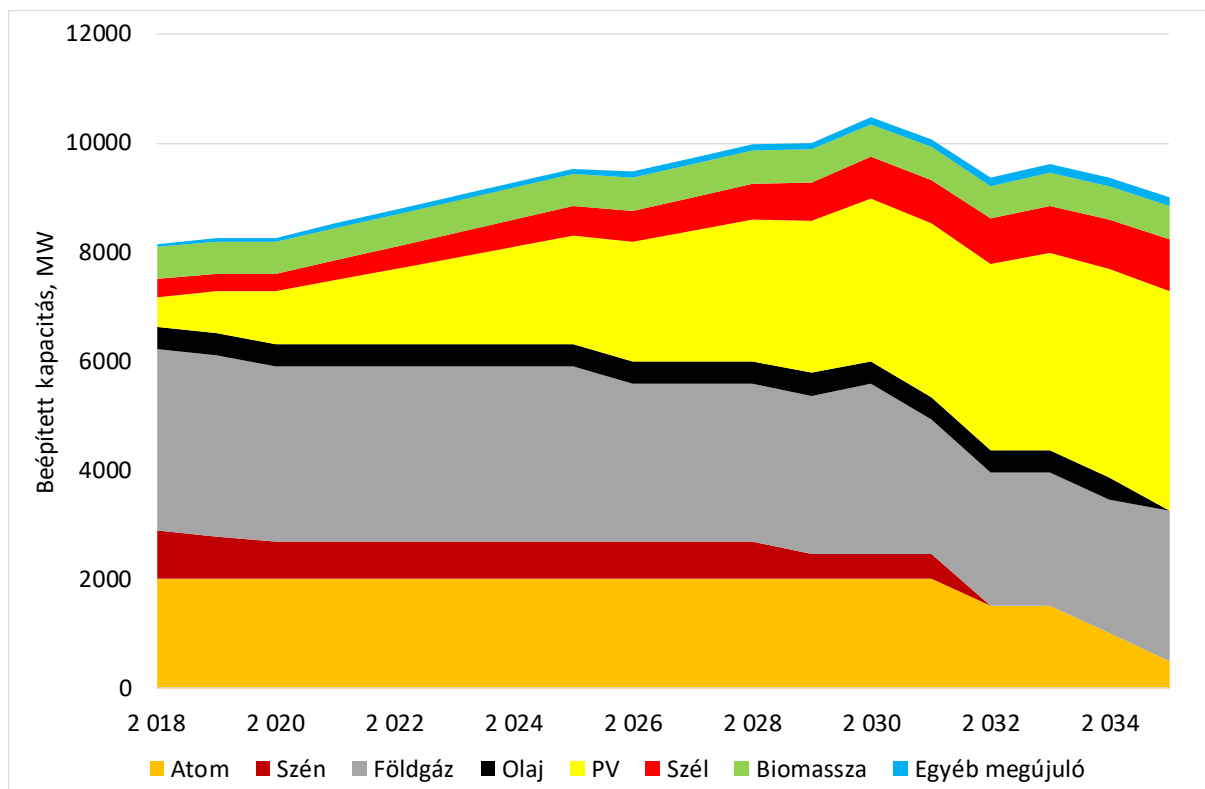
55. ÁBRA: AZ ÁTMENET NÉLKÜLI DEKARBONIZÁCIÓS FORGATÓKÖNYV BEÉPÍTETT
KAPACITÁSÁNAK VÁLTOZÁSA, 2018-2035



7.3.2.2. FOSSZILIS TÚLSÚLYOS ESET

A fosszilis túlsúlyos forgatókönyv esetében feltételezzük, hogy az új atomerőművi blokkok nem valósulnak meg, azokat elsősorban fosszilis erőforrásokkal helyettesítjük. Ennek megfelelően 2030-ban még két lignittüzelésű blokk 464 MW kapacitással üzemel a Mátrai Erőműben, illetve a földgáztüzelésű erőművek beépített kapacitása is viszonylag magas, 3117 MW a következő évtized végére. Ez már tartalmaz egy új erőművi, 400 MW-os blokkot, amely piaci alapon is képes megépülni. További két blokk épül ily módon a 2030-as évek elején. A fotovoltaikus termelés esetében 2030-ra 3 GW-os kapacitással kalkulálunk, és lényegesen kisebb szelerőművi teljesítménnyel, mint az előző forgatókönyvben, mindössze 750 MW-tal. A biomassza esetében – beleértve a biogázos kapacitásokat is – 600 MW-os elterjedéssel kalkulálunk 2030-ra, míg az egyéb megújulókapacitás mennyisége megegyezik az előző forgatókönyvben feltételezett 135 MW-tal.

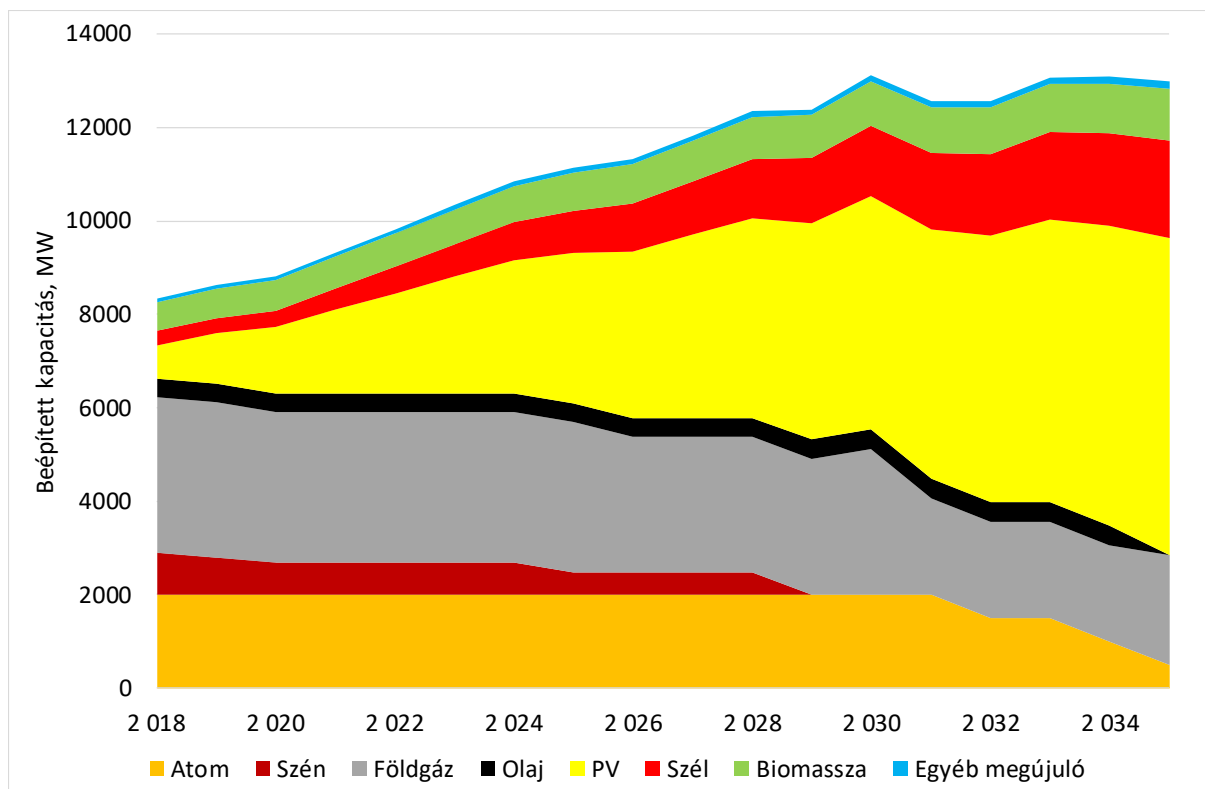
56. ÁBRA: A FOSSZILIS TÚLSÚLYOS FORGATÓKÖNYV BEÉPÍTETT KAPACITÁSÁNAK
VÁLTOZÁSA, 2018-2035



7.3.2.3. FÖLDGÁZ ÉS MEGÚJULÓ

A Földgáz és megújuló forgatókönyv esetében azt feltételezzük, hogy Paks II. nem épül meg, átadva a helyet megújuló és földgázalapú termelőknek. A Mátrai Erőmű lignitalapú áramtermelése a 2020-as évek végére teljesen megszűnik, viszont a földgázalapú kapacitások száma megegyezik a Fosszilis túlsúlyos forgatókönyvben felvázolt értékkel. A megújulókapacitások szintén nagy elterjedésével számolunk, 2030-ra 5000 MW-nyi PV kapacitással, 1500 MW-nyi szeles kapacitással, illetve 950 MW-nyi biomassza és biogázalapú kapacitással.

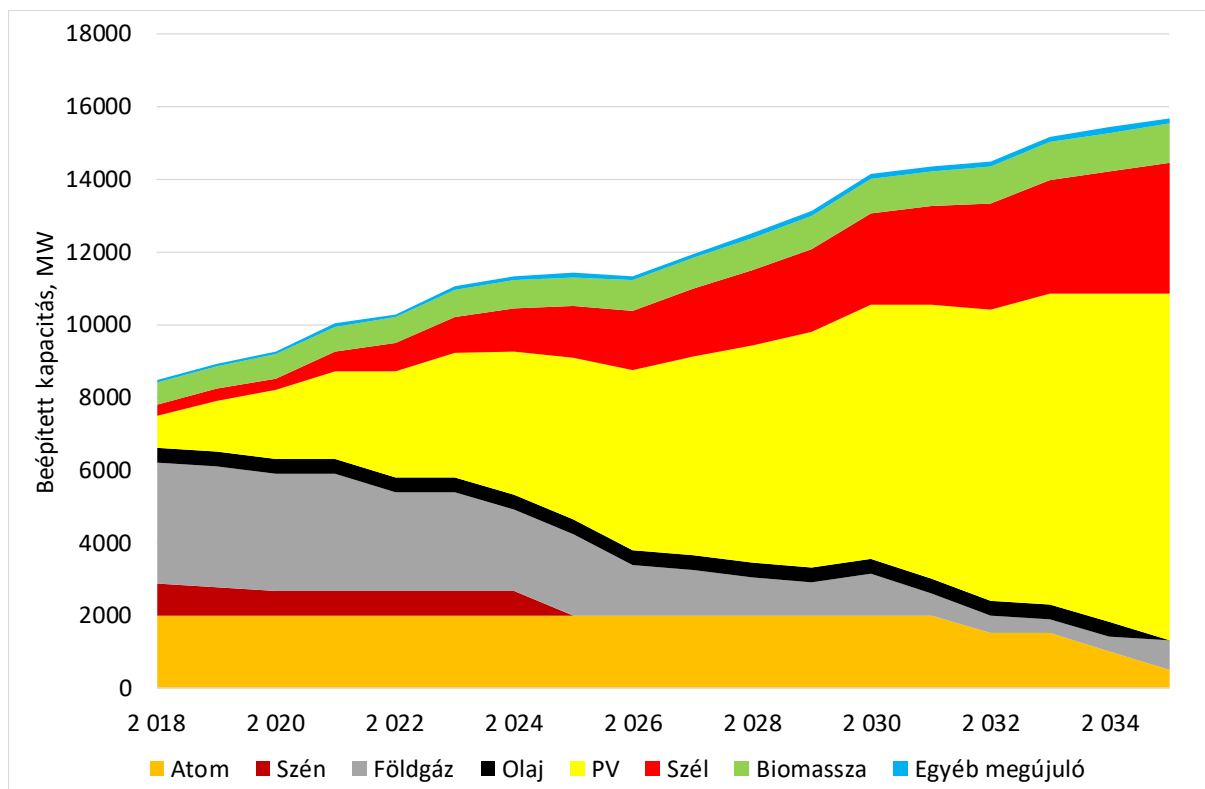
57. ÁBRA: A FÖLDGÁZ ÉS MEGÚJULÓ FORGATÓKÖNYV BEÉPÍTETT KAPACITÁSÁNAK VÁLTOZÁSA, 2018-2035



7.3.2.4. MEGÚJULÓ TÚLSÚLYOS

A Megújuló túlsúlyos forgatókönyv esetében a szentes kapacitás teljesen eltűnik a hazai portfólióból a húszas évek közepére, míg a gázos kapacitások mértéke jelentős mértékben lecsökken 2030-ra 1150 MW körülire. Ebben azonban szerepel már egy új, piaci alapon megépült erőmű is, amely 2030-ra áll üzembe 400 MW-os kapacitással. Ebben a forgatókönyvben a Paks II. projekt nem valósul meg, azt jelentős mértékű megújuló erőforrások helyettesítik: 7000 MW-os PV kapacitás, 2500 MW-os szeles és 950 MW-os biomassza kapacitás beépülésével számolunk.

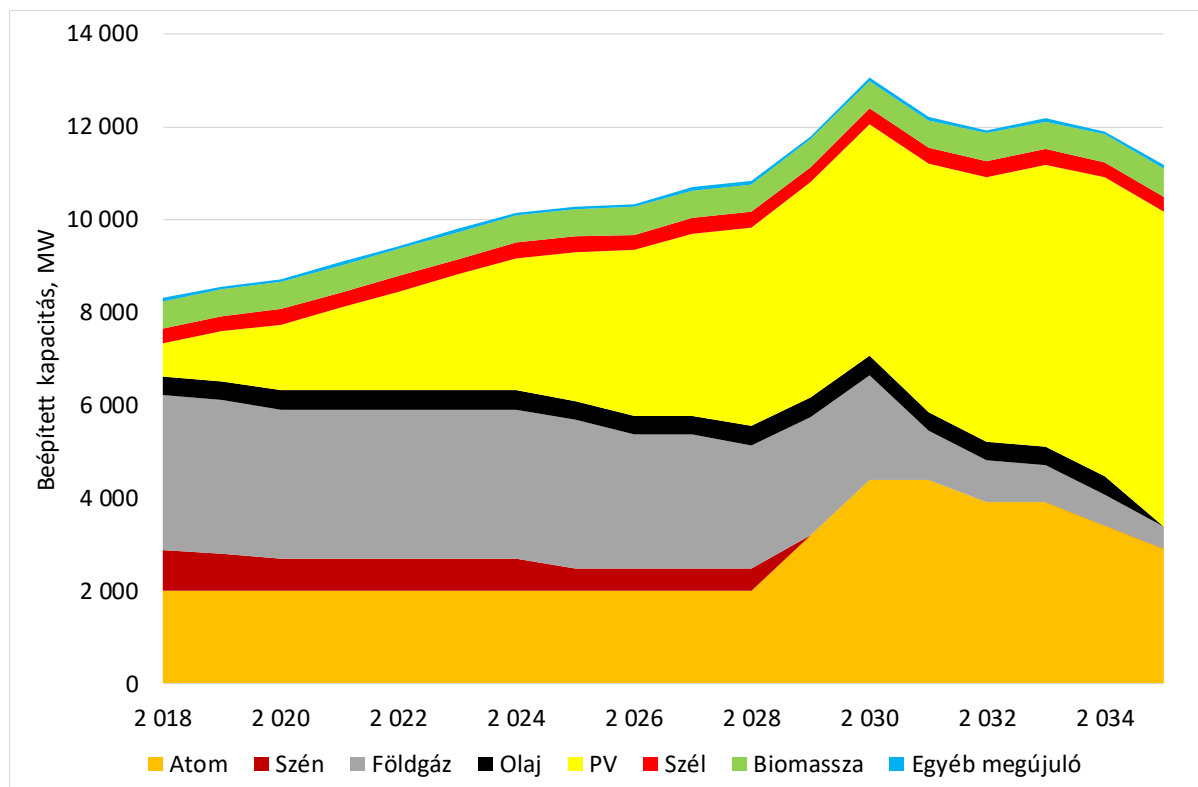
58. ÁBRA: A MEGÚJULÓ TÚLSÚLYOS FORGATÓKÖNYV BEÉPÍTETT KAPACITÁSÁNAK VÁLTOZÁSA, 2018-2035



7.3.2.5. JELENLEGI INTÉZKEDÉSEK

A Jelenlegi intézkedések forgatókönyv esetén feltételeztük, hogy Paks II. blokkjai 2029-ben, illetve 2030-ban elkészülnek. Részben ennek is köszönhetően, 2028-ban teljesen megszűnik a szénalapú villamosenergia-termelés Magyarországon. Hasonlóan az Átmenet nélküli dekarbonizációhoz, illetve a Földgáz és megújuló forgatókönyvekhez, a PV-k beépített kapacitása 5000 MW-ra növekszik 2030-ra. Új szélerőművi beruházás nem valósul meg, ugyanakkor a jelenlegi kapacitások még 2030-ban is rendelkezésre állnak. Viszonylag alacsony – 600 MW-os – biomassza-kapacitással kalkulálhatunk a következő évtized végére. Új földgáztüzelésű erőmű nem épül a vizsgált időszakban, a jelenlegi kapacitásokból 2254 MW üzemel 2030-ban.

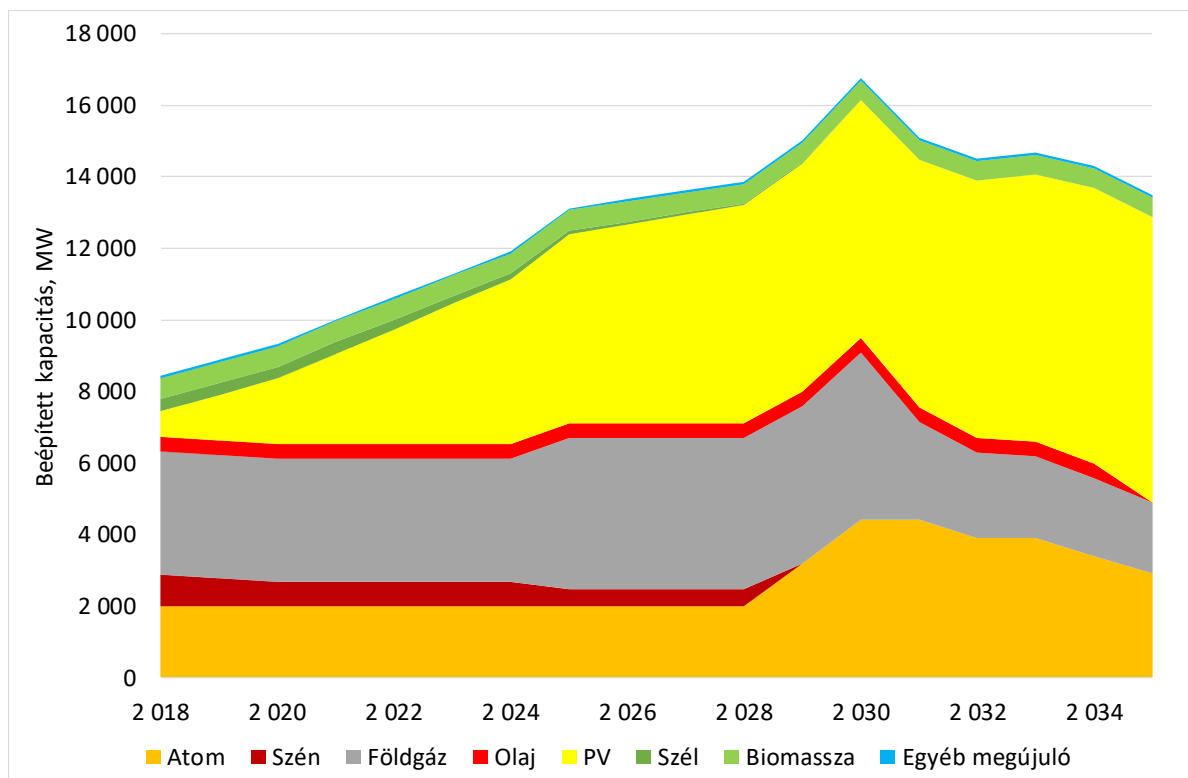
59. ÁBRA: A JELENLEGI INTÉZKEDÉSEK FORGATÓKÖNYV BEÉPÍTETT KAPACITÁSÁNAK VÁLTOZÁSA, 2018-2035



7.3.2.6. BERUHÁZÁSINTENZÍV

A Beruházásintenzív forgatókönyv megegyezik az ITM által készített Nemzeti Energia- és Klímaterve (NEKT) előzetes verziójában felvázolt WAM (With Additional Measures) forgatókönyvével. Ezen scenárió esetében Paks II. mindkét blokkja elkészül a következő évtized végére. Emelett igen jelentősen növekszik a PV-k beépített kapacitása, 2030-ra elérve a 6645 MW-os beépített kapacitást. Az előzetes NEKT nem számol új szélerőművi kapacitásokkal, sőt a jelenleg üzemelő létesítmények üzembezárását feltételezi. Ezzel szemben három új – egyenként 400 MW kapacitással bíró – földgáztüzelésű CCGT blokk üzembeállítását vázolja fel, amely kiegészül még 700 MW-nyi OCGT kapacitással is. A dokumentum szerint ez utóbira azért van szükség, mert Paks II. megépülésével a jelenlegi 500 MW-os terciertartalék mértéke megnövekszik 1200 MW-ra. A szénalapú kapacitások ezen forgatókönyv esetében sem működnek már a következő évtized végére, részben az új paksi blokkok belépésének köszönhetően.

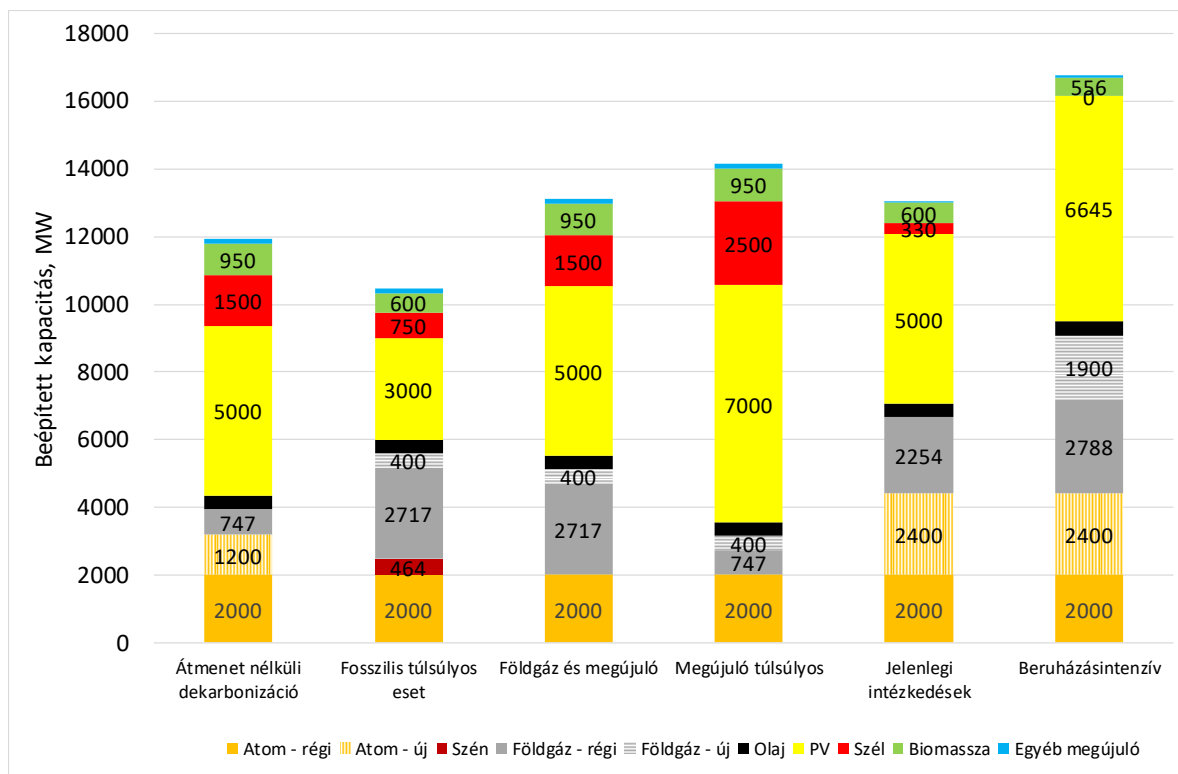
60. ÁBRA: A BERUHÁZÁSINTENZÍV FORGATÓKÖNYV BEÉPÍTETT KAPACITÁSÁNAK
VÁLTOZÁSA, 2018-2035



7.3.2.7. A HAT VIZSGÁLT FORGATÓKÖNYV ÖSSZEHAJONLÍTÁSA

Az alábbi ábra összefoglalóan mutatja, hogy 2030-ban az egyes forgatókönyvek esetén milyen kapacitásokkal számolunk. Ezen a ponton is szeretnénk felhívni arra a figyelmet, hogy az alább feltüntetett földgázalapú kapacitások részben már modellezési eredményt is magukban foglalnak, a belépő kapacitások egy részét piaci alapon építik meg a modell alapján, míg a másik része exogén, azaz előre meghatározott input.

61. ÁBRA: A VIZSGÁLT HAT ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVBEN A 2030-AS BEÉPÍTETT
KAPACITÁSÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA TECHNOLÓGIÁK SZERINT, MW



8. MODELLEZÉSI EREDMÉNYEK

A következőkben részletesen bemutatjuk a két árampiaci modellel (EEMM és EPMM) végzett futtatások eredményeit, azok főbb konklúzióit. Részletesen ismertetjük az éves kialakuló hazai villamosenergia-összetétel alakulását a vizsgált forgatókönyvekben, a nukleáris erőművek esetleges visszaterhelésének mértékét, a nagykereskedelmi villamosenergia-ár alakulását. Ezt követően a modellezési eredmények alapján számszerűsítjük, hogy az egyes években mekkora a megújulótámogatás összmértéke, és ez hogyan alakul, ha a teljes fogyasztásra, illetve ha csak a nem lakossági fogyasztásra osztjuk szét a támogatás költségét. Bemutatjuk hogyan alakul az erőművek által felhasznált földgáz mennyisége az egyes scenáriókban, mekkora szén-dioxid-kibocsátással kalkulálhatunk. Részletesen elemezzük az ellátásbiztonsági kérdéseket is, bemutatva, hogy az egyes forgatókönyvekben mekkora a le- és felirányú tartalékok mértéke. Végül a földgáz árára, a szén-dioxid-kvóta árára és a fogyasztásra érzékenységvizsgálatot végzünk annak érdekében, hogy megállapíthassuk, hogy a bemutatott eredmények mennyire robusztusak, és ezen tényezők változtatása hogyan hat az eredményekre.

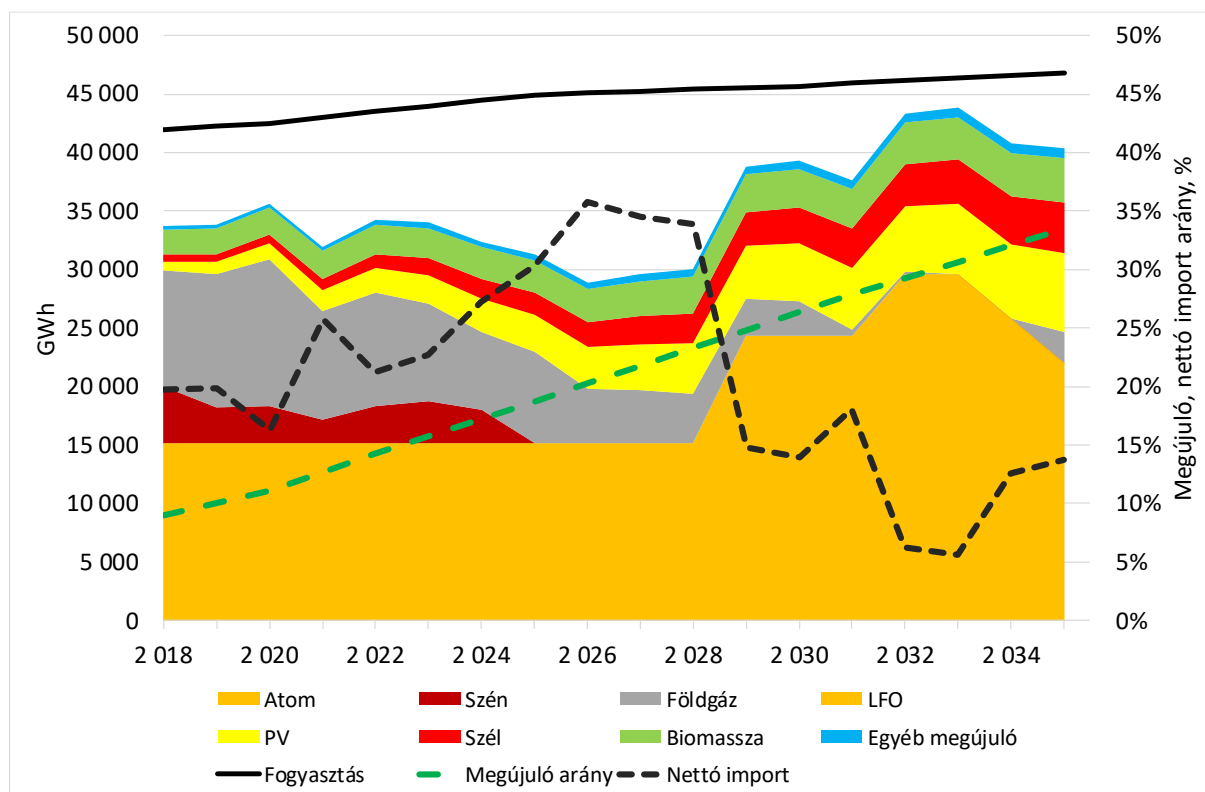
8.1. ÉVES VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA

Az éves villamosenergia-összetétel megállapításánál kulcskérdés, hogy milyen kapacitásokkal számolunk. Az előző fejezetben bemutattuk, hogy mik az exogén, előre meghatározott földgázkapacitások, és ezekhez mennyi az, ami a modellezés eredményeként áll elő. A következőkben forgatókönyvenként ismertetjük a kapott eredményeket, majd pedig összevetjük a 2030-ban kialakuló villamosenergia-mixeket.

8.1.1. ÁTMENET NÉLKÜLI DEKARBONIZÁCIÓ

Az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyv esetében a fosszilis erőműveket folyamatosan vezetik ki. Látható, hogy ennek hatására 2030-ra szinte teljesen eltűnik ezen erőforrások használata a hazai erőművi termelésben, azonban 2035-ben visszatér, köszönhetően annak, hogy piaci alapon új, 400 MW-os gázos erőmű épül meg. Bár igen jelentős a nap- és szélenergia beépített kapacitás 2030-ban (5, illetve 1,5 GW), a fogyasztáshoz viszonyítva mindössze 11, illetve 7%-os súlyt képviselnek. A megújuló erőforrások kapacitásának elterjedése során lineáris növekedést feltételeztünk, így természetesen a megújuló arány is ilyen fajta görbét ad vissza. A modellezési eredmények alapján 2030-ban a megújuló arány az árampiacon 26,4%-ot tesz ki. A nettó importarány a modellezett 2020-as évek elején 15-20% körül ingadozik, majd a földgázos erőművek és a szenes kapacitások kilépésével növekedésnek indul, az évtized végére, az új Paksi blokkok üzembe lépéséig 35%-ra növekszik. Ezt követően Paks I. és Paks II. párhuzamos működése alatt 5%-ra is lecsökken, majd ismét nő a régi blokkok leállításával párhuzamosan.

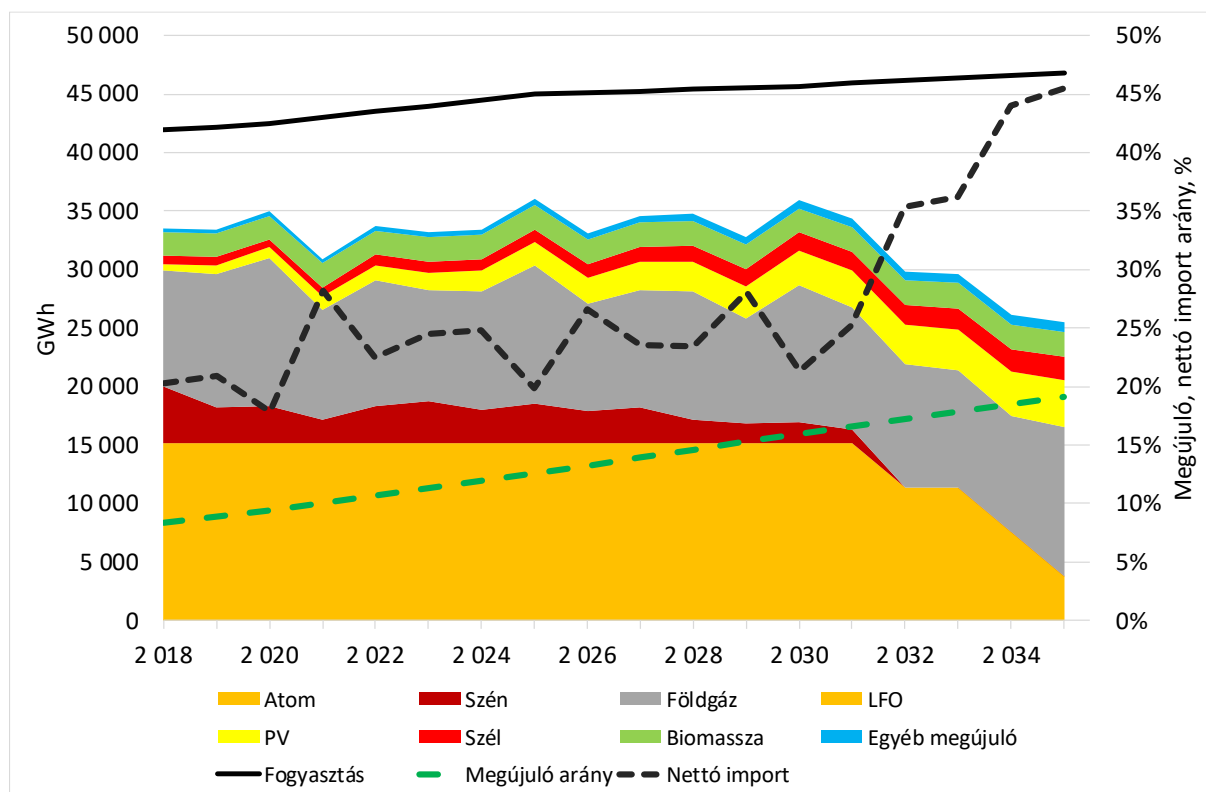
62. ÁBRA: AZ ÁTMENET NÉLKÜLI DEKARBONIZÁCIÓS FORGATÓKÖNYV ESETÉBEN A VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA, A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK ARÁNYA ÉS A NETTÓ IMPORT ARÁNYA, 2018-2035



8.1.2. FOSSZILIS TÚLSÚLYOS ESET

A Fosszilis túlsúlyos esetben a jelenleg működő fosszilis erőművek folyamatos üzemelése mellett viszonylag alacsony szinten tudják tartani a nettó importot, a húszas években 30% fölé egyik vizsgált évben sem emelkedik ezen mutató értéke. Ezt követően azonban a régi paksi blokkok leállításával, a Mátrai Erőmű lignitalapú termelésének befejeztével párhuzamosan folyamatosan növekszik a nettó importarány, 2035-ben már 45%-ra növekszik. Köszönhető ez annak is, hogy a megújulóenergia-forrás alapú áramtermelés igen alacsony szintet képvisel, 2030-ban 16%-os, és még 2035-ben is mindössze 20%.

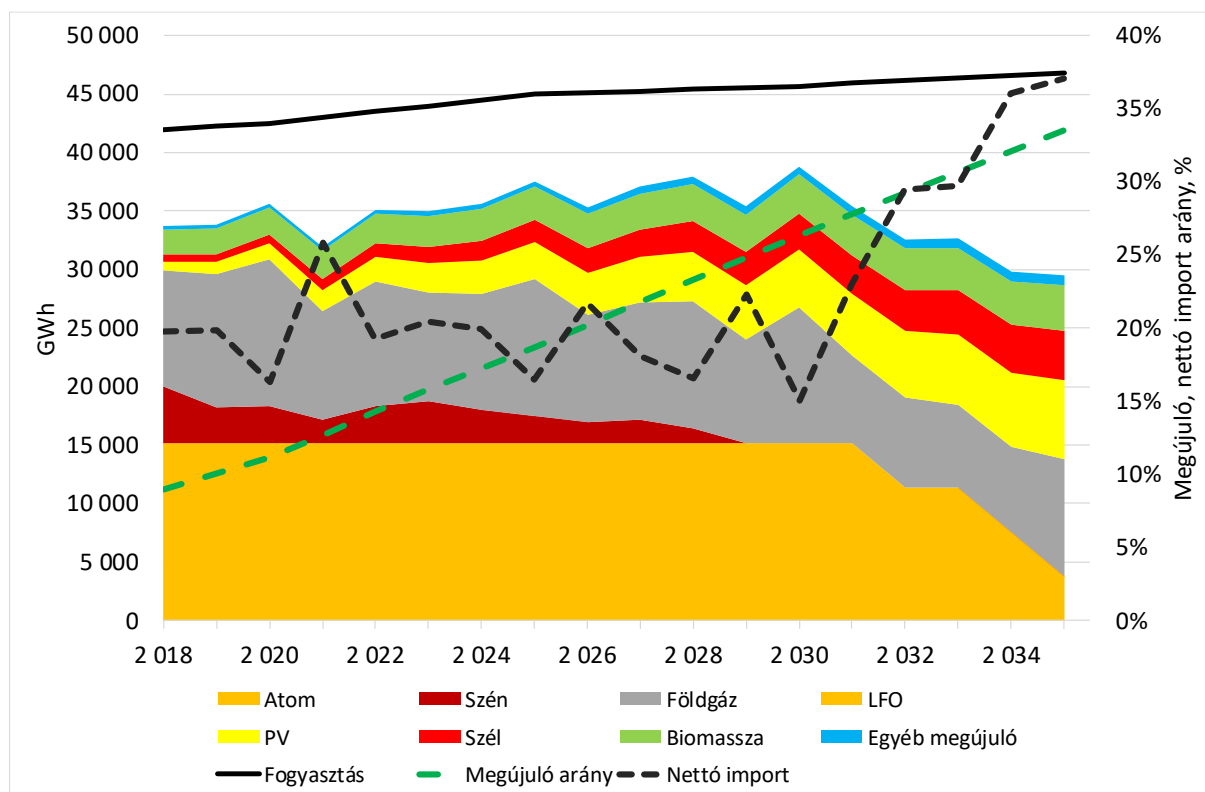
63. ÁBRA: A FOSSZILIS TÚLSÚLYOS FORGATÓKÖNYV ESETÉBEN A VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA, A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK ARÁNYA ÉS A NETTÓ IMPORT ARÁNYA, 2018-2035



8.1.3. FÖLDGÁZ ÉS MEGÚJULÓ

A Földgáz és megújuló forgatókönyv esetén nem számolunk a Paks II. megépülésével, illetve a lignites termelés a következő évtized végére megszűnik hazánkban. Ezt részben a megújuló, részben pedig a földgáztüzelésű erőművek termelésével pótoljuk. Ennek megfelelően a 2020-as években a nettó import aránya nem is igazán változik, az csak a paksi régi blokkok bezárásával párhuzamosan kezd el növekedni, 2035-re 35%-ra növekszik. A magas megújuló penetráció eredményeképpen már 2030-ra is meghaladja a 26%-ot, míg 2035-re már 33,5%-os a zöld termelés aránya a fogyasztáshoz viszonyítva. Ugyanakkor ezen forgatókönyv esetében a földgázalapú termelés hazánkban nagyságrendileg nem változik, egy-egy rövidebb időszakot leszámítva folyamatosan 10 TWh körüli.

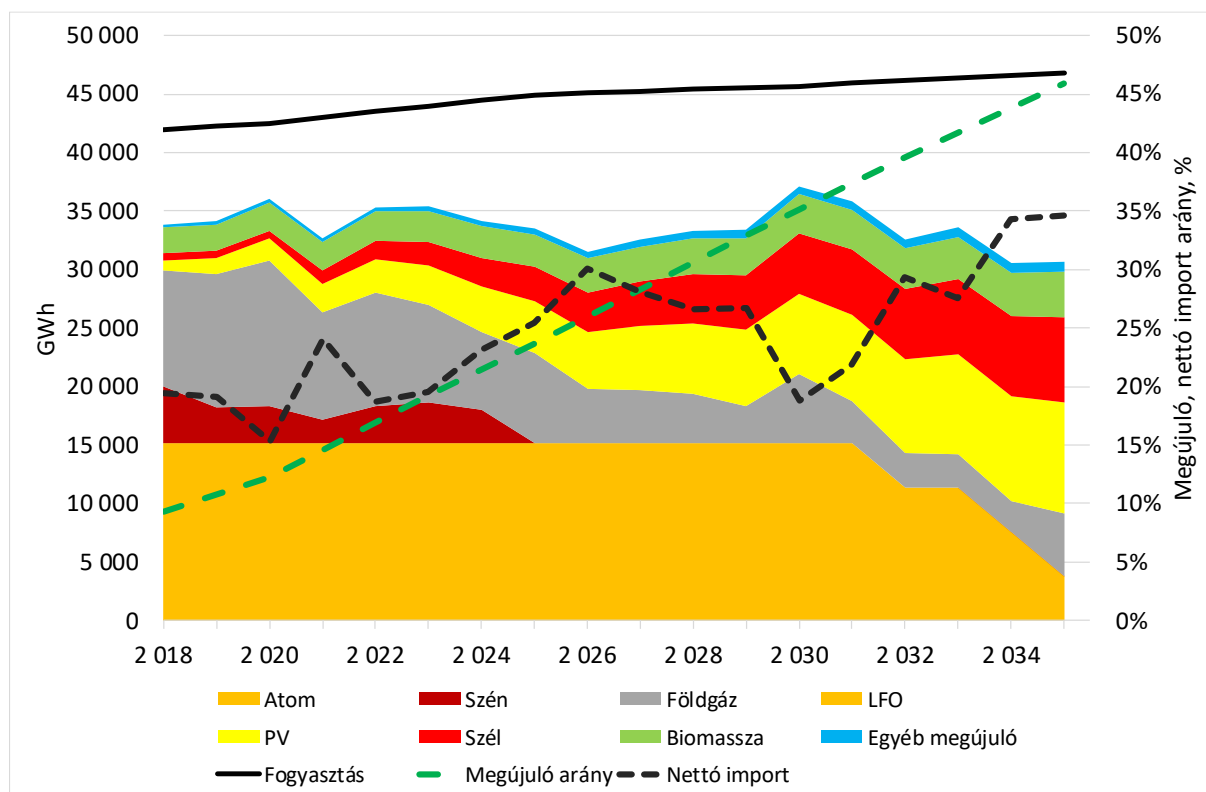
64. ÁBRA: A FÖLDGÁZ ÉS MEGÚJULÓ FORGATÓKÖNYV ESETÉBEN A VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA, A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK ARÁNYA ÉS A NETTÓ IMPORT ARÁNYA, 2018-2035



8.1.4. MEGÚJULÓ TÚLSÚLYOS

A Megújuló túlsúlyos forgatókönyv esetében azt feltételezzük, hogy nem épül meg Paks II., míg a jelenleg működő fosszilis erőművek folyamatosan zárnak be. Ugyanakkor – ahogy azt korábban is bemutattuk – piaci alapon 2035-ben épül egy új földgázalapú 400 MW-os erőmű, amely a termelésben is látható hatást eredményez. A megújulók tekintetében 2030-ra 7000 MW-os fotovoltaikus és 2500 MW-s szélerőmű kapacitással számolunk. Ezek 15,2%, illetve 11,2%-át adják a hazai fogyasztásnak, kiegészülve a többi megújuló energiaforrás termelésével, 2030-ban már 35%-ot is meghaladja a zöldenergia részaránya a villamosenergia-szektorban, míg 2035-re ez az arány 46%-ra növekszik. A masszív megújuló penetráció hatása, hogy a nettó import az egész időszak alatt 35%-os szint alatt marad, a csúcspontját a régi paksi blokkok leállításakor figyelhetjük meg.

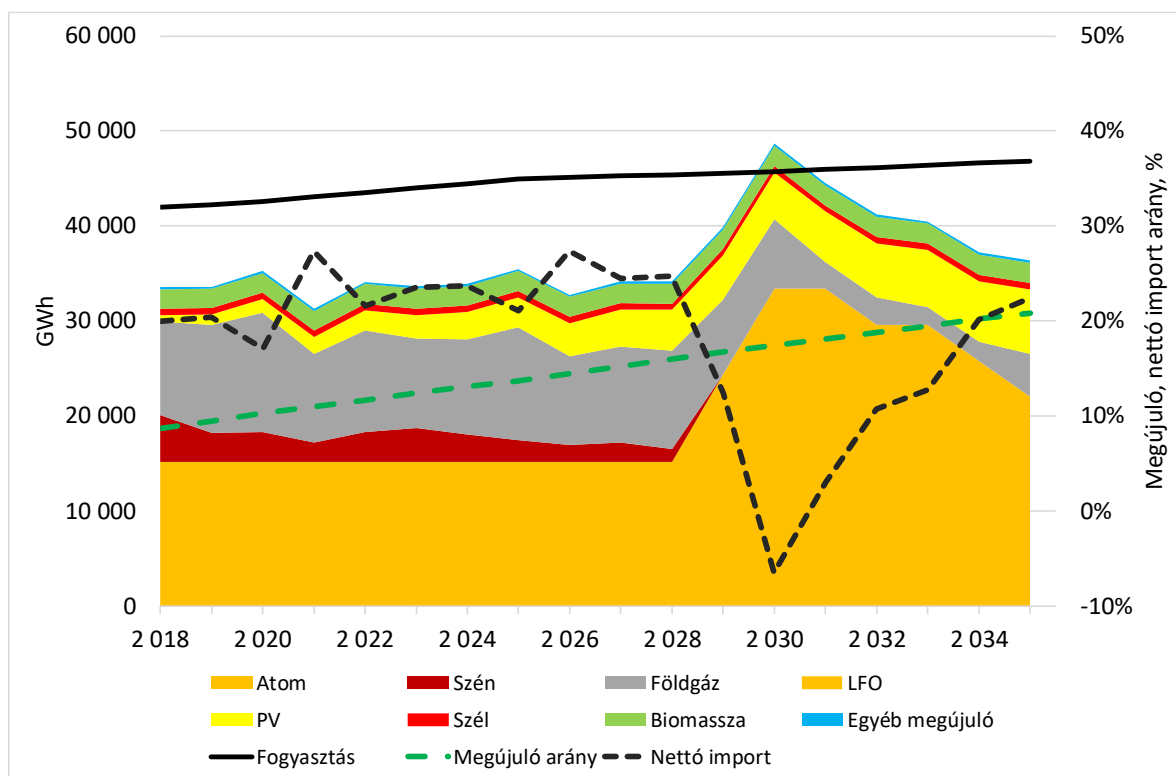
65. ÁBRA: A MEGÚJULÓ TÚLSÚLYOS FORGATÓKÖNYV ESETÉBEN A VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA, A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK ARÁNYA ÉS A NETTÓ IMPORT ARÁNYA, 2018-2035



8.1.5. JELENLEGI INTÉZKEDÉSEK

A Jelenlegi intézkedések forgatókönyv esetében 2029 és 2032 között igen nagymértékben lecsökken a nettó import arány, sőt 2030-ban Magyarország nettó exportórré válik, köszönhetően az új paksi blokkok termelésének. Ugyanakkor a 30-as évek elején a nettó import arány ismét növekszik, mivel a földgázalapú termelők folyamatosan zárnak be, és nem épül új kapacitás, illetve a régi paksi blokkok folyamatosan lépnek ki a rendszerből. A megújuló arány 2030-ban majdnem 20%-os, amely a viszonylag szerény szélerőművi és a többi forgatókönyvhöz képest kisebb biomassza-termelésnek köszönhető.

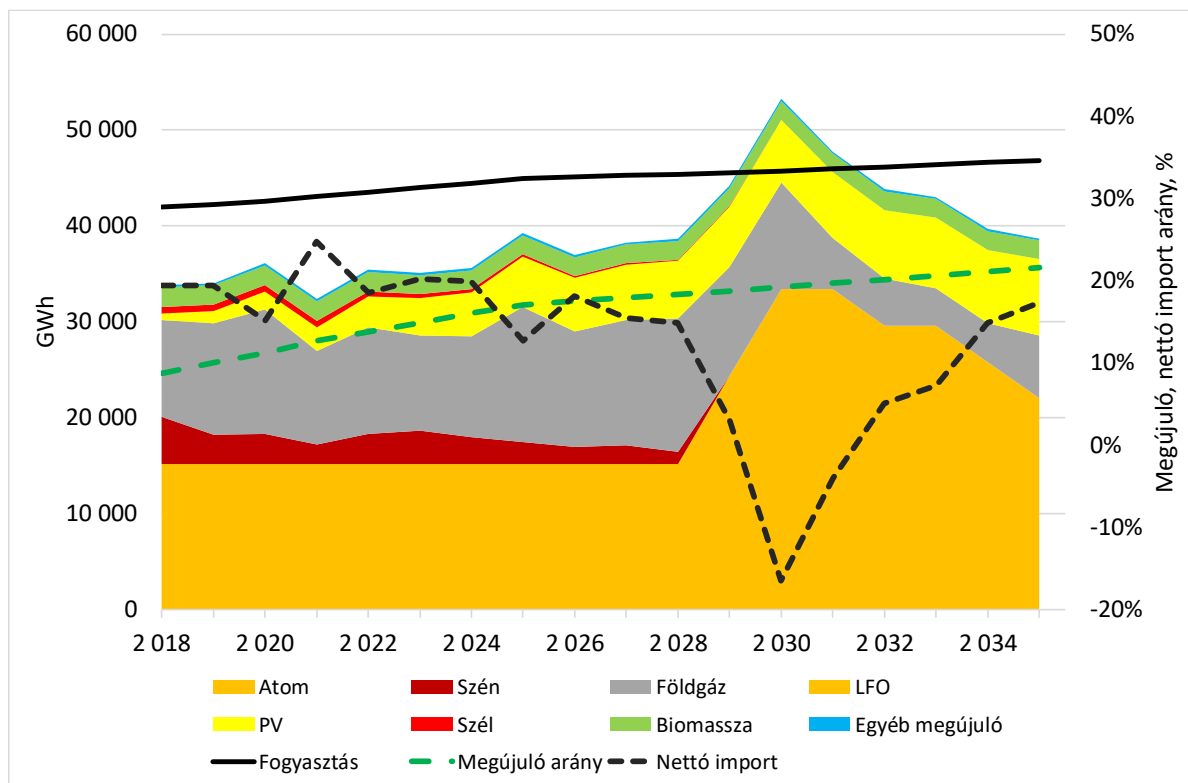
66. ÁBRA: A JELENLEGI INTÉZKEDÉSEK FORGATÓKÖNYV ESETÉBEN A VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA, A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK ARÁNYA ÉS A NETTÓ IMPORT ARÁNYA, 2018-2035



8.1.6. BERUHÁZÁSINTENZÍV

A Beruházásintenzív forgatókönyv esetében 2030-ig megépül mindkét új paksi atomerőművi blokk, illetve nagyarányú a PV-k elterjedése, és a földgázos erőművek is igen markáns szerephez jutnak a hazai kapacitásmixben. Ezen hatások eredményeként 2030-ban Magyarország jelentős nettó exportórré válik. Ez azonban – hasonlóan a Jelenlegi intézkedések forgatókönyvhöz – csak átmenetinek bizonyul, mivel a földgáztüzelésű erőművek és a régi paksi blokkok bezárásával ismét átfordul nettó import pozícióba, a 30-as évek derekára ismét 20% körüli nettó importpozíciót eredményezve.

67. ÁBRA: A BERUHÁZÁSINTENZÍV FORGATÓKÖNYV ESETÉBEN A VILAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA, A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK ARÁNYA ÉS A NETTÓ IMPORT ARÁNYA, 2018-2035



8.1.7. A FORGATÓKÖNYVEK ÖSSZEHASONLÍTÁSA

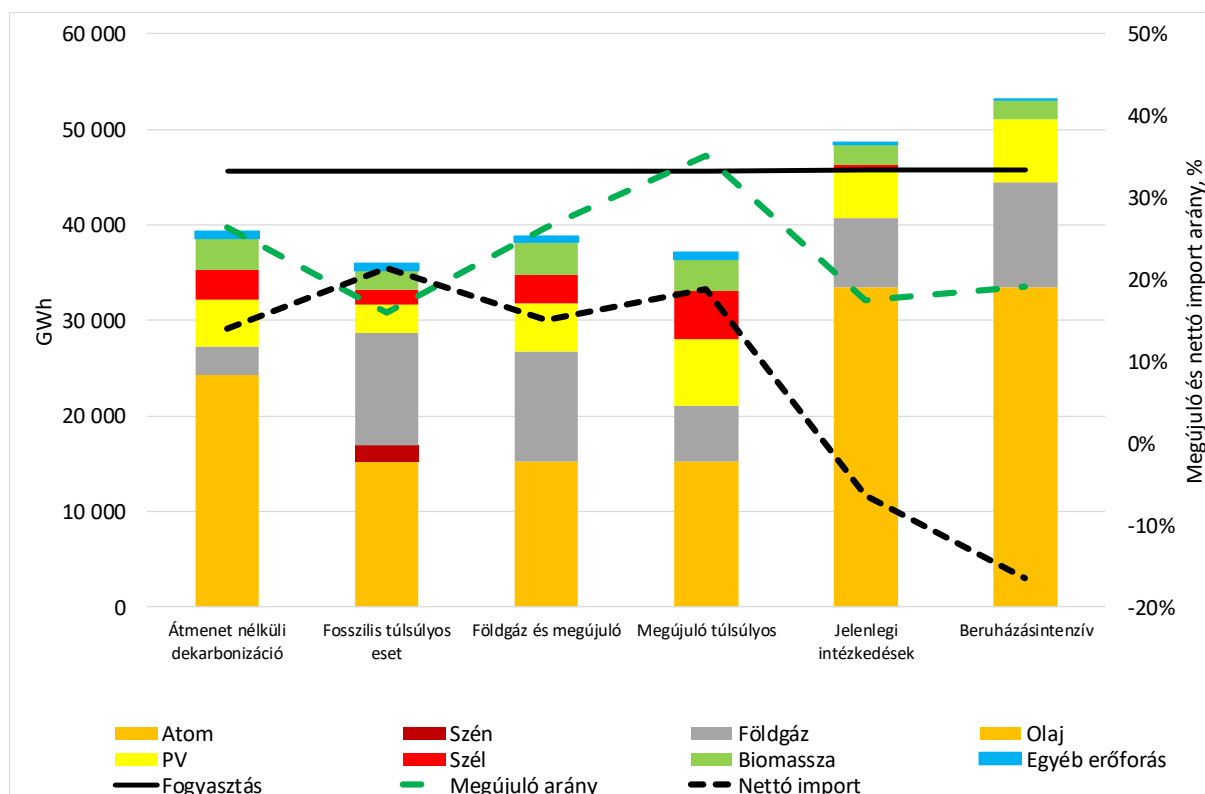
Az alábbi ábra összefoglalóan mutatja a hat forgatókönyv 2030-as eredményeit. A nukleáris termelés a Jelenlegi intézkedések, illetve a Beruházásintenzív forgatókönyvben a legnagyobb, amikor mindkét új paksi blokk elkészültével kalkulálunk. További egy forgatókönyvben – az Átmenet nélküli dekarbonizációsban – jelenik meg egy új paksi blokk 2030-ig, a másik blokk a 2030-as években készül el. Egyetlen forgatókönyv – a Fosszilis túlsúlyos - esetében jelenik meg kismértékben a szenes termelés, az összes többiben eltűnik a hazai szénalapú áramtermelés. A földgázalapú villamosenergia-termelés a vizsgált hat forgatókönyvből háromban 10-12 TWh körül mozog, az Átmenet nélküli dekarbonizációban, illetve a Megújuló túlsúlyos forgatókönyvben ezen energiaforrások termelése 3, illetve 5,8 TWh. A Jelenlegi intézkedések esetében a földgázalapú villamosenergia-termelés megközelítőleg a jelenlegi 7 TWh-s érték körül alakul 2030-ban is. A fotovoltaikus termelés a Megújuló túlsúlyos és a Beruházásintenzív forgatókönyvben veszi fel a legmagasabb értéket, közel 7 TWh-s éves termelési mennyiséggel. Ezt követi az Átmenet nélküli dekarbonizáció, a Földgáz és megújuló, illetve a Jelenlegi intézkedések forgatókönyv 5 TWh-s értékkel. A legalacsonyabb naperőművi termelés a Jelenlegi intézkedések mellett alakul ki, amely esetben a fotovoltaikus termelők 2030-ban 3 TWh villamos energiát állítanak elő. A szélenergia-termelés a Beruházásintenzív forgatókönyvben teljesen eltűnik, a legnagyobb aránya a Megújuló túlsúlyos forgatókönyvben van, 5 TWh-t meghaladó termeléssel. A Földgáz és megújuló, illetve az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyv esetében 3-3 TWh-s termeléssel kalkulálhatunk, míg a maradék két forgatókönyv esetében ezek 1,5 (Fosszilis túlsúlyos eset), illetve 0,6 TWh-val (Jelenlegi

intézkedések) szerepelnek a villamosenergia-mixben. Habár az összes forgatókönyv esetében a biomasza-erőművek 1 GW alatti kapacitással bírnak, ugyanakkor a magas éves kihasználtság miatt ezek termelése így is igen jelentős lehet. Az éves 3 TWh-s termelést is meghaladja ezen erőforrások által termelt villamos energia az Átmenet nélküli dekarbonizáció, a Földgáz és megújuló, illetve a Megújuló túlsúlyos forgatókönyvben. A többi forgatókönyvben a biomasza erőművek által termelt villamosenergia-mennyisége 2 TWh körül mozog. Az egyéb megújuló energiaforrások által termelt villamosenergia-mennyisége a Jelenlegi intézkedések és a Beruházásintenzív forgatókönyvben 0,2 TWh, míg az összes többi forgatókönyv esetében a geotermikus és a vízerőművi termelés éves mennyisége 0,7 TWh.

A nettó importarány 2030-ban igen széles - 16,5-5-21%-os - sávban mozog. Abban a két forgatókönyvben, amikor mindkét paksi blokk elkészül, hazánk jelentős mértékű nettó exporttőrré válik. Ezek közül is kiemelkedik a Beruházásintenzív, amely esetben a nettó export meghaladja a 16%-ot, míg a másik – Jelenlegi intézkedések – forgatókönyv esetében ez a érték 6%. Fontos azonban leszögezni, hogy – ahogyan korábban bemutattuk – ezen esetekben is csak átmeneti a nettó exportőri pozíció, a földgázos erőművek, illetve a régi paksi blokkok kilépésével a 2030-as évek közepére a nettó importarány megnő 20% körüli értékre. A legnagyobb nettó importarányt a Fosszilis túlsúlyos esetben tapasztaljuk 2030-ban (21%), amely azonban elmaradt az utóbbi években megfigyelt 30-35%-os nettó importaránytól. Az összes többi forgatókönyv esetében a nettó importarányok 2030-ban 15-20 %-os sávban mozognak.

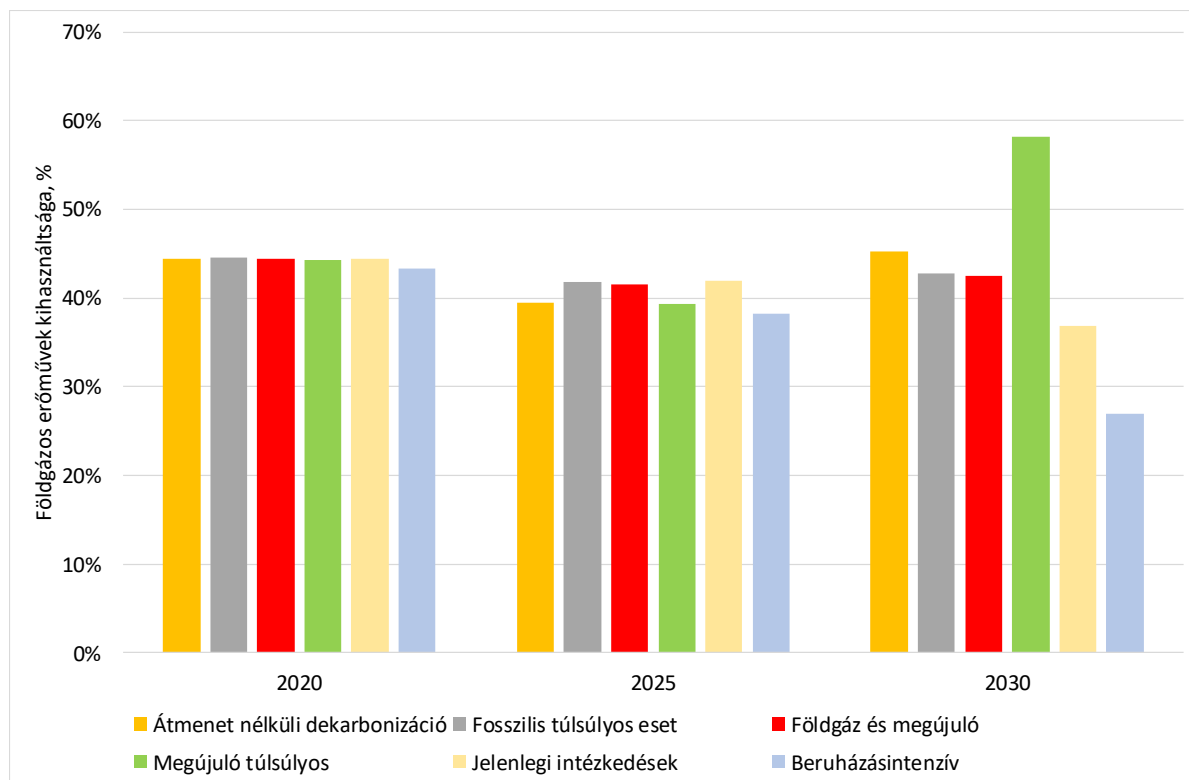
A megújuló arány megegyezik a megújulóenergia-források által termelt villamos energia és a bruttó fogyasztás hányadosával. A legalacsonyabb, 16-17% körüli értékeket a Fosszilis túlsúlyos, illetve a Jelenlegi intézkedések esetében figyelhetünk meg. A Megújuló túlsúlyos szcenárió esetében ez az érték több mint a duplája, 35%-os. Szintén jelentősnek mondható a megújuló arány az Átmenet nélküli dekarbonizáció és a Földgáz és megújuló forgatókönyv esetében, ahol ez az érték 25% körül mozog. A Beruházásintenzív forgatókönyv esetében szintén egy alacsony, 19%-os érték figyelhető meg.

68. ÁBRA: A 2030-AS VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS ÖSSZETÉTEL, A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK ARÁNYA ÉS A NETTÓ IMPORT ARÁNYA A VIZSGÁLT HAT FORGATÓKÖNYVBEN



Megvizsgáltuk azt is, hogy az egyes forgatókönyvek esetében hogyan alakul a földgáztüzelésű erőművek átlagos éves kihasználtsága. Az alábbi ábrán a 2020-as, 2025-ös és 2030-as értékeket tüntettük fel, mind a hat forgatókönyvre vonatkozóan.

69. ÁBRA: A FÖLDGÁZTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK KIHASZNÁLTSÁGA 2020-BAN, 2025-BEN, ILLETVE 2030-BAN A KÜLÖNBÖZŐ ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEKBEN

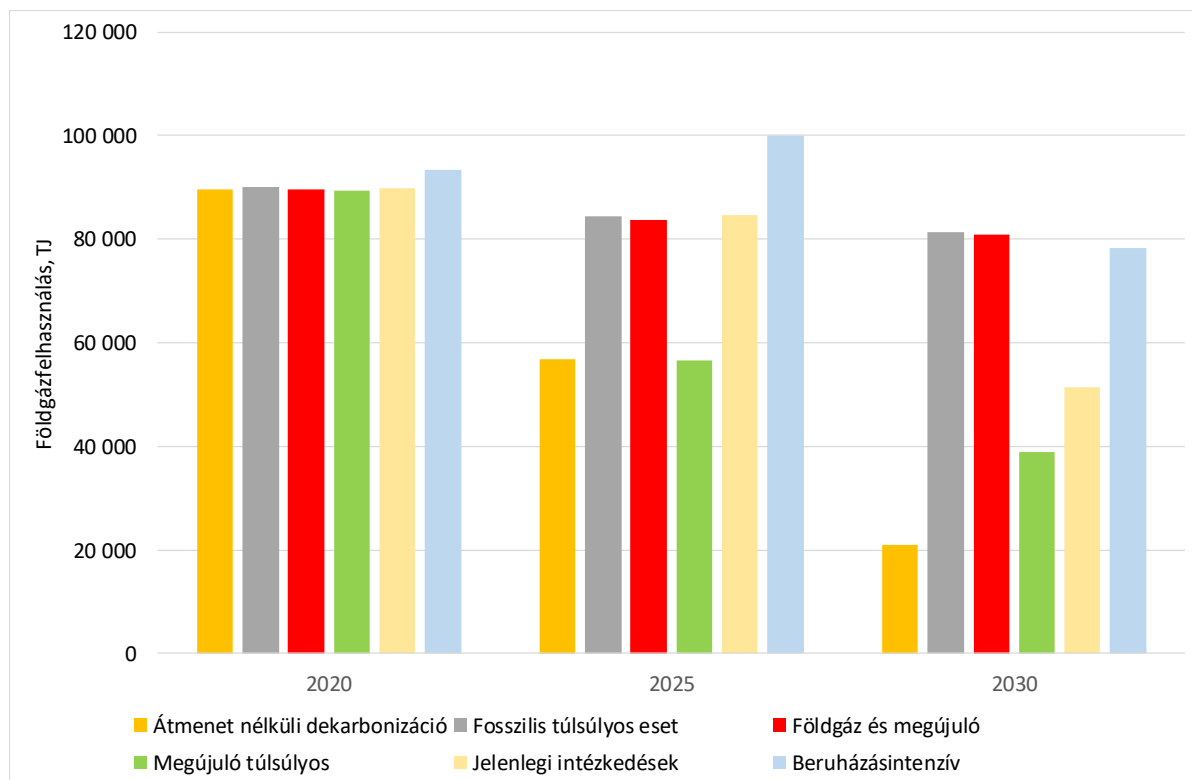


2020-ban viszonylag magas, 45%-os gáztüzelésű erőművi kihasználtságot tapasztalhatunk az összes forgatókönyv esetében. A növekvő megújulóknak köszönhetően ezen érték 2025-re némiképp lecsökken, az átlagos érték 40% körül ingadozik, viszonylag kis, néhány százalékpontos különbségek jelennek csak meg az egyes forgatókönyvek között. 2030-ban azonban már más képpel találkozunk. A legalacsonyabb kihasználtság a Beruházásintenzív forgatókönyvben valósul meg (27%), ezért kérdéses, hogy az exogén módon figyelembe vett erőművek elég nagy kihasználtsággal működnek-e ahhoz, hogy rentábilisen tudjanak üzemelni. A Jelenlegi intézkedések forgatókönyv esetében a kihasználtság ennél magasabb, de még mindig viszonylag alacsony szinten marad (37%). Két, pozitív irányba kiemelkedő forgatókönyv az Átmenet dekarbonizáció nélkül, illetve a Megújuló túlsúlyos forgatókönyv. Köszönhetően annak, hogy ezekben a legkisebb a beépített földgázalapú erőművi kapacitás (746 MW, illetve 1146 MW), amiből következik a legmagasabb a kihasználtság (45%, illetve 58%).

8.2. FÖLDGÁZFELHASZNÁLÁS ALAKULÁSA

Az EEMM modell lehetőséget nyújt arra, hogy az erőművek földgázfelhasználását is szám-szerűsítsük a vizsgált időtávon. Fontos megemlíteni, hogy csak a villamosenergia-termelésre jutó földgázfelhasználást határozzuk meg, azaz a kapcsolt erőművek esetében nem számoljuk el a hőtermelésre jutó földgázfelhasználást. Az alábbi ábra mutatja, hogy az egyes forgatókönyvek esetében hogyan alakul ezen tüzelőanyag felhasználása 2020-ban, 2025-ben, illetve 2030-ban.

70. ÁBRA: AZ ERŐMŰVI FÖLDGÁZFELHASZNÁLÁS ALAKULÁSA 2020-BAN, 2025-BEN, ILLETVE 2030-BAN A KÜLÖNBÖZŐ FORGATÓKÖNYVEKBEN, TJ



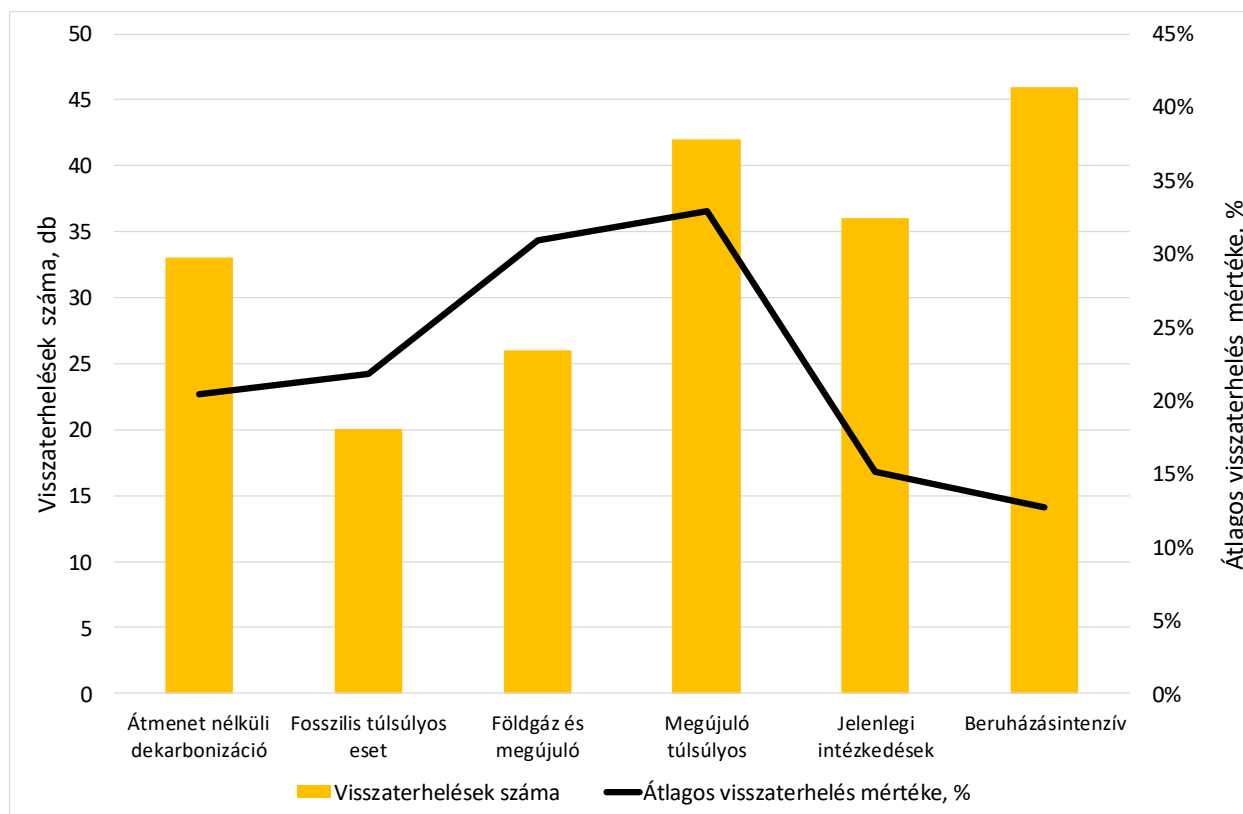
Látható, hogy már 2025-ben is jelentős különbségek vannak az erőművek földgázfelhasználásában, de 2030-ban még ennél is jelentősebb eltérések figyelhetők meg. Mind 2025-ben, mind pedig 2030-ban a legalacsonyabb fogyasztás az Átmenet nélküli forgatókönyvben alakul ki, 2030-ra már mindössze 20 PJ-os felhasználással. Hasonlóan alacsony földgázfelhasználás adódik a Megújuló túlsúlyos forgatókönyv esetében, amely során 2030-ra 40 PJ alá csökken ezen tüzelőanyag-felhasználása. A Jelenlegi intézkedések forgatókönyv esetében a felhasználás 2030-ban lecsökken 50 PJ-ra. A maradék három forgatókönyvben szinte teljesen azonos felhasználással kalkulálunk, 2030-ban 80 PJ körüli értékkel.

8.3. A NUKLEÁRIS TERMELÉS VISSZAVÁGÁSÁNAK ALAKULÁSA

Az elemzésünk során külön vizsgáltuk, hogy 2030-ban az egyes forgatókönyvekben milyen gyakran, és milyen mértékben szükséges visszaterhelni a nukleáris blokkok termelését. Fontos megemlíteni, hogy a modellezés során pusztán a piaci folyamatok irányából tekintettünk erre a kérdésre, így az esetleges rendkívüli időjárási körülmények miatti terheléscsökkenést nem számszerűsítettük. A modellezési eredmények azt mutatják, hogy a legnagyobb mértékű visszavágásra a Beruházásintenzív és a Megújuló túlsúlyos forgatókönyvekben kerül sor, de még ezek esetében sem haladja meg az évi 50 órát, amely az órák 0,5%-ának felel meg. Az előbbi esetében a visszavágás mértéke 15 % körüli, míg a Megújuló túlsúlyos esetben 30 % feletti. Fontos azonban látni, hogy az utóbbiban fele akkora a nukleáris kapacitások mértéke, így energia mennyiségében megegyezik a két forgatókönyv. A legalacsonyabb visszaterhelés a Fosszilis túlsúlyos forgatókönyv esetében realizálódik, ekkor 20 olyan kritikus órát

azonosítottunk, amely során szükséges a kapacitások visszatérhelése. Összességében megállapítható, hogy a modellezés alapján a nukleáris visszatérhelés mértéke nem jelentős.

71. ÁBRA: A NUKLEÁRIS ERŐMŰVI TERMELÉS VISSZAVÁGÁSÁNAK GYAKORISÁGA (ÓRA), ÉS MÉRTÉKE (%) AZ EGYES FORGATÓKÖNYVEKBEN 2030-BAN



8.4. A VILLAMOS ENERGIA NAGYKERESKEDELMI ÁRÁNAK ALAKULÁSA

Az EEMM modell segítségével szimulálni tudjuk a nagykereskedelmi árak alakulását is. Az alábbi ábra összefoglalóan mutatja, hogy a szimuláció eredményeként az egyes forgatókönyvekben milyen nagykereskedelmi villamosenergia-árakkal számolhatunk 2025-ben és 2030-ban.

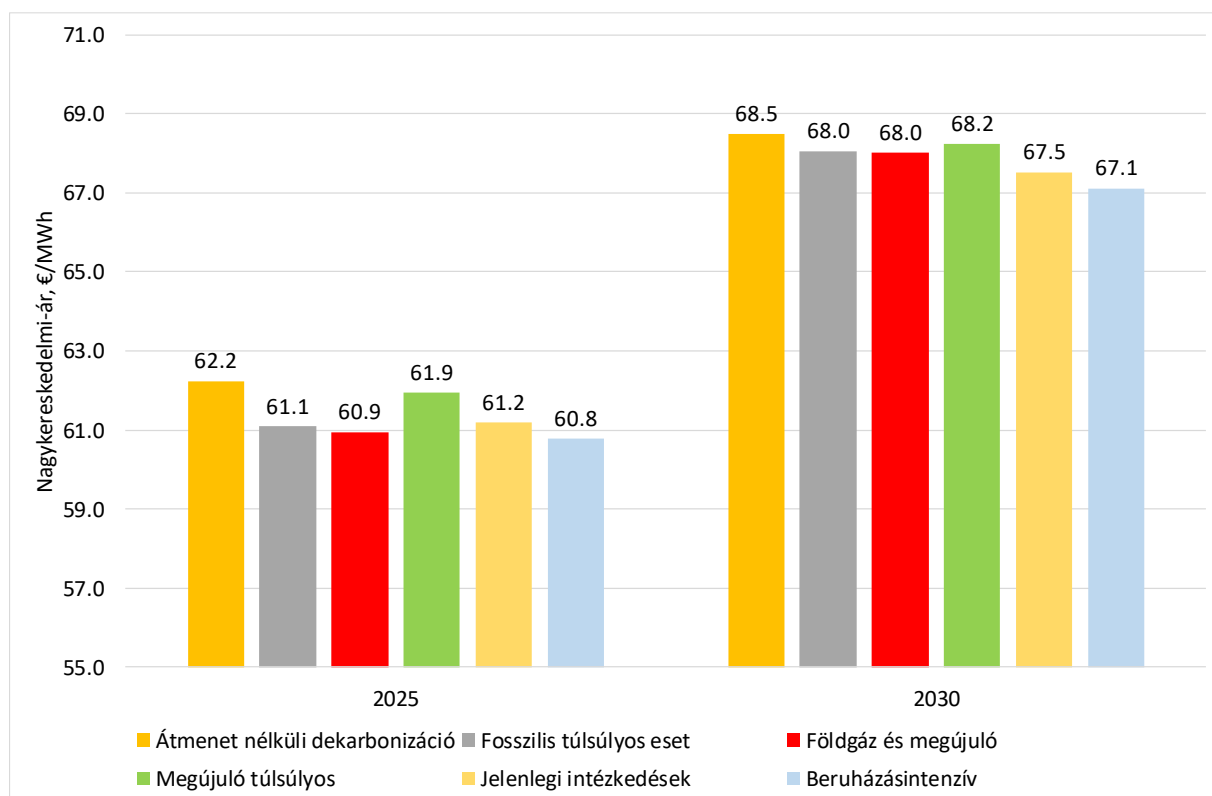
Látható, hogy a forgatókönyvek között nincs jelentős árkülönbség: még 2030-ban is a két szélsőséges forgatókönyv esetében is 1,4€/MWh az árkülönbség. Ez annak köszönhető, hogy hazánk igen jól összekötött a szomszédos országokkal, így a hazai erőművi összetétel változása egy sokkal nagyobb régióban csapódik le, ezért a nagykereskedelmi árakra csak viszonylag kis hatással bírnak. Megfigyelhető továbbá, hogy a 2030-as árak 6-8 €/MWh-val drágábbak, mint a 2025-ös árak, amely a növekvő szén-dioxid- és földgázáraknak köszönhető, ezen tényezőkben bekövetkező árdrágulást nem tudja teljesen ellensúlyozni az Európában növekvő megújuló alapú villamosenergia-termelés sem.

2025-ben a legmagasabb ár az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyv, illetve a Megújuló túlsúlyos forgatókönyvekben realizálódik. Ez szinte teljes mértékben a Mátrai Erőmű korai bezárásával magyarázható, ám ezen két forgatókönyv esetében a nagykereskedelmi ár

mindössze 1,1, illetve 1,0 €/MWh-val haladja meg az összes többi forgatókönyvben megfigyelt értékeket.

2030-ban is hasonló árkülönbségeket tapasztalunk. A legalacsonyabb ár a Beruházásintenzív forgatókönyv esetében alakul ki, amely megfelel a várakozásoknak, hiszen olyan új, jelentős mértékű kapacitások épülnek ki, amelyek változó költsége alacsony (nukleáris, illetve PV kapacitások). Szintén az alacsony forgatókönyvek közé tartozik a Jelenlegi intézkedések, köszönhetően a jelentős mértékű nukleáris kapacitásoknak. A többi forgatókönyv között nincs igazán szignifikáns különbség.

72. ÁBRA: A NAGYKERESKEDELMI VILLAMOSENERGIA-ÁRA 2025-BEN ÉS 2030-BAN A VIZSGÁLT HAT FORGATÓKÖNYVBEN



8.5. A MEGÚJULÓENERGIAFORRÁSOK ÁLTAL TERMELT VILLAMOS ENERGIA TÁMOGATÁSSZÜKSÉGLETE

A következőkben azt vizsgáljuk, hogy az egyes forgatókönyvek esetében mekkora a megújulóenergia-források által termelt villamos energia támogatási igénye. Ehhez első lépésben meghatározzuk az egyes technológiák milyen fajlagos árbevétel mellett üzemelnek gazdaságosan. Ehhez a szakirodalomban alkalmazott legelfogadottabb mutatót, az ún. LCOE (Levelized Cost of Energy) értékeket határoztuk meg. A teljes élettartamra vetített fajlagos energia-termelési költség (LCOE) adott energiatermelő berendezés megépítésének és hasznos élettartama alatti működtetésének költségeit fejezi ki jelenértékben, egységnyi energia mennyiségre vetítve. Olyan, állandó értékű, 1 kWh-ra eső bevételként értelmezhetjük, amit a berendezés élettartama során realizálni kell ahhoz, hogy a beruházás költsége megtérüljön (a beruházók elvárt hozamát is beleértve). Az LCOE értékek meghatározásakor 2018 novemberé-

ben a REKK által az ITM-nek készült „A 2030-as megújulóenergia-arány elérésének költségbe-
becslése” című tanulmányra támaszkodtunk.

A megújulóenergia-források szükséges támogatás mennyisége megegyezik az adott év
nagykereskedelmi árának és az LCOE értékének a különbségével. Ezt szorozzuk fel az adott
évben, az adott technológia által termelt villamosenergia-mennyiségével. Így határozható
meg, hogy adott évben mekkora a teljes támogatási igény. Képletszerűen a következőképpen
számíthatjuk ki adott év megújulóenergia-támogatás szükségletét.

$$Támogatásiösszeg_n = \sum_{2018}^n \sum_{2018}^j Q_{n,t,j} \times [RES_{t,j} - P_t], \text{ ahol}$$

- n: vizsgált év
- t: Adott megújuló technológia
- j: Adott technológia üzembe lépésének dátuma
- $Q_{n,t,j}$: Az n-ik évben a t-edik technológia j-dik évben üzembe helyezett kapacitások ál-
tal termelt villamos energia
- $RES_{t,j}$: j-dik évben üzembe helyezett megújuló technológia átvételi ára
- P_t : T-edik évben a hazai nagykereskedelmi villamosenergia-ára

Lefordítva a fenti képletet azt mondhatjuk, hogy minden megújuló technológia a beruhá-
zási évben megállapított átvételi árral (ez lehet kötelező átvételi ár, vagy prémium
típusú ártámogatás is) szembesül. A szükséges támogatás az átvételi és a nagykeres-
kedelmi ár különbségének és az adott technológia által termelt villamos energia
mennyiségének szorzatával egyenlő.

Az átvételi ár megállapítása során a következő feltételezésekkel élünk:

- A 2020 előtt üzembe lépő termelők a jelenlegi átvételi árral szembesülnek, amely
100 €/MWh-nak felel meg (32 Ft/kWh).
- A hatékony támogatási forgatókönyv esetében az átvételi ár megegyezik az adott
technológia adott évre vonatkozó LCOE értékével. Tehát ha az adott technológia pél-
dául 2023-ban lépett üzembe, és az ő LCOE értéke 70,6 €/MWh, akkor 2030-ban is
ezen LCOE érték és a 2030-as nagykereskedelmi ár különbségét kapja, mivel amikor
megépült, akkor ezen támogatási árral szembesült, amelyet hosszú távra is garantál
neki a szabályozás.
- A magas átvételi árak forgatókönyvben azt feltételezzük, hogy a jelenlegi,
100 €/MWh-ás átvételi árat kapják az egész időszak alatt a megújulók, függetlenül at-
tól, hogy melyik évben épült meg az adott kapacitás.

Az alábbi táblázat összefoglalóan mutatja, hogy a vizsgált két forgatókönyvben (hatékony támogatás és magas átvételi ár) mekkora az egyes technológiák adott évi belépéssel számolt átvételi ára.

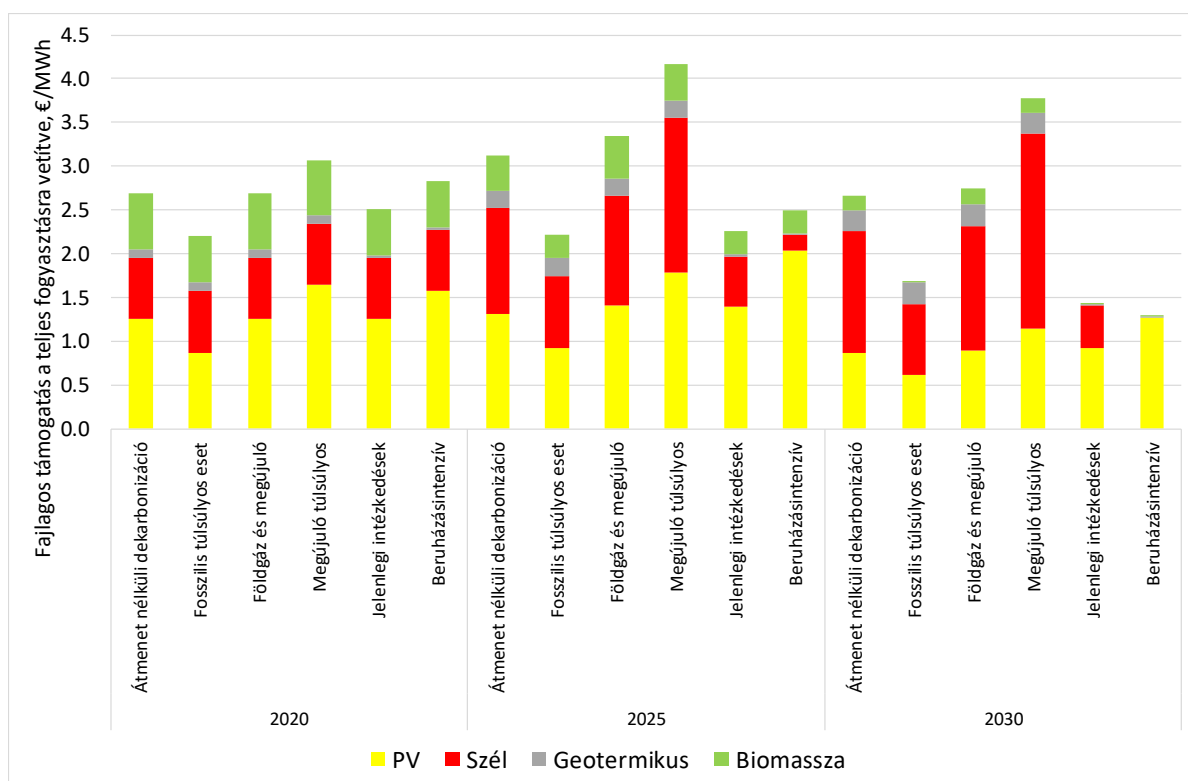
39. TÁBLÁZAT: A KÉT VIZSGÁLT FORGATÓKÖNYVBEN AZ ALKALMAZOTT ÁTVÉTELI ÁRAK AZ EGYES TECHNOLÓGIÁKRA, EGYES BELÉPÉSI ÉVEKRE VONATKOZÓAN

Átvételi ár, €/MWh	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030
Hatékony támogatás	PV	100,0	100,0	74,2	73,0	71,8	70,6	69,4	68,2	67,0	65,9	64,7	63,5
	Szél	100,0	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2
	Geotermikus	100,0	100,0	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3
	Biomassza	66,9	66,9	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2
Magas átvételi ár	PV	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Szél	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Geotermikus	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Biomassza	66,9	66,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Látható, hogy 2030-ra a PV-k LCOE értéke 62,3 €/MWh-ra csökken, amely mindegyik forgatókönyvet vizsgálva alatta marad a nagykereskedelmi áraknak. Ez tehát azt jelenti, hogy a 2030-ban belépő PV termelőknek már nem kell támogatást nyújtani a piacra lépéshez. Ugyanakkor 2030-ban továbbra is jelentős lehet a PV-k támogatása, hiszen a korábban belépő kapacitások ennél magasabb átvételi árat kaptak.

2020-ra, 2025-re, illetve 2030-ra számszerűsítettük a teljes fogyasztásra vetített teljes támogatási igényt, hogy könnyen összehasonlíthassuk azt a nagykereskedelmi árral. Ha pusztán az ipari, a nem Egyetemes Szolgáltatási kör– amely a teljes fogyasztás körülbelül 71%-át adja – fizetné ezen támogatási összeget, akkor az alábbi számokat módosítani kell.

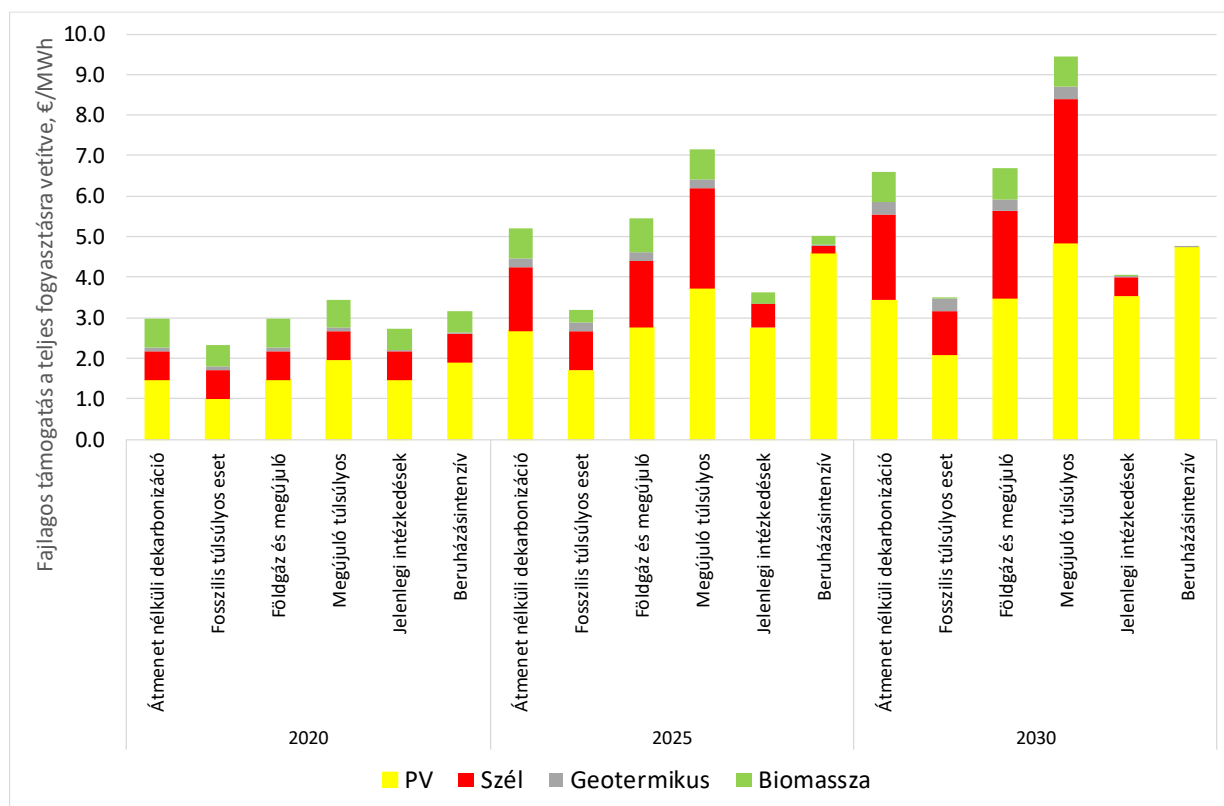
73. ÁBRA: A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK FOGYASZTÁSRA VETÍTETT FAJLAGOS TÁMOGATÁSA 2020-BAN, 2025-BEN ÉS 2030-BAN A HATÉKONY TÁMOGATÁS FORGATÓKÖNYV ESETÉBEN



A fajlagos támogatás mértéke 2020 és 2030 között csak kismértékben változik, amely két ellentétes hatás eredőjeként áll elő. Egyrészt az összes forgatókönyvben jelentős a megújulóenergia-források által termelt villamosenergia-termelés növekedése, ugyanakkor a növekvő nagykereskedelmi ár, a csökkenő LCOE értékek és a növekvő villamosenergia-fogyasztás részben ellensúlyozza ezt a hatást. 2030-ban a legmagasabb támogatás a Megújuló túlsúlyos forgatókönyv esetén adódik, a támogatás fajlagos költsége a fogyasztásra vetítve 3,8 €/MWh. Ennek megközelítőleg 60%-át a szélerőművi támogatások adják, de jelentős a PV támogatás is (30%). A legalacsonyabb támogatási összeg a Jelenlegi intézkedések, a Beruházásintenzív és a Fosszilis túlsúlyos forgatókönyvekben realizálódik, amely annak is köszönhető, hogy ezen forgatókönyvekben a legalacsonyabb a megújulóenergia-források felhasználási aránya. Ezen forgatókönyvek esetében a fajlagos támogatás mértékére 1,3-1,6€/MWh adódik. A Földgáz és megújuló, illetve az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyvben a fajlagos támogatás 2,6 €/MWh-ra rúg.

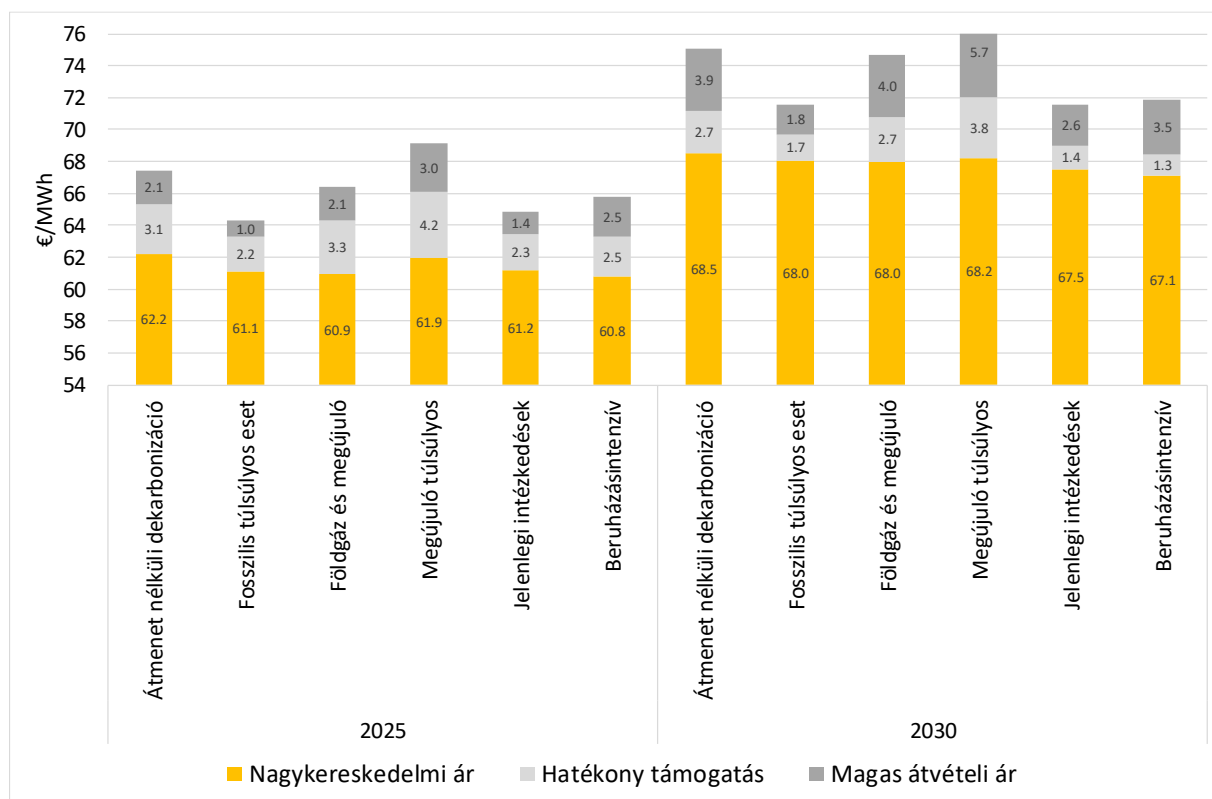
Megvizsgálva a Magas átvételi ár forgatókönyvet, amely esetben az új belépő erőművek is 100 €/MWh-s átvételi árat (ez lehet prémium vagy kötelező átvételi rendszerben is) kapnak, azt tapasztaljuk, hogy ezen értékek jelentősen növekednek. A Megújuló túlsúlyos szcenárió esetében a fajlagos támogatás mértéke közelíti a 10 €/MWh-t, de még a három legalacsonyabb forgatókönyv esetében is 3,5-4,8€/MWh-os értékkel szembesülünk, ahogyan azt az alábbi ábra is mutatja. Fontos felhívni a figyelmet arra, hogy egy hatékony támogatási rendszer kidolgozása révén jelentősen csökkenthetőek a fogyasztói terhek, ezért mindenképp olyan versenyzői kiosztást érdemes kidolgozni, amely lehetővé teszi, hogy a megújuló energiaforrások a legalacsonyabb támogatási szükséglet mellett léphessenek be a piacra.

74. ÁBRA: A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK FOGYASZTÁSRA VETÍTETT FAJLAGOS TÁMOGATÁSA 2020-BAN, 2025-BEN ÉS 2030-BAN A MAGAS ÁTVÉTELI ÁR FORGATÓKÖNYV ESETÉBEN



A fogyasztásra vetített fajlagos megújulóenergia-támogatás számszerűsítése lehetőséget ad arra is, hogy a nagykereskedelmi árakkal azt összehasonlítsuk, és így a kiskereskedelmi ár két komponensét – a nagykereskedelmi árat és a megújuló támogatást – is számszerűsíthessük. Az alábbi ábrán feltüntettük a 2025-ben, illetve a 2030-ban az egyes forgatókönyvek esetén kialakult nagykereskedelmi árakat, illetve a hatékony és a magas átvételi ár melletti fajlagos megújuló támogatást is. Az ábrán a sötétszürke terület mutatja, hogy mekkora extra támogatás szükséges a Magas átvételi ár esetén a Hatékony forgatókönyvhöz képest, tehát a két területet (sötétszürke és világosszürke) össze kell adni ezen esetben.

75. ÁBRA: A NAGYKERESKEDELMI VILLAMOSENERGIA-ÁR ÉS A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK FAJLAGOS TÁMOGATÁSA A HATÉKONY ÉS A MAGAS ÁTVÉTELI TÁMOGATÁSOS FORGATÓKÖNYVBEN AZ ELEMZETT ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEKBEN, €/MWH



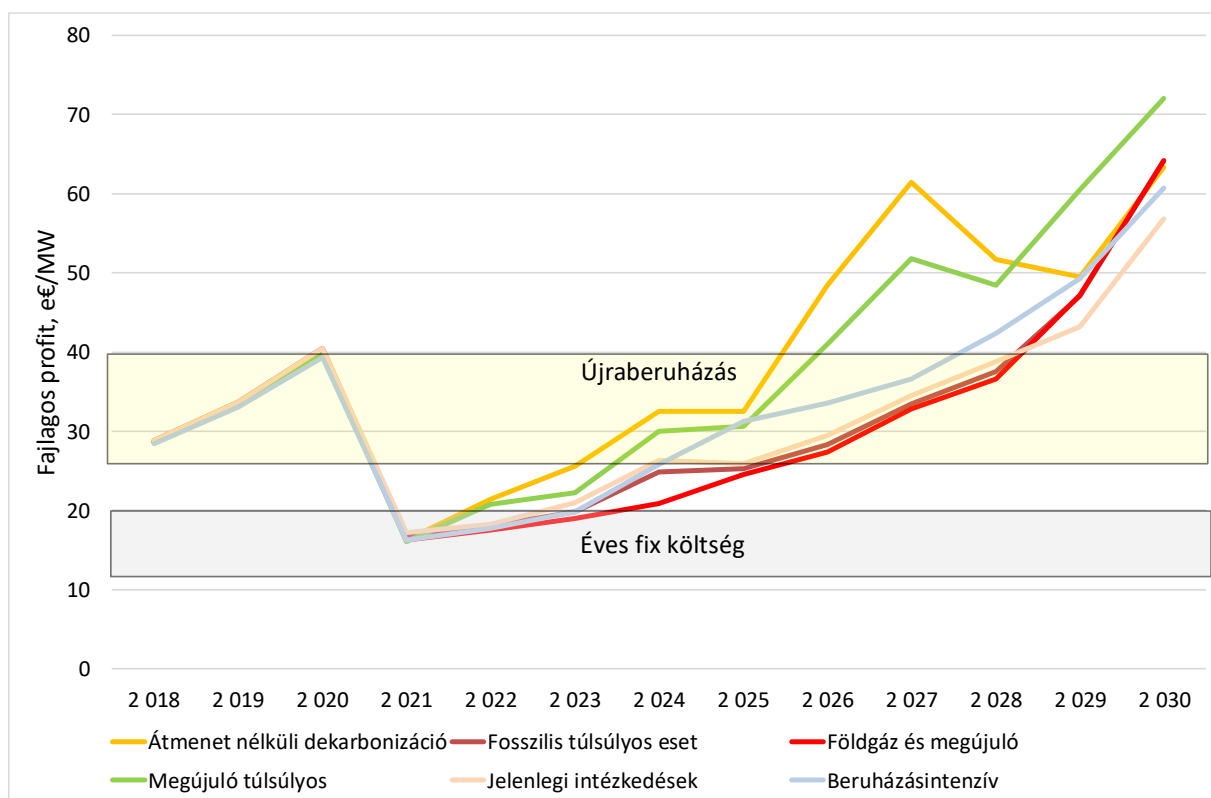
Összességében azt tapasztaljuk, hogy a vizsgált erőművi forgatókönyvek között nincs igazán jelentős különbség. 2025-ben a legolcsóbb forgatókönyvek a Fosszilis túlsúlyos, a Jelenlegi intézkedések, illetve a Beruházásintenzív forgatókönyvek mind a Hatékony támogatás, mind pedig a Magas Átvételi áras forgatókönyv esetében. Előbbi esetben a két kiskereskedelmi árkomponens összege 63,3€/MWh. Ennél 1€/MWh-val drágább a Földgáz és megújuló forgatókönyv, és 2-2,5€/MWh-val drágább a maradék két erőművi scenárió. A Magas átvételi ár forgatókönyv esetében ennél nagyobb különbségeket figyelhetünk meg, de még a két, ár szempontjából szélsőséges (Megújuló túlsúlyos, illetve Jelenlegi intézkedések) esetben sem nagyobb a különbség, mint 5€/MWh. Hasonló képet kapunk 2030-ban is. Amennyiben a támogatások odaítélése hatékony módon történik, az egyes forgatókönyvek közötti árkülönbség nem haladja meg a 3,6€/MWh-t, míg a Magas átvételi ár esetében ez 6,1€/MWh-ra növekszik. 2030-ban is a három legolcsóbb forgatókönyv – a Fosszilis túlsúlyos, a Jelenlegi intézkedések, illetve a Beruházásintenzív - esetében a legolcsóbb a megújuló penetráció hazánkban.

8.6. A FÖLDGÁZALAPÚ-TERMELŐK PROFITJÁNAK ALAKULÁSA

A modellezés lehetőséget biztosít arra is, hogy megbecsüljük, hogy az egyes erőművek mekkora éves profitot tudnak realizálni. A következőkben azt vizsgáljuk, hogy az egyes erőművi forgatókönyvekben hogyan alakul a földgázalapú termelők átlagos, egy MW beépített kapacitásra jutó profitja. Mivel a kapcsolt termelők bevétele nagyban függ a hőértékesítési ártól, az elemzést leszűkítettük a nem kapcsolt erőművekre, Az éves profit szolgál a fix költségek

fedezésére. Szakirodalmi adatok és hazai interjúk alapján a jelenlegi hazai földgáztüzelésű erőművek éves fix költsége 12-20€/kW között mozog. Ez azonban nem elegendő arra, hogy a nagyobb karbantartási munkákra fedezetet nyújtson. Ha ezeket is figyelembe vesszük, az éves költség átlagosan ennek a duplájára, 24-40€/kW-ra nő. Új erőmű építése esetén az átlagosan elvárt éves profit 120-200 €/kW környékére tehető. Az alábbi ábra mutatja, hogy az egyes forgatókönyvekben mekkora az átlagos profitja a nem kapcsolt földgázos erőműveknek. Fontos leszögezni, hogy az erőművek termékpiacon profitját számszerűsítettük, az esetleges tartalékpiacon bevételeket nem becsültük.

76. ÁBRA: A NEM KAPCSOLT FÖLDGÁZTÜZELÉSŰ ERŐMŰVEK EGY MW BEÉPÍTETT KAPACITÁSRA JUTÓ ÉVES PROFITJA, E€/MW



Látható, hogy 2021-ben az összes forgatókönyv esetében jelentős esés következik be az erőművek átlagos, éves profitjában, amely a csökkenő hazai nagykereskedelmi árral, illetve a növekvő földgázzal magyarázható. Ezt követően a hazai villamosenergia-nagykereskedelmi ár is elkezd növekedni, amely a földgázos erőművek éves profitját is emeli. A legnagyobb fajlagos profit a Megújuló túlsúlyos, illetve az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyvben képződik, mivel ezen forgatókönyvek esetében csak viszonylag kevés, de hatékony földgáztüzelésű erőművek üzemelnek. A legalacsonyabb profitot a Jelenlegi intézkedések forgatókönyv esetében tapasztaljuk.

Összességében azt tapasztaljuk, hogy a 2020-as évek elején képződő profit a nagyobb erőművi felújításokat nem, de az éves fix költségek fedezze, azaz rövid-távon nem várható ezen erőművek bezárása. A növekvő villamosenergia-ár révén a húszas évek közepére-végére már olyan az átlagos profitja ezen kapacitásoknak, hogy piaci körülmények között is érdemes elvégezni a nagykarbantartásokat. Kérdés, hogy mely erőművi egységek képesek addig el-

húzni a nagykarbantartást, vagy esetlegesen nagyobb kockázat vállalása mellett beruházni a nagyfelújításba.

Még a 2020-as évek végén sem képződik elegendő profit ahhoz, hogy rentábilisan működ-hessenek a teljesen új beruházások, arra inkább a 2030-as évek elejétől van esély a feltétele-zett tényezőárak esetén. Ebből következik, hogy a Beruházásintenzív forgatókönyv esetén az új, 1200 MW-nyi CCGT beruházás megvalósulása piaci alapon erősen kérdéses, azok létrejöt-téhez mindenképpen valamilyen kapacításalapú bevételre is szükség van, pusztán a termék-piaci értékesítésből azok nem rentábilisek.

8.7. NAPELEMPARKOK FAJLAGOS KAPACITÁSÁNAK TERÜLETIGÉNYE

A napelemparkok fajlagos kapacitásának területigényét főként környezeti – a napsugaras órák száma és a napsugarak átlagos beesési szöge –, valamint technológiai tényezők befo-lyásolják. Utóbbiak szerint megkülönböztethetünk fix és napkövetős – azon belül is egy- vagy kéttengelyes – földre szerelt napelemparkokat. Hazánkban a földre szerelt napelemes kis-erőművek tekintetében a fix – nem napkövetős – rendszerek az elterjedtek. Ezen rendszerek fajlagos kapacitásban kifejezett területigénye (hektár/MW) kisebb, mint a napkövetős rend-szereké, ugyanakkor az utóbbi technológiák esetében elért szignifikánsan magasabb haté-konysági fok összességében nagyobb energiasűrűséget eredményez, terület egységben kife-jezve (Denholm, 2008).

2013-as kutatásában az amerikai National Renewable Energy Laboratory (NREL) empirikus úton vizsgálta a már telepített hazai napelemes és koncentrált napenergia rendszerek terület-igényét (NREL, 2013). E tanulmány szerint a fix (nem-napkövetős) napelemparkok fajlagos kapacitásának közvetlen átlagos területigénye 2,2-2,3 hektár/MW. Ebbe beletartoznak a nap-elemek felállításához szükséges területigény mellett a szervízutak, alállomások és szolgáltató épületek által használt föld. Ugyanakkor a tanulmányban figyelembe vették a napelemparkok fajlagos kapacitásának teljes átlagos területigényét, ami 3,0-3,4 hektár/MW között alakult. A teljes területigény figyelembe veszi a közvetlen területigényen túl azokat a nem hasznosított területeket, amelyeket az erőmű körül létesített kerítés közrefog (NREL, 2013).

A Nemzeti Agrárgazdasági Kamara által megadott fajlagos fotovoltaikus kapacitás átlagos területigénye 2,4-2,6 hektár/MW. (NAK, 2018) A Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal által a hazai napelemes erőműparkoknak kiadott kiserőművi összevont engedélyek alapján számított fajlagos kapacitás átlagos területigénye 0,605 hektár/MW (MEKH, 2018). Ez a területigény ugyanakkor csak a napelem modulok tényleges területigényét veszi figyelem-be, így ezt – a NREL által is alkalmazott – területi faktorról (packing factor) kell módosítani (NREL, 2013). 25%-os területi faktor mellett ¹⁰⁹ a hazai napelemparkok fajlagos kapacitásának átlagos területigénye 2,4 hektár per megawatt.

109 A 25%-os területi faktor alapján a napelem modulok területigénye negyede a teljes napelempark területigényének. Az alacsony érték figyelembe veszi a modulok árnyékolásmentes elhelyezését, a szervízutak és egyéb eszközök (alállomás, szolgáltató épületek) területigényét.

8.7.1. A REKK ÁLTAL 2030-IG KIDOLGOZOTT KÜLÖNBÖZŐ FORGATÓKÖNYVEKBEN SZEREPLŐ NAPELEMPARKOK ÖSSZES TERÜLETIGÉNYE

Az egyes forgatókönyvekben PV vagy fotovoltikus megnevezés alatt együtt szerepelnek a technológia különböző összkapacitású és elhelyezkedésű létesítményei a legkisebb háztartási méretű panelektől a legnagyobb ipari méretű napelemparkokig. A következőkben ennek a teljes PV szektornak a területigényét úgy fogjuk becsülni, mintha a teljes várt kapacitásbővítés kizárólag új földterületek bevonásával, közvetlenül a földre épülne. Ezzel túlbecsüljük a majdani tényleges területigényt, mert a következő telepítési formák nem igénylik új területek bevonását:

- Családi- és társasházak tetejére szerelt háztartási méretű panelek
- Meglévő kommunális és ipari épületekre szerelt kiserőművek (iskolák, kórházak, raktárak, üzletközpontok, istállók, parkolóházak – lásd pl. a Győri Petz Aladár Megyei Kórház központi épületén létesített 256 kWp kapacitású kiserőművet)
- Ipari területeken, barnamezős beruházással létrejövő napelemparkok (felhagyott bányaterületek, meddőközet lerakók, salakdepóniák, zagytározók, elbontott létesítmények területe – lásd pl a külszíni lignitbányák javasolt felhasználását PV telepítésre)

Tehát a PV technológia összes területigényét túlbecsüljük, ha a teljes PV kapacitás területfoglalását addicionálisnak tekintjük. Ezt a becslést mutatjuk be a következő táblázatban.

40. TÁBLÁZAT: MAGYARORSZÁG HASZNÁLT FÖLDTERÜLETEINEK NAGYSÁGA EGYES MŰVELÉSI ÁGAK SZERINT ÉS A PV ÖSSZKAPACITÁSI FORGATÓKÖNYVEK ÖSSZES BECSÜLT TERÜLETIGÉNYÉNEK EZEKHEZ VISZONYÍTOTT ARÁNYA

		Magyar- ország területe	Összes termő- terület	Mező- gazdasági terület	Szántóföld	Művelés alól kivett terület	Összes halastó
PV összkapacitás forgatókönyvek, MW	hektár	9 303 400	7 370 242	5 352 275	4 334 296	1 933 158	37 093
	területigény	aránya, %					
3000 (Fosszilis túlsúlyos)	7 200	0,08%	0,10%	0,13%	0,17%	0,37%	19,41%
5000 (Átmenet nélküli Dekarbonizáció, Földgáz és megújuló, illetve Jelenlegi intézkedések)	12 000	0,13%	0,16%	0,22%	0,28%	0,62%	32,35%
6645 (Beruházásintenzív)	16 000	0,17%	0,22%	0,29%	0,37%	0,83%	42,99%
7000 (Tisztán megújuló)	16 800	0,18%	0,23%	0,31%	0,39%	0,87%	45,29%

Forrás: saját számítás, KSH (2018)

Látható, hogy a PV (előző érvelés alapján felülbecsült) összes területigénye várhatólag 7 ezer és 17 ezer hektár között alakul. Ez arányaiban eltörpül az ország területéhez, (9,3 millió ha) az összes termőterülethez (7,3 millió ha) vagy akár a mezőgazdasági területekhez (5,3 millió ha)

képest. Még az összes szántóföldi területnek sem éri el a 0,2 – 0,4 százalékát, a művelésből kivett (ipari létesítmények, utak, települések) összes területnek pedig nem éri el a 0,4 – 0,9 százalékát. A legkisebb összterületű művelési ág országosan a 'halastó', amelynek összes területe 37 ezer hektár. A PV fentiek szerint túlbecsült területfoglalása nem érné el az országban levő halastavak területfoglalásának 20 – 45 százalékát.

Szakirodalmi adatok alapján megbecsültük, hogy mekkora PV kapacitás építhető hulladéklerakókra telepítve. Magyarországon a zárt hulladéklerakók területi nagyságrendje 3000 hektár, amely már nem tartalmazza a nagyon kis méretű területeket. Szabó et al. (2017) alapján a hálózati kapcsolódási lehetőségeket és a terület fekvést is figyelembe véve a tanulmány 450 MWp kapacitás telepítését valószínűsíti. Ez egy konzervatív, de realiztikus becslésnek tekinthető, mivel több lerakó esetén az alkalmazott fedés nem teszi lehetővé még könnyített PV szerkezet felállítását sem.

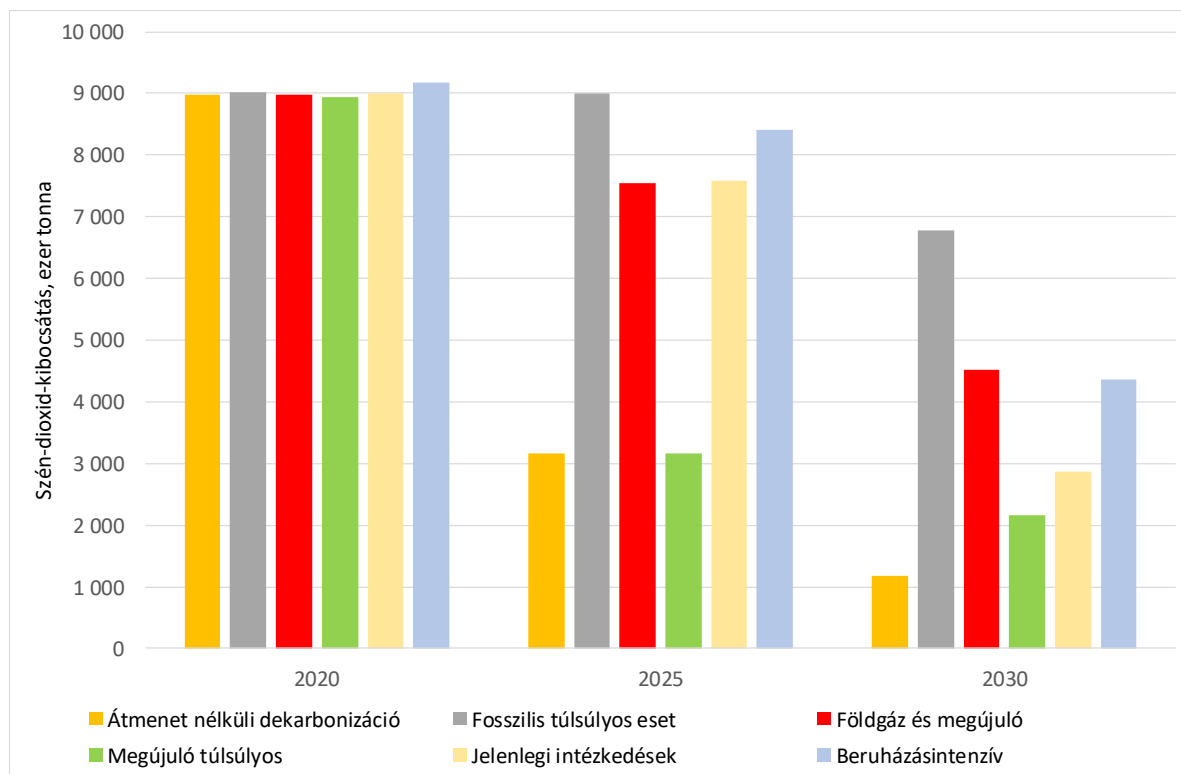
8.8. AZ ERŐMŰVI SEKTOR SZÉN-DIOXID KIBOCSÁTÁSA

Az erőművek szén-dioxid kibocsátása Magyarország saját maga számára kitűzött nemzeti célkitűzésének részét képezi a 23/2018. (X. 31.) Ogy határozat által elfogadott második Nemzeti Éghajlatváltozási Stratégia és az új Energiastratégiát megalapozó 1772/2018. (XII.21.) Korm. határozat és ennek nyomán a készülő Nemzeti Energia és Klíma Terv alapján, ezért az erőművi szektor kibocsátásaira is fegyelmet kell fordítani. Az uniós jog csak az EU Kibocsátás-kereskedelmi Rendszere (EU ETS) hatálya alá nem tartozó ágazatokra szab meg tagállami szintű kibocsátás-csökkentési célt, azaz erőművek szén-dioxid kibocsátása Magyarország szempontjából az uniós jogban lényegében semleges. Az EU ETS-ben csak közös EU-s cél került kitűzésre, és az erőműveknek a rendszerben egyesével kell helytállniuk. Ezalól kivételek a kisméretű tüzelőberendezések (<20 MWth), amelyek nem tartoznak az ETS hatálya alá, azaz azok kibocsátáscsökkenése beleszámít az ország ÜHG csökkentési céljaiba.

Az erőművek szén-dioxid kibocsátását szintén az EEMM modellel számszerűsítjük. Hasonlóan a földgázfelhasználás kalkulációjához, itt is azzal a feltételezéssel élünk, hogy csak az erőművek villamosenergia-termelésére jutó kibocsátását számszerűsítjük, nem célunk a hőtermelésre jutó károsanyag-kibocsátás figyelembevétele.

Az alábbi ábra összefoglalóan mutatja az erőművek villamosenergia-termelésének szén-dioxid kibocsátását 2020-ban, 2025-ben, illetve 2030-ban a vizsgált forgatókönyvek esetében.

77. ÁBRA: AZ ERŐMŰVEK VILLAMOSENERGIA-TERMELÉSÉRE JUTÓ SZÉN-DIOXID-KIBOCSÁTÁS 2020-BAN, 2025-BEN, ILLETVE 2030-BAN A VIZSGÁLT FORGATÓKÖNYVEKBEN



A legalacsonyabb szén-dioxid-kibocsátás az Átmenet nélküli dekarbonizáció forgatókönyvében a legalacsonyabb, 2030-ra mindössze 1 millió tonna, amely a 2020-as érték alig több mint 10%-a. Körülbelül kétszer ekkora, de még így is nagyon alacsony érték adódik a Megújuló túlsúlyos forgatókönyv esetében, mintegy 2 millió tonnás kibocsátással. A Jelenlegi intézkedések, a Beruházásintenzív, illetve a Földgáz és megújuló forgatókönyvek esetében a 2030-as szén-dioxid-kibocsátás 3-4,5 millió tonna körül alakul, míg közelíti a 7 millió tonnát a Fosszilis túlsúlyos forgatókönyv.

8.9. ELLÁTÁSBIZTONSÁGI KÉRDÉSEK VIZSGÁLATA

A következőkben a REKK által kifejlesztett EPMM modell segítségével vizsgáljuk, hogy a hat különböző hazai erőművi forgatókönyv esetében 2030-ban hogyan alakulnak az ellátásbiztonsági mutatók. A következőkben részletesen elemezzük, hogy az egyes forgatókönyvekben hogyan alakul a Nem Szolgáltatót Energia mennyisége, hány olyan óra van, amikor nincs elegendő hazai vagy importkapacitás a fogyasztás kielégítésére. Elemezzük továbbá, hogy mekkora le- és felirányú tartalék áll rendelkezésre, illetve részletesen vizsgáljuk, hogy az egyes órákban hogyan alakul a nettó import aránya az egyes erőművi forgatókönyvekben.

8.9.1. NEM SZOLGÁLTATOTT ENERGIA ALAKULÁSA

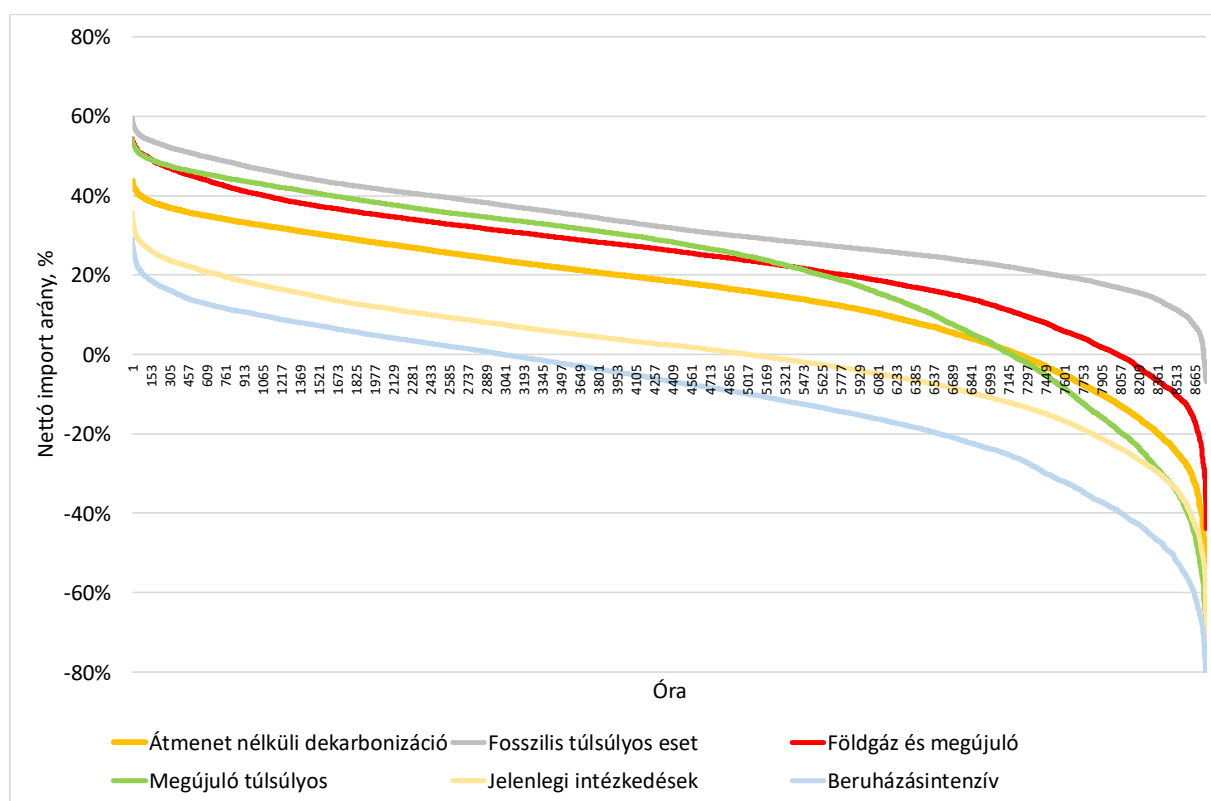
Számításaink szerint – megvizsgálva az összes hazai erőművi forgatókönyvet – nem látunk egyetlen olyan órát sem 2030-ban, amikor a fogyasztás nem lenne kielégíthető. Ez egybevág a MAVIR és az ENTSO-E által készített előrejelzésekkel, amelyek esetében a referenciaesetben

nincs ilyen óra. Egyedül az ENTSO-E egyik forgatókönyvében láthatunk olyat, hogy ezen mutató értéke kismértékben eltér a nullától, de a korábban részletesen ismertetett tanulmány rámutat arra, hogy ennek mértéke a meghatározott tolerancia szint alatt helyezkedik el. Ugyanakkor fontos annak a kérdésnek a vizsgálata, hogy az egyes órákban mekkora szabályozói kapacitás állt a hazai rendszer számára elérhetővé, és az hogyan viszonyul a szükséges le- és felirányú tartalékokhoz. A következőkben először bemutatjuk, hogy az egyes erőművi forgatókönyvek esetében hogyan alakul a nettó import az egyes órákban, majd vizsgáljuk, hogy mekkora a rendelkezésre álló technológiai szabályozói kapacitás. Végül ismertetjük, hogy az egyes órákban a modellezés alapján mekkora a rendelkezésre álló erőművi kapacitás.

8.9.2. A NETTÓ IMPORTARÁNY ÓRÁS ALAKULÁSA

A modellezés alapján meghatároztuk, hogy az egyes forgatókönyvek esetében hogyan alakul az órás nettó import az adott órai fogyasztáshoz viszonyítva. Az alábbi ábrán feltüntettük a vizsgált forgatókönyvekre ezen értékeket.

78. ÁBRA: A NETTÓ IMPORT ARÁNYA AZ EGYES FORGATÓKÖNYVEKBEN, 2030, %



A legmagasabb nettó importarányal a Fosszilis túlsúlyos eset bír, amely néhány órában nagyon megközelíti a 60%-ot, és 563 olyan óra van, amikor a fogyasztás legalább felét az import elégítette ki. Összevetve a 2015-2018 tényadatokkal, a legmagasabb órák tekintetében nem látunk jelentős elmozdulást, a tényadatok is hasonló nagyságrendű nettó import pozíciót mutatnak a kritikus órákban. A többi forgatókönyv esetében egyetlen órában sem haladja meg a nettó importarány az 55%-ot. Azon két forgatókönyv esetében, ahol megépül mindkét paksi blokk éves szinten nettó exportőri pozícióba kerül Magyarország. Ugyanakkor az

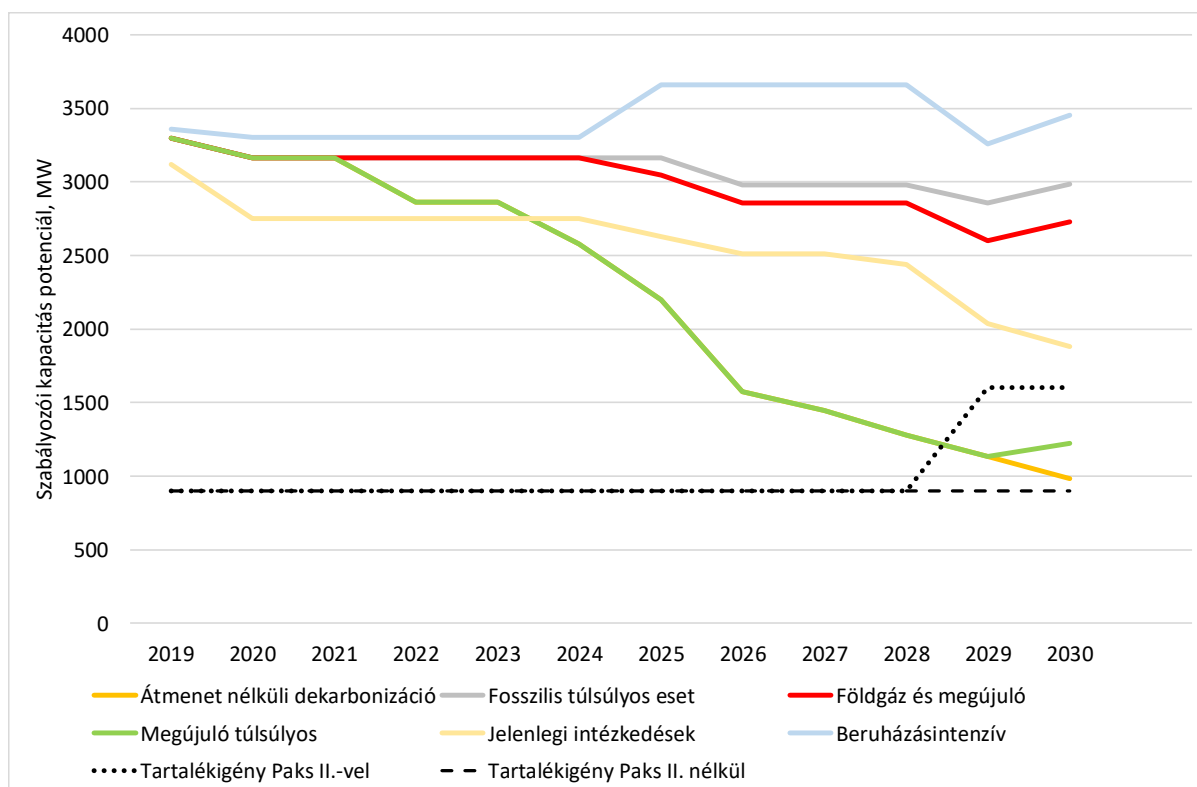
órák 35%-ában még a Beruházásintenzív forgatókönyvben is nettó import pozícióban van hazánk, sőt számos olyan óra van, amikor a nettó importarány meghaladja a 25%-ot.

Összességében elmondható – hasonlóan az éves nettó importarányokhoz –, hogy pozitív elmozdulással szembesülünk az összes forgatókönyv esetében, tehát csökken hazánk importkitettsége, és nagyobb arányban elégitik ki a fogyasztást a hazai erőművek.

8.9.3. A RENDSZERBEN ÜZEMELŐ LÉTESÍTMÉNYEK TECHNOLÓGIAI SZABÁLYOZÓI KAPACITÁSA

A következőkben bemutatjuk, hogy az egyes években a különböző erőművi forgatókönyvekben mekkora a rendelkezésre álló szabályozási kapacitás. Konzervatív megközelítésből fakadóan azzal a feltételezéssel élünk, hogy csak a gázos, illetve a lignites kapacitásokat vettük figyelembe, így a leszabályozási kapacitást lényegesen alul becsültük, mivel sem a megújulókat, sem pedig a nukleáris erőműveket nem számítjuk bele. A kalkulációnk során minden egyes hazai erőművi létesítményre meghatároztuk, hogy az adott erőművi blokknak mekkora a beépített kapacitása és az a minimális terhelése, amelyen biztonságosan, hosszú távon tud üzemelni. A kettő közti különbség adja meg a szabályozói kapacitás nagyságát. Nem tettünk különbséget aközött, hogy azt fel-, vagy leirányú tartalékként veszi igénybe, hiszen az már egy termelői döntés eredménye. Az alábbi ábra összefoglalóan mutatja, hogy az egyes években mekkora a rendelkezésre álló szabályozási kapacitás az egyes erőművi forgatókönyvekben.

79. ÁBRA: A FOSSZILIS ERŐMŰVEK MŰSZAKI SZABÁLYOZÁSI POTENCIÁLJA A HAT VIZSGÁLT FORGATÓKÖNYVBEN, 2019-2030, MW



Látható, hogy a Megújuló túlsúlyos, illetve az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyv esetében is 2030-ra jelentősen lecsökken a potenciális szabályozói kapacitás, de mindkét esetben eléri az 1000 MW körüli értéket. Az összes többi forgatókönyv esetében minden évben 2500 MW felett van a szabályozói kapacitás. Érdemes ezen számokat összevetni a szükséges tartalékok mennyiségével. A jelenlegi szabályozás alapján a legnagyobb erőművi blokknak megfelelő mennyiségű felirányú kapacitással kell rendelkezni (500 W), illetve a MAVIR jelenleg megközelítőleg 250 MW felirányú és 150 MW leirányú szekunder kapacitást kötele. Azaz jelenleg a lekötött tartalékok nagysága 900 MW. Azonban az új paksi blokk(ok) elkészültével a legnagyobb erőművi blokk már nem 500 MW-os lesz, hanem 1200 MW, azaz a szükséges tercier kapacitás megnövekszik 1200 MW-ra, azaz összességében 1600 MW szabályozói kapacitás szükséglet jelentkezik. Ha abból indulunk ki, hogy a jelenleg lekötött mennyiségekkel számolunk, akkor az Átmenet nélküli dekarbonizációs esetben biztosan szükséges további szabályozói kapacitások bevonása, hiszen 2029-től kezdődően, az új paksi blokk miatt 1600 MW-os szabályozói kapacitás igényel szemben csak 1100 MW körüli kapacitás áll rendelkezésre.

Az új szabályozói kapacitások bevonására többféle mód lehetséges:

- Fogyasztók bevonása a szabályozási piacra
- Megújulók nagyobb fokú integrációja, a szabályozható megújuló erőforrások bevonása
- Nukleáris erőművek leszabályozásba való bevonása
- Külföldi beszerzés
- Új fosszilis erőmű építése
- Szivattyús-tározós vagy egyéb áramtárolási lehetőségek építése

Fontos ezeknek a részletes vizsgálata: melyik, milyen költségekkel bír, és milyen korlátai vannak. Mivel ennek a kérdésnek a vizsgálata túlmutat jelen tanulmány keretén, ezért javasoljuk ennek részletes vizsgálatát.

Az előzőekben azzal a feltételezéssel éltünk, hogy a jövőben nem változik a szükséges lekötött tartalékok mennyisége, kivéve, ha belép egy új paksi blokk. Gyakran hangoztatott érv, hogy az időjárásfüggő megújulóalapú villamosenergia-termelés térnövekedésével nagyobb mennyiségű tartalékokat szükséges lekötni a rendszer biztonságos működéséhez. Habár a szakirodalmi becslések alapján egységnyi időjárásfüggő kapacitásnövekmény annak 1-8%-ával növeli a szükséges tartalékkapacitást¹¹⁰, a gyakorlatban fontos ellenpéldákat is találunk. Németországban 2008 és 2015 között a beépített időjárásfüggő kapacitások 28 GW-ról közel 80 GW-ra növekedtek, miközben a lekötött tartalékok mennyisége 20%-kal csökkent ebben az időszakban. A csökkenés mögött a következő tényezőket azonosította Hirth & Ziegenhagen (2015):

- Jelentősen nőtt a szélerőművi és naperőművi termelés, továbbá a kereslet-előrejelzés pontossága;

¹¹⁰ Ld. például: Ziegenhagen (2013)

- Csökkent az erőművek (beleértve a fosszilis- és atomerőművek) kiesésének valószínűsége;
- A rendszerirányító költségérzékenyebbé vált és kisebb rendszertartalékokat határozott meg;
- Nőtt a napon belüli piaci likviditás;
- A németországi rendszerirányítók szorosabb együttműködése.

80. ÁBRA: A NÉMETORSZÁGI IDŐJÁRÁSFÜGGŐ KAPACITÁS ÉS A LEKÖTÖTT RENDSZERSZINTŰ TARTALÉK KÖZÖTTI KAPCSOLAT



Forrás: Hirth & Ziegenhagen (2015)

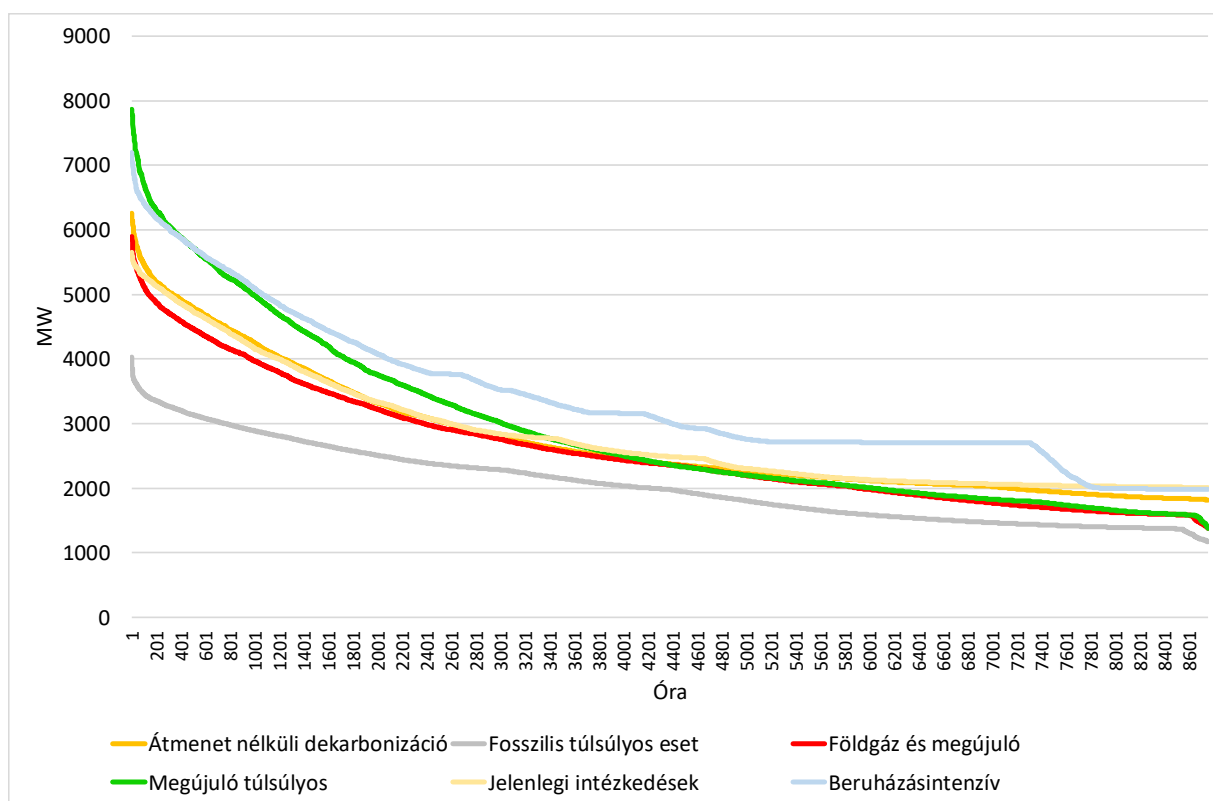
Látható tehát, hogy hosszú távon az a hatás erősebb, hogy a rendszerbe kerülő egyre több időjárásfüggő kapacitás növeli a tartalékgigényt, vagy pedig az egyéb csökkentő tényezők, mint például a pontosabb előrejelzések, a növekvő napon belüli piaci likviditás, az okos mérés elterjedésével a fogyasztás kisebb bizonytalansággal való becslése, vagy az erőművek kiesési valószínűség csökkenése.

Az előzőekben bemutattuk, hogy mekkora a fosszilis erőművek műszakilag rendelkezésre álló technológiai potenciálja az egyes forgatókönyvekben. A következőkben azt vizsgáljuk, hogy a modellezés eredményeképpen az egyes órákban mekkora a le-, illetve felirányú rendelkezésre álló szabályozási potenciál. A modellezési eredmények eltérhetnek a fentebb meghatározott értékektől, hiszen elképzelhető olyan eset, hogy valamelyik fosszilis erőmű áll

a modellezés alapján, így ő nem képes szabályozást nyújtani, viszont az elméleti potenciálba beleszámít. Így a modellezett eredmények mindenképpen csak egy közelítő értéket adnak arra vonatkozóan, hogy mekkora a szabályozási kapacitás. Ezért, megfelelő ösztönzők - például magas bevételt biztosító tartalékpiacon részvétel esetén - meglehetősen növelhető a szabályozási kapacitás.

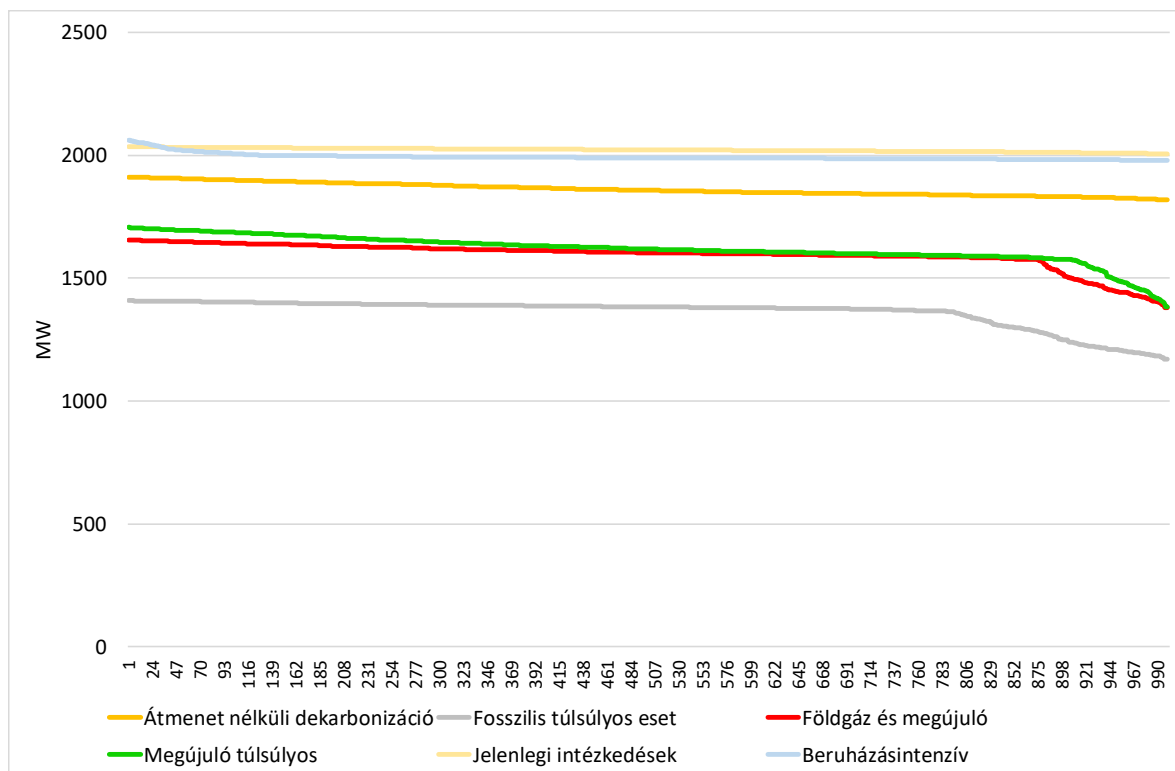
A modellt 2030-ra lefuttatva minden egyes órára meghatározhatjuk, hogy mekkora a leszá-
bályozási tartalék. Ezen kalkuláció során azzal a feltételezéssel éltünk, hogy a fosszilis és nuk-
leáris kapacitások az adott termelés, illetve az adott blokk minimális terhelési szintjének meg-
felelő mennyiségben képesek leszábályozást nyújtani. Továbbá feltételeztük, hogy a megújuló
erőforrások is képesek leszábályozást nyújtani olyan mértékben, amekkora az adott órai
termelésük. Fontos hangsúlyozni, hogy a számításaink alapján nem vettük figyelembe a fo-
gyasztók esetleges leszábályozási piacra történő belépését, azaz az alábbi számításainkban
alulbecsüljük a rendelkezésre álló leszábályozási kapacitást. Az így meghatározott leszábályo-
zási potenciált mutatja a következő ábra, ahol 2030-ra minden egyes forgatókönyvre megha-
tároztuk és nagyság szerint csökkenő sorrendbe rendeztük az egyes órában rendelkezésre
álló leszábályozási potenciált.

81. ÁBRA: LESZABÁLYOZÁSI POTENCIÁL AZ EGYES ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEKBEN, 2030



Látható, hogy a leirányú tartalékok nagysága az 1000-8000 MW-os sávban mozog az összes forgatókönyv esetében, a jellemző mennyiség 3000 MW körül alakul. Annak érdekében, hogy a leginkább kritikus órák jól látszódnak, a fentebbi ábrát úgy módosítjuk, hogy csak a kritikus 1000 óra látszódjon. Ezt mutatja az alábbi ábra.

82. ÁBRA: LESZABÁLYOZÁSI POTENCIÁL A LEGALACSONYABB 1000 ÓRÁBAN AZ EGYES ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEKBEN, 2030



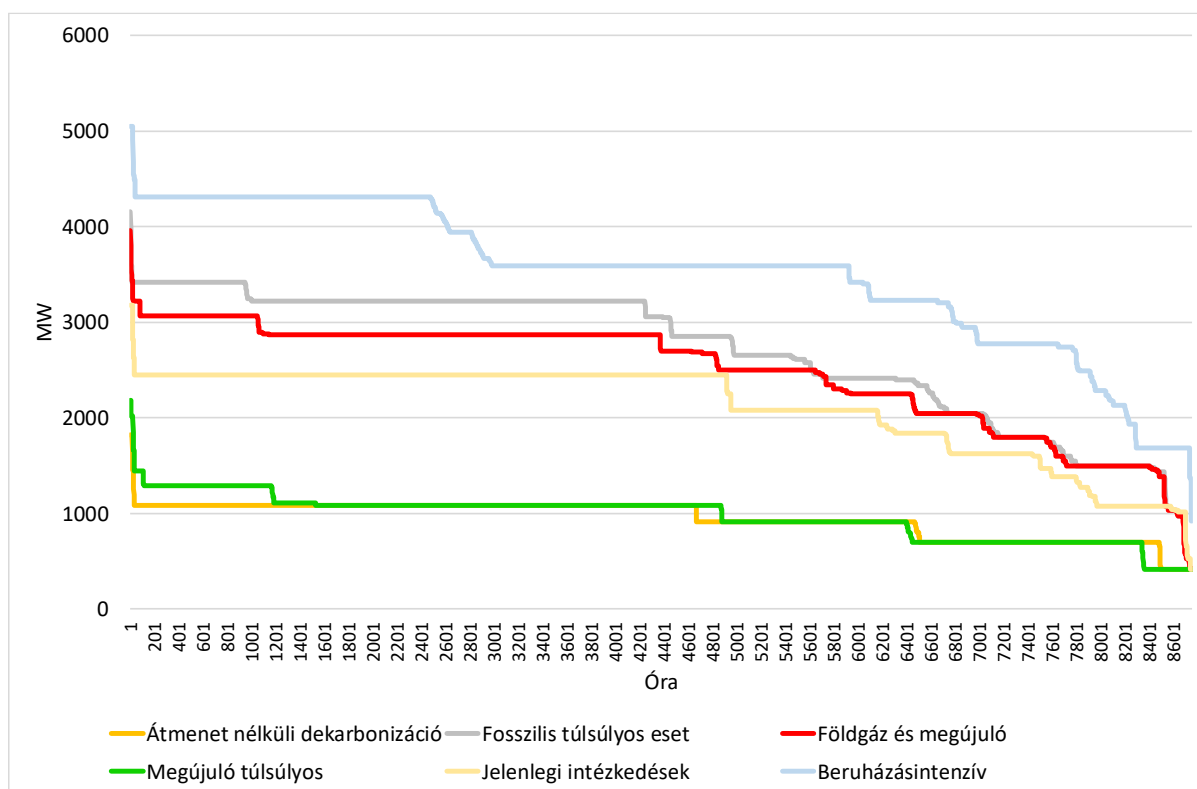
A leszabályozási tartalék mértéke a legkritikusabb órákban is meghaladja az 1000 MW-ot. A legalacsonyabb értékkel a Fosszilis túlsúlyos eset bír, amely annak köszönhető, hogy az új paksi blokk nem lép üzembe 2030-ban, illetve ott a legalacsonyabb a megújuló penetráció is, így csökkentve a leszabályozási tartalékpotenciált. Ezt követi a Földgáz és megújuló, illetve a Megújuló túlsúlyos forgatókönyv, amelyek esetében közel minden órában rendelkezésre áll 1400 MW kapacitás. A legmagasabb értékkel a Jelenlegi intézkedések, illetve a Beruházásintenzív forgatókönyvek bírnak, amely döntően a folyamatosan üzemelő – így jelentős leszabályozási potenciállal rendelkező - új paksi blokkoknak köszönhető.

Összességében elmondható, hogy a modellezés alapján minden egyes órában rendelkezésre áll a szükséges leirányú tartalék, ehhez azonban szükséges, hogy a megújulók ösztönözve legyenek ezen szolgáltatás nyújtására, és műszakilag is képesek legyenek a leszabályozási energia nyújtására.

8.9.4. A FELIRÁNYÚ TARTALÉKOK RENDELKEZÉSRE ÁLLÁSA

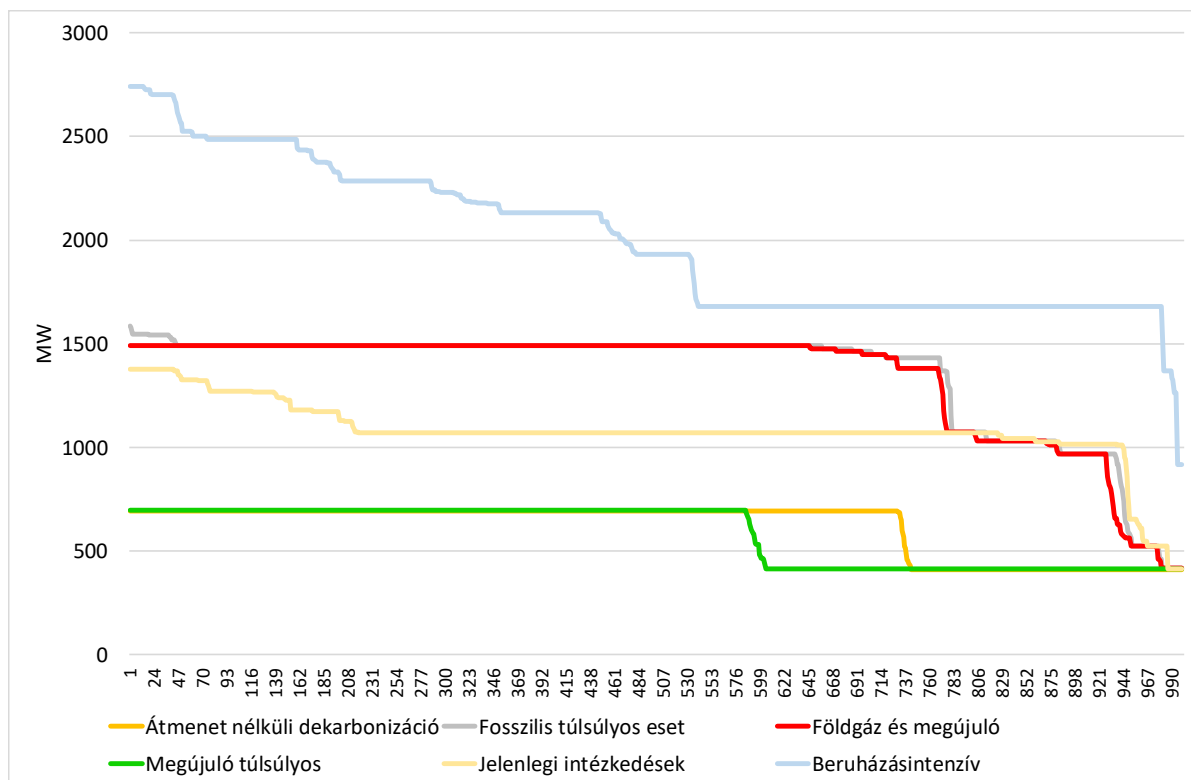
Hasonló módon - mint tettük azt a leszabályozási potenciál számszerűsítésekor - a modellezéssel meghatározzuk, hogy mekkora a felszabályozási rendelkezésre álló potenciál. Ugyanakkor ezen esetben természetesen nem vettük figyelembe a megújuló termelői kapacitást, feltételezve azt, hogy azok ilyen típusú szolgáltatást nem képesek nyújtani. Az alábbi ábra mutatja, hogy a vizsgált erőművi forgatókönyvek esetében az egyes órákban mekkora a felirányú potenciális tartalékkapacitás mértéke.

83. ÁBRA: FELSZABÁLYOZÁSI POTENCIÁL AZ EGYES ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEKBEN, 2030



A potenciális felszabályozási tartalék mutatja, hogy az egyes órákban a hazai erőművek mekkora ilyen jellegű kapacitással bírtak. A legalacsonyabb kapacitással az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyv, illetve a Megújuló túlsúlyos eset bír, amely abból következik, hogy ezen két forgatókönyv esetében a legalacsonyabb a földgáztüzelésű erőművek beépített kapacitása 2030-ban. A többi négy forgatókönyvben a felszabályozási kapacitás jellemzően meghaladja az 1000 MW-ot, bár van néhány száz óra, amikor ez alá csökken. Érdemes megvizsgálni a legkritikusabb 1000 órát, amely jól mutatja, hogy a potenciális felszabályozási kapacitás egyetlen forgatókönyv esetében sem elegendő a minimálisan szükségeshez. Korábban bemutattuk, hogy minimálisan 500 MW terciér és 250 MW szekunder tartalékkapacitást kell lekötni, annak érdekében, hogy a rendszer biztonságosan tudjon működni. Azon forgatókönyvek esetében, amelyek során számolunk az új paksi blokk üzemelképességével, ez az érték megnövekszik 1200+250 MW-ra.

84. ÁBRA: FELSZABÁLYOZÁSI POTENCIÁL A LEGALACSONYABB 1000 ÓRÁBAN AZ EGYES ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEKBEN, 2030



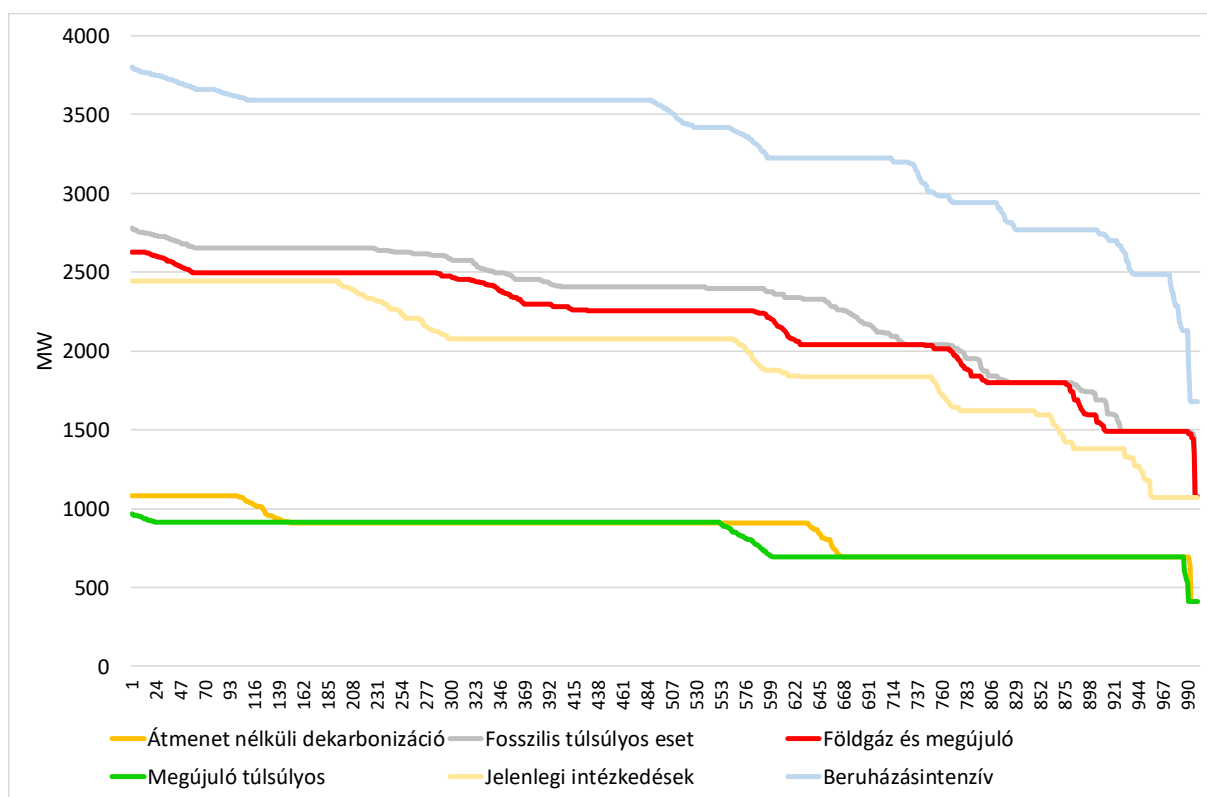
A Beruházásintenzív forgatókönyvet leszámítva mindegyik forgatókönyv esetében előfordul, hogy mindössze 400 MW-os a felszabályozási potenciál, amely komoly rendszerbiztonsági kockázatot jelent, hiszen még az n-1 alapelvnek sem felel meg. A legkritikusabb a Megújuló túlsúlyos esetben, ahol 400 olyan órát azonosítottunk – azaz az órák 5%-át –, amikor a potenciális felszabályozási tartalék mindössze 400 MW. Az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyvben az ilyen órák száma meghaladja a 250-et. A Fosszilis túlsúlyos forgatókönyv, illetve a Földgáz és megújuló esetében azonban csak néhány ilyen óra van, az órák közel 99%-ában a potenciális tartalék 1000 MW körül vagy afelett van.

Fontos azonban hangsúlyozni – és ez a kapott eredmények interpretációjában is igen lényeges –, hogy ezek a modellezés optimális kimenetei, az általunk használt modell nem szimulálja a tartalékpiacon. Ennél magasabb tartalékkapacitás is a rendelkezésre állhat a következő módon.

Feltételezzük, hogy a szlovák, illetve osztrák irányból érkező potenciális import minden egyes órában legalább a határkeresztező kapacitások erejéig rendelkezésre áll. Ez kvázi azt jelenti, hogy ezen országokban, vagy azok szomszédjaiban van megfelelő mennyiségű erőművi kapacitás, amely ezt biztosítani tudja. Az ENTSO-E MAF elemzése rámutatott arra, hogy hosszú távon ezen országok (és azok szomszédjai) megfelelő mennyiségű termelőkapacitással bírnak, azok minden kritikus órában képesek kielégíteni a hazai fogyasztást. Az tehát egy realisztikus feltételezésnek tűnik, hogy ezen országok felől a határkeresztező kapacitások erejéig lehetőség van importálni. Ez egyben azt is jelenti, hogy növelni lehet úgy a hazai potenciális felszabályozási kapacitást, hogy a hazai erőművek kevesebbet termeljenek, azokat az északi irányú import váltsa ki. Ezzel növelhető a hazai felszabályozási potenciál, míg a hazai érintett

erőművek nem szenvednek pénzügyi veszteséget, hiszen a csökkenő termelésükből származó profitcsökkenést ellensúlyozza a felszabályozási tartalékpiacon elért megnövekedett bevétel. A fenti logika mentén egy olyan számítást is elvégeztünk, amikor ezen két határ – a szlovák és osztrák – irányából a ki nem használt határkeresztező kapacitás mértékéig növeltük a tartalék mértékét. Ezzel továbbra is feltételezzük, hogy a potenciális erőművi felszabályozási tartalékot hazai erőművek nyújtják, hiszen – ahogyan korábban bemutattuk a hazai erőművek műszaki potenciálja minden forgatókönyv esetében legalább 1000 MW a két legalacsonyabb értékkel bíró esetben is. Az alábbi ábra mutatja a kritikus órában ezen értékeket az összes vizsgált forgatókönyvre vonatkozóan.

85. ÁBRA: FELSZABÁLYOZÁSI POTENCIÁL A LEGALACSONYABB 1000 ÓRÁBAN AZ EGYES ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEKBEN MÓDOSÍTVA AZ OSZTRÁK ÉS A SZLOVÁK IMPORTLEHETŐSÉGEKKEL, 2030



Habár egy-két órában mindegyik forgatókönyvben megfigyelhetünk 400-500 MW-os értéket, azonban még a két legalacsonyabb forgatókönyv – a Megújuló túlsúlyos, illetve az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyv – esetében is minimálisan 700 MW kapacitás áll rendelkezésre egy-két óra kivételével. Míg a Megújuló túlsúlyos esetben ez igen közel van a szükséges 750 MW-hoz, az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyvben, az új paksi blokk belépése miatt lényegesen elmarad a minimálisan szükségesestől (1200+250 MW). Szintén elmaradt a kívánatos szinttől a Jelenlegi intézkedések forgatókönyve, hiszen ekkor 120 olyan óra van, amikor a minimálisan szükséges tartalék nem áll rendelkezésre (1450 MW). Az összes többi forgatókönyv esetében az órák 99%-ában legalább 1500 MW-nyi potenciális felszabályozási kapacitással bír a hazai rendszer.

Látható tehát, hogy az elegendő mértékű felszabályozási tartalékkapacitások biztosítása egyes forgatókönyvekben kritikus lehet. Fontos hangsúlyozni, hogy ez viszonylag alacsony

óraszámot jelent (250 óra alatti kritikus időszak), illetve az is látható, hogy ez a kritikus állapot csak 2025-öt követően lép fel. Emiatt az mindenképp aláhúzendó, hogy a probléma mértéke és időzítése miatt a gazdasági megfontolások alapvetőek a megoldás megtalálása érdekében. A következőkben azt vizsgáljuk, hogy milyen eszközökkel lehet növelni a hazai rendszer felszabályozási képességét.

8.9.5. A SZABÁLYOZÁSI TARTALÉKOK NÖVELÉSÉNEK LEHETSÉGES MÓDOZATAI

A szabályozási tartalékok növelésére többféle megoldás is elképzelhető. Ezek közül mi a négy, általunk legfontosabbnak vélt módozatot mutatjuk be:

- Fogyasztó oldali részvétel
- Megújulók nagyobb fokú integrációja
- Külföldi tartalékbeszerzés
- Új, gyorsindítású, OCGT erőmű építése
- Szivattyús-tározó, vagy egyéb áramtárolási eszköz építése

8.9.5.1. FOGYASZTÓ OLDALI RÉSZVÉTEL

A fogyasztók részvétele a szabályozási vagy a tartalékpiacra eléggé korlátozott, miközben jelentős potenciál rejlik e szegmens bevonásában. A fogyasztók csökkentve a villamosenergia-fogyasztásukat elsősorban a felirányú szabályozásban képesek részt venni (tehát az elemzésünk által meghatározott, kívánt irányba). A műszaki adottságok ma már rendelkezésre állnak ezen szereplők bevonására, így olyan ösztönzők bevezetésére van szükség, hogy érdekeltté váljanak a felirányú tartalék nyújtására vagy a szabályozási energia piaci részvételre. A jelen tanulmány kereteit meghaladja, hogy elemezzük, milyen feltételek mellett, milyen költségek esetén lennének képesek részt venni egy ilyen piacon, de mindenképp fontos vizsgálandó kérdésnek tartjuk, mielőtt olyan új erőműveket kezdünk el támogatni, amelyeknek az elsődleges célja ezen piacokon való megjelenés.

8.9.5.2. KÜLFÖLDI TARTALÉKBESZERZÉS ÉS A KIEGYENLÍTŐ SZABÁLYOZÁS INTEGRÁCIÓJÁRA VONATKOZÓ ELŐÍRÁSOK

Bár a rendszerszintű tartalékok és a szabályozási energia beszerzése Európában jelenleg döntően nemzeti piacokon, eltérő beszerzési mechanizmusok segítségével történik, a többi villamosenergia-termékpiachoz hasonlóan ezen a piacon is elindult egy európai harmonizációs folyamat. Ennek első lépéseként az ACER 2012 szeptemberében adta ki a villamosenergia-piacok kiegyensúlyozására vonatkozó irányelvét (Framework Guidelines on Electricity Balancing, FG), amely megfogalmazza az európai integrált szabályozói energiapiac kialakítására vonatkozó fő alapelveket (ACER, 2012). Eszerint a cél a kiegyenlítő szabályozási piacok integrálása, a kiegyenlítő szabályozási szolgáltatások határokon túli cseréjének előmozdítása, elősegítve ezzel a végcélként kitűzött egységes európai villamosenergia-piac (IEM – Internal Electricity Market) megvalósulását. A szabályozási szolgáltatások TSO-k közti kereskedelme várhatóan az erőforrások hatékonyabb felhasználásához, a költségek csökkenéséhez és az ellátásbiztonság növeléséhez vezet. Az integrációs folyamat maga után vonja a piaci szereplők számának növekedését egyrészt a földrajzilag nagyobb piacok kialakítása révén, másrészt

azáltal, hogy az irányelv célul tűzte ki a szabályozásra képes fogyasztók, illetve a megújuló energiatermelők szabályozási piacra történő belépésének ösztönzését. Mivel az ajánlatok Európa-szintű platformokon versenyeznek, a piaci szereplők számának növekedése várhatóan erősíti a piaci versenyt, és ezáltal csökkenti a szabályozási költségeket.

Az integrációs folyamat és az integrált szabályozói energiapiac működésének részletes irányelveit az EB GL (Guideline on Electricity Balancing), az ENTSO-E által kidolgozott, majd az Európai Bizottság által elfogadott 2017/2195-ös rendelet¹¹¹ tartalmazza, amely meghatározza a szabályozási kapacitás beszerzésének, a szabályozási energia aktiválásának és pénzügyi elszámolásának fő irányelveit. Mindemellett előírja egy harmonizált módszertan kidolgozását arra vonatkozóan, hogy milyen feltételek mellett lehet határkeresztező kapacitásokat kiegyenlítési célokra felhasználni.

A jelenlegi európai szabályozás az alábbi kiegyenlítő szabályozási tartaléktípusokat különbözteti meg:

1. FCR: Frequency Containment Reserve – Frekvenciatartási tartalék (jelenlegi primer tartaléknak megfelelő tartaléktípus)
2. aFRR: Automatic Frequency Restoration Reserve – Automatikus frekvencia-helyreállítási tartalék (a jelenlegi szekunder tartalékoknak megfelelő tartaléktípus)
3. mFRR: Manual Frequency Restoration Reserve – Kézi frekvencia-helyreállítási tartalék (a régi perces tartaléknak megfelelő tartaléktípus)
4. RR: Replacement Reserve – Helyettesítő tartalék (az óras tercier tartalékoknak megfelelő tartaléktípus)
5. IN: Imbalance Netting – Kiegyenlítetlenség nettósítás

Két szomszédos szabályozói zóna esetén előfordul, hogy egy adott időpillanatban ellentétes irányú szabályozói energiát kell aktiválni. Az ilyen esetek megelőzhetőek akkor, ha a TSO-k "kicserélik", nettósítják az ellentétes irányú egyensúlytalanságaikat, figyelembe véve a rendelkezésre álló határkeresztező kapacitásokat. Ez a nettósítás jelentősen csökkenti az aktiválandó szekunder szabályozói energia mennyiségét, így a kereskedők által fizetendő kiegyenlítő energia költségeket is, miközben fenntartja az ellátásbiztonságot.

A 2017/2195-ös EU rendelet legfontosabb előírásai

A rendelet a fentiek közül a 2-5 tartaléktípusokkal foglalkozik. Az előírások szerint a szabályozási energiapiacok integrációját közös európai platformok megalkotása révén kell elérni, amely platformok működtetik az egyensúlytalanságok nettósítását, illetve lehetővé teszik a szabályozási energia országok közötti cseréjét a frekvencia helyreállítási és helyettesítő tartalék

¹¹¹ COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

lékok esetében. Ez utóbbi piacok esetében az adott platformoknak közös governance alapelveket és üzleti folyamatokat kell kialakítaniuk, és többoldalú TSO-TSO modellt kell alkalmazniuk a szabályozási energia cseréjének közös optimalizálása céljából.

A TSO-TSO modellben a szabályozási energiát biztosító piaci szereplők csak a saját országuk TSO-jával vannak szerződéses viszonyban, a szabályozási energia országok közötti megosztása a TSO-k közötti együttműködés révén jön létre. Minden TSO összegyűjti a vele szerződésben álló piaci szereplőktől a szabályozási energiaajánlatokat, és ezeket továbbítja a platform felé. A platform összerendezi a beérkezett ajánlatokat egy közös merit order listává (elkülönítve a le- illetve felirányú termékeket), amely alapján aktiválják azokat. Az aktiválást egy optimalizációs algoritmus (activation optimization function) végzi, amely a beérkezett ajánlatok, a szabályozási igények és a rendelkezésre álló határkeresztesző kapacitások segítségével meghatározza a nettósított szabályozási igényeket, a kiválasztott ajánlatokat és a határkeresztesző igénybevételt.

A jelenlegi gyakorlattal ellentétben, amely szerint szabályozási célokra kizárólag a piaci szereplők által nem használt – az intraday allokáció után fennmaradt – határkeresztesző kapacitásokat lehet felhasználni, a rendelet lehetővé teszi a határkeresztesző kapacitás allokálását szabályozói célokra, azért, hogy a szabályozói energia beszerzése a lehető leghatékonyabb és piackonformabb módon valósulhasson meg. Erre különböző módokon nyílnak lehetőségek, attól függően, hogy a tartaléklekötés mennyivel előzi meg szabályozási időszakot:

- kooptimalizációs folyamat: ennek során a tartalékpiacon ajánlatok a termékpiaci ajánlatokkal versenyeznek a másnapi piacokon
- piaci alapú allokációs folyamat: amennyiben a szerződéskötés maximum egy héttel a szabályozási időszak előtt történik
- allokáció gazdasági hatékonyság elemzés alapján: ha a szerződéskötés több, mint egy héttel a szabályozási időszak előtt történik

Az utóbbi két esetben akkor van lehetőség határkeresztesző kapacitás foglalásra szabályozási célból, ha kimutatható, hogy az adott kapacitás értéke várhatóan nagyobb, ha a szabályozási piac használja, mint abban az esetben, ha a termékpiacon hasznosul. A határkeresztesző kapacitások ilyen módon történő allokációját a rendelet az előző naptári évben az adott viszonylaton átlagosan rendelkezésre állt kapacitás 10, illetve 5%-ában maximalizálja. Az erre vonatkozó részletes szabályokat a TSO-knak a hatálybalépéstől számítva két éven belül ki kell dolgozni.

Fontos megjegyezni, hogy a rendelet a szabályozási energiapiac integrációját tűzi ki célul, melynek során a beadott ajánlatok harmonizált kezelése és aktiválása történik. Bár a rendelet javasolja a tartalékkapacitások közös lekötését és a tartalékkapacitások megosztását a szomszédos TSO-kkal, a tartaléklekötés nemzeti TSO jogkör marad. A rendelet mindössze néhány alapelvet fogalmaz meg:

- a beszerzési módszertan legalább a frekvencia helyreállítási és helyettesítő tartalékok esetén piaci alapú kell, hogy legyen

- a beszerzés időtávja legyen a lehető legrövidebb
- külön fel- és leirányú tartalékkapacitásokat kössenek le.

A tartaléklekötés kapcsán nemzetközi együttműködés a rendelet hatályba lépésétől számítva 4 éven belül már csak a TSO-TSO modell szerint valósulhat meg, ami nem teszi lehetővé, hogy egyes piaci szereplők más országok tartalékpiacán önállóan megjelenjenek, kizárólag közös tartalékbeszerzésre lesz lehetőség. Ebből következően Magyarországnak nem lesz lehetősége arra, hogy magyar tartalékként horvát vízerőművet kössön le, anélkül, hogy a tartalékpiacát Horvátország – jelenleg nem igazán létező – tartalékpiacával integrálná.

A Winter Package előírásai és a hozzá kapcsolódó későbbi módosítási javaslatok

Az Európai Bizottság által benyújtott eredeti jogszabályjavaslat a kiegyenlítő szabályozás kapcsán néhány általános piaci alapelvet fogalmazott meg:

- minden piaci szereplő számára biztosítani kell a szabályozási energiapiacokon való diszkriminációmentes részvételt (megújuló, demand side response és storage esetén is)
- a szabályozási energia és kapacitás beszerzése külön történjen
- a határkeresztező kapacitások hatékony és maximális mértékű kihasználását kell biztosítani az üzembiztonság garantálása mellett
- a szabályozási energia elszámolása határár (marginal pricing) alapon történjen.
- a piaci szereplőknek a valós időhöz a lehető legközelebb legyen lehetőségük ajánlatadásra (legalább a napon belüli piac kapuzárását követően).
- A Winter Package alapján a szabályozási tartalékok szükséges mennyiségének meghatározása regionális szinten, a ROC-ok (Regional Operational Centre) által történik. Emellett a ROC támogatja a rendszerirányítókat a kötelező regionális tartalékkapacitás beszerzésében is. A későbbi módosítási javaslatok szerint a ROC-ok szerepét az RCC-k (Regional Coordination Centres) vennék át, amelyeknek azonban nem lenne kötelező érvényű döntési jogkörük, pusztán segítik a TSO-k munkáját. Javaslatot tesz például a szabályozási tartalék optimális mértékére, de a tartalékbeszerzés TSO jogkör marad, a regionális beszerzés pedig pusztán lehetőség, nem kötelezettség.
- A Winter Package eredeti javaslata szerint a tartalékkapacitás-lekötés az üzleti nap előtt egy nappal és legfeljebb egynapos időtávra kellene, hogy történjen. Az újabb

módosítási javaslatok esetében – legalábbis a lekötött tartalékok egy részében – ettől indokolt esetben a nemzeti szabályozó hatóság jóváhagyásával el lehet térni.

Bár a jelenlegi jogszabályi környezetben a tartalékkapacitások közös beszerzése és megosztása nem kötelező, egy, a szomszédos országokkal történő közös beszerzés jelentősen csökkentheti a tartaléklekötés költségeit. Ennek oka egyrészt a szükséges beszerzendő mennyiség csökkenése (mivel az egyes országok szükség esetén kiegészíthetik egymást), másrészt az, hogy a kínálati oldalon jelentősen megnövekedhet a piaci szereplők száma, ami a nagyobb verseny révén ebben az esetben is alacsonyabb költségeket eredményezhetne.

A rendelet alapján létrejött európai platformok és a kapcsolódó pilot projektek

A rendelet alapján létrejöttek, illetve kihirdették azokat a pilot projekteket, amelyek feladata, hogy kidolgozzák a rendeletben előírt részletes szabályokat, illetve a további tagok folyamatos csatlakozása révén létrehozzák a megfelelő európai platformokat. Ezek a projektek (melyekben a MAVIR jelenleg megfigyelőként vesz részt) a következők:

- Helyettesítő tartalékok esetében a TERRE projekt
- Kézi aktiválású frekvencia-helyreállítási tartalékok esetében a MARI projekt
- Automatikus aktiválású frekvencia-helyreállítási tartalékok esetében a PICASSO projekt
- Kiegyenlítetlenség nettósítás esetében az IGCC project.

Milyen várható hatásai vannak a szabályozási piac integrációjának?

A szabályozási energia harmonizált beszerzése és aktiválása számos pozitív hatással járhat. A szereplők számának növekedése az erősödő verseny révén csökkentheti a szabályozási költségeket, olcsóbbá téve ezáltal a kereskedők által fizetendő kiegyenlítőenergia-díjakat. Ugyanakkor a szabályozási energia harmonizált aktiválása – a különböző szabályozási igények nettósítása révén – hatékonyabbá teheti a szabályozás folyamatát, így a felhasznált szabályozó energia mennyisége is csökkenhet. Mindezekon túl egy országokon átnyúló, hatékonyan működő szabályozási energiapiac lehetővé teheti az időjárásfüggő termelés nagyobb mennyiségének hálózatba integrálását a szükséges tartalékkapacitások mennyiségének növekedése nélkül.

Kérdés ugyanakkor, hogy a hazai szabályozásban résztvevő erőművek mennyire lesznek versenyképesek az európai szintű platformokon, és azáltal milyen bevételekre tudnak szert tenni a szabályozási energia díjából. Ez a kérdés ellátásbiztonsági problémákat is felvethet, tekintve, hogy több hazai szabályozó erőmű a rendszerszintű tartalékok piacából tartja fenn a működését. Meg kell jegyezni ugyanakkor, hogy a jelenleg rendelkezésre álló információk szerint a hazai tartalékpiacon működésében a következő években jelentős elmozdulás nem várható.

Külföldi tartaléklekötés vizsgálata

A felszabályozási tartalékok nagysága növelhető úgy is, hogy azokat részben külföldi közös tartalékbeszerzésen kötjük le. A balkáni országokban rendkívül nagy a szabályozható erőművi - elsősorban vízerőművi kapacitás -, amely képes lehet a hazai hiányzó felszabályozási kapacitást kielégíteni. A modellezési eredmények azt mutatják, hogy déli irányba minden órában bőséges importkapacitás áll rendelkezésre, így az ott lekötött kapacitások nem korlátoznak jelentős mértékben a termékpiacon kereskedést. Az előzőekben bemutatottak alapján hosszabb távon csak közös TSO-TSO tartalékbeszerzésen lehetne lekötni külföldi kapacitásokat, de addig is érdemes lenne egy pilot projekt keretében megvizsgálni, hogy működhet-e, és milyen áron a külföldi tartalékok lekötése. Adódik, hogy ezt elsősorban horvátországi erőművi együttműködés keretében lehetne megtenni, hiszen ez az egyetlen olyan uniós ország a déli irányba, ahol megfelelő mennyiségű vízerőművi kapacitás áll rendelkezésre, és a határkeresztező kapacitások sem tekinthetők igazán szűköseknek.

8.9.5.3. MEGÚJULÓ- ÉS ATOMERŐMŰVI TERMELÉS NAGYOBB FOKÚ INTEGRÁCIÓJA A TARTALÉK- ÉS SZABÁLYOZÁSIPIACOKON

Szintén növelhető a tartalékok és a potenciális szabályozókapacitások nagysága, amennyiben a megújulókat és a nukleáris termelést is érdekeltté tesszük ezen piacokon való részvétellel. Habár a jelenlegi atomerőművi blokkok csak korlátozottan alkalmasak ezen - elsősorban leszabályozási - piacon való részvételre, azonban az új paksi blokkoknak képesnek kell lenni ezen piaci szegmensben is megjelenni. Ezek önmagukban alkalmasak lennének a leszabályozási tartalékok nyújtására, amely révén a többi szabályozható erőmű nagyobb arányban vehetne részt a felszabályozási piacon.

A megújuló tartalék- és szabályozási integrációját is elő kell segíteni. Az időjárásfüggő termelők esetében olyan ösztönző szabályozást kell teremteni, amely érdekeltté teszi ezen erőműveket elsősorban a szabályozási piacon való részvételre. Ahhoz, hogy ezen erőművek a leszabályozási piacokon részt tudjanak venni, műszakilag is biztosítottak kell lenniük, hogy könnyen és gyorsan le lehessen ezen termelőket állítani. Ez ma már a legtöbb erőmű esetében nem probléma, elsősorban a kisebb méretű kapacitások esetén lehet aktuális ezen kérdés. Bár nem a tartalékpiachoz kapcsolódó megoldás, de a napon belüli piacok likviditását elősegítő minden megoldást is támogatni kell, hiszen ezzel a beszerzendő tartalékenergia mennyiségét lehet hatékonyan csökkenteni. A megújuló részarányának növekedésével ennek fontossága tovább növekszik.

A szabályozható – elsősorban biomassza-erőművek – pedig nem csak a leirányú szabályozási piacon, hanem akár a felirányú tartalékpiacra, illetve szabályozási piacon is részt tudnának venni. Ehhez szükséges szintén megfelelő ösztönző szabályozás bevezetése.

8.9.5.4. ÚJ GYORSINDÍTÁSÚ OCGT ERŐMŰ ÉPÍTÉSÉNEK TÁMOGATÁSA

Növelhető a felszabályozási – elsősorban tercier – tartalék nagysága, ha olyan típusú erőművek építését támogatja a szabályozás, amely ezen piacon venne részt. Számszerűsítettük, hogy mekkora beruházási költséggel, milyen időtáv alatt tudna megépülni egy ilyen erőmű. A kalkulációnk során figyelembe vettük, hogy mekkora ezen erőművek éves fix működtetési költsége, illetve az elvárt hozamot is megbecsültük. Az EIA (2016) alapján a következő feltételezésekkel éltünk:

- 3 éves építési idő
- 30 éves élettartam
- 880 €/kW-os beruházási költség
- 6,7 €/kW-os éves fix működtetési költség
- 10 %-os súlyozott átlagos tőkeköltség

A fenti paraméterek mellett számszerűsítettük, hogy mekkora éves fajlagos bevétel szükséges egy ilyen erőműnek ahhoz, hogy gazdaságosan tudjon működni. Becslésünk alapján ez évente 130 €/kW-ot jelent. Ha egy 100 MW-os blokkal számolunk, akkor ennek éves bevételigénye 13 millió euró. Konzervatív megközelítésben feltételezzük, hogy ezt a költséget a teljes fogyasztásra terheljük rá, amely – 45 TWh-s fogyasztással kalkulálva – 0,29 €/MWh-val növeli meg a végfelhasználói árakat. Természetesen, ha ennél több kapacitásra van szükség, akkor ez arányosan szorozódik fel, azaz 400 MW-os kapacitás esetén ez megnövekszik 1,15€/MWh-ra. Ez az érték egyfajta benchmark értéknek tekinthető, minden további opció költségét érdemes ehhez hasonlítani annak érdekében, hogy a legkisebb költségű megoldást válasszák ki.

8.9.5.5. SZIVATTYÚS-TÁROZÓS VAGY EGYÉB TÁROLÓI KAPACITÁS ÉPÍTÉSE

Az általunk vizsgált utolsó lehetőség egy hazai szivattyús-tározó építése. Ez nagyban hozzájárulhat akár a le-, akár a felirányú tartalékokhoz. Ennek költségének becslése viszont igen problematikus, hiszen az nagyban függ az adott helyszíntől, ezért a jelen tanulmányban nem is vállalkozunk konkrét költségbecslésre.

8.9.5.6. A TARTALÉKOK NÖVELÉSÉNEK LEHETSÉGES MÓDOZATAI - ÖSSZEFOGLALÁS

Az előzőekben többféle módszert mutattunk be, amellyel növelhető a rendelkezésre álló tartalékok nagysága. Fontos azonban leszögezni, hogy a fentebb felvázolt lehetőségek közül azokat érdemes alaposan megvizsgálni, amelyek viszonylag kis erőforrás felhasználásával elérhetőek. Ezek közé tartozhat a megújuló nagyfokú integrációja, illetve a fogyasztói részvétel erősítése ezen piacokon. Mivel hosszú távon ezen piacok nemzetközi integrációja várható, ezért egy-két pilot projekt esetében érdemes lenne olyan irányú lépéseket tenni, amellyel a külföldi tartalék beszerzésének a lehetőségét alapos vizsgálat előzné meg, és esetleges lekötésre is sor kerülne, annak érdekében, hogy minél több, a későbbiekben hasznosítható tapasztalat halmozódjon fel.

Azon megoldások, amelyek nagyobb szabályozói beavatkozást tesznek szükségessé – OCGT vagy szivattyús energiatározó építésének támogatása, csak akkor javasolt, ha a korábban említett lehetőségek részletes elemzése és tesztelése oda vezet, hogy hosszabb távon továbbra sem elegendőek a rendszerben lévő szabályozókapacitások.

8.10. ÉRZÉKENYSÉGVIZSGÁLAT

Megvizsgáltuk, hogy a modellezési eredmények mennyire érzékenyek egy-egy paraméter megváltoztatására. Ennek érdekében három tényezőre – földgázár, hazai fogyasztás alakulása, illetve a szén-dioxid-kvótaár – érzékenységvizsgálatot végeztünk. Fontos hangsúlyozni, hogy a modellezés során a „beruházási modul”-t is alkalmaztuk, azaz az erőművi összetétel nem feltétlenül egyezik meg a referenciaesetben felvázolttal, hiszen a megváltozott piaci körülmények miatt a piaci alapon - tehát nem exogén módon meghatározott erőművek – épülő földgáztüzelésű erőművek száma csökkenhet, de növekedhet is. Ez természetesen visszahat a kapott eredményekre is. A következőkben bemutatjuk, hogy ezen tényezők változtatásával mennyire térnek el a kapott eredmények a referenciaesethez képest.

8.10.1. SZÉN-DIOXID-KVÓTA ÁRA

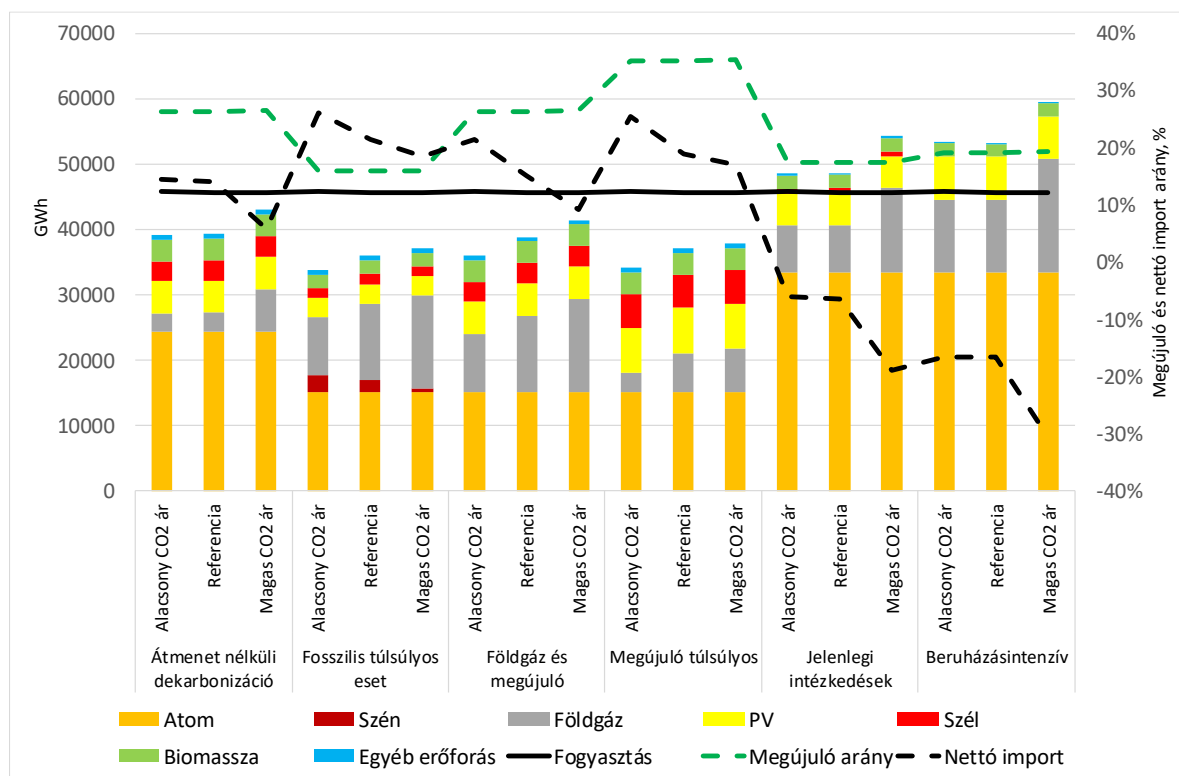
A szén-dioxid-kvóta árának érzékenységvizsgálata során azzal a feltételezéssel éltünk, hogy az alacsony kvótaár a referencia kvótaár felével egyenlő, míg a magas ár annak másfélszerese. Így 2030-ban 16,8, 33,5, illetve 50,3€/t-ás szén-dioxid-kvótaárat feltételeztünk. Ezen paraméterekkel lefuttatva az EEMM modellt bemutatjuk, hogy milyen hatással jár a tüzelőanyag-összetételre, a szén-dioxid-kibocsátásra, a földgázfelhasználásra, illetve a nagykereskedelmi és megújuló támogatási igényre.

8.10.1.1. VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA

A referenciához képest alacsony, illetve magas szén-dioxid-kvótaár jelentős hatással bír a hazai villamosenergia-összetételre, megváltoztatva a fosszilis erőművek termelését. Mivel a modell a megújulókapacitásokat exogén módon veszi figyelembe, és azok határkölsége nulla, a megváltozott szén-dioxid-kvótaár nincs direkt hatással ezek termelésére, így a megújuló arányra sem. Hasonló módon, a nukleárisok termelését sem befolyásolja ezen tényező megváltozása. Azonban a földgázos, illetve a hazai szenes kapacitások termelésére már jelentős hatással bír, különösen a magasabb kvótaár mellett láthatunk erőteljes változást. Magas szén-dioxid-kvótaár mellett mindegyik forgatókönyv esetén megnövekszik a hazai földgáz-tüzelésű erőművek termelése, köszönhetően annak, hogy azok versenyképesek a külföldi szenes kapacitásokkal. Ennek hatására mindegyik forgatókönyvben – 1,5-14%-kal - csökken a nettó import pozíció. A legnagyobb mértékű csökkenést az Beruhásintenzív, illetve a Jelenlegi intézkedések forgatókönyvekben figyelhetjük meg. A Fosszilis túlsúlyos esetben, amikor a szenes termelés még 2030-ban is szerepet kap a hazai energiamixben, jelentős csökkenést láthatunk azok termelésében, olyan szintre csökkentve az ő kihasználtságukat, amely már erőteljesen veszélyezteti a profitábilis működtetést.

Az alacsony szén-dioxid-kvótaárnál is ezek a folyamatok dominálnak – természetesen a referenciához képest ellenkező előjellel. A nettó importnövekedés, illetve a földgáztüzelésű hazai erőművek termelésű csökkenése azonban sokkal kisebb mértékű változást mutat, mintha a magas kvótaárat és a referencia-forgatókönyvet hasonlítjuk össze. Ennek az az oka, hogy a magas szén-dioxid-kvótaár esetén a földgáztüzelésű erőművek határkölsége már jellemzően alacsonyabb, mint a szenes termelésé, azaz a merit orderben helyet cserél ezen két erőműtípus. Az alacsony szén-dioxid-kvótaár forgatókönyvben nincs ilyen jellegű változás, ezért lényegesen kisebb mértékben dominálnak ezen hatások.

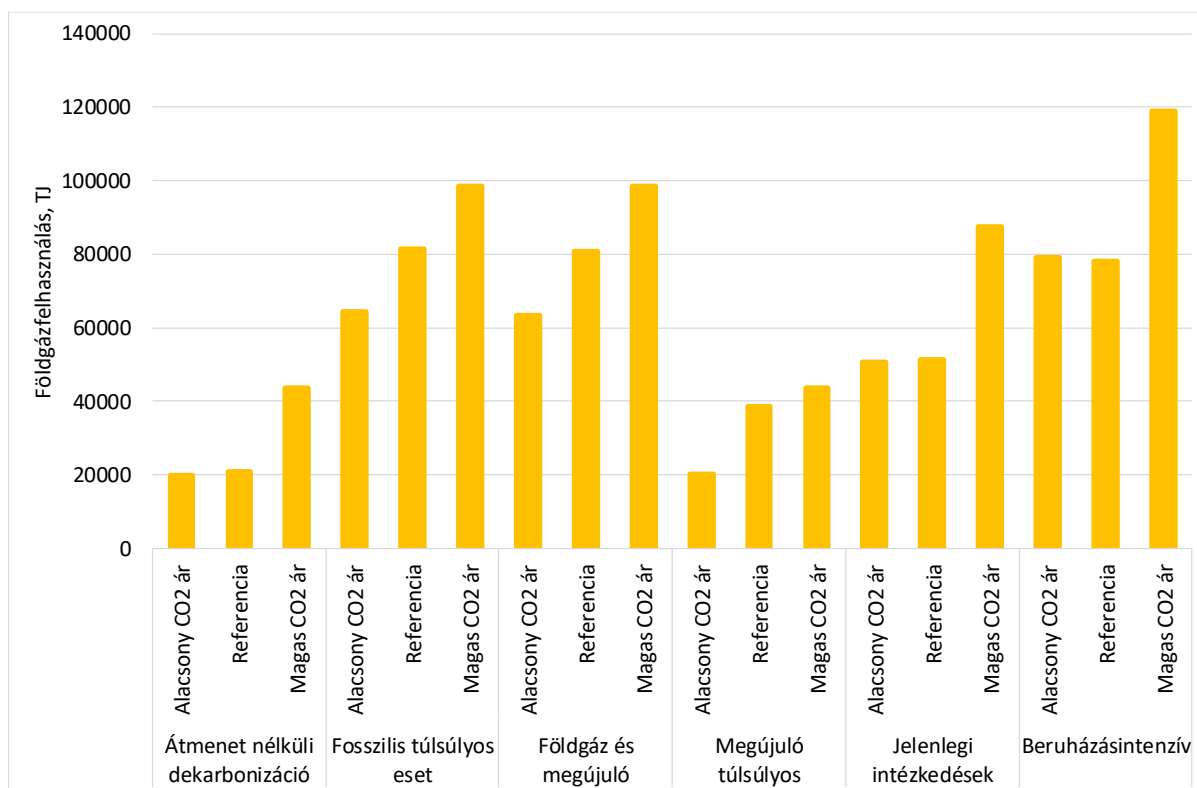
86. ÁBRA: A 2030-AS VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS ÖSSZETÉTEL, A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK ARÁNYA ÉS A NETTÓ IMPORT ARÁNYA A VIZSGÁLT HAT FORGATÓKÖNYVBEN ALACSONY, MAGAS ÉS A REFERENCIA SZÉN-DIOXID-KVÓTAÁR MELLETT



8.10.1.2. ERŐMŰVEK FÖLDGÁZFELHASZNÁLÁSA

Az erőművi földgázfelhasználásra is jelentős hatással van a szén-dioxid-kvóta árfolyama. Magasabb kvótaár esetén jelentős mértékben növekszik az erőművek felhasználása, egyes esetekben több, mint 40 PJ-lal. A Beruházásintenzív forgatókönyvek esetében az erőművi földgázfelhasználás eléri a 120 PJ-os szintet.

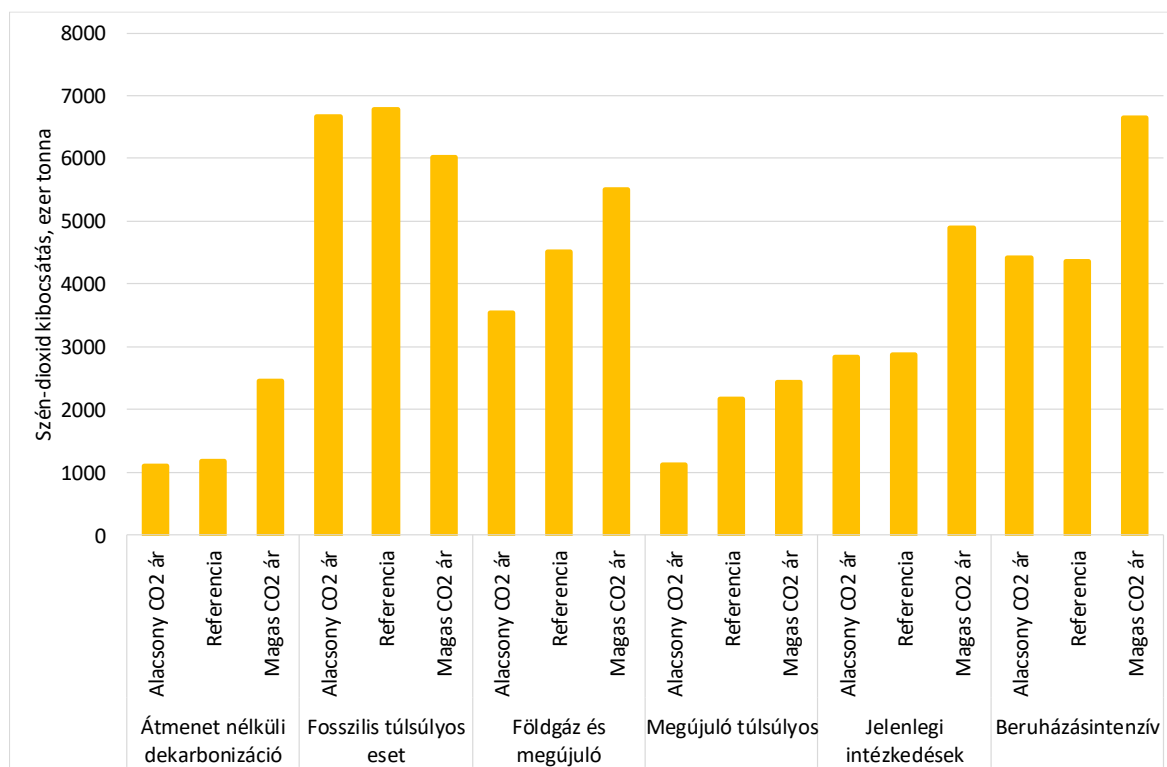
87. ÁBRA: AZ ERŐMŰVI FÖLDGÁZFELHASZNÁLÁS ALAKULÁSA 2030-BAN A KÜLÖNBÖZŐ FORGATÓKÖNYVEKBEN MAGAS, ALACSONY ÉS REFERENCIA SZÉN-DIOXID KVÓTAÁR MELLETT, TJ



8.10.1.3. ERŐMŰVI SZÉN-DIOXID-KIBOCSÁTÁS VÁLTOZÁSA

Az erőművi szén-dioxid-kibocsátás tekintetében két ellentétes irányú hatás érvényesül. Egyrészt – azokban a forgatókönyvekben, ahol van szenes kapacitás – csökken a szénelapú hazai villamosenergia-termelés magas kvóta ár mellett, amely csökkenti a szén-dioxid-kibocsátást is. Viszont a megnövekedett földgázalapú villamosenergia-termelés növeli ezen károsanyag-kibocsátást. Ezen hatások eredőjeként a magas szén-dioxid forgatókönyv esetében az összes erőművi szcenárióban növekszik a szén-dioxid-kibocsátás. Ráadásul ebben szerepet játszik a nettó import pozíció is, hiszen az optimalizáció nem hazai, hanem regionális/európai szinten határozza meg a gázos erőművek termelését.

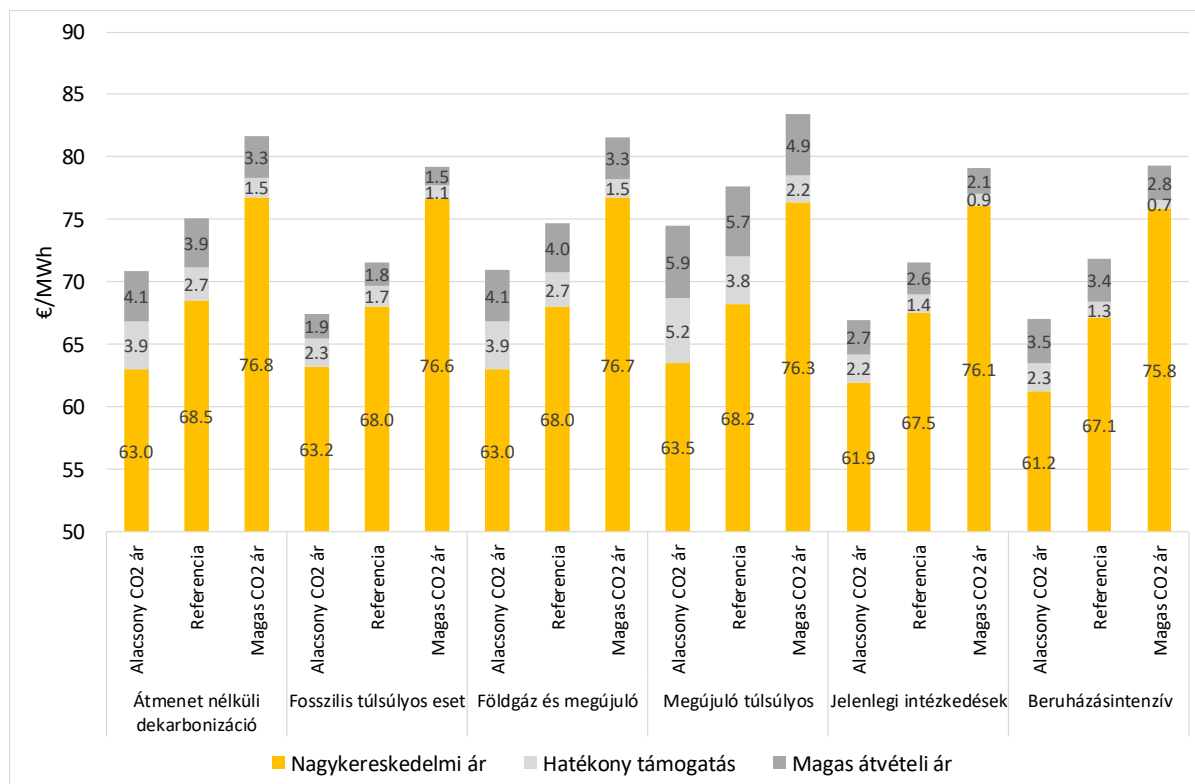
88. ÁBRA: AZ ERŐMŰVEK VILLAMOSENERGIA-TERMELÉSÉRE JUTÓ SZÉN-DIOXID-KIBOCSÁTÁS 2030-BAN A VIZSGÁLT ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEKBEN KÜLÖNBÖZŐ SZÉN-DIOXID-KVÓTAÁRFOLYAMOT FELTÉTELEZVE



8.10.1.4. A NAGYKERESKEDELMI ÁR ÉS A MEGÚJULÓK TÁMOGATÁSIGÉNYE

Megvizsgáltuk, hogy a szén-dioxid-kvóta árának változása milyen hatással bír a kialakuló hazai nagykereskedelmi árra, illetve a megújulók támogatásigényére a két vizsgált forgatókönyvben. Az alábbi ábrán látható, hogy a nagykereskedelmi árra jelentős hatással bír a szén-dioxid-kvóta ára. Ha a referenciához képest 16,8 €/t-val növekszik a kvóta ára, akkor a nagykereskedelmi árnövekedés 8-9 €/MWh az egyes erőművi forgatókönyvek függvényében. Ezzel szemben a szén-dioxid-kvótaárának csökkenése kisebb hatással jár a nagykereskedelmi árakra; 4,7-5,9 €/MWh-tal csökkent a referenciaszinthez képest az áram ára.

89. ÁBRA: A NAGYKERESKEDELMI VILLAMOSENERGIA-ÁR ÉS A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK FAJLAGOS TÁMOGATÁSA A HATÉKONY ÉS A MAGAS ÁTVÉTELI TÁMOGATÁSOS FORGATÓKÖNYVBEN AZ ELEMZETT ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEKBEN KÜLÖNBÖZŐ SZÉN-DIOXID-KVÓTAÁRFOLYAMOT FELTÉTELEZTÜK, €/MWH, 2030



8.10.2. FÖLDGÁZNAGYKERESKEDELMI ÁR

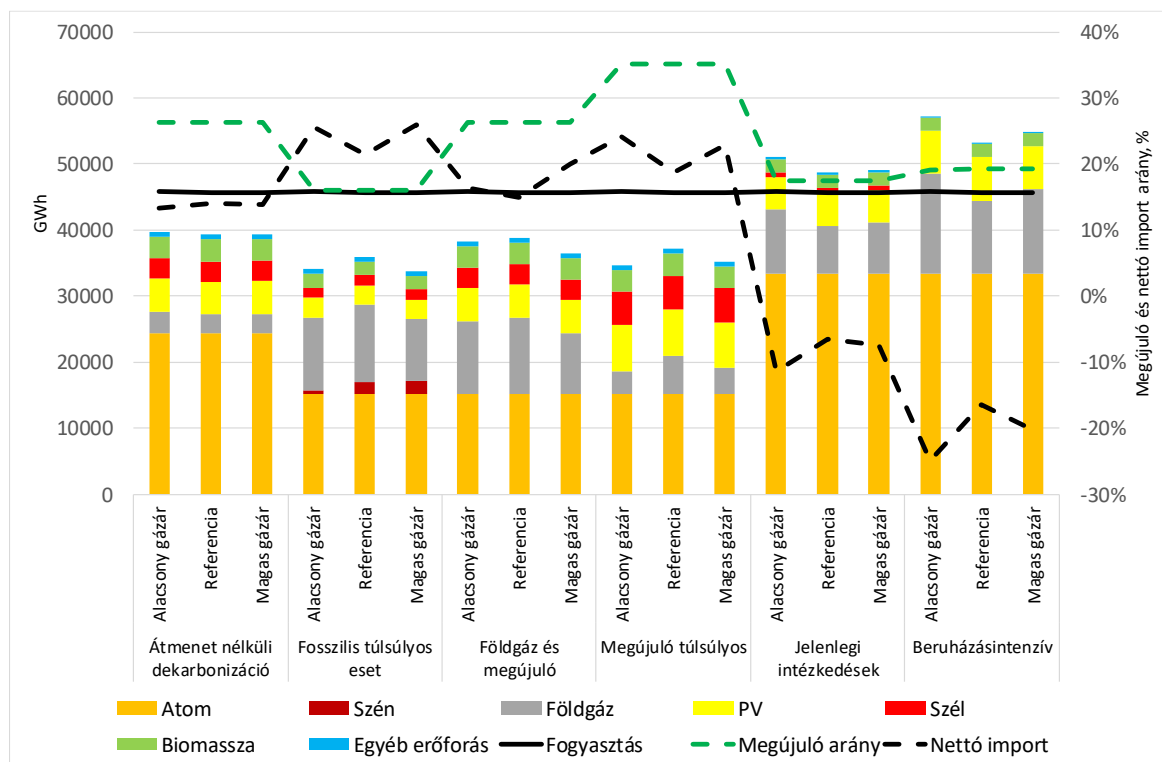
Korábban bemutattuk, hogy a REKK által fejlesztett Európai Gázpiaci Modell segítségével milyen nagykereskedelmi földgázárakat szimulálunk a magyar és a külföldi piacokra. A referenciaesetben 2030-ra 25,5€/MWh-ás eredményt kaptunk, míg az alacsony gázárforgatókönyv esetében 18,5€/MWh-át, magas földgázár esetén pedig 30,8€/MWh-át. A következőkben bemutatjuk, hogy az alacsony, illetve magas földgázár esetén hogyan módosulnak a kapott eredmények.

8.10.2.1. VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA

Ellentétben a szén-dioxid-kvóta árával a földgáz árának változása nem triviális eredményekre vezet. Ez döntően annak köszönhető, hogy a földgáz árak alakulása visszahat az erőművi portfólióra is, hiszen olyan új földgázalapú kapacitások épülhetnek akár hazánkban, akár a környező országokban, amelyek jelentősen befolyásolják a kapott eredményeket. Ebből fakadóan például a magas földgázár esetében is láthatunk olyan erőművi forgatókönyveket, amelyek esetében a referencia földgázárhoz képest növekszik a hazai földgáztüzelésű erőművek termelése (ld. pl. Beruházásintenzív). Hasonlóan a szén-dioxid-kvótaár érzékenységvizsgálatához itt is azt mondhatjuk, hogy a megújuló arány nem változik a gázár változásától. Az alacsony gázár - azokban az erőművi forgatókönyvekben, ahol van hazai szenes kapacitás - jelentősen kiszorítja a szenes termelést, mivel ilyen - relatív - alacsony földgázár esetében már ezen erőművek versenyképesebbek, mint a szenes kapacitások. A nettó import-

arányban jelentős változást nem okoz a földgáz ára, minden forgatókönyv esetében csak néhány százalékponttal tér el a referenciaesettől.

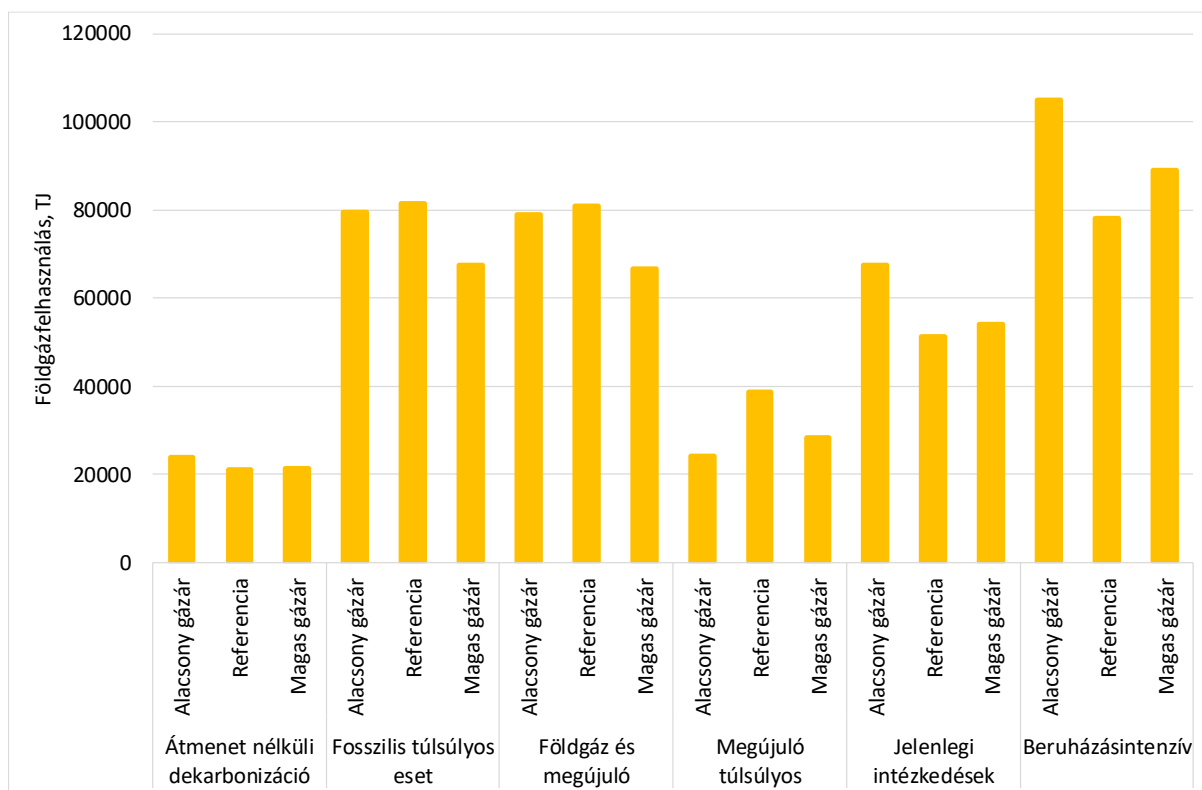
90. ÁBRA: A 2030-AS VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS ÖSSZETÉTEL, A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK ARÁNYA ÉS A NETTÓ IMPORT ARÁNYA A VIZSGÁLT HAT FORGATÓKÖNYVBEN ALACSONY, MAGAS ÉS A REFERENCIA FÖLDGÁZNAGYKERESKEDELMI-ÁR MELLETT



8.10.2.2. ERŐMŰVEK FÖLDGÁZFELHASZNÁLÁSA

Habár az erőművi földgázfelhasználásra is hatással van a földgáz nagykereskedelmi árának alakulása, azonban érdekes módon ez sokkal tompítottabban jelenik meg, mint a szén-dioxid- kvótaárfolyam változása esetében. A legnagyobb változást ezen érzékenységvizsgálat esetén is a Beruházásintenzív forgatókönyv esetében tapasztaljuk, de mértéke lényegesen elmarad annak szén-dioxid-kvóta árra való érzékenységtől.

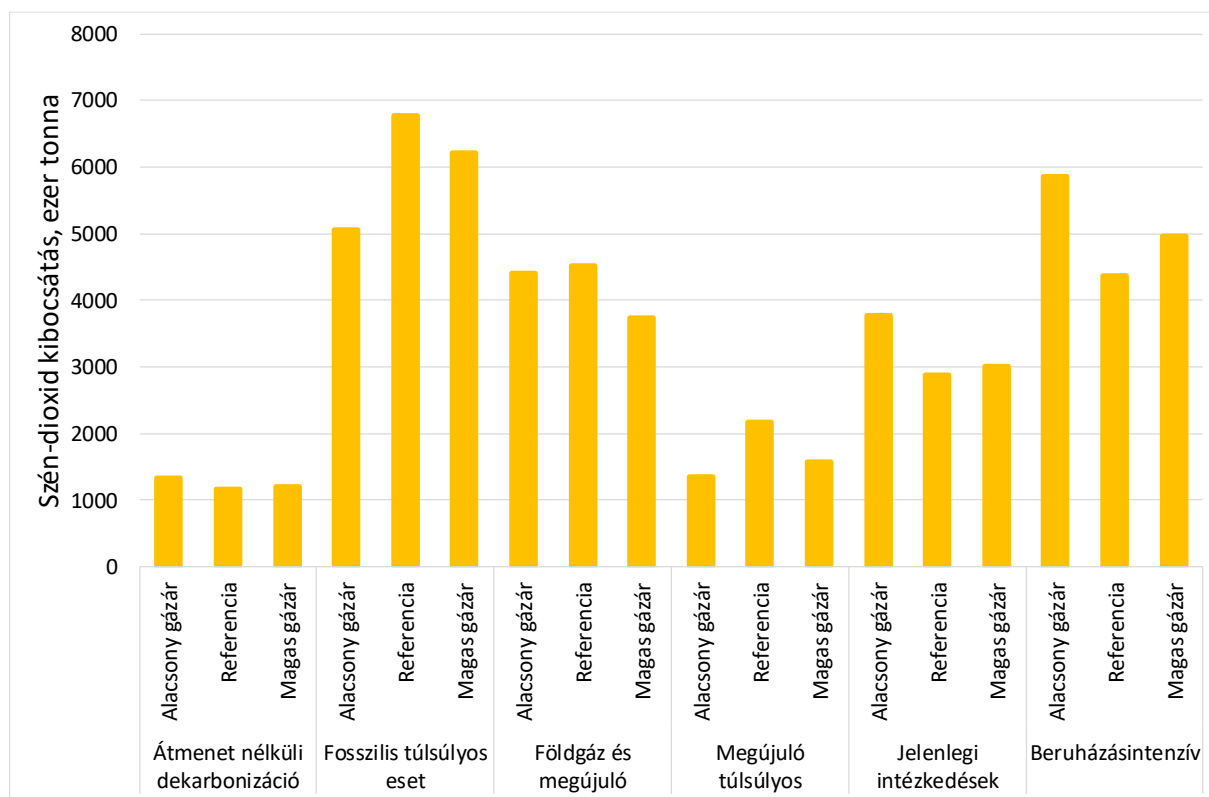
91. ÁBRA: AZ ERŐMŰVI FÖLDGÁZFELHASZNÁLÁS ALAKULÁSA 2030-BAN A KÜLÖNBÖZŐ FORGATÓKÖNYVEKBEN MAGAS, ALACSONY ÉS REFERENCIA FÖLDGÁZNAGYKERESKEDELMI-ÁR MELLETT, TJ



8.10.2.3. ERŐMŰVI SZÉN-DIOXID-KIBOCSÁTÁS VÁLTOZÁSA

Az erőművi szén-dioxid-kibocsátás jelentősen csökken a Fosszilis túlsúlyos esetben, ami annak köszönhető, hogy kiszorulnak a szenes termelők, és a kisebb fajlagos kibocsátással bíró földgáztüzelésű erőművek veszik át a helyüket. Az összes többi esetben attól függ a szén-dioxid-kibocsátás alakulása, hogy a földgáztüzelésű erőművek mennyit termelnek. Jelentős elmozdulást azonban nem azonosíthatunk az egyes forgatókönyvekben a három különböző földgázár esetében.

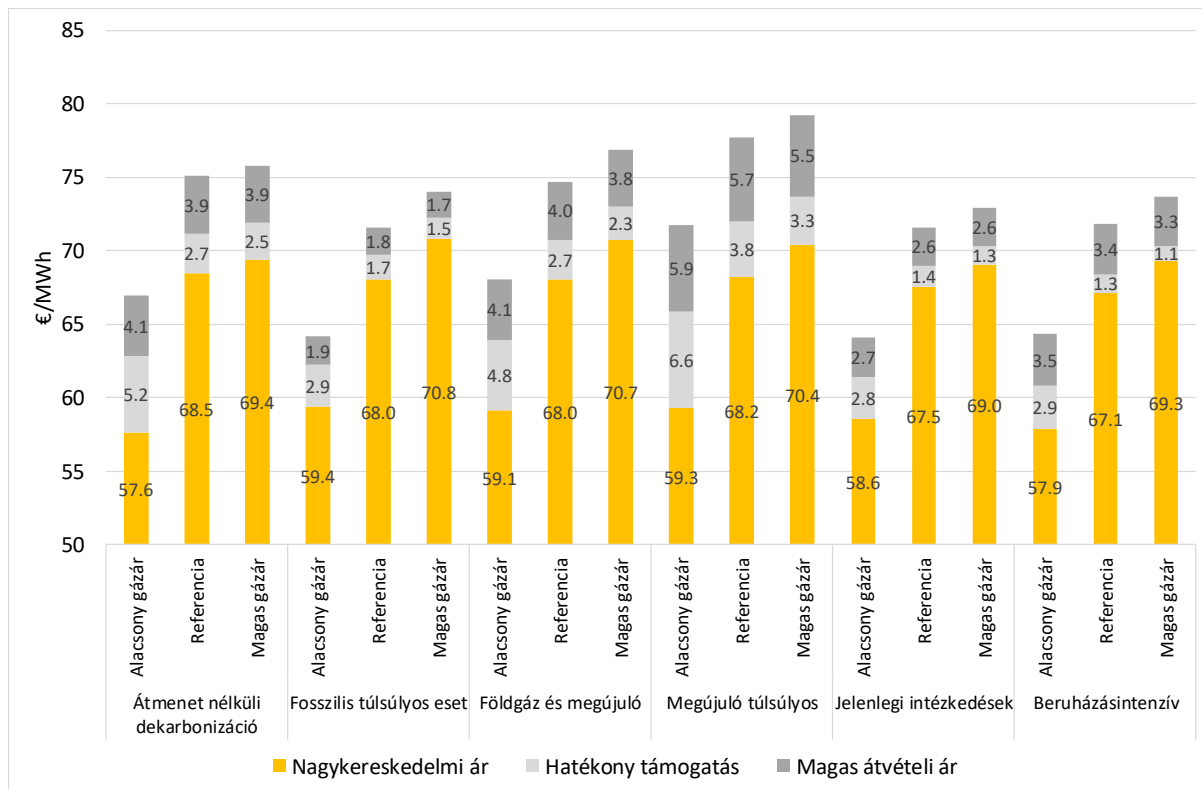
92. ÁBRA: AZ ERŐMŰVEK VILLAMOSENERGIA-TERMELÉSÉRE JUTÓ SZÉN-DIOXID KIBOCSÁTÁSA 2030-BAN A VIZSGÁLT HAT ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYV MELLETT, KÜLÖNBÖZŐ FÖLDGÁZNAGYKERESKEDELMI-ÁRAT FELTÉTELEZVE



8.10.2.4. A NAGYKERESKEDELMI ÁR ÉS A MEGÚJULÓK TÁMOGATÁSIGÉNYE

A villamos energia árának alakulására – hasonlóan a szén-dioxid-kvótaár esetéhez – jelentős hatással bír a földgáz nagykereskedelmi ára. Ugyanakkor ebben az esetben a lefelé való elmozdulás hatására sokkal nagyobb mértékben csökken a nagykereskedelmi villamosenergia-ára, mint az ellenkező irányú hatás. Alacsony földgázár mellett 8-11€/MWh-val csökken a hazai nagykereskedelmi ár, míg az ellenkező irányban ez a hatás mindössze 1-3€/MWh. A legnagyobb árcsökkenést az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyvben látunk, míg a legnagyobb növekedést a Fosszilis túlsúlyos esetben, illetve a Földgáz és megújuló forgatókönyvben.

93. ÁBRA: A NAGYKERESKEDELMI VILLAMOSENERGIA-ÁR ÉS A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK FAJLAGOS TÁMOGATÁSA A HATÉKONY ÉS A MAGAS ÁTVÉTELI TÁMOGATÁSOS FORGATÓKÖNYVBEN AZ ELEMZETT ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEKBEN KÜLÖNBÖZŐ NAGYKERESKEDELMI FÖLDGÁZÁRAK ESETÉBEN, €/MWh, 2030



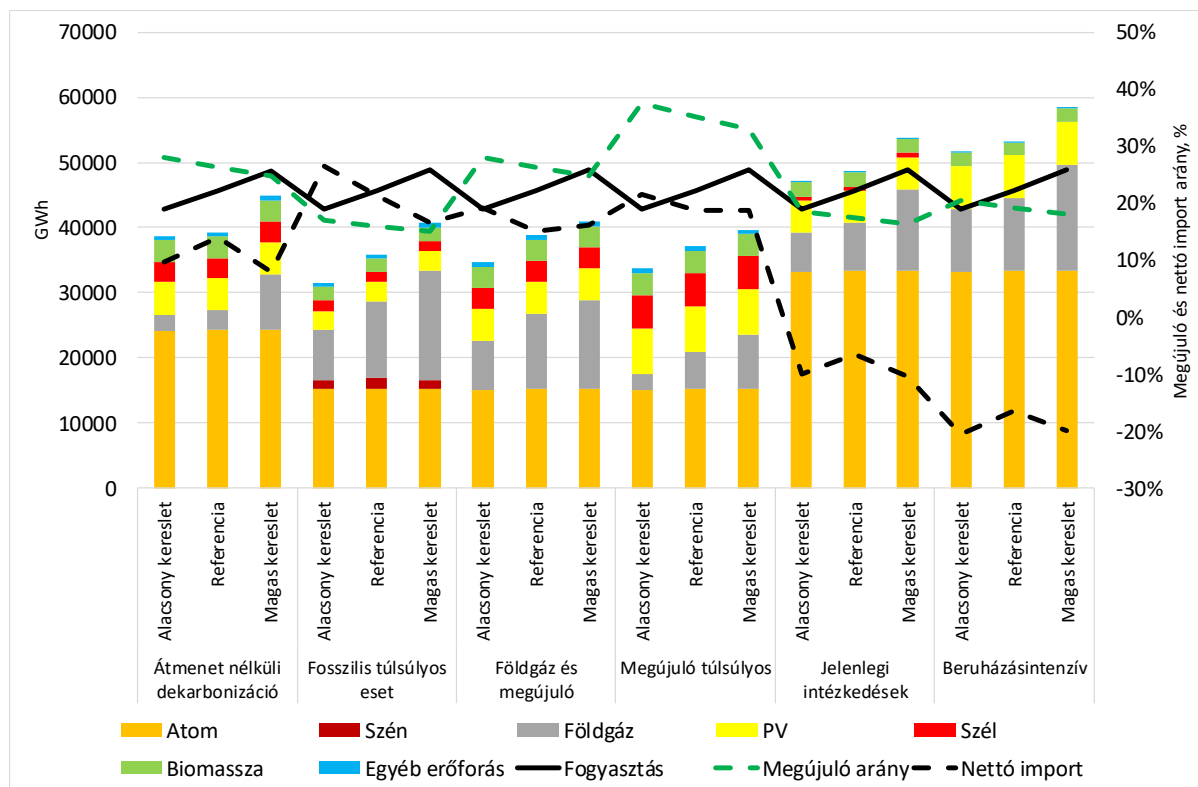
8.10.3. A VILLAMOSENERGIA-FOGYASZTÁS ÉRZÉKENYSÉG-VIZSGÁLATA

Megvizsgáltuk, hogy különböző villamosenergia-fogyasztás esetén hogyan változnak a kapott eredmények. Az érzékenységvizsgálat során azzal a feltételezéssel éltünk, hogy az alacsony, illetve magas keresletű érzékenységvizsgálatok során minden modellezett országban az éves kereslet változása +/-0,5%-os a referenciaesethez képest. Ez 2030-ra mintegy 7%-os növekedést jelent a referencia-forgatókönyvhöz viszonyítva. Míg a korábbi elemzések az ellátásbiztonsági kérdésekre nem tértek ki, mivel azokra nincs szignifikáns hatással a vizsgált két tényező (szén-dioxid kvóta ára, illetve földgáz nagykereskedelmi ára), addig a fogyasztás érzékenységvizsgálatakor kitérünk ezen kérdések elemzésére is.

8.10.3.1. VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ALAKULÁSA

A villamosenergia-fogyasztás változása miatt az egyes erőművi forgatókönyvekben a megújuló arányok is eltérnek, miközben azok termelése nem változik. Ez nyilvánvalóan annak eredménye, hogy ezen mutatót a hazai fogyasztáshoz viszonyítjuk. A nettó import tekintetében sem látunk néhány százalékpontos változásnál nagyobb hatásokat. Jellemzően a növekvő kereslet hatására növekszik a hazai erőművek termelése, amely eredményezi a kisebb mértékű nettó import pozíciót. Ugyanakkor ez a hatás nem szimmetrikus, azaz számos forgatókönyv esetében a csökkenő kereslet is alacsonyabb nettó importarányhoz vezet, mivel a hazai erőművek termelése kevésbé változik, mint a feltételezett fogyasztásváltozás.

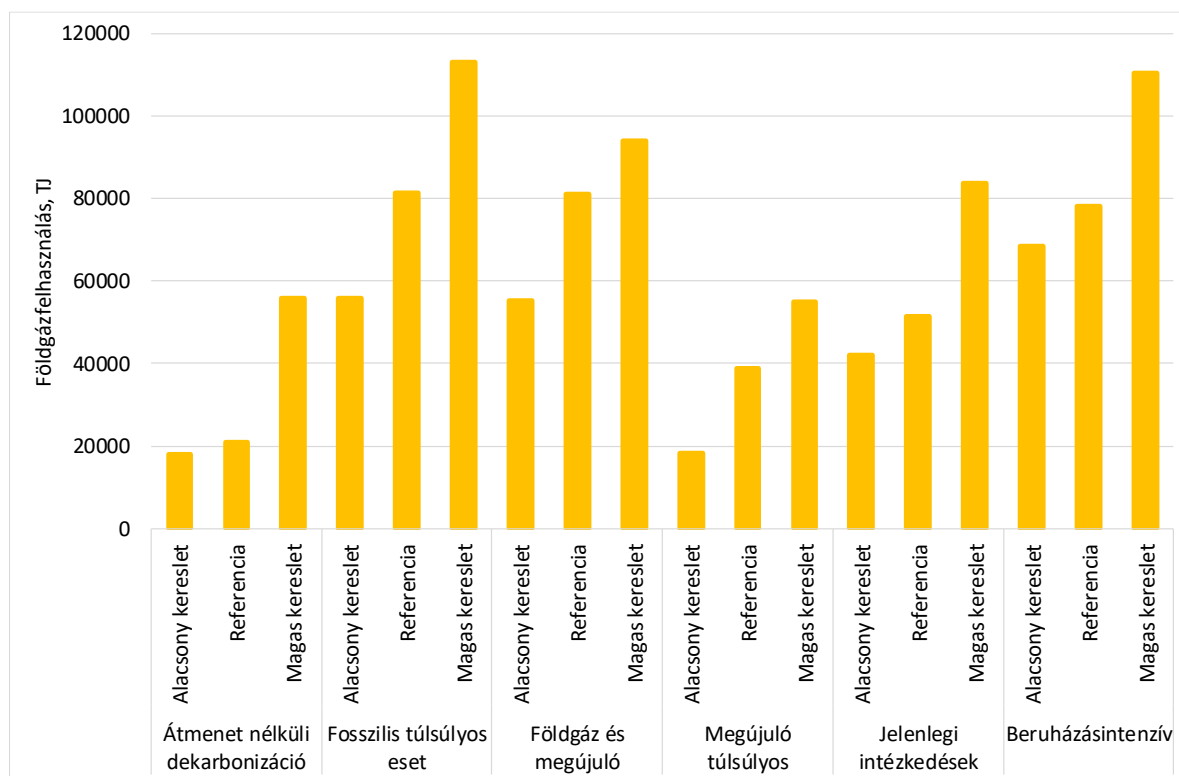
94. ÁBRA: A 2030-AS VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS ÖSSZETÉTEL, A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK ARÁNYA ÉS A NETTÓ IMPORT ARÁNYA A VIZSGÁLT HAT FORGATÓKÖNYVBEN ALACSONY, MAGAS ÉS A REFERENCIA VILLAMOSENERGIA-FOGYASZTÁSI FORGATÓKÖNYVEK ESETÉBEN



8.10.3.2. ERŐMŰVEK FÖLDGÁZFELHASZNÁLÁSA

Az erőművek földgázfelhasználásában jelentős eltérés van a fogyasztástól függően. Ahogy az előzőekben is láttuk, magasabb fogyasztás esetén megnő a hazai földgáztüzelésű erőművek termelése, amely egyben azok földgázfelhasználását is megnöveli. Ezen hatás igen jelentős, még az Átmenet nélküli forgatókönyv esetében közel 40 PJ-lal nő meg a felhasználás a magas kereslet esetében, összehasonlítva a referencia fogyasztási esettel. Közel hasonló nagyságrendű növekedést figyelhetünk meg a Fosszilis túlsúlyos esetben és a Beruházásintenzív forgatókönyvben.

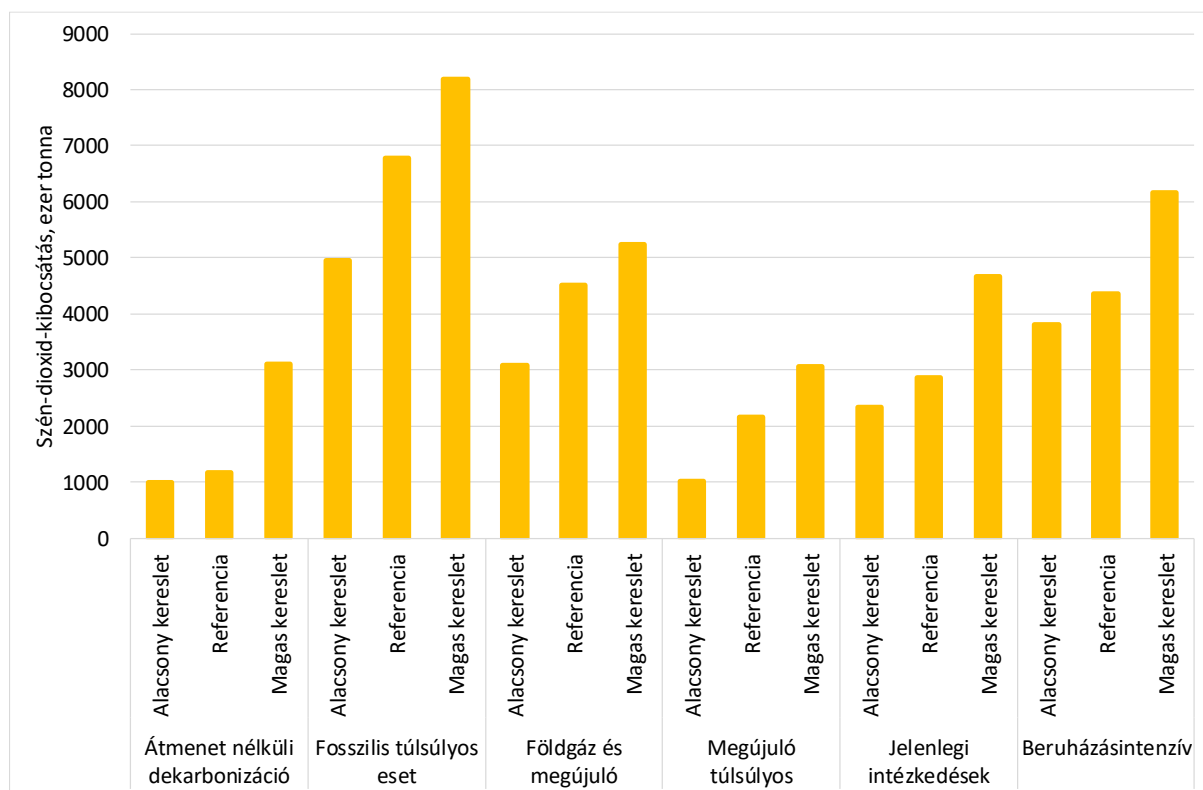
95. ÁBRA: AZ ERŐMŰVI FÖLDGÁZFELHASZNÁLÁS ALAKULÁSA 2030-BAN A KÜLÖNBÖZŐ ERŐMŰVI SZCENÁRIÓKBAN ALACSONY, MAGAS ÉS A REFERENCIA VILLAMOSENERGIA-FOGYASZTÁSI FORGATÓKÖNYVEK ESETÉBEN



8.10.3.3. ERŐMŰVI SZÉN-DIOXID-KIBOCSÁTÁS VÁLTOZÁSA

Az erőművi szén-dioxid-kibocsátás és a fogyasztás között erős a pozitív kapcsolat, amely elsősorban abból fakad, hogy a magasabb fogyasztás esetében növekszik a földgáztüzelésű erőművek termelése. Ebből kifolyólag a legnagyobb növekedést az Átmenet nélküli dekarbonizációs forgatókönyvben figyelhetjük meg, a referenciaesethez képest 2 millió tonnával növekszik meg a szén-dioxid-kibocsátás.

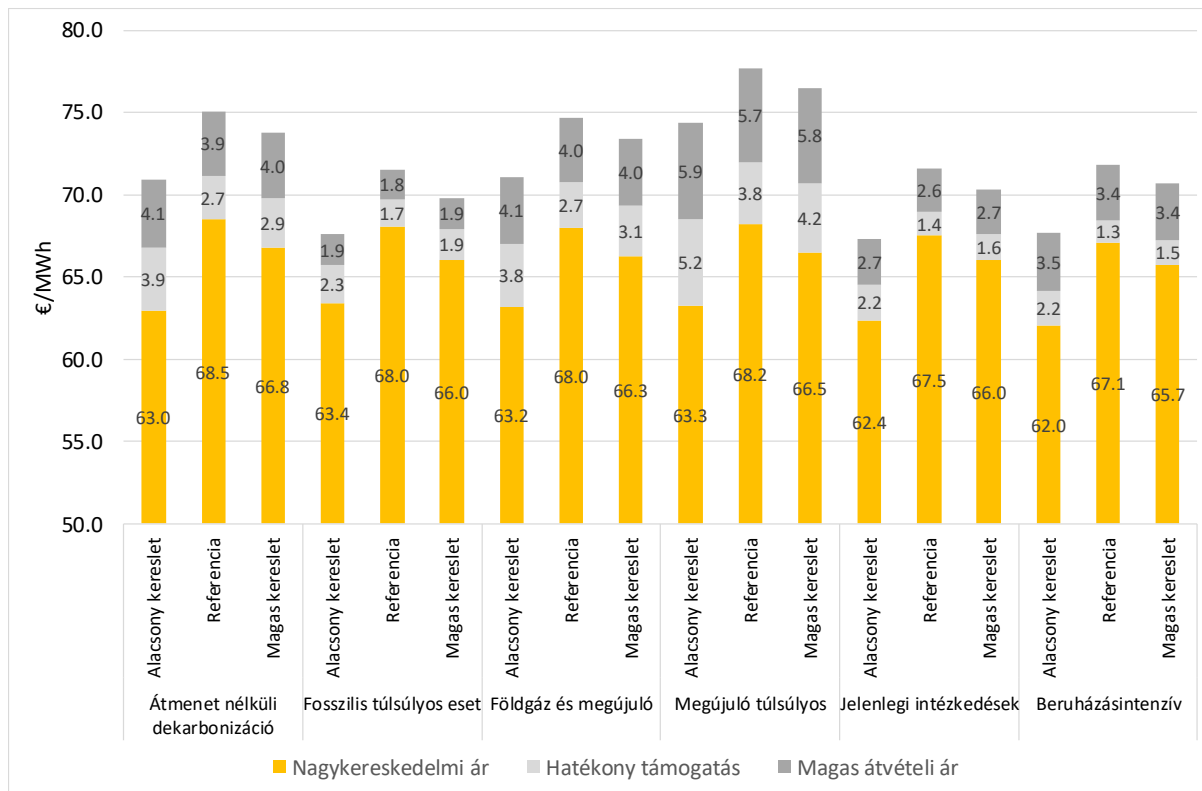
96. ÁBRA: AZ ERŐMŰVEK VILLAMOSENERGIA-TERMELÉSÉRE JUTÓ SZÉN-DIOXID KIBOCSÁTÁSA 2030-BAN A VIZSGÁLT HAT ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYV MELLETT, KÜLÖNBÖZŐ VILLAMOSENERGIA-FELHASZNÁLÁST FELTÉTELEZVE



8.10.3.4. A NAGYKERESKEDELMI ÁR ÉS A MEGÚJULÓK TÁMOGATÁSIGÉNYE

Ezen érzékenységvizsgálat esetén előfordul, hogy nem feltétlenül kapunk triviális megoldásokat. A fogyasztás növekedéséhez sok esetben alacsonyabb nagykereskedelmi ár társul, ami annak köszönhető, hogy a megnövekvő keresletet új, endogén módon épülő erőművek adják, amelyek viszont nagyon jó hatásfokkal tudnak működni, így csökkentve a nagykereskedelmi villamosenergia-árakat. A megújuló támogatás elemzése még komplexebb, hiszen a teljes megújuló támogatást az összes hazai fogyasztásra osztjuk fel. Ha a Hatékony támogatás esetét vizsgáljuk, akkor elmondhatjuk, hogy fogyasztás növekedése a két kiskereskedelmi árkomponens összegét (nagykereskedelmi ár, illetve megújulótámogatás) – (1,2-1,8)€/MWh-tal változtatja az egyes erőművi forgatókönyvek esetén a referencia fogyasztáshoz viszonyítva. Alacsony fogyasztás esetén viszont 3,4-4,4 €/MWh-val növeli ezt meg. Ez tehát azt jelzi, hogy az egyes forgatókönyvekre nagyjából azonos módon hat a fogyasztás megváltozása.

97. ÁBRA: A NAGYKERESKEDELMI VILLAMOSENERGIA-ÁR ÉS A MEGÚJULÓENERGIA-FORRÁSOK FAJLAGOS TÁMOGATÁSA A HATÉKONY ÉS A MAGAS ÁTVÉTELI TÁMOGATÁSOS FORGATÓKÖNYVBEN AZ ELEMZETT ERŐMŰVI SZCENÁRIÓKBAN ALACSONY, MAGAS ÉS A REFERENCIA VILLAMOSENERGIA-FOGYASZTÁSI FORGATÓKÖNYVEK ESETÉBEN, €/MWH



8.10.3.5. NEM SZOLGÁLTATOTT ENERGIA ALAKULÁSA

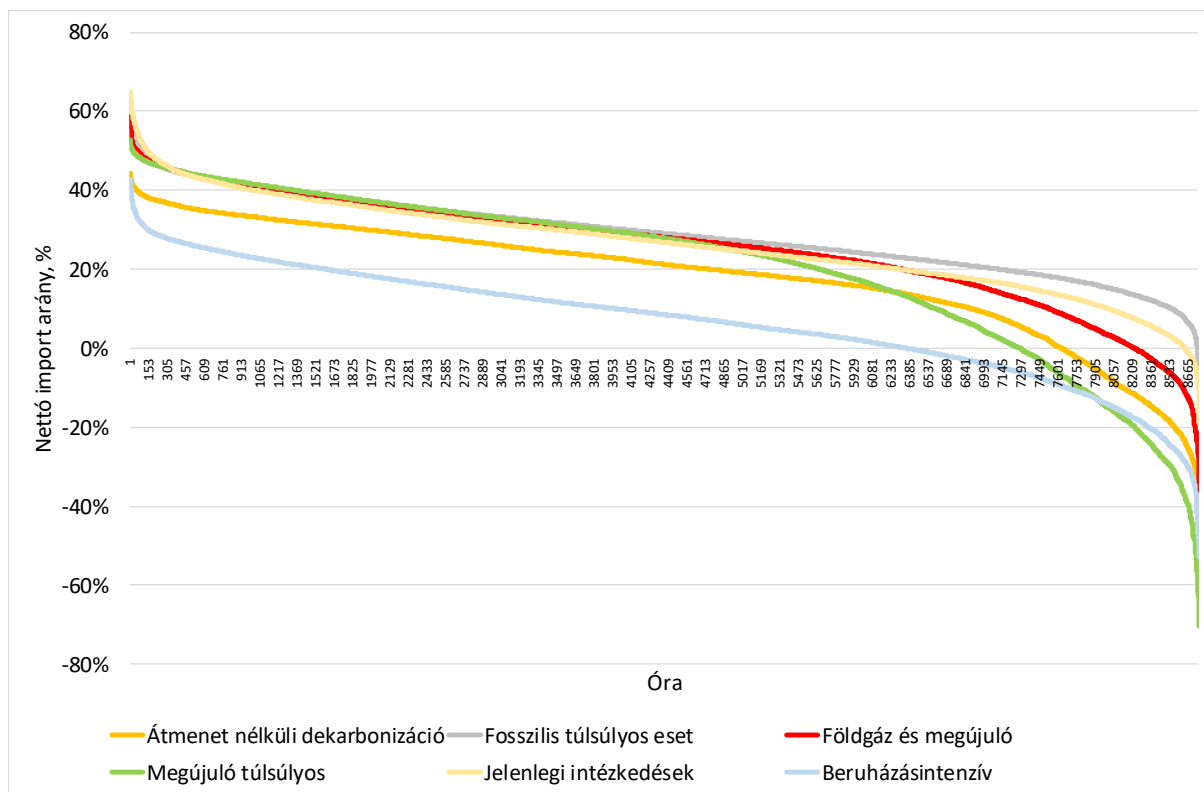
A modellezés során azt is vizsgáltuk, hogy mekkora a Nem Szolgáltató Energia abban az esetben, ha a fogyasztás magasabb a referenciaesetnél. Ebben az esetben is azt kaptuk, hogy egyetlen olyan óra sincs, amelyben a rendelkezésre álló források ne tudnák kielégíteni a hazai fogyasztást.

Vizsgáltunk továbbá egy olyan extrém forgatókönyvet is, amikor a fogyasztás értéke a magas keresletnek megfelelően alakul, illetve az időjárásfüggő-termelés (a szélerőművek és a PV-k mellett beleértve a vízerőműveket is) a sok éves minimumokon termel. Ehhez először meghatároztuk, hogy melyik az az év - az elmúlt tíz évet tekintve -, amikor az éves kihasználtság európai viszonylatban a legalacsonyabb külön a vízerőművekre, illetve külön a nap- és szél-erőművekre vonatkozóan. Ezzel a módszerrel így egy igen extrém forgatókönyvet szimulálunk. A modellezési eredmények azt mutatják, hogy még ezen esetben is minden órában kielégíthető a hazai fogyasztás, azaz a Nem Szolgáltató Energia értéke nulla.

8.10.3.6. AZ ÓRÁS NETTÓ IMPORT-ARÁNY ALAKULÁSA

Megvizsgáltuk, hogy az órás nettó import-arányra milyen hatással van a fogyasztás növekedése. Az alábbi ábra szemlélteti a nettó import-arányokat a különböző erőművi forgatókönyvek esetében. Látható, hogy ekkor sem láthatunk igen jelentős elmozdulásokat.

98. ÁBRA: A NETTÓ IMPORT ARÁNYA AZ EGYES FORGATÓKÖNYVEK MEGAS FOGYASZTÁS MELLETT, 2030, %



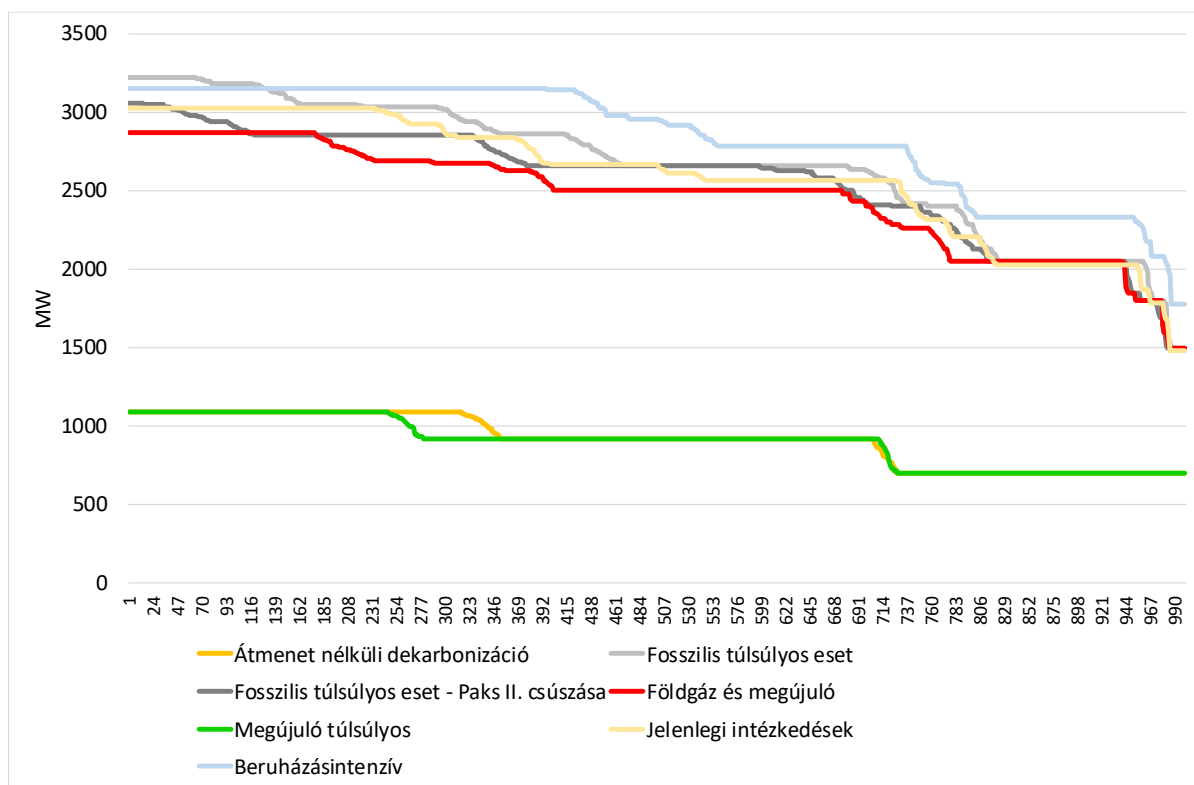
Míg a referencia keresletű időszakban nem volt olyan forgatókönyv, amely esetben 60%-ot meghaladná a nettó import arány, addig a magas kereslet mellett a Jelenlegi forgatókönyv esetében 17 ilyen órát azonosítottunk, míg a Fosszilis túlsúlyos esetben 14-et. Összességében elmondható, hogy a magas nettó import-aránnyal bíró órák kitettsége tovább növekedett, és lényegesen nagyobb arányokat figyelhetünk meg ezen kritikusabb órákban.

8.10.3.7. A FELIRÁNYÚ TARTALÉKOK RENDELKEZÉSRE ÁLLÁSA

Az EPMM modell segítségével megvizsgáltuk, hogyan alakulnak a rendelkezésre álló felirányú szabályozási tartalékok. Az alábbi ábrán már a szlovák és osztrák importlehetőségekkel is módosítottuk a korábban leírt gondolatmenetet követve.

Látható, hogy teljesen hasonló képet kapunk, mint korábban, azonban a felszabályozási tartalékok mennyisége kismértékben tovább csökkennek.

99. ÁBRA: FELSZABÁLYOZÁSI POTENCIÁL A LEGALACSONYABB 1000 ÓRÁBAN AZ EGYES ERŐMŰVI FORGATÓKÖNYVEKBEN MÓDOSÍTVA AZ OSZTRÁK ÉS A SZLOVÁK IMPORTLEHETŐSÉGEKKEL, MAGAS FOGYASZTÁS MELLETT, 2030



8.11. KÖVETKEZTETÉSEK

A modellezésből a következő főbb konklúziók vonhatóak le:

- A modellezett nettó importarány 2030-ban nagy szórást mutat az egyes erőművi forgatókönyvekben. Azon két scenárió esetében, amely során mindkét paksi blokk megépül 2030-ra Magyarország nettó exportórré válik. Az összes többi forgatókönyv esetében a nettó importarány 20% körül mozog, nincs igazán jelentős különbség a négy további forgatókönyv között. Ez az érték azonban lényegesen alacsonyabb, mint az utóbbi években megfigyelt értékek, amelyek 30-35%-os nettó importarányt mutatnak. Fontos azonban leszögezni, hogy a nettó exportóri pozíció a Jelenlegi intézkedések és a Beruházásintenzív forgatókönyv esetében csak átmeneti, a 2030-as évek közepére hasonlóan alakul a nettó importarány, mint a többi forgatókönyv esetében.
- A megújulóenergia-források által termelt villamos energiát a bruttó fogyasztáshoz viszonyítva kapjuk meg a megújuló arányt. A legalacsonyabb, 20% körüli értékeket a Fosszilis túlsúlyos, a Jelenlegi intézkedések, illetve a Beruházásintenzív forgatókönyv esetén tapasztaljuk. A Megújuló túlsúlyos scenárió esetében ez az érték az előbb említett forgatókönyvek értékeinek közel a duplája, 35%-os arányt mutat. Szintén je-

lentősnek mondható a megújuló arány az Átmenet nélküli dekarbonizáció és a Földgáz és megújuló forgatókönyv esetében, ahol ez az érték 25% körül mozog.

- A megújuló erőforrások egyik előnye lehet, hogy a földgáztüzelésű erőművek termelésének részbeni helyettesítésével csökkenhet hazánk földgázfelhasználása, így kisebb importra szorulunk, amely növeli a földgázellátás-biztonságot. Az alacsony határköltésű (illetve kötelező átvétel alá eső) PV és szélerőművi termelés ugyanakkor részben a villamosenergia-importot is képes helyettesíteni.
- Megvizsgálva a földgázfelhasználást azt tapasztaljuk, hogy már 2025-ben is jelentős különbségek vannak az egyes forgatókönyvek között, de 2030-ban még ennél is jelentősebbek az eltérések. Mind 2025-ben, mind pedig 2030-ban a legalacsonyabb fogyasztás az Átmenet nélküli dekarbonizációs, a Megújuló túlsúlyos, illetve a Jelenlegi intézkedések forgatókönyvek esetén alakul ki, 2030-ra már mindössze 20 PJ-os, illetve 40 PJ-os felhasználással. A többi forgatókönyvben ezen értékek többszörösére rúgó, 70-80 PJ közötti erőművi földgázkereslet várható.
- Az erőművek szén-dioxid kibocsátása Magyarország saját maga számára kitűzött nemzeti célkitűzésének részét képezi a 23/2018. (X. 31.) Ogy határozat által elfogadott második Nemzeti Éghajlatváltozási Stratégia és az új Energiastratégiát megalapozó 1772/2018. (XII.21.) Korm. határozat és ennek nyomán a készülő Nemzeti Energia és Klíma Terv alapján, ezért az erőművi szektor kibocsátásaira is fegyelmet kell fordítani. A legalacsonyabb szén-dioxid-kibocsátás az Átmenet nélküli dekarbonizáció forgatókönyvében adódik, 2030-ra mindössze 1 millió tonna, amely a 2020-as érték alig több mint 10%-a. Körülbelül kétszer ekkora, de még így is nagyon alacsony érték adódik a Megújuló túlsúlyos forgatókönyv esetében, mintegy 2 millió tonnás kibocsátással. Nagyságrendileg megegyezik ezzel az értékkel a Jelenlegi intézkedések forgatókönyve. A Beruházásintenzív, illetve a Földgáz és megújuló esetben a kibocsátás 2030-ban 4,5 millió tonna környékén alakul. A legmagasabb értéket pedig a Fosszilis túlsúlyos esetben tapasztaljuk, de még ebben az esetben is jelentősen mérséklődik a szén-dioxid-kibocsátás a jelenlegihez képest.
- A folyamatosan emelkedő hazai nagykereskedelmi villamosenergia-ár elsősorban a növekvő szén-dioxid-kvóta-, illetve földgázáraknak köszönhető. A nagykereskedelmi villamosenergia-árakban ugyanakkor nincs jelentős különbség a forgatókönyvek között még 2030-ban sem, hiszen az órák döntő részében az ármeghatározó marginális erőmű minden forgatókönyv esetén a gáztüzelésű blokk lesz. Az árkülönbség a két – nagykereskedelmi ár szempontjából – szélsőséges forgatókönyv esetén sem nagyobb, mint 1,4€/MWh.

- Számszerűsítettük, hogy mekkora megújulóenergia-támogatás szükséges ahhoz, hogy az egyes forgatókönyvekben felvázolt célt elérhessük. A számításaink során két-féle támogatási rezsimet vizsgáltunk. A hatékony támogatás esetében feltételeztük, hogy a 2019 után épülő megújuló biomassza-alapú áramtermelés fajlagos támogatásigénye megegyezik az adott technológia LCOE (~átlagköltség) értékének és az adott évi nagykereskedelmi árnak a különbségével. A korábban az ITM részére készített kutatásunkban részletesen bemutattuk az egyes technológiák LCOE értékének alakulását, ezen tanulmányban azokat az értékeket vettük alapul. A magas átvételi ár esetében feltételeztük, hogy a megújulóenergia-források támogatása 2030-ig is viszonylag magas, a jelenlegi METÁR-KÁT átvételi áron (100 €/MWh) történik, azaz a jövőben épülő erőművek (nem csak a most engedélyezettettek) is ez az árat kapják meg.
- A megújulótermelés-támogatási összeget minden esetben a teljes fogyasztásra vetítettük, hogy az egyes forgatókönyvek összehasonlíthatóvá váljanak. A legmagasabb támogatási szint a Megújuló túlsúlyos forgatókönyv esetében adódik, ahol hatékony támogatás mellett a fajlagos támogatás mértéke 3,8€/MWh, míg a várható átlagköltségeket meghaladó, jelenlegi átvételi árakat alkalmazva ennek többszörösére, 9,5€/MWh-ra rúgna a megújuló támogatás költsége. Ha pusztán csak a nem egyetemes szolgáltatás alá tartozó fogyasztók fizetnék a megújulóenergia-támogatást (feltételezve, hogy a nem ESZ fogyasztók adják a teljes fogyasztás 71%-át), akkor hatékony esetben az ipari fogyasztókra háruló többletköltség megnövekedne 5,3€/MWh-ra, illetve – a jelenlegi kötelező átvételi árak esetén – 13,1€/MWh-ra, miközben a lakossági fogyasztók mentesülnének a végfelhasználói ár ezen komponensétől.
- Ha a nagykereskedelmi árat és a kiskereskedelmi ár fajlagos megújuló támogatási komponensét összeadjuk, akkor a legolcsóbb és a legdrágább forgatókönyv közötti különbség 2030-ban 3,6 €/MWh Hatékony támogatás esetén, és 6,1 €/MWh Magas átvételi árat feltételezve. Ez utóbbi nagyságrendileg 8%-os eltérésnek felel meg.

Szakirodalmi adatok és hazai interjúk alapján a jelenlegi hazai földgáztüzelésű erőművek éves fix költsége 12-20 €/kW között mozog. Ez azonban nem elegendő arra, hogy a nagyobb karbantartási munkákra fedezetet nyújtson. Ha ezeket is figyelembe vesszük, az éves költség átlagosan ennek a duplájára, 24-40€/kW-ra nő. Új erőmű építése esetén az átlagosan elvárt éves profit 120-200 €/kW környékére tehető. Az alábbi ábra mutatja, hogy az egyes forgatókönyvekben mekkora az átlagos profitja a nem kapcsolt földgázos erőműveknek. Fontos leszögezni, hogy az erőművek termékpiaci profitját számszerűsítettük, az esetleges tartalékpiaci bevételt nem becsültük. Összességében azt tapasztaljuk, hogy a 2020-as évek elején képződő profit a nagyobb erőművi felújításokat nem, de az éves fix költségek fedezi, azaz rövidtávon nem várható ezen erőművek bezárása. A növekvő villamosenergia-ár révén a húszas

évek közepére-végére már olyan az átlagos profitja ezen kapacitásoknak, hogy piaci körülmények között is érdemes lehet elvégezni a nagykarbantartásokat. A kérdés, hogy mely erőművi egységek képesek addig elhúzni a nagykarbantartást, vagy esetlegesen nagyobb kockázat vállalása mellett is beruházni a nagyfelújításba.

- Még a 2020-as évek végén sem képződik elegendő profit ahhoz, hogy a teljesen új beruházások rentábilisan tudjanak működni, arra inkább a 2030-as évek elejétől van esély a feltételezett tényezőárok esetén. Ebből következik, hogy a Beruházásintenzív forgatókönyv esetén az új, 1200 MW-nyi CCGT beruházás megvalósulása piaci alapon erősen kérdéses, azok létrejöttéhez mindenképpen valamilyen kapacitás alapú bevételre is szükség van, pusztán a termékpiaci értékesítésből azok nem rentábilisek.
- Az elemzésünk során megbecsültük, hogy az egyes forgatókönyvekben a PV kapacitások mekkora területigénnyel bírnak. Szakirodalmi elemzés alapján a hazai naplemparkok fajlagos területigényét 2,4 hektár per megawatt átlagos értékkel közelítjük. Konzervatív megközelítésben azzal számoltunk, hogy a teljes várt kapacitásbővítés kizárólag új földterületek bevonásával, közvetlenül a földre épülne. Az így felülbecsült, összes PV területigény várhatólag 7 ezer és 17 ezer hektár között alakul. Ez arányaiban eltörpül az összes termőterülethez (7,3 millió ha) vagy akár a mezőgazdasági területekhez (5,3 millió ha) képest is. Még az összes szántóföldi területnek sem éri el a 0,2-0,4 százalékát, a művelésből kivett (ipari létesítmények, utak, települések) összes területnek pedig nem éri el a 0,4-0,9 százalékát.
- A REKK által végzett modellezés eredményeképpen megállapítható, hogy 2030-ban minden forgatókönyv minden órájában a fogyasztás kiszolgálható, azaz a Nem Szolgáltató Energia mennyisége nulla. Hasonló következtetésre jut a 2016-ban MAVIR által készített „Kapacitás mechanizmus igényének előzetes műszaki vizsgálata” című dokumentuma, illetve a legutóbbi, 2018-as ENTSO-E által készített Mid-term Adequacy Forecast riport is.
- A modellezési eredményeink rámutatnak arra, hogy a hazai nukleáris kapacitásokat a Beruházásintenzív forgatókönyv esetében is csak évi 46 órában kell visszaterhelni, míg a legalacsonyabb óraszám a Fosszilis túlsúlyos esetében adódik (20 óra).
- Számszerűsítettük, hogy az egyes években a különböző erőművi forgatókönyvekben mekkora a rendelkezésre álló potenciális hazai erőművi szabályozási kapacitás. Konzervatív megközelítésből fakadóan azzal a feltételezéssel éltünk, hogy csak a gázos, illetve a lignites kapacitásokat vettük figyelembe, így a leszabályozási kapacitást lényegesen alulbecsültük, mivel sem a megújulókat, sem pedig a nukleáris erőműveket nem számítottuk bele. A Megújuló túlsúlyos és az Átmenet nélküli dekarbonizációs

forgatókönyv esetén is 1000 MW-nyi potenciális szabályozói tartalék áll rendelkezésre, az összes többi esetben ez az érték 2500 MW felett van.

- A szükséges tartalékkapacitás mértéke három tényezőből tevődik össze: felirányú tercier kapacitás, le- és felirányú szekunder kapacitás. A tercier tartalék mértéke megegyezik a legnagyobb erőművi blokk teljesítményével, amely jelenleg 500 MW, de Paks II. esetleges belépésével ez 1200 MW-ra növekszik. Felirányú szekunder lekötési igényt 250 MW-ban, míg a leszabályozási igényt 150 MW-ban – a jelenlegi lekötési mennyiségeket figyelembe véve határoztuk meg.
- Gyakran hangoztatott érv, hogy az időjárásfüggő megújulóalapú villamosenergia-termelés térnövekedésével nagyobb mennyiségű tartalékokat kell lekötni a rendszer biztonságos működéséhez. Habár a szakirodalmi becslések alapján egységnyi időjárásfüggő kapacitás-növekmény annak 1-8%-ával növeli a szükséges tartalékkapacitást, a gyakorlatban fontos ellenpéldákat is találunk. Kérdés, hogy hosszú távon az a hatás erősebb, hogy a rendszerbe kerülő egyre több időjárásfüggő kapacitás növeli a tartalékigényt, vagy pedig az egyéb csökkentő tényezők, mint például a pontosabb előrejelzések, a növekvő napon belüli piaci likviditás, az okos mérés elterjedésével a fogyasztás kisebb bizonytalansággal való becslése, vagy az erőművek kiesési valószínűség csökkenése. Ezért a számításaink során a jelenlegi lekötési igényekkel számoltunk.
- A modellezési eredmények alapján a leszabályozási tartalék minden egyes órában elegendő mennyiségben rendelkezésre áll. A számításaink során azt feltételeztük, hogy a megújuló termelők az aktuális termelésük teljes mennyiségével képesek a leirányú szabályozásra, míg a többi erőmű esetén az aktuális termelésük és a minimális termelésük közötti kapacitással képesek leirányú szabályozást nyújtani. Fontos azonban hangsúlyozni, hogy ennek meg kell teremteni egyrészt a műszaki feltételeit, másrészt pedig olyan szabályozórendszer bevezetésére van szükség, ahol a megújuló alapú villamosenergia-termelők érdekeltté válnak ilyen szolgáltatás nyújtására.
- Az elemzésünk rámutat arra, hogy pusztán a hazai forrásból rendelkezésre álló felirányú kapacitás szűkössé válhat, ezért megfelelő szabályozói beavatkozás lehet indokolt ezen területen.
- Szinte mindegyik forgatókönyv esetében előfordul olyan eset, hogy a felirányú tartalékpotenciál az elvárt szint alatt alakul, amely veszélyeztetheti az ellátásbiztonságot.
- A felirányú tartalékok azonban az adott erőművi struktúra mellett is növekedhetnek. Az egyik lehetséges mód, hogy északi irányból – ahonnan rendelkezésre áll elegendő

potenciális termelés – nagyobb mértékben importálunk, és a hazai erőművek termelését visszafogjuk annak érdekében, hogy azok képesek legyenek felirányú szabályozást nyújtani. Ha a határkeresztesző kapacitáskorlát erejéig importálunk, akkor a modellezés azt mutatja, hogy mindegyik forgatókönyv esetében az órák 99%-ban rendelkezésre áll legalább 750 MW felszabályozási potenciál.

- További mód lehet a felirányú kapacitások növelésére, ha a szükséges tartalékkapacitások egy részét hazai fogyasztók biztosítják, amellyel a modellezés során – a konzervatív megközelítés okán és a keresletoldali potenciál ismeretének hiányában – egyáltalán nem számoltunk
- Szintén növelhető a tartalékkapacitás, ha a szükséges tartalékokat nem hazánkban biztosítjuk, hanem a szomszédos országokban, elsősorban a déli országokból, ahol bőséges vízerőművi kapacitások biztosíthatják a szükséges tartalékkapacitásokat. Ezen országoknak meg van az az előnye, hogy a jellemző export irány miatt a tartalékkapacitások importja csak kismértékben veszi el a határkeresztesző kapacitásokat a termékpiaci kereskedés elől. Fontos azonban hangsúlyozni, hogy erre hosszabb távon csak van mód, ha a két ország egységes beszerzési tendert ír ki. Ez viszont oda vezethet, hogy a hazai földgáztüzelésű erőművek versenyhátrányba kerülnek, és a bevételük egy részének elvesztésével kiszorulhatnak a piacról.
- Ha az összes határon a ki nem használt importot is hozzászámítjuk, akkor minimálisan 5000 MW-nyi felirányú potenciális tartalékkapacitás állna rendelkezésre, amennyiben a szomszédos országban elegendő termelőkapacitás áll rendelkezésre. További vizsgálandó kérdés, hogy az esetleges tartalékpiacok integrációja hogyan hat a termékpiaci kereskedésre.
- Amennyiben a fenti lehetőségek kihasználása nem jár sikerrel, és kétségesse válik a szükséges tartalékszint biztosítása, akkor erőteljesebb szabályozói lépésre lehet szükség, amely közvetlenül (tercier) tartalék nyújtására képes erőművi kapacitás(ok) kiépítését ösztönzi. Számszerűsítettük, hogy 100 MW OCGT kapacitás építése esetén, figyelembe véve a beruházási költségét, az éves fix működtetési költséget, illetve a beruházó által elvárt hozamot is, mekkora éves bevételszükséglet adódik, hogy az rentábilisan tudjon működni. Konzervatív megközelítésből fakadóan feltételezzük, hogy ezen költségeket teljes mértékben a fogyasztókra osztjuk szét, amely becslésünk szerint 0,29€/MWh-val növelné meg a végfelhasználói árakat.
- Végül három kritikus tényezőre – a földgáznagykereskedelmi-árra, a szén-dioxidkvóta árára, illetve a fogyasztásra – érzékenységvizsgálatot is végeztünk. Ezek meg-

mutatták, hogy a főbb következtetések nem változnak, csak kisebb eltéréseket tapasztalunk ezen tényezők megváltozása esetén.

- Vizsgáltunk továbbá egy olyan extrém forgatókönyvet is, amikor a fogyasztás értéke a magas keresletnek megfelelően alakul, illetve az időjárásfüggő-termelés (a szélenergia és a PV-k mellett beleértve a vízenergia-t is) a sok éves minimumokon termel. Ehhez először meghatároztuk, hogy melyik az az év - az elmúlt tíz évet tekintve -, amikor az éves kihasználtság európai viszonylatban a legalacsonyabb külön a vízenergia-t, illetve külön a nap- és szélenergia-t vonatkozóan. Ezzel a módszerrel így egy igen extrém forgatókönyvet szimulálunk. A modellezési eredmények azt mutatják, hogy még ezen esetben is minden órában kielégíthető a hazai fogyasztás, azaz a Nem Szolgáltatott Energia értéke nulla.

FELHASZNÁLT FORRÁSOK

- Abani, A. O. (2018) *Profitability of Gas-fired Power Plants in Europe: is the Storm Behind Us?*, Deloitte Newsletter Power and Utilities, Retrieved from: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/fr/Documents/financial-advisory/economicadvisory/deloitte_profitabilite-centrales-au-gaz-en-Europe-vers-la-fin-de-la-tempête.pdf
- ACER (2012) *Framework Guidelines on Electricity Balancing*, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Retrieved from: [https://acer.europa.eu/Official documents/Acts of the Agency/Publication/MMR%202017%20-%20ELECTRICITY.pdf](https://acer.europa.eu/Official%20documents/Acts%20of%20the%20Agency/Publication/MMR%202017%20-%20ELECTRICITY.pdf)
- ACER & CEER (2018) *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017*, Electricity Wholesale Markets Volume, Retrieved from: [https://acer.europa.eu/Official documents/Acts of the Agency/Publication/MMR%202017%20-%20ELECTRICITY.pdf](https://acer.europa.eu/Official%20documents/Acts%20of%20the%20Agency/Publication/MMR%202017%20-%20ELECTRICITY.pdf)
- Brattle Group (2018) *Shortage Pricing in North American Wholesale Electricity Markets*, The Brattle Group, <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/4.3-Brattle-Paper-Shortage-Pricing.pdf>
- Burger, B. (2018) *Power Generation in Germany – assessment of 2017*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Retrieved from: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Stromerzeugung_2017_e.pdf
- Carbon Tracker (2015) *Coal: Caught in the EU Utility Death Spiral*, Carbon Tracker Initiative LTD., Retrieved from: https://www.carbontracker.org/reports/eu_utilities/
- CAISO (2016) *What the Duck Curve Tells us About Managing a Green Grid*, Fast Facts, California ISO, Retrieved from: <http://large.stanford.edu/courses/2015/ph240/burnett2/docs/flexible.pdf>
- Cramton, P., Ockenfels, A., Stoft, S. (2013) *Capacity Market Fundamentals*, Economics of Energy & Environmental Policy, Vol. 2, (2), pp. 27-46.

- Cramton, P., Stoft, S. (2007) *Colombia Firm Energy Market*, 2007. 40th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, pp. 124-124, Retrieved from: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4076621>
- Deloitte (2018) *Power and Utilities in Europe*, Deloitte Newsletter, Vol. (Q1), April, Retrieved from: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-european-power-utilities-newsletter-q1-2018.pdf>
- Denholm, P., Margolis, R.M. (2008) *Land-use requirements and the per-capita solar footprint for photovoltaic generation in the United States*, Energy Policy, Vol. (36), pp. 3531-3543
- Department of Energy & Climate Change (2011) *Planning our Electric Future: a White Paper for Secure, Affordable and Low-carbon Electricity*, Department of Energy & Climate Change, United Kingdom, Retrieved from: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48129/2176-emr-white-paper.pdf
- EC (2013) *Generation Adequacy in the Internal Electricity Market – Guidance on Public Interventions*, European Commission, SWD 438 Final, Retrieved from: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_swd01_en.pdf
- EIA (2016) *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016*, U.S. Energy Information Administration, Retrieved from: https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo16/pdf/electricity_generation.pdf
- Ellison, J.F., Tesfatsion, L.S., Loose, V.W., Byrne, R.H. (2012) *Project Report: a Survey of Operating Reserve Markets in U.S., ISO/RTO-managed Electric Energy Regions*, Sandia National Laboratories, SAND2012-1000, Retrieved from: https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/SAND2012_1000.pdf
- ENTSO-E (2011) *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025*, European Network of Transmission Operators for Electricity (ENTSO-E), Retrieved from: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf
- ENTSO-E (2015) *Scenario Outlook and Adequacy Forecast*, European Network of Transmission System Operators, Retrieved from:

https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf

- ENTSO-E (2018a) *Central Colletion and Publication of Electricity Generation, Transportation and Consumption Data and Information for the Pan-European Market*, European Network of Transmission System Operators, Retrieved from: <https://transparency.entsoe.eu>
- ENTSO-E (2018b) *Mid-term Adequacy Forecast 2018*, European Network of Transmission System Operators, Retrieved from: https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2018_Methodology_and_Detailed_Results.pdf
- ENTSO-E (2018c) *Summer Outlook 2018, Winter review 2017-2018*, European Network of Transmission System Operators, Retrieved from: <https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/summer-Outlook-2018-with-cover.pdf>
- ENTSO-E (2018d): *Ten-Year Network Development Plan, Scenario Report*, European Network of Transmission System Operators, Retrieved from: https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf
- ENTSO-E (2018e) *Winter Outlook 2018-2019 Summer review 2017*, European Network of Transmission System Operators, Retrieved from: [https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/Winter%20Outlook%20018-2019_Report\(final\).pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/Winter%20Outlook%20018-2019_Report(final).pdf)
- EWEA (2016) *Wind in Power 2015 European Statistics*, The European Wind Association, Retrieved from: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2015.pdf>
- FERC (2015) *Energy Primer: a Handbook of Energy Market Basics*, Federal Energy Regulatory Commission, Retrieved from: <https://www.ferc.gov/market-oversight/guide/energy-primer.pdf>
- GAO - United States Government Accountability Office (2017): *Electricity markets. Report to Congressional Committees*
- Grubb, M., Newbery, D. (2018) *UK Electricity Market Reform and the Energy Transition: Emerging Lessons*, EPRG Working Paper 1817, Cambridge Working Paper in Economics

1834, Retrieved from: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2018/06/1817-Text.pdf>

- Heather, L., Mitchell, D., Glevey, W. (2018) *Study on the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe* Acer, Cambridge Economic Policy Associates, Presentation of findings – Brussels, 18/06/2018, Retrieved from: https://acer.europa.eu/Events/Workshop-on-the-estimation-of-the-cost-of-disruption-of-gas-supply-CoDG-and-the-value-of-lost-load-in-power-supply-systems-VoLL-in-Europe/Documents/CEPAPresentation_VoLLWorkshop.pdf
- Hirth, L., Ziegenhagen I. (2015) *Balancing Power and Variable Renewables: Three Links*, Renewable & Sustainable Energy Reviews Vol (50), pp. 1035-1051, doi:10.1016/j.rser.2015.04.180.
- Hossein-Zadeh, N. (2005) *Power System Blackouts–Lessons Learned*, Proceedings of the Australian Universities on Power Engineering Conference, 2005
- IEA (2017) *Repowering the Market. Markets Design and Regulation During the Transition to Low-carbon Power System*, International Energy Agency, Retrieved from: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/REPOWERINGMARKETS.pdf>
- IEA (2018a) *Energy Policies of IEA Countries: Finland 2018 Review*, International Energy Agency, Retrieved from: https://webstore.iea.org/download/direct/2372?fileName=Energy_Policies_of_IEA_Countries_Finland_2018_Review.pdf
- IEA (2018b) *Tracking Clean Energy Progress – Informing Energy Sector Transformation*, International Energy Agency, Retrieved from: <https://www.iea.org/tcep/>
- Jones, D., Sakhel, A., Buck, M., Graichen, P. (2018) *The European power sector in 2017*, Sandbag & Agora Energiewende, Retrieved from: <https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2018/01/EU-power-sector-report-2017.pdf>
- Joskow, P.L. (2006) *Markets for Power in the United States*, The Energy Journal, Vol 27., (1), pp.1-36, <https://www.jstor.org/stable/23296974>
- Joskow, P.L. (2008) Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design, Utilities Policy, Vol 16., (3), pp.159-170, Retrieved from: <https://pdfs.semanticscholar.org/001a/db17f27cc157e9702c43e2fb2e387c477db3.pdf>

- KSH (2018) *Tájékoztatósi adatbázis*, Központi Statisztikai Hivatal, Retrieved from: <http://statinfo.ksh.hu/Statinfo/themeSelector.jsp?page=2&szst=OMF>
- MAVIR (2017) *A Magyar Villamosenergia-rendszer közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásfejlesztése*, Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt., MAVIR-RTO-DOK-0016-00-2017-10-02, Retrieved from: [.https://www.mavir.hu/documents/10258/15461/Forr%C3%A1selemz%C3%A9s_2017.pdf/43c8e499-59cd-4363-a831-de37b9456b0c](https://www.mavir.hu/documents/10258/15461/Forr%C3%A1selemz%C3%A9s_2017.pdf/43c8e499-59cd-4363-a831-de37b9456b0c)
- MEKH (2018a) *Kiserőművi összevont engedély kereső*, Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, Retrieved from: <http://www.mekh.hu/kereso>
- MEKH (2018b) *Nem Engedélyköteles Kiserőművek Háztartási Méretű Kiserőművek Adatai 2008-2017*. Magyar Energetikai és Közmű-Szabályozási Hivatal, Retrieved from: <http://www.mekh.hu/nem-engedelykoteles-kiseromuvek-es-haztartasi-meretu-kiseromuvek-adatai-2008-2017>
- MEKH (2018c) *Villamosenergia-ipari Engedélyesek Listája*, Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal, Retrieved from: <http://www.mekh.hu/villamosenergia-ipari-engedelyesek-listaja>
- Mezősi, A., (2016) *Ami belefér! – Az időjárásfüggő megújuló alapú villamosenergia-termelés hálózati integrációjának lehetőségei Magyarországon*, REKK Policy Brief, Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont, Retrieved from: https://rekk.hu/downloads/academic_publications/rekk_policybrief_hu_07.pdf
- Ministero dello Sviluppo Economico & Ministero Dell’Ambiente E Della Tutela Del Territorio E Del Mara (2017) *Italy’s National Energy Strategy*, Ministero dello Sviluppo Economico & Ministero Dell’Ambiente E Della Tutela Del Territorio E Del Mara, Retrieved from: https://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/BROCHURE_ENG_S EN.PDF
- Ministry of Economic Affairs and Employment (2017) *Government report on the National Energy and Climate Strategy for 2030*, Ministry of Economic Affairs and Employment of Finland, Retrieved from: http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/79247/TEMjul_12_2017_verkk ojulkaisu.pdf?sequence=1
- Ministry of Employment and the Economy (2014) *Energy and Climate Roadmap 2050, Report of the Parliamentary Committee on Energy and Climate Issues on 16th October*

- 2014, Finland, Ministry of Employment and the Economy, Committee on Energy and Climate Issues, Retrieved from: <https://tem.fi/documents/1410877/3437254/Energy+and+Climate+Roadmap+2050+14112014.pdf>
- Ministry of Energy (2018) *National Energy Independence Strategy – Energy for Lithuania' Future*, Ministry of Energy of the Republic of Lithuania, Retrieved from: https://enmin.lrv.lt/uploads/enmin/documents/files/Nacionaline%20energetines%20nepaklausomybes%20strategija_20180913_EN.pdf
 - MISO (2018) *Planning Year 2018-2019 Loss of Load Expectation Study Report*, Midcontinent Independent System Operator (MISO), Loss of Load Expectation Working Group, Retrieved from: <https://misp.force.com/sfc/servlet.shepherd/version/download/068t00000016bliAAI>
 - NAK (2018) *Tájékoztató a napelemparkok előzetes igényfelméréséről*, Nemzeti Agrárgazdasági Kamara, Retrieved from: <https://www.nak.hu/kamara/kamarai-hirek/orszagos-hirek/96271-tajekoztatas-a-napelemparkok-elozetes-igenyfelmereserol>
 - Newbery, D. (2015) *Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors*, EPRG Working Paper 1508, Cambridge Working Paper in Economics 1513, Retrieved from: https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2015/03/1508_updated-July-20151.pdf
 - Newbery, D. (2015) *Security of Supply, Capacity Auctions and Interconnectors*, EPRG Working Paper 1508, Cambridge Working Paper in Economics, Retrieved from: <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2015/03/EPRG-WP-1508.pdf>
 - NERC (2013) *2013 Long-Term Reliability Assessment*, North American Electric Reliability Corporation, Retrieved from: https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability_Assessments_DL/2013_LTRA_FINAL.pdf
 - NERC (2017) *2017 Long-Term Reliability Assessment*, North American Electric Reliability Corporation, Retrieved from: https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_12132017_Final.pdf
 - NREL (2013) *Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States*, National Renewable Energy Laboratory, NREL, Technical Report, NREL/TP-6A20-56290, Retrieved from: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf>

- NVE (2015) *National Report 2015*, Norwegian Water Resources and Energy Directorate
- OECD-IEA (2005), *Learning from Blackouts. Transmission System Security in Competitive Electricity Markets*, Organisation for Economic Co-operation and Development & International Energy Agency, ISBN 92 64 10961 7, Retrieved from: <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/9789264109629-en.pdf?expires=1544786330&id=id&accname=ocid177527&checksum=BE46A84ED3CA070B776881B4829D2DBA>
- Ofgem (2013) *Electricity Capacity Assessment Report 2013, Report to the Secretary of State*, Energy Market Monitoring and Analysis, Ofgem, Report 105/13, Retrieved from: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/75232/electricity-capacity-assessment-report-2013-pdf>
- Pfeifenberger, J., Spees, K. (2013) *Characteristics of Successful Capacity Markets*, The Brattle Group, Retrieved from: http://files.brattle.com/files/7431_characteristics_of_successful_capacity_markets_pfeifenberger_spees_oct_2013.pdf
- Potomac Economics (2018) *2017 State of the Market Report for the ERCOT Electricity Markets*, Potomac Economics, Retrieved from: <https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2018/05/2017-State-of-the-Market-Report.pdf>
- Pöyry (2009) *Impact of Intermittency: How Wind Variability Could Change the Shape of the British and Irish Electricity Markets*, Pöyry Energy Consulting (Oxford) Ltd., Retrieved from: <http://www.poyry.com/sites/default/files/impactofintermittencygbandi-july2009-energy.pdf>
- The 2030 Power System in Europe: Flexibility needs, integration benefits and market design Implications (Red-Steigenberger-Graichen, 2015)
- Schröder, T., Kuckshinrichs, W. (2015) *Value of Lost Load: an Efficient Economic Indicator for Power Supply Security? A literature Review*, Frontiers in Energy Research, ISSN: 2296-598X, Retrieved from: <https://www.frontiersin.org/article/10.3389/fenrg.2015.00055>
- Sijm, J., Gockel, P., van der Welle, A., van Westering, W. (2017) *Demand and Supply of Flexibility in the Power System of the Netherlands. Key Messages of the FLEXNET Project*, Energy Research Centre of the Netherlands (ECN) & Alliander N.V., ECN-E-17-

- 063, Retrieved from: <https://www.tno.nl/media/12359/e17063-flexnet-key-messages.pdf>
- Stoxx (2018) *Euro Stoxx Utilities Index*, Stoxx Ltd. Deutsche Boerse Group, Retrieved from: <https://www.stoxx.com/document/Bookmarks/CurrentFactsheets/SX6GT.pdf>
 - Szabó, S., Bódis, K. Kougiyas, I., Moner-Girona, M., Jager-Waldau, A., Barton, G., Szabó, L. (2017) *A methodology for maximizing the benefits of solar landfills on closed sites*, Renewable and Sustainable Energy Review Vol. (76), pp. 1291-1300
 - THEMA (2015) *Capacity Adequacy in the Nordic Electricity Market*, THEMA Consulting Group & Nordic Council of Ministers, ISBN 978-92-893-4286-5, Retrieved from: http://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2015/08/capacity_adequacy_THEMA_2015-1.pdf
 - Veloza, O. P., Cespedes, R. (2006) *Vulnerability of the Colombian Electric System to Blackouts and Possible Remedial Actions*. In Power Engineering Society General Meeting, IEEE, Montreal.
 - Veloza, O.P., Santamaria, F. (2016) *Analysis of Major Blackouts from 2003 to 2015: Classification of Incidents and Review of Main Causes*, The Electricity Journal, Vol. 29, (7), pp. 42-49
 - Wind Europe (2017) *Wind in Power 2016 European Statistics*, WindEurope Business Intelligence, Retrieved from: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2016.pdf>
 - Wind Europe (2018) *Wind in Power 2017*, Wind Europe Business Intelligence, Retrieved from: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2017.pdf>
 - Wu, Y., Chang, S.M., Hu, Y-L. (2017) *Literature Review of Power System Blackouts*, Energy Procedia, Vol. 141., pp. 428-431., <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.055>
 - Ziegenhagen, I. (2013) *Impact of Increasing Wind and PV Penetration Rates on Control Power Capacity Requirements in Germany*, Masterarbeit am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Universität Leipzig,

9. MELLÉKLET A: AZ EEMM ÁLTALÁNOS BEMUTATÁSA

Az Európai Árampiaci Modell (European Electricity Market Model) Európa 38 országában 41 egymással összekapcsolt árampiacot szimulál. A modellezett országokban az árak a kereslet-kínálat egyensúlyából alakulnak ki, míg a környező országokban (Oroszország, Fehéroroszország, Marokkó és Tunézia) az árakat a modell adottságként kezeli. Az EEMM háromféle piaci szereplőt különböztet meg: termelőt, fogyasztót és kereskedőt. Mindegyikük esetében tökéletes versenyt feltételez, azaz a piaci szereplők árelfogadók.

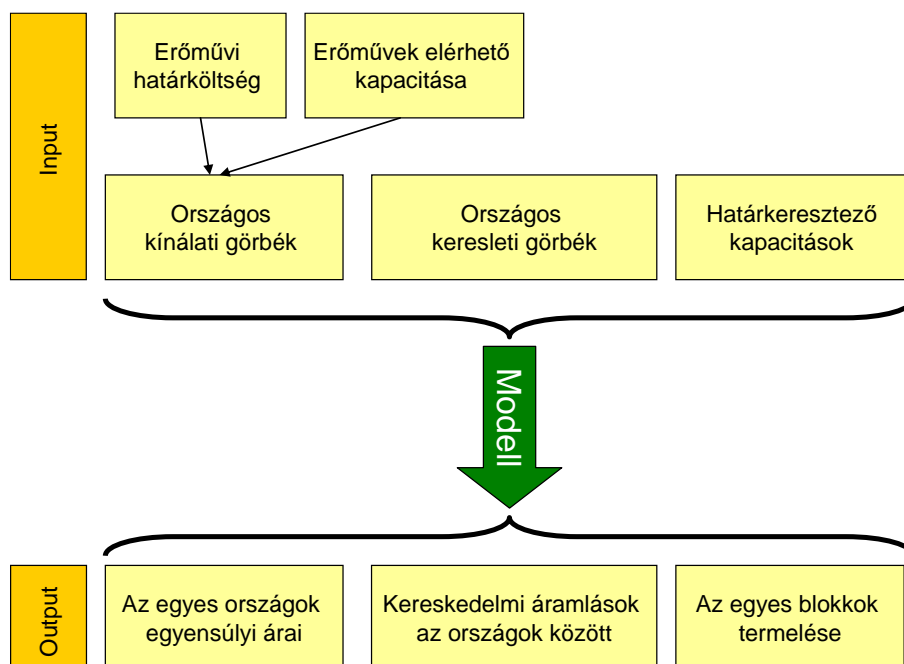
A modellben inputként szerepel minden ország összes erőműve. A modellezés során minden egyes erőművi blokkra meghatározzuk annak rövid távú határkölségét, figyelembe véve az egyes erőművek esetén eltérő hatékonysági és kibocsátási értékeket. A termelésre kapacitáskorlát vonatkozik, melynek szintje az adott erőművi blokk rendelkezésre álló termelői kapacitása. Az áramtermelő szektorban 12 különböző technológiát különböztetünk meg: biomassza-tüzelésű erőművek, szén-tüzelésű erőművek, lignit-tüzelésű erőművek, geotermális erőművek, nehéz fűtőolaj-tüzelésű erőművek, könnyű fűtőolaj-tüzelésű erőművek, vízerőművek, szélenergia-erőművek, naperőművek, nukleáris erőművek, földgáz-tüzelésű erőművek, illetve árapályerőművek. A modell csak a rövidtávú változó költségeket veszi figyelembe a kínálati oldal felépítésekor: tüzelőanyag-költség, változó működési költségek, beleértve a jövedéki adót is, illetve szén-dioxid-költségek (amennyiben felmerülnek).

A modellben egy országot egy csomópontként értelmezhetünk, azaz az adott országon belül nincsenek hálózati korlátok. Az országok közti határkeresztesző kapacitások azonban korlátosak, amelyeket a rendelkezésre álló NTC (net transfer capacity) kapacitásokkal közelítünk. Ezek az értékek az ENTSO-E Transparency Platformján több évre visszamenőlegesen elérhetőek, ezek alapján szezonálisan is különböző rendelkezésre álló határkeresztesző kapacitásértékek állapíthatók meg az egyes határok esetén. A jövőbeli bővítéseket az ENTSO-E legfrissebb TYNDP riportjai alapján integráljuk a modellbe.

Az egy ország egy csomópont elv a fogyasztók esetében is igaz: a kereslet országonként aggregáltan jelenik meg, a keresleti görbe meredeksége minden országra azonos, a kereslet rugalmassága kicsi. Az országok közötti kapcsolatot a kereskedők teremtik meg: áramot adnak el a drágább országokba az olcsóbbakból. Amennyiben két ország között a teljes rendelkezésre álló kapacitás erejéig történik a kereskedelem, a szereplők aukciós felárral szembesülnek. Két ország árai között csak abban az esetben alakulhat ki eltérés, ha a további kereskedelem (az NTC szűkösség miatt) már nem lehetséges.

A modell minden évre vonatkozóan 90 referencia órát szimulál, melyek az időjárási viszonyok, a keresleti szezonális változások és a kapcsolt termelők viselkedése szempontjából is reprezentatív módon fedik le a teljes évet. Az éves átlagos értékeket ezen órák megfelelően súlyozott átlagaként számítjuk ki. A különböző órákra vonatkozó szimulációk függetlenek egymástól, az indítási és leállítási költségekkel a modell nem számol. Egy adott órára vonatkozó egyensúlyt a modellben (az árak és a mennyiségek tekintetében) a termelő és az átviteli szegmens szimultán, egy időben éri el. A modell működését az alábbi ábrán mutatjuk be.

100. ÁBRA: A MODELL MŰKÖDÉSE



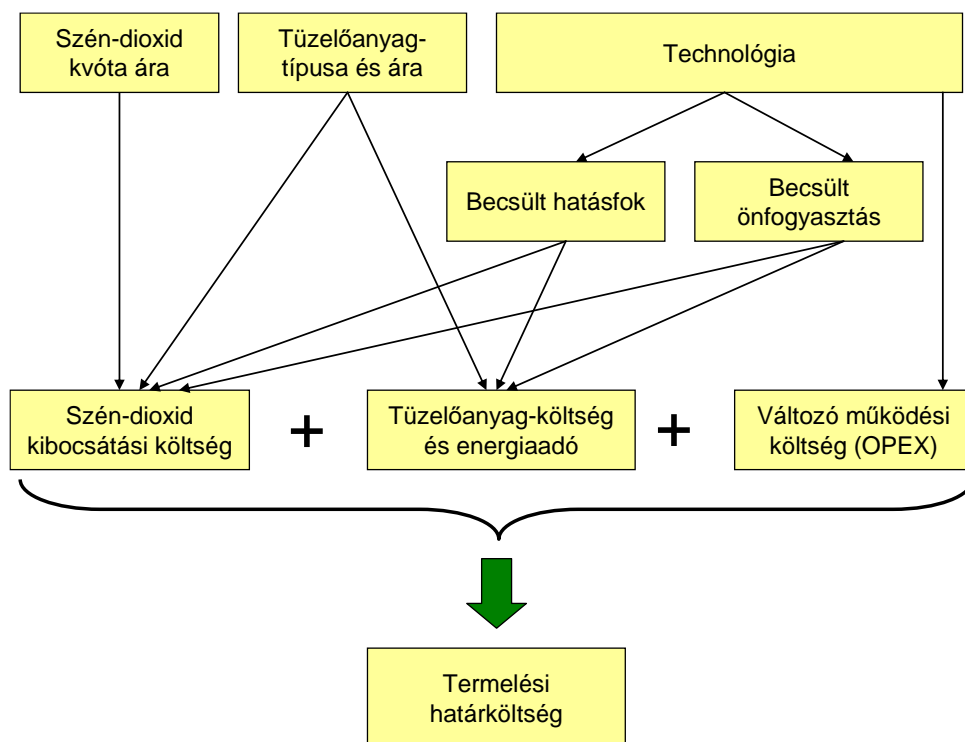
Forrás: REKK-ábra

Az egyes erőművek rövidtávú határköltségeinek és elérhető kapacitásának meghatározása révén minden egyes országra felállíthatjuk az országos kínálati görbét, vagyis a merit ordert. Figyelembe véve a határkeresztező kapacitások korlátait, illetve az egyes országokra jellemző keresleti görbéket kapjuk meg a modell bemenő paramétereit. A modell ezen adatokkal maximalizálja az európai jólétet, amely a termelői és a fogyasztói többletek összegéből áll. A modellszámítás eredményeképpen megkapjuk az egyes országok adott órára vonatkozó egyensúlyi nagykereskedelmi árait, az országok között az adott órára vonatkozó kereskedelmi áramlásokat, illetve az egyes erőművi blokkok termelését is.

9.1. A MODELL KÍNÁLATI OLDALA

A rövidtávú határköltségek becsléséhez az egységnyi villamos energia előállításához szükséges tüzelőanyag költséget, a szén-dioxid-kvóta-felhasználásból adódó költséget, a jövedéki adót, illetve a változó működési költségeket (OPEX) kell meghatározni. A 101. ábra mutatja, hogyan számolható ki az egyes erőművi blokkok rövidtávú határköltsége.

101. ÁBRA: AZ ÁRAMTERMELÉSI HATÁRKÖLTSÉG BECSLÉSÉNEK MÓDSZERE



Forrás: REKK-ábra

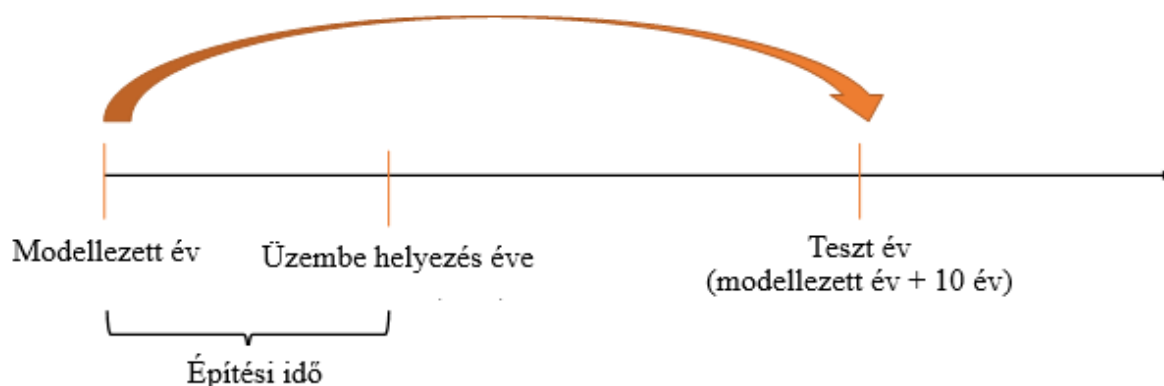
A modellben használt feltételezések szerint az adott technológia (pl. OCGT, CCGT), illetve a blokk építésének ideje meghatározza az adott erőművi blokk hatásfokát, önfogyasztását, illetve a működési költségét is. A felhasznált tüzelőanyag típusának és árának ismeretében ezen hatásfokkal és önfogyasztással korrigálva meghatározhatjuk az erőmű tüzelőanyag-költségét, a szén-dioxid-kvóta árának segítségével a szén-dioxid költséget, illetve a jövedéki adó mértékének ismeretében a fizetett jövedéki adót is. Ehhez hozzáadva a változó jellegű működtetési költségeket (változó OPEX), kapjuk meg az adott erőművi blokk rövid távú határköltségét.

Fontos hangsúlyozni, hogy a modellezés csak a rövid távú költségeket számszerűsíti, nem vizsgálja, hogy hosszabb távon megéri-e működtetni az adott erőművi blokkot, azaz a fix költségek megtérülnek-e. Egyes erőművek a modellben akkor sem „zárnak be”, ha akár több évig egyetlen órában sem termelnek, a blokkok akkor kerülnek ki a modelltől, ha az élettartamuk végére érnek.

9.1.1. MEGLÉVŐ ÉS ÚJ FOSSZILIS ERŐMŰVEK

A modellben a fosszilis erőműveket két különböző módon szerepeltetjük. A jelenleg is üzemelő blokkok exogén módon kerülnek a modellbe, azokkal a projektekkel együtt, melyek fejlesztése már előrehaladott, így a megvalósulás a közeljövőben várható. A hosszabb távú modellezés esetén azonban azt feltételezzük, hogy a most tervezett projekteken túl további erőművek is bekerülnek majd a rendszerbe, ezeket azonban a modell már endogén módon veszi figyelembe. A modell beruházási moduljának működését a következő ábra szemlélteti.

102. ÁBRA: A BERUHÁZÁSI MODUL MŰKÖDÉSE



Forrás: REKK-ábra

Minden év futtatásakor első lépésként a modell egy 10 évvel későbbi piaci helyzetet szimulál. Minden országban 6 különböző erőműtípus (széntüzelésű, illetve OCGT és CCGT gáztüzelésű erőművek, CCS technológiával és anélkül) megtérülését vizsgálja ebben a jövőbeli időpontban. Amennyiben van olyan erőmű vagy erőművek, amik a jövőbeli állapot alapján a teljes életciklusra vonatkozóan megtérülőnek tűnnek, akkor ezek közül a legjövedelmezőbbet választja ki a modell, és egy országonként eltérő, de előre meghatározott kapacitásmérettel az építési idő elteltével beépíti azt a modellezésbe. Egy országban tehát minden évben maximum egy új erőmű épül meg endogén módon. A megtérülések számításakor az országokra vonatkozó különböző WACC értékeket is figyelembe vesszük. Mivel a modell szimultán dönt az összes országban megvalósuló beruházásról, ezért a kiválasztott erőművi projektek régiós szinten is optimálisak lesznek.

9.1.2. MEGÚJULÓ ALAPÚ ERŐMŰVEK

A megújuló alapú erőművek beépítése a modellbe exogén módon történik. A használt inputok azonban jelen esetben egy másik modell, az osztrák TU Wien Energy Economics Group (EEG)-ja által fejlesztett Green-X eredményein alapulnak. A REKK és az EEG közötti együttműködés keretében a két modellel (EEMM és Green-X) több körös iterációs futtatásokat végeztünk, melyek során figyelembe vettük a megújulóakra és a szén-dioxid-kibocsátásra vonatkozó célokat, a beruházási és támogatási környezetet a modellezett országokban, az egyes technológiákhoz kapcsolódó potenciálokat részletes földrajzi bontásban, és az áramárak és a támogatási szintek kapcsolatát is. Az így kapott eredmények alapján határoztuk meg, hogy a modellezés során az egyes technológiákból mekkora kapacitásokat feltételezzünk a modellezett országokban a vizsgált időtáv folyamán.

A biomassza-tüzelésű erőműveken kívül az összes megújuló esetén nulla határköltséget feltételezzünk, így a modellezés során különösen fontos erőművek rendelkezésre állásának pontos meghatározása. Ehhez a naperőművek, a szélerőművek és a „run-of-river” típusú vízerőművek esetén a már említett ENTSO-E Transparency Platformján rendelkezésre álló óras múltbeli adatokat használjuk kiindulásként. Azokban az országokban, ahol megfelelő adatok állnak rendelkezésre 24 termelési óra típust különböztetünk meg, és ezekre számítjuk ki az átlagos termelést, ezzel meghatározva egy éves termelési profilt. Ezt összevetjük az

adott országban a vizsgált év során rendelkezésre álló kapacitásokkal, így eljutva az átlagos kihasználtság értékeig minden technológia és minden termelési óra típus esetén. Ahol nem áll rendelkezésre kellő adat, ott egy hasonló ország profilját használjuk, az adott országban jellemző éves átlagos kihasználtsággal korrigálva.

A tározós vízerőművek esetén a múltbeli kihasználtságok mellett figyelembe vesszük az optimalizációs lehetőségeket is. A szivattyús tározós erőműveknél pedig a veszteséget (egységni energiafelhasználás, és az ebből nyerhető termelés különbsége) is beépítjük a modellbe. Ezen erőművek kihasználtsága pedig – mivel sok esetben tartalékként használják őket – éves átlagos szinten nagyon alacsony, ezt szintén figyelembe vesszük a modellezés során.

Az egyéb megújuló technológiák esetén a szakirodalomra és a múltbeli termelési adatokra támaszkodva egy-egy éves átlagos rendelkezésre állási értéket határozunk meg minden országra.

9.2. A KERESLETI OLDAL

A modellezés során alapesetben egy rövidtávú, egyetlen órának megfeleltethető piacot szimulálunk. Jellemzően a modellezéssel nem egyetlen órát, hanem egy éves időszakot szeretnénk szimulálni, ezért a keresleti oldalon szükséges meghatározni adott számú referenciaórát, amely révén közelíthetjük az éves átlagos árakat.

Az EEMM-ben összesen 90 referenciaórát használunk, melyeket a következőképpen képzünk. Hat csoportot különböztetünk meg az alapján, hogy az adott óra melyik hónapban van, illetve további négy csoportot az alapján, hogy az adott napon belül melyik óráról van szó. Ezek kombinációjaként áll elő a 24 (6*4) referenciacsoport. Ezt tovább-bontjuk összesen 90 csoportra, úgy, hogy a valós fogyasztásokat legjobban visszaadó, és leginkább homogén csoportokat kapjunk.

A kereslet meghatározásához minden referenciacsoport esetén kiszámoljuk az átlagos 2014-es fogyasztást (a csoport által reprezentált órák fogyasztásának egyszerű számtani átlagaként). Ezen villamosenergia-fogyasztások mellett futtatjuk le a modellt, egy évben összesen 90-szer. Miután ismert, hogy az egyes referencia-csoportokba hány óra tartozik, ezért a 90 futtatást az órák számával súlyozva kapjuk meg az éves zsinór-árakat, termeléseket, export-import pozíciókat, illetve az egyéb fontos outputokat.

A 2014-es tény értékekből kiindulva előrejelzést adunk a későbbi évek fogyasztására vonatkozóan is. Ennek során meghatározzuk, hogy az egyes években hogyan változik a referenciaórák villamosenergia-fogyasztása az egyes országokban a 2014-es szinthez képest. Ehhez az Európai Unió PRIMES modellel készült előrejelzésének¹¹² növekedési ütemeit vesszük alapul.

¹¹²EUReferenceScenario2016; https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf

9.3. A MODELL TECHNIKAI SPECIFIKÁCIÓJA

Ahogy fent említettük, a modell tökéletesen versenyző piacokat feltételez, mind a termelés, mind pedig az export/import kereskedés esetében. Az egyensúlyi állapotot oly módon határozzuk meg, hogy a modell minden ország együttes jólétét maximalizálja. A jólét meghatározása a következőképpen történik:

$$W = \sum_{m=1}^M TCS_m - TC$$

A jólét tehát két tételből tevődik össze. Egyrészt a keresleti görbe alatti területből, amely megegyezik a bruttó fogyasztói többlettel. A keresleti görbe esetében lineáris negatív merekséget (-0,01-es ár rugalmasságot) feltételezünk. A másik tétel, amely meghatározza a jólétet a villamosenergia-termelés előállításához szükséges változó jellegű költségek összessége. Képletszerűen a következőképpen fejezhetjük ki ezen két tételt.

$$TCS_m = \int_0^{Q_m} D_m^{-1}(Q) dQ = A_m Q_m - \frac{B_m}{2} \times Q_m^2$$

$$TC = \sum_{p=1}^P c_p q_p$$

A jólét maximalizálása három fő feltétel mellett történik. Egyrészt az adott erőművi blokk termelése nem lehet magasabb, mint a kapacitása, de nagyobb vagy egyenlőnek kell lennie nullával. Másrészt a határon keresztül szállítás nem lépheti át az adott határmetszék kapacitáskorlátját. Végül az adott országban a villamosenergia-fogyasztásnak meg kell egyeznie az összes hazai erőművi termeléssel, és az export-import áramlások összegével. Az utolsó feltétel esetében a második tagban a δ értéke 1, ha A ország exportál B-be, míg -1 fordított esetben.

$$0 \leq q_p \leq C_p$$

$$\overleftarrow{N}_i \leq t_i \leq \overrightarrow{N}_i$$

$$Q_m = \sum_p q_p + \sum_i \delta_{i,m} \times t_i$$

Az egyensúlyi állapot ott alakul ki, ahol a teljes jólét maximalizálva van, amelyet a következő módon fejezhetünk ki.

$$W = \sum_{m=1}^M \left[A_m \times \left(\sum_p q_p + \sum_i \delta_{i,m} \times t_i \right) - \frac{B_m}{2} \times \left(\sum_p q_p + \sum_i \delta_{i,m} \times t_i \right)^2 \right] - \sum_{p=1}^P c_p q_p \xrightarrow{q_p, t_i} \max$$

Jelölések: országok: $m=1, \dots, M$; fogyasztás: Q ; erőművi blokk: p ; erőművi termelés: q ; változó költség: c ; export-import áramlás: t ; erőművi kapacitáskorlát: C ; kapacitáskorlát a határokon: N ; W : teljes jólét; TCS : Teljes fogyasztói többlet; TC : Villamosenergia-termelés költsége, D : kereslet; A és B : keresleti görbét meghatározó konstansok

10. MELLÉKLET B: AZ EURÓPAI GÁZPIACI MODELL LEÍRÁSA

A REKK által fejlesztett Európai Gázpiaci Modell (European Gas Market Model, EGMM) a nemzetközi nagykereskedelmi gázpiac működését szimulálja Európában. Az 1. ábra jelöli a modell földrajzi lefedettségét: az EU28 mellett az Energiaközösség szerződő felei,¹ illetve Svájc és Törökország is a modellezett régió része. A modell az európai országok gázpiacait szimulálja. Ezen országok gázpiaci viszonyairól – keresleti, kínálati és tárolói adottságairól – a modell részletes adatokat tartalmaz. A modellben az Európával fizikai vagy kereskedelmi összeköttetésben lévő országok gázpiacai, vagyis Oroszország, Líbia, Algéria, az LNG cseppfolyósító kapacitással rendelkező országok, az európai piacok közül a norvég piac illetve – indirekt módon – az ázsiai piacok, mint „külső” piacok jelennek meg, amelyek esetében az árak meghatározása exogén módon történik.

1. ÁBRA: AZ EGMM FÖLDRAJZI HATÓKÖRE



A tanulmányban használt térkép Daniel Dalet térképei alapján készült, forrás: <http://d-maps.com/m/europemax/europemax09.svg>

A 36 modellezett országra megadott inputadatok, valamint a fizikai infrastruktúra és a szerződéses adottságok jelentette korlátok figyelembevételével a modell meghatározza a tökéletesen versenyző piac dinamikus egyensúlyát alkotó piactisztító árakat, termelési, fogyasztási, ki- és betárolási mennyiségeket és a szerződéses szállítások mennyiségeit.

A modellszámítások 12 egymást követő hónapra vonatkoznak. A hónapok közötti dinamikus kapcsolatot a tárolási tevékenység (csak azt lehet kitárolni, amit korábban betároltak) és a hosszú távú *take-or-pay* szerződések szállítási korlátai teremtik meg. Ezek esetében a szállítható gáz mennyiségét éves és havi minimum és maximum korlátok is befolyásolják.

Az EGMM a következő blokkokból áll: (1) helyi (nemzeti) gázkereslet, (2) helyi gázkínálat, (3) gáztárolás, (4) külső piacok és importforrások, (5) határkeresztező interkonnektorok (csővezetékek) és LNG szállítási útvonalak, (6) TOP szerződések és (7) spot-kereskedés. A következőkben ezeket mutatjuk be.

10.1. HELYI GÁZKERESLET

A *helyi kereslet* a helyi piaci ár és a helyi fogyasztás² közötti kapcsolatot írja le. A modellben minden egyes helyi piacra – vagyis minden egyes modellezett országra – minden hónapban külön-külön keresleti függvényt határozunk meg. A kereslet leírására lineáris függvényformát használunk. Mivel a gázfogyasztás negatívan reagál a gázárak emelkedésére, a lineáris gázkeresleti függvények a modellben csökkenő meredekségűek. A helyi keresletre vonatkozó linearitási és árrugalmassági feltevéseknek köszönhetően a modellnek mindig van megoldása, vagyis mindig létezik a helyi áraknak egy olyan kombinációja, ami az összes helyi piacon egyensúlyhoz vezet.³

10.2. HELYI KÍNÁLAT

A helyi piaci ár és a helyi termelők (gázmezők) által ezen az áron piacra vitt gáz mennyisége közötti kapcsolatot írja le a *helyi kínálat*. A modellben azt feltételezzük, hogy a kitermelés határkölsége – amit €/MWh-ban fejezünk ki – minden termelő esetében konstans, vagy lineárisan növekvő. A helyi termelők kínálatát a kitermelés havi nagyságára vonatkozó minimum és maximum mennyiségek, valamint az éves maximum kitermelési mennyiségek korlátozzák.⁴ Az éves kitermelési kapacitás korlátozása eredményezi a modellben a termelés szezonális ingadozását, mivel a szűkös kapacitásokat abban az időszakban használják ki inkább, amikor az árviszonyok alakulása alapján az leginkább profitábilis. A modellben minden helyi piacra tetszőleges számú termelő egységet definiálhatunk. Több termelő esetén a helyi piac kínálata egy lépcsőzetesen emelkedő lineáris függvény lesz, ahol minden egyes „lépcsőfok” egy-egy termelőegység rövidtávú határkölségét reprezentálja.

10.3. GÁZTÁROLÁS

A földgáztárolók kiegyenlítő szerepet töltenek be a legtöbbször gyakorlatilag zsinórban működő⁵ gázmezők és a fogyasztók szezonálisan erősen változó igényei között. Ennek megfele-

lően a gáztárolók a nyári (betárolási) időszakban tipikusan szűkítik, a téli (kitárolási) időszakban pedig tipikusan bővítik a földgáz kínálatot.

A modellben a tárolók kapacitását három értékkel jellemezzük: a tároló befogadóképességét jellemző mobilgáz-kapacitással és a be- és kitárolás maximális sebességét jellemző be- és kitárolási kapacitásokkal. A tárolás költségeit egy kételemű – a be- és kitárolás díjait tartalmazó – tarifával vesszük figyelembe. A modell nem tartalmaz kapacitás-lekötési díjat, ezt a költségelemet a betárolási díjban vesszük figyelembe. A modellben a reálkamatlábba diszkontáljuk a pénzáramlásokat, s ez által figyelembe vesszük a letárolt gázkészletekben lekötött tőke költségét.

A tárolóknál az év eleji nyitó- és az év végi zárókészleteket is specifikálni kell. A modellbe épített korlátok biztosítják, hogy a tárolókban lévő készlet évközben ne süllyedjen nulla alá, ne haladja meg a tároló mobilgáz-kapacitását, és hogy év végére az előre specifikált zárókészlet nagyságával legyen egyenlő.

A tárolók elérhető ki- és betárolási kapacitása a tárolók aktuális mobilgáz-töltöttségétől is függ. A modellben az egyes országok között eltérő tárolói görbét veszünk figyelembe. A tárolói görbét az egyes tárolók technikai jellemzői alapján, illetve a historikus ki- és betárolási adatok alapján vázoltuk fel.

10.4. KÜLSŐ PIACOK ÉS IMPORTFORRÁSOK

A fent említett „külső” piacok és importforrások árait exogén módon (inputadatként) állapítjuk meg, ami azt az implicit feltevést hordozza, hogy e külső piacok/források árának alakulása független a modellezett országok gázpiacán végbemenő folyamatoktól. A külső árakra vonatkozó feltevések természetesen jelentősen befolyásolják a modellezés eredményeit, köztük a modellezett országok és a külső piacok közötti áramlások nagyságát és irányát.

A modellben az LNG-árak ugyanúgy exogén értékek, mint az Európát kiszolgáló nagy csővezetéki szállítók (Oroszország, Norvégia, Algéria, Líbia) exportárai. Az LNG-árakat (csakúgy mint a csővezetéki exportárakat) havi bontásban, inputadatként adjuk meg a modellnek. Az LNG-exportőrök árai valójában származtatott értékek, amelyeket a japán spot LNG-ár alapján határozzunk meg.

A globális LNG-piacon az LNG-exportőrök értékesítési lehetőségeit nagy általánosságban a felvevőpiacokon uralkodó árak és az egyes piacoktól való szállítási távolságaik határozzák meg. Az LNG felvevőpiacok közül kiemelkedik az ázsiai térség (és ezen belül Japán, Dél-Korea és Kína), amely méreténél fogva kulcsszerepet játszik a globális LNG-piaci folyamatok alakításában – a globális LNG kereslet 2/3 része ide irányul. Az LNG-kínálat helyzetét az Ázsián kívüli felvevőpiacokon rövidtávon egyértelműen az ázsiai kereslet alakulása határozza meg. Némi leegyszerűsítéssel, ha az ázsiai kereslet csökken, akkor Európa olcsóbban, ha az ázsiai kereslet nő, akkor drágábban juthat cseppfolyós gázhoz. Ennek működését egy egyszerűsített példán mutatjuk be.

Vizsgáljuk meg, hogy Nigéria mekkora áron hajlandó LNG-t exportálni Európába, ha a cseppfolyós gáz felvásárlási ára Japánban 40 €/MWh (≈ 15 \$/MMBTU). A cseppfolyós gáz Nigériából Japánba történő szállítása kb. 9,3 €/MWh-ba kerül. A japán exporton a szállítási költségek levonása után Nigéria tehát 30,7 €/MWh-ás ún. netback árat realizálhat. Európa szempontjára

ból ezt az árszintet tekinthetjük a nigériai cseppfolyós gáz eladási árának. Más szóval, az európai vásárlóknak minimálisan ezt az árat kell a szállítási költségeken felül megfizetnie ahhoz, hogy Nigéria ne Japánnak, hanem az európai felhasználóknak értékesítse szabad LNG-készleteit. Ha egynél több olyan európai ország van, amelynek vonatkozásában az LNG-szállítás kereskedelmi feltételei kedvezőbbek a japán piacon való értékesítésnél, akkor a nigériai exportőr ezek közül elsőként a legmagasabb netback árat eredményező piacot kezdi el majd kiszolgálni. (Az egyes európai piacok relatív előnyét az uralkodó árszintek és az egyes piacokra való szállítás költségei együttesen döntenek el.) Mivel az európai országok nagykereskedelmi gázárai a modellben endogén, azaz a keresleti és kínálati viszonyok függvényében alakuló változók, a kontinensre érkező LNG szállítások hatására csökkenésnek indulhatnak. A modellben Nigéria ezért természetesen csak addig növeli az európai LNG szállításait, ameddig az azon realizált netback árak nem süllyednek a Japán szállítás netback ára alá.

10.5. HATÁRKERESZTEZŐ VEZETÉKEK ÉS LNG SZÁLLÍTÁSI ÚTVONALAK

A modellben fontos szerepet játszanak a szomszédos, illetve a távolabbi országokat összekötő határkeresztező/tranzitvezetékek, illetve az LNG szállítási útvonalak. A modellben a határkeresztező vezetéket egyirányú áramlást biztosító vezetékként definiáljuk. Ha egy adott relációban fordított irányú áramlást is biztosítani szeretnénk, akkor egy ellentétes irányú „másik” vezetéket is definiálunk. Bármely két piacot tetszőleges számú határkeresztező vezeték köthet össze, ezeket azonban a modell aggregáltan kezeli. Nem szomszédos országok közötti összeköttetés is megadható, ami elősegíti a dedikált tranzit útvonalak modellbe való beépítését.

A modellben az LNG-infrastruktúrát az LNG-exportőrök cseppfolyósító termináljai, az európai LNG-importőrök visszagázosító termináljai és az őket páronként összekötő LNG „csövek” reprezentálják. Az LNG csövek bevezetésére azért van szükség, hogy minden egyes exportőr-importőr viszonylathoz specifikus, az adott relációt jellemző (távolságarányos) szállítási költséget rendelhessünk. Mivel mind az exportőrök, mind az importőrök esetében az LNG-terminálokat országos szinten összesítve vesszük figyelembe, minden exportőr országból összesen 12 cső indul ki a 12 európai célország felé, és minden importőr országhoz összesen 15 cső érkezik a 15 exportőr ország felől. Míg a gázhalmazállapotú földgázt továbbító (valóságos) csővezetékek esetében a gáz áramlására vonatkozó kapacitáskorlátokat egyedi módon, vezetékenként állapítjuk meg, addig az LNG áramlására vonatkozó kapacitáskorlátokat terminálonként, az egyes terminálokhoz rendelt csövek csoportjára vonatkozóan állítjuk fel. Például a belga zeebrugge-i LNG-terminálba érkező 15 LNG csövön szállítható összes LNG mennyiségét az LNG-terminál visszagázosítási kapacitása szerint korlátozzuk. Ilyen kombinált korláttal korlátozzuk az összes visszagázosító (cseppfolyósító) állomásra érkező (állomásról induló) LNG csöveken szállítható cseppfolyós gáz mennyiségét.

Ez a konstrukció egyszerre biztosítja a cseppfolyósítási és visszagázosítási kapacitáskorlátok érvényesítését az LNG áramlásokra és teszi egyúttal lehetővé, hogy a cseppfolyós gáz kínálata a netback árazás elvének megfelelően jelenjen meg a modellben.

Egy csővezetékeken, illetve egy LNG útvonalon szállítható gáz mennyisége a minimum és maximum szállítási korlátokkal meghatározott tartományban mozoghat. A szállítás költségeit

egy forgalomarányos díjban vesszük figyelembe, amely az LNG esetében tartalmazza a szállítási költségeket is.

A csak egyirányú gázvezetékekkel rendelkező relációkban és az LNG útvonalakon a modell opcióként lehetővé teszi a backhaul-t, azaz a fizikai áramlással ellentétes irányú virtuális szállítást. Ennek mértéke minden összeköttetésre és hónapra külön megadható. A backhaul a szerződés szerinti gázzállítás volumenének csökkentésével valósul meg, ami eredményét tekintve egy ellentétes irányú kereskedelmi tranzakciónak felel meg.

Kiválasztott összeköttetések (csővezetékek, illetve LNG szállítási irányok) együttese esetén a fizikai szállítás mennyiségére, illetve a spot kereskedelmi aktivitásra vonatkozóan egy pótlólagos felső korlát is megadható. Ilyen módon lehetőség van például arra, hogy egy adott LNG terminálon keresztül érkező importmennyiségét korlátozzuk, anélkül, hogy specifikálni kellene az LNG szállítások forrását.

10.6. HOSSZÚ TÁVÚ TAKE-OR-PAY SZERZŐDÉSEK

A nemzetközi gázkereskedelemben mind a mai napig kiemelt jelentősége van a hosszú távú gázéleladási szerződéseknek, vagyis az LTC-knek (long-term contract).

Az LTC-k éves és havi minimum és maximum átvételi kötelezettségeket, havi átvételi árakat, illetve az elmaradt átvételt szankcionáló büntetési díjakat tartalmaznak. Az éves minimum és maximum, valamint a havi maximum átvételi mennyiségek „szigorú” korlátok, vagyis ezeket a vevő, illetve a szállító nem sértheti meg. A vásárló ugyanakkor megteheti, hogy a szerződésben megállapított havi minimumnál kevesebb gázt vesz át, ám ekkor az elmaradt átvétel után azzal arányos büntetést fizet a szállítónak.

Két piac között több LTC-szerződés is megadható a modellben. A havi átvételi korlátok, az árak illetve a büntetés mértéke minden hónapra külön megadható. A hosszú távú szerződések árát az európai külkereskedelmi mérlegek alapján határoztuk meg.

A szerződések szállítási útvonalát – a forrástól a célországig vezető határkeresztező csővezetékek halmazát – inputadatként kell megadni. A modell megengedi, hogy a szállítás előre meghatározott mennyiségi arányok szerint több egymással párhuzamos útvonalon valósuljon meg.

A csővezetékes szerződések mellett az LNG-kereskedelem nagyon jelentős hányada is hosszú távú szerződések keretében zajlik. A modellben az LNG-szerződéseket a csővezeték gázértékesítési szerződésekhez hasonló módon definiáljuk. Minden szerződéshez havi és éves minimum és maximum átvételi mennyiségeket és egy szerződéses árat rendelünk.

10.7. SPOT KERESKEDELEM

A modellben a spot-kereskedelem a helyi piacok közötti árkülönbségek kiegyenlítésére szolgál. Ha két nemzeti piac árai között a különbség nagyobb, mint a két piacot összekötő interkonktor vezetékhasználati díja (LNG esetében a szállítási díjakat is figyelembe véve), akkor szállítások indulnak az alacsonyabb árazású piacról a magasabb árazású piac irányába. A két piac közötti spot-kereskedelem addig folytatódik, ameddig az árkülönbség le nem esik a vezetékhasználati (szállítási) díj szintjére vagy a csővezeték kapacitása ki nem merül.

Bármely csővezetéken illetve LNG útvonalon a fizikai áramlás nagysága a rajta folyó szerződéses (hosszú távú) és spot szállítások összegével egyenlő. Ha az adott viszonylaton engedélyezett a backhaul, akkor a spot-szállítások akár a szerződéses szállítással ellentétes irányúak is lehetnek. Természetesen az ellentétes irányú virtuális szállítások volumene sohasem haladhatja meg a szerződéses szállítás volumenét.

10.8. PIACI EGYENSÚLY

A modell számítógépes algoritmus a beolvasza az inputadatokat és kiszámolja a 36 nemzeti gázpiac szimultán egyensúlyát (beleértve a tárolói készletek változását és a külkereskedelmi áramlásokat) a fent bemutatott korlátok figyelembevételével.

Az európai gázpiaci egyensúly megvalósulásához az arbitrázsmentességi feltételnek a 36 ország és a 12 időszak közötti összes viszonylatban érvényesülnie kell.⁶ Nézzük meg, mit jelent ez az egyes piaci szereplők: a fogyasztók, a termelők és a kereskedők tekintetében.⁷

A fogyasztók a piaci ár alapján döntenek a gázfelhasználásról. Ezt a döntést teljes egészében a helyi keresleti függvény határozza meg a korábban ismertetett módon.

A helyi termelők a következőképpen határoznak a kitermelés szintjéről. Ha a földgáz eladási ára a helyi piacon meghaladja a kitermelés egységköltségét, akkor teljes kapacitáson üzemelnek. Ha az árak a költségek alá esnek, akkor a termelést a minimum termelési szintre (valószínűleg 0-ra) fogják vissza. Végül, ha a költségek és az árak éppen megegyeznek, akkor valahol a minimum és maximum kitermelési szintek közötti tartományban termelnek, úgy hogy a kitermelés pontos nagyságát a helyi kereslet kielégítéséhez szükséges gáz mennyisége határozza meg.

A modellben a kereskedők döntési feladata a legkomplexebb. Először is, a kereskedők a helyi piac keresleti-kínálati viszonyai alapján döntenek a hosszú-távú szerződéses szállítások havi átvételi menetrendjéről figyelembe véve a szerződés szállítások korlátait (árak, LTC mennyiségek, büntetések).

Másodszor, a kereskedők a hónapok közötti árdifferenciák alapján igénybe veszik a tárolókat. Például, ha júliusban alacsony a gáz ára, akkor júliusban tárolási célból is vásárolnak gázt, és azt tárolókba töltik, majd egy későbbi időpontban, amikor a gáz ára magasabb, a betárolt gázt kitárolják és értékesítik. A tárolók hasznosítása mindaddig folytatódik, ameddig van szabad betárolási-, kitárolási- és mobilgáz-kapacitás és az időszakok közötti árkülönbség meghaladja a tárolással járó költségeket, beleértve a gázkészletezés finanszírozási költségeit is.⁸

Végül, a kereskedők spot kereskedést folytathatnak a helyi és a külső piacok (például Oroszország, Líbia, Algéria és az LNG piacok) között is, amennyiben ezt az uralkodó árviszonyok indokolják és az infrastrukturális adottságok lehetővé teszik.

10.9. INPUTADATOK FORRÁSA

A modell inputadatainak kiválasztásában a következő szempontok domináltak:

- Az inputok lehető legnagyobb mértékben nyilvánosan elérhető és általánosan elfogadott adatforrásra alapuljon
- Az inputok a lehető legfrissebb előrejelzéseken alapuljanak
- Az inputok a REKK villanymodelljében használt feltételezésekkel összhangban legyenek

A modell fő inputforrásai ezen szempontok alapján a következők:

Input data/ inputadat	Unit / Mértékegység	Source/ Forrás	Comment/ Megjegyzés
Éves gázkereslet	TWh/év	PRIMES 2016 PECI 2018 minisztériumok	Az EU-tagországokra + Svájc Az Energy Community tagországokra TR, AR,
Havi gázkereslet	Az éves %-ában megadva	Eurostat	Múltbeli adatok alapján 3 éves átlag
Kitermelés	TWh/év	PRIMES 2016 PECI 2018 NL Ministry for Economy and Climate	Az EU-tagországokra + Svájc Az Energy Community országokra Hollandiára korrigálva 2018 októberi előrejelzések alapján
Csővezetékes kapacitás	GWh/nap	ENTSOG kapacitástérképe (2017 július)	A jövőbeli projektekre ENTSOG TYNDP 2017 és 2018
Határkeresztező tarifák	€/MWh	REKK-számítás; a szabályozó hatóságok publikált tarifái alapján (2018)	A jövőbeli projektekre a mostani tarifák átlagát használjuk (0.75 €/MWh minden exit és entry ponton)
Egyéb szállítóvezetési tarifák	€/MWh	REKK-számítás; a szabályozó hatóságok publikált tarifái alapján (2018)	Termelés entry, storage entry és exit, LNG entry
Tároló kapacitás	Mobilgáz: TWh, Kitár/betár: GWh/nap	GSE	A tárolói kapacitás országos szinten aggregált
Tároló tarifa	€/MWh	Tároló üzemeltetők honlapja alapján 2017 jan	1 €/MWh sapkával (az elmúlt években tapasztalt alacsony téli nyári spread miatt)
LNG visszagázosító kapacitás	GWh/nap	GIE	Országos szinten aggregált
LNG visszagázosító	GWh/nap	Üzemeltetők	

tarifa		honlapja	
LNG cseppfolyósítás	GWh/day	GIIGNL 2018	AZ LNG források korlátja az exportáló ország cseppfolyósító kapacitása Jövőbeli kapacitások is ugyanezen forrás szerint szerepelnek
LNG szállítási költség	€/MWh	REKK-számítás	Távolságfüggő, figyelembe veszi a hajóbérlési költséget és boil off költséget
Hosszú távú gázvásárlási szerződések	ACQ: TWh/év. DCQ: GWh/év	REKK-gyűjtés+ Cedigaz	Take-or pay, rugalmasság Átadási pont a határon Árazás: külkereskedelmi statisztikák alapján Szállítási útvonal előre meghatározott (bővebben a feltételezések pontban)

41. TÁBLÁZAT: FID PROJEKTEK A REFERENCIÁBAN (ENTSO-G TYNDP 2018 – 1 JUNE)

Határkeresztesző csővezeték	Maximum kapacitás (GWh/nap)	Belépés éve	Hivatkozás
IT-CH	368	2018	FID TYNDP 2018
CH-FR	100	2018	FID TYNDP 2018
CH-DE	240	2018	FID TYNDP 2018
AZ-GE (SCP-X)	855	2018	FID TYNDP 2018
TR-GR_TAP	317	2019	FID TYNDP 2018
GE-TR_TANAP	485	2018	FID TYNDP 2018
GR-BG	90	2018	FID TYNDP 2018
GR-IT_TAP	334	2019	FID TYNDP 2018
SI-HR	162	2019	FID TYNDP 2018
HR-SI	162	2019	FID TYNDP 2018
IT-AT	189	2018	FID TYNDP 2018
RO-HU (BRUA) first stage	49	2019	FID TYNDP 2018
BG-RS (IBS)	51	2022	FID TYNDP 2018
PL-SK	175	2021	FID TYNDP 2018
SK-PL	144		
PL-LT (GIPL)	74	2021	FID TYNDP 2018
FI-EE	79	2020	FID TYNDP 2018
EE-FI	79	2020	FID TYNDP 2018
EE-LT		2019	FID TYNDP 2018
Nord Stream 2	1900	2020 or 2023	FID TYNDP 2018
CZ-SK	1487	2020	FID TYNDP 2018
Turk Stream 1	425	2021	épül
Turk Stream 2	425	2025	épül

LNG	Maximum kiadott (GWh/nap)	Belépés éve	Hivatkozás
PL (extension)	201	2023	FID 2018
GR (extension)	80	2018	FID

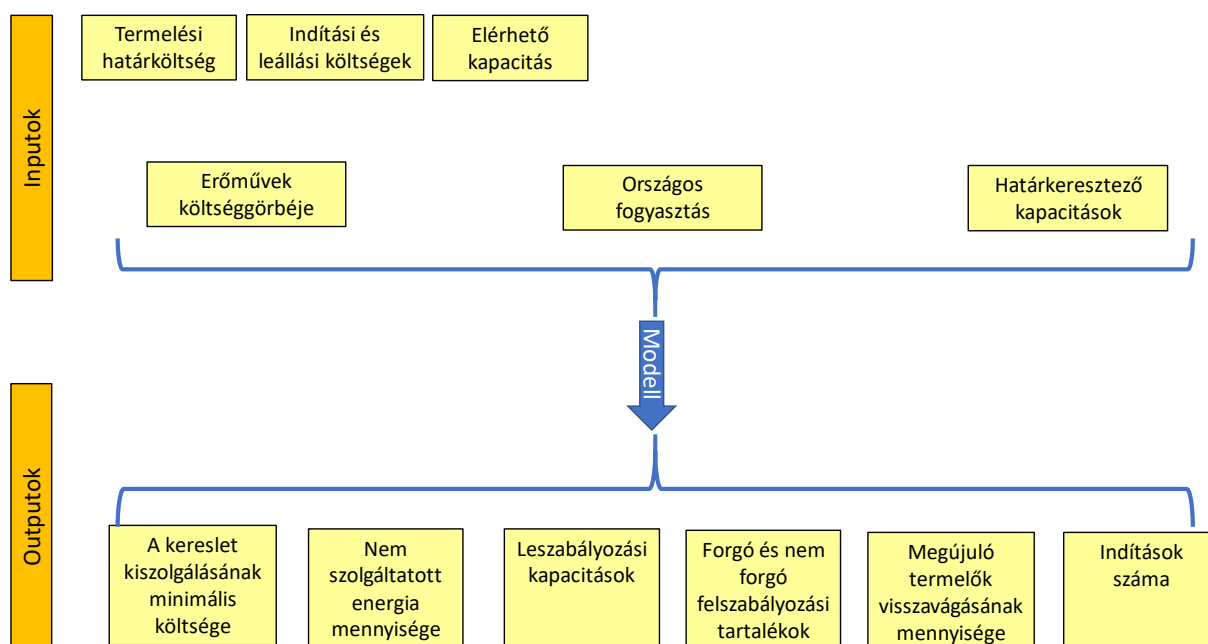
A modell az egyes országok gázkeresletét rugalmatlannak tekinti (A jelen tanulmányban egy-
ségeesen $\varepsilon=0.1$)

11. MELLÉKLET C: AZ EPMM MŰKÖDÉSÉNEK BEMUTATÁSA

Az EPMM egy ütemezési és teherkiosztási modell, amely a modellezett országok adott fogyasztási igényét minimális költség mellett elégíti ki az adott erőművek költségeinek, elérhető kapacitásainak és a kereskedelmi korlátok (határkeresztező kapacitások) figyelembevételével. A célfüggvényben szereplő költségek, amelyeket a modell az optimalizáció során minimalizál a következők: erőművek ki- és bekapcsolási költségei, a felmerülő termelési költségek, emellett lehetőség van a megújuló termelők visszavágásából fakadó költségek figyelembevételére. A modell a rendszerszintű költségeket minimalizálja, így piaci árakat nem tartalmaz. A modell egy adott hét 168 órájára szimultán optimalizációt végez, és minden óra esetén meghatározza, hogy egy adott erőmű bekapcsol-e, vagy sem, illetve, amennyiben bekapcsol, akkor mekkora mennyiséget termel. A modellezés minden hétre elvégezhető, vagyis az év mind a 8760 órája modellezhető. Az EPMM modell 38 ország 41 árampiacát szimulálja¹¹³.

A modell működését, inputjait és outputjait mutatja az 103. ábra.

103. ÁBRA: A MODELL MŰKÖDÉSE



A modell az optimalizáció során megadja, hogy az adott fogyasztási mennyiségeket milyen erőművi termelési mix és indítási szám mellett és milyen minimális költséggel lehet kiszolgálni. Emellett meghatározható, hogy mekkora a Nem Szolgáltatott Energia mennyisége, illetve, hogy mennyi szabályozási tartalék áll rendelkezésre a rendszerben adott időszakokban.

¹¹³ Bosznia és Hercegovina, Dánia és Ukrajna esetében két piacot különböztetünk meg egy országon belül, a többi ország esetében egy piacot feltételezünk.

11.1. A MODELL KÍNÁLATI OLDALA

A kínálati oldal erőművei az EEMM modellhez hasonlóan országonként és blokk szinten szerepelnek, 12 különböző technológiára bontva: biomassza-tüzelésű erőművek, szén-tüzelésű erőművek, lignit-tüzelésű erőművek, geotermális erőművek, nehéz fűtőolaj-tüzelésű erőművek, könnyű fűtőolaj-tüzelésű erőművek, vízerőművek, szélenergia-erőművek, naperőművek, nukleáris erőművek, földgáz-tüzelésű erőművek, illetve árapály erőművek. Minden erőművi blokkra meghatározzuk a beépített kapacitást, hatásfokot, önfogyasztást, és számszerűsítjük a termelés rövid távú határköltségét (tüzelőanyag-költség, változó működési költségek, jövedéki adó, illetve szén-dioxid-költségek - amennyiben felmerülnek) az EEMM modell esetén ismertett módon. A szabályozható erőművek (hőerőművek, nukleáris erőművek, vízierőművek, szivattyús-tározós erőművek) esetében a termelési határköltségek mellett indítási költségek is felmerülnek. Ezeket, illetve az indítás egyéb feltételeit foglalja össze az 42. táblázat.

42. TÁBLÁZAT: INDÍTÁSI KÖLTSÉGEK ÉS FELTÉTELEK A SZABÁLYOZHATÓ TECHNOLÓGIÁK ESETÉN

	Mérték- egység	Nuk- le- áris	Lignit (>500M W)	Lignit (<500M W)	CCG T	Egyé- b hő- tur- bina	Gáz turbi- na	Kis terme- lő- egysé- gek	Szén (>500M W)	Szén (<500M W)
Minimum termelés	%	50	45	45	40	30	20	0	35	35
Indítási üzem- anyag- igény	MWh/M W	16,7	5,9	2,7	2,8	2,8	0,1	0,1	5,9	2,7
Indítási költség	€/MW	50	49	105	60	57	24	24	49	105
Indulási idő	óra	8	6	4	2	1	1	1	6	4

A megújuló alapú termelőegységek termelése exogén módon, nulla határköltség mellett kerül be a modellbe az EEMM modellben meghatározott feltételezésekkel. Ezek a technológiák nem szabályozhatóak, de adott költség mellett visszavághatók.

11.2. A KERESLETI OLDAL

A modellezés során alapesetben egy rövid távú, egy hétnek megfeleltethető piacot szimulálunk. A kereslet országonként adott, egy adott modellezett év minden egyes órájára. Ezt a keresletet szolgálja ki a modell minimális költség mellett, azzal a feltételezéssel, hogy a keresleti függvény tökéletesen rugalmatlan. Az órás adatok meghatározásakor a 2015. évi órás tényfogyasztási adatait használtunk, amelyet az éves fogyasztás változásával arányosan változtatunk meg.

11.3. HÁLÓZATI REPRESENTÁCIÓ

Az EEMM modellhez hasonlóan az EPMM modell is feltételezi, hogy egy adott ország egyetlen csomópontnak minősül, azaz hálózati korlátok nincsenek az egyes országokon belül. Ugyanakkor az országokat összekötő határkeresztező kapacitások jelentős korlátot jelenthetnek a villamosenergia-kereskedelmében, amely szűkösséget a nettó átviteli kapacitásokkal (NTC – Net Transfer Capacity) fejezzük ki. Ezen értékek megegyeznek az EEMM modellben használt értékekkel.