

# **Energetikai monitor**

**2015. december**

© Századvég Gazdaságkutató Zrt.

A jelentést készítették: Zarándy Tamás, Kovács Kristóf és Zemplényi Zsolt.

A felhasznált adatbázis 2015. december 3-án zárult le.

# Tartalom

Vezetői összefoglaló .....	1
Makrogazdasági helyzetkép .....	6
Nemzetközi környezet.....	6
Magyarországi környezet .....	8
Romlottak a magyar gazdaság rövidtávú kilátásai .....	8
Nemzetközi energiapiaci folyamatok .....	11
Olajpiac.....	11
Szénpiac.....	12
Gázpiac .....	13
LNG-túlkínálat és olajáresés .....	13
Megújulóenergia-termelés hatása .....	14
Amerikai földgázimport csökkenése, földgázexportőrök reakciója a gázárak csökkenésére .....	14
Magyarországra gyakorolt hatás .....	15
Európai gázárak várható alakulása .....	15
Amerikai földgázárak, világpiaci gázár alakulása .....	15
Villamosenergia-piac .....	16
Szén-dioxid-kvótaár.....	20
Szénerőművek és gázerőművek határkölsége.....	21
Hazai energiapiaci folyamatok .....	23
A villamosenergia-piac alakulása .....	23
A földgázpiac alakulása .....	26
A napelemek terjedésének gazdasági hatásai .....	30
Bevezetés .....	30
A lokális hatások vizsgálata .....	31
Vizsgálati módszertan .....	31
A vizsgálatok eredményei.....	39
Az eredmények értékelése .....	43
A rendszerszintű hatások vizsgálata.....	45

Hatásos teljesítmény szabályzása .....	52
Zónaidős tarifarendszer .....	55
Szivattyús-tározós erőmű.....	57
Fogyasztói aggregált módszer .....	60
Központi aggregált megoldás .....	63
A vizsgált módszerek értékelése .....	66
A fejlesztések költségigényei.....	68

## Vezetői összefoglaló

Az olajpiacon 2015 második felében folytatódott az áresés, november végére egészen 40–45 dollárig csökkent a Brent típusú kőolaj hordónkénti ára. Az olajár 2016 folyamán is alacsony maradhat, a határidős indexek és az elemzői várakozások 50–60 dolláros hordónkénti árat vetítenek előre, de 30 dolláros jegyzésre vonatkozó várakozások is ismertek. Fundamentálisan az olajár emelkedését gátolja, hogy az OPEC nem csökkenti kitermelési kvótáját, Irán olajexportja emelkedhet, illetve Kína, valamint az egész világgazdaság növekedési üteme lassul. Az elmúlt egy év tapasztalata alapján bebizonyosodni látszik, hogy az OPEC már nem képes az árak szabályozására, amennyiben a piacot jelentősebb sokk éri.

A szén világpiacon és európai árának csökkenő trendje 2015-ben folytatódott, az ARA típusú szén tonnánkénti ára 50 dollár alá esett vissza, ami éves összevetésben 18 százalékos csökkenést jelent. Az árcsökkenés elsődleges oka a kínai szénimport visszaesése, de fontos szerepet töltött be az amerikai erőművi szénfelhasználás csökkenése, amely a palagázforradalom miatti olcsó belföldi gázkínálat következménye. Mivel a kínai szénimport csökkenése az előrejelzések szerint 2016-ban is folytatódni fog, így a szén ára tovább eshet. A szénárakat a párizsi klímacsúcs egyelőre nem ismert kimenetele is determinálni fogja.

Az európai nagykereskedelmi árakat alapvetően meghatározó holland gáztőzsdei ár (TTF) 2015 folyamán permanens visszaesést mutatott, a TTF-ár november végén 18 euró/MWh alá süllyedt, ami éves bázison 22 százalékos csökkenést jelent. A szénhez hasonlóan az európai földgázárak alakításában is a kontinensen kívüli folyamatok játszották a főszerepet, míg az európai földgázfelhasználás csökkenésének árakra gyakorolt hatása szerényebb volt. Az európai földgázárak csökkenésének egyik kiváltója az ázsiai cseppfolyósított földgáz (LNG) árának 2014–2015 során bekövetkezett drasztikus visszaesése, az európai árakhoz történő konvergálása volt. Az ázsiai árak csökkenése az LNG-túlkínálatnak és az olajáresésnek volt köszönhető és ezt a folyamatot tovább erősíthette az árak esésére történő általános várakozás is, amelyet a jelentős mennyiségű építés alatt álló, illetve bejelentett LNG-termelő kapacitás váltott ki. Az ázsiai árak európai szinthez történő közeledése következtében az LNG-szállítmányok jelentős része Európában keres magának piacot, növelve a túlkínálatot, így leszorítva az árakat a kontinensen. Az amerikai gázimportigény csökkenése szintén folyamatosan növeli az európai LNG-kínálatot, míg a kontinens országainak két fő ellátója, Norvégia és Oroszország bevételeinek és piaci részesedésének védelme érdekében maximumra járhatja kitermelését, illetve csökkenti értékesítési árait. A piaci fundamentumok, az elemzői várakozások, illetve határidős indexek egyaránt az európai földgázár további csökkenését valószínűsítik. Az alacsony európai földgázár jelentős megtakarítást eredményez Magyarország számára, hiszen közvetlenül a GDP 0,8–0,9 százalékával javítja a külkereskedelmi mérleget.

Az európai földgázár jelentős csökkenése ellenére az amerikai nagykereskedelmi földgázár továbbra is 60 százalékkal alacsonyabb nála, ami az energaintenzív iparágakban drasztikus versenyelőnyt jelent az USA-beli vállalatok számára. A földgáz világpiacon a likviditásának folyamatos emelkedése, illetve az USA növekvő gázpiaci jelenléte eredményeképpen a földgáz esetében is kialakulhat egy világpiacon árszint. A világpiacon az amerikai Henry Hub árfolyama lenne a benchmark, amelyhez képest Európában kisebb, Ázsiában magasabb felárat kellene fizetni. Ez ugyan véget vetne az olajindexált árazásnak, ugyanakkor determinálná az energiaigényes iparágak alacsonyabb európai versenyképességét az amerikaihoz képest.

Az európai villamosenergia-árak 2011 óta tartó csökkenő trendje 2015-ben ugyan némileg megtorpant, de ez csak időjárási okokkal (2015 júliusa és augusztusa historikusan magas hőmérsékletű volt) magyarázható. A határidős árak a következő évekre további jelentős árcsökkenést vetítenek előre, hiszen az Európában iránymutató lipcsei áramtőzsdén az éves zsinórtermékár 2015. december elején a 2016-os évre vonatkozóan 28,7, a 2017-es évre vonatkozóan 27,2 euró/MWh volt, szemben a 2015 első 11 hónapjában regisztrált, átlagosan 35 euró/MWh-s árral. A megújulóalapú villamosenergia-termelés bővülése nyomán egyre erőteljesebb a tőzsdei villamosenergia-árak időjárás-függősége. Az áramár szezonális, illetve napon belüli változó karakterisztikája vélelmezhetően a fogyasztói árak képzésére is hatással lesz, megváltozhatnak a zónaidők, illetve elmozdulás történhet a valós idejű árazás irányába.

A szén-dioxid-kvótaár (EUA) az Európai Unióban 2015. október–november folyamán elérte a 8,5–8,6 euró/tonna szén-dioxid értéket, ami hároméves csúcspontot jelent. 2019-ig a kvótaár további mérsékelt emelkedése prognosztizálható, míg jelentős áremelkedést az ún. piaci stabilitási tartalék (MSR) 2019-ben történő működésbe lépése válthat ki. Az MSR működése révén 2021-re 20, 2024-re 30 euróra is emelkedhet a szén-dioxid-kibocsátás tonnánkénti ára.

A magyar gazdaság villamosenergia-igénye 2015 harmadik negyedévében 3,9 százalékkal növekedett éves bázison. Ez elsősorban a historikusan magas hőmérsékletből fakadó megnövekedett hűtésenergia-igény következménye volt, de az ipari termelés 6 százalékos bővülése is szerepet játszott. Az első 11 hónapban összesen 1,1 TWh-val (2,8 százalékkal) volt magasabb a bruttó villamosenergia-felhasználás, mint 1 évvel korábban, ami 2006 óta a legnagyobb mértékű emelkedést jelenti. 2016-ban a magas bázis miatt az áramfogyasztás csökkenését prognosztizáljuk, az áramfelhasználási struktúra tekintetében a 2010 óta kirajzolódó trend, azaz az ipari áramfogyasztás további emelkedését, illetve a lakossági áramfogyasztás további csökkenését várjuk.

A hazai erőművi villamosenergia-termelés 2015 harmadik negyedévében tapasztalt visszaesése egyedül a Paksi Atomerőmű alacsonyabb termeléséből eredt, hiszen a tervezett karbantartás, illetve az élettartam-hosszabbításhoz szükséges munkálatok idején csökkent teljesítménnyel üzemelt. A gáztüzelésű, menetrendtartó erőművek a nyári hónapokban ugyanakkor a korábbi években nem jellemző 50 százalék körüli kihasználtsággal termeltek.

Ez döntően annak volt a következménye, hogy a forróság miatt megnövekedett áramkereslet hatására megugrott a magyar tőzsdei villamosenergia-ár, továbbá általános világpiaci trendet követve csökkent a gázimportár, így Magyarországon az említett időszakban megnőtt a gázalapú áramtermelés versenyképessége.

A hazai földgázfelhasználás 2015 harmadik negyedében gyakorlatilag megegyezett az egy évvel korábbival. A harmadik negyedévi gázigény alakításában a hőmérséklet jellemzően nem játszik számottevő szerepet. A rendelkezésre álló adatok alapján a stagnáló földgázfelhasználás a villamosenergia-termelési célú gázfogyasztás emelkedése, illetve az ipari gázfogyasztás kismértékű csökkenésének lehetett az eredője. Az elmúlt három év második és harmadik negyedében regisztrált adatai alapján a dinamikus ipari termelésbővülés ellenére az ipari földgázfelhasználás nem növekedett (becslésünk szerint kismértékben vissza is esett), szemben a jelentős emelkedést mutató ipari áramfogyasztással.

A hazai földgáztermelés 2015. július–szeptember folyamán jelentős mértékben visszaesett, ami elsősorban a rendkívül lecsökkent importárak következménye lehetett. A gáztárolói készlet felhasználása a harmadik negyedében 330 millió köbméterrel, az első kilenc hónap során összesen 2290 millió köbméterrel haladta meg az egy évvel korábbit. Ez kisebbrészt annak volt az eredménye, hogy a Gazprom a 2014-ben Magyarországon elhelyezett 750 millió köbméternyi gázt 2015-ben értékesítette. A tárolói készletek feltöltésének elmaradása döntő részben annak lehetett a következménye, hogy a folyamatosan csökkenő spot és futures árak mellett a kereskedőknek és egyetemes szolgáltatóknak nem lett volna kifizetődő a megvásárolt földgázt tárolóban elhelyezni, illetve a tárolói kapacitás díját is megfizetni. A gáztárolókban december elején több mint 2,9 Mrd köbméter földgáz volt. Tekintetbe véve az Ukrajnán keresztül zavartalan gáztranzitot, illetve a kihasználatlan szlovák–magyar interkonnektort, a téli gázellátás biztonságosnak mondható. A magasabb földgázfelhasználás, illetve a visszaeső hazai kitermelés eredményeképpen hazánk földgázimport-szükséglete 2015-ben emelkedett, de a magasabb készletfelhasználás eredményeként mégis közel 1,8 Mrd köbméterrel kevesebb földgáz importja történt meg.

Az Energy Technology Perspectives 2014-es tanulmánya szerint a következő húsz évben a felére csökkenhet a háztartási méretű kiserőművek csoportjába tartozó napelemek termelési költsége. Ennek következtében, a Századvég számításai alapján, a jelenlegi 4,55 százalékos napelemes belső megtérülési ráta a következő húsz évben akár elérheti a 12,94 százalékos értéket, megfelelő napelemes teljesítmény megválasztása esetén. Ennek a jelentős növekvő megtérülésnek a hatására a magyarországi villamosenergia-rendszerben is egyre nagyobb részarányt fog kitenni a napelemek termelése. A Századvég számításai szerint, abban az esetben, ha az elmúlt évek növekvő tendenciája fennmarad, akkor 2035-re a hazai napelemes kapacitás elérheti a 2,5 GWp értéket.

Az egyre erőteljesebben elterjedő napelemek következtében a magyarországi villamosenergia-rendszerben sem hagyhatók figyelmen kívül a napelemek kedvezőtlen hálózati hatásai. A Századvég által kifejlesztett eljárásban megvizsgáltuk a kifeszültségű elosztóhálózatokat érintő feszültségtartási problémákat és azok gazdasági hatásait. Eredményeink alapján mind a terhelés alatt változtatható áttételű transzformátor, mind pedig a hatásosteljesítmény-szabályzás alkalmazásával közel 75 százalékkal csökkenthetők a következő húsz évre vonatkozó, a napelemes termelés fogadását biztosító elosztóhálózati fejlesztések költségei. Abban az esetben, ha a vizsgálati módszertanban is szereplő hálózati modellhez hasonlóan 10 000 kifeszültségű elosztóhálózati körzet jön létre 2035-ig, akkor a szükséges beruházási költségek 365 milliárd forintról 50 milliárd forintra mérsékelhetők az említett feszültségszabályzási módszerek alkalmazásával.

A feszültségtartási problémákon túl számolni kell a napelemek által kifejtett rendszerszintű hatásokkal is. Vizsgálataink alapján a napelemes kapacitás növekedésének hatására a rendszerterhelés völgyidőszaka áttolódhat a dél körüli órákra, valamint a tervezett paksi atomerőművek túltermelése is jelentősen megnövekedhetnek. A Századvég számításai alapján egy aggregált stratégia alkalmazásával a várható rendszerirányítási problémák kezelhetők, sőt a jelenleginél jóval kedvezőbb üzemirányítási paraméterek biztosíthatók. Vizsgálataink során két eltérő stratégia mentén elemeztük az aggregált módszerek lehetséges megvalósításait és hatásait.

Egy ilyen aggregált módszerben közös metszetet jelent a zónaidős tarifarendszer alkalmazása, ugyanis ez az árazási módszer nagymértékben elősegíti a rendszerterhelési csúcs mérséklését, és lehetőséget biztosít a tudatos fogyasztóknak villamosenergia-költségeik csökkentésére, ezért ennek alkalmazása elengedhetetlen egy hatékony aggregált módszer kialakításához. A két említett stratégia költségvonzatai a következők:

A fogyasztói aggregált megoldás esetén a fogyasztónál a következő 20 év során 731 milliárd forint napelem beruházás szükséges, emellett a fogyasztói energia tárolásának költségigénye elérheti a 244 milliárd forintot, azonban ilyenkor az említett elosztóhálózati 365 milliárd forintos fejlesztési igény lényegében teljesen megszüntethető. Ezzel a módszerrel a költségviselés helye szerinti megosztásban a beruházási költség közösségi oldalon mintegy 295 milliárd forintot tenne ki.

Központi aggregált módszer esetén a napelemek hatásos teljesítményének korlátozásával az elosztóhálózati fejlesztési igények közel 50 milliárd forintra csökkenthetők. A központi aggregált megoldásban a szivattyús-tározós erőmű 150 milliárd forintos beruházási összeget jelent, ugyanakkor egy ilyen energiatárolóval a hazai villamosenergia-rendszer szabályozási tartalékai is jelentős mértékben megemelkednének, ami rendszerirányítási szempontból kiemelten kedvező. Vizsgálataink alapján egy ilyen központi aggregált módszer – vagyis ami magába foglalja a napelemek hatásos teljesítményének szabályzását, a zónaidős



tarifarendszert és a szivattyús-tározós erőművet – alkalmazása összesen mintegy 494 milliárd forintos beruházási összeget jelent.

## Makrogazdasági helyzetkép

### Nemzetközi környezet

A másodikhoz hasonlóan a harmadik negyedévben is 1,9 százalékkal nőtt az Európai Unió gazdasága. A kelet-közép-európai államok többsége jelentősen, 3,5 százalékot meghaladó mértékben bővítette kibocsátását, ám az unió legnagyobb gazdaságaiban is emelkedett a GDP növekedési üteme. Az öreg kontinens gazdasági bővülését továbbra is a fogyasztás vezérli, ami egymaga 1,2 százalékpontot magyaráz a teljes növekedési ütemből. Az előző negyedévvel szemben a beruházások növekedést támogató szerepe ismét bővült, a kormányzati költsékekkel együtt egyaránt 0,4–0,4 százalékponttal emelték a GDP növekedésének ütemét. Ezzel szemben a nettó export negatívan hatott a gazdasági növekedésre: a külkereskedelem –0,1 százalékpontos hatása mögött főként a fejlődő országok csökkenő importkereslete állhat. Várakozásunk szerint a következő negyedévekben a növekedés motorja a fogyasztás marad, viszont a nagyobb fejlődő államok, és főként Kína csökkenő importigénye miatt a nettó export növekedést támogató szerepe továbbra is mérsékelt marad. Az Európai Bizottság várakozása szerint az unió gazdasági növekedése 2 százalék körül ingadozhat a következő években.

Az Egyesült Államok gazdasági növekedésének üteme a harmadik negyedévben is csökkent, az éves bővülési ütem 2,2 százalékot tett ki. A növekedési ráta mérséklődését főként a beruházás bővülési ütemének két negyedév alatt 7,6-ról 3,8 százalékra csökkenése indukálja, a fogyasztás továbbra is 3 százalék körüli mértékben bővül. Az előző negyedévekhez hasonlóan az amerikai külkereskedelmet továbbra is az egyre nagyobb ütemben bővülő import határozza meg, a behozatal növekedési üteme negyedik negyedéve haladta meg a kivitelét. Ezt egyrészt az USA főbb felvevőpiacainak (Kína, Kanada, Japán) csökkenő importigénye, másrészt a dollár 2014 közepe óta tartó jelentős felértékelődése okozza. Az Európai Bizottság legfrissebb előrejelzése szerint az USA gazdasága idén 2,6, a következő két évben 2,7–2,8 százalékkal nőhet.

Mindkét gazdaságban folytatódtak a kedvező munkaerő-piaci folyamatok: 2014 és 2015 novembere között az amerikai munkaerő-állomány 1,4 százalékkal nőtt, aminek köszönhetően a munkanélküliségi ráta 5 százalékra, újabb hét éves mélypontra süllyedt. Az Európai Unióban 0,9 százalékkal bővült a munkaerő kereslete, így a foglalkoztatás növekedési üteme, ha csak enyhe mértékben is, de egy év óta folyamatosan mérséklődik, miközben a munkanélküliségi ráta 9,3 százalékra csökkent. Az eurózónában ismét nőtt az iparban foglalkoztatottak létszáma, így úgy tűnik, megállt a szektor 2008 első negyedéve óta tartó folyamatos létszámcsökkenése.

Továbbra is nyomott kamatkondíciók jellemzik a fejlett gazdaságokat, ám a Fed várhatóan már decemberben elkezdheti a monetáris szigorítást, tekintettel arra, hogy a munkaerőpiacról

egyre kedvezőbb adatok láttak napvilágot, miközben inflációs célja közelében alakulnak az árfolyamok. Az EKB eközben kitolta mennyiségi lazítási programjának határidejét, ám annak keretén nem bővített, ami csalódást okozott a piacokon, így az euró erősödni kezdett a dollárral szemben. A várt erőteljes lazítás elmaradása jelentős hitelességi veszteséget okozott az Európai Központi Banknak, mely eddig híres volt előremutató monetáris politikájáról – maga Draghi is elismerte, hogy a piaci hangulat túlfűtöttségének kialakulásához jelentősen hozzájárultak a Kormányzótanács megnyilvánulásai is. Az elmúlt hónapokban így a globális piaci hangulatot elsősorban a monetáris politika közelgő változásához kapcsolódó várakozások befolyásolták. A Fed decemberben várható kamatemelése jelentősen erősítette a dollár árfolyamát, valamint a fejlett piacok tőzsdeindexei is emelkedtek az elmúlt hónapok folyamán. Az állampapír-piaci hozamok összességében csökkenő trendet mutattak, ahogyan az országhoz tartozó CDS-felárak is kedvező irányban módosultak.

A piaci hangulatot befolyásoló másik jelentős tényező a szeptember közepén kirobbant VW-botrány volt. Mindazonáltal a tőke-, az állampapír- és a csőd kockázat elleni biztosítási piacok csak gyors lefolyású turbulenciaként élték meg az esetet és gyorsan korrigáltak. Elemzésünk alapján az emissziós botrány inkább tekinthető egy vállalatot érintő, sem mint egy nemzeti/nemzetközi pénzügyi kockázatot jelentő eseménynek.

Az unió és az USA inflációs folyamatait továbbra is az alacsony olaj és más nyersanyagárak határozzák meg. Az öreg kontinensen szeptemberben fél év után ismét negatív inflációt regisztráltak, az alacsony maginflációs mutató alapján, ha nem is deflációs, de igen nyomott inflációs környezetet jellemezheti a következő negyedévekben az európai gazdaságot. Az amerikai pénzromlási ütem is nulla közeli, ám ez szinte kizárólag a lakossági energiahordozók árcsökkenésének hatása: az egy éve stabilan 1,6–1,9 százalékos körül ingadozó maginfláció stabil inflációs alapfolyamatokat sugall, ami teret engedhet a Fed monetáris szigorításának.

Az Európai Bizottság az idei évi fiskális prognózisain nem változtatott érdemben, míg a jövő évben a korábbinál kedvezőtlenebb hiányt vár, összhangban a konjunktúra várhatóan kedvezőtlenebb alakulásával. Ennek fényében az EU egészét tekintve idén 2,5, míg jövőre 2 százalékos lehet az államháztartási deficit GDP-arányos mértéke. Jelenleg kilenc ország áll túlzott-deficit eljárás alatt, ám jövőre Szlovénia és Írország is kikerülhet az eljárás alól, tekintve a bizottság várakozásait. Az elmúlt évek fiskális szigorának köszönhetően jövőre már csak négy ország véti el a 3 százalékos maastrichti hiánymutatót. A bizottsági várakozások szerint a tavalyi évben tetőzhetett az adósságráta az EU-ban és az euróövezetben egyaránt, rendre 88,6 és 94,5 százalékon. Az idei évtől egy fokozatos, de lassú adósságcsökkenésre számítanak a bizottsági elemzők. Ebben a laza monetáris környezettel összhangban a kamatkidadások csökkenése, valamint a gazdasági környezet mérsékelt javulása játszik meghatározó szerepet.

## Magyarországi környezet

### Romlottak a magyar gazdaság rövidtávú kilátásai

*A magyar gazdaság teljesítménye 2015 III. negyedévében tovább lassult és a növekedés mértéke 2,4 százalékot tett ki. A növekedés szerkezete kiegyensúlyozott volt: a nettó export 1,3, míg a belső felhasználás 1,2 százalékponttal járult hozzá az éves GDP-növekedés üteméhez. A külkereskedelmi aktívum javulását a magyar termékek és szolgáltatások iránt megnőtt kereslet vezérli. A belföldi felhasználást a lakossági mellett a közösségi fogyasztás is érdemben segítette, miközben a beruházások ismét jelentősen visszaestek. A termelési oldalon vegyes a kép: a szolgáltató szektor vált egyértelműen a gazdaság motorjává, miközben az építőipar és a mezőgazdaság zsugorodott, az ipar növekedése pedig lassult. A globális növekedést övező kockázatok felerősödése a magyar konjunktúrát is negatívan érinti, többek között ennek hatására romlottak a gazdaság rövidtávú kilátásai. Az idei és a jövő évre várt 2,9 és 2,3 százalékos növekedést a belső és külső tényezők azonban egyaránt segíthetik, de a hangsúly az exportról a fogyasztásra helyeződik át. A munkaerőpiac helyzete tovább javul: idén 6,8, 2016-ban 6,1 százalék lehet a munkanélküliségi ráta. A teljes előrejelzési horizonton alacsonyabb inflációt várunk, mint ősszel, melynek oka a tartósan alacsony olajár. Az infláció jövőre is még csak 2 százalék közelébe emelkedhet, így az árstabilitás fenntartása mellett a jegybanknak lehetősége nyílhat a gazdasági növekedés további ösztönzésére.*

A magyar gazdaság növekedése 2015 III. negyedévében újfent lassult. Nem csak a 2,4 százalékos teljesítmény ténye, de annak felhasználási oldalon mutatott növekedési szerkezete is meglepetést hordozott. A fogyasztásbővülés nem tudott érdemben gyorsulni, a beruházások visszaestek, de a külkereskedelmi teljesítmény jelentősen javult. A július–szeptemberi időszak GDP-bővülését 1,3 százalékponttal magyarázza a nettó export és 1,2 százalékponttal a belső felhasználás. A külkereskedelmi aktívum javulása a nyári leállások ellenére a vártnál jelentősebben bővülő export, és az energiahordozók miatt lassabban bővülő import következménye. A belföldi felhasználást a háztartások fogyasztási kiadásának 2,7 százalékos növekedése mellett a közösségi fogyasztás is érdemben segítette. Utóbbit a határvédelemmel összefüggő megemelkedett kiadások magyarázzák. A beruházások a III. negyedévben 1,5 százalékkal zsugorodtak, amit leginkább a magas bázis magyaráz: az állami szférában ezt az uniós források, a versenyszférában az NHP csúcsra járatása okozza.

A termelési oldal nem okozott meglepetést: az agrárium visszaesett, a szekunder szektorban lassult a növekedés üteme, az építőipari teljesítmény csökkent, a szolgáltatások markánsan élénkültek. A mezőgazdaság bő 18 százalékos visszaesése a magas bázis és az aszály következménye, de jövőre így egy átlagos év is támogathatja a növekedést. Az ipar mérséklődő, ám továbbra is az export által vezérelt növekedését a magas kapacitáskihasználtság okozta. Az építőipart az uniós és az egyedi nagyberuházások kifizetése

húzta vissza. A szolgáltatások területén, ami önmagában 1,9 százalékponttal járult hozzá a növekedéshez, szinte mindenhol javult a teljesítmény.

A magyar munkaerőpiac az előző negyedévekhez hasonló ütemben bővült 2015 harmadik negyedévében, és a munkanélküliségi ráta a lassuló gazdasági növekedés ellenére is 6,6 százalékra mérséklődött. A feszesebbé váló munkaerőpiac pozitívan hathat a jövőbeli bérfolyamatokra, de emelkedő kockázatot jelent a betöltetlen álláshelyek növekedése, ami egyre nagyobb munkaerőhiányt jelez. A bérek éves növekedési üteme a közzsférában tapasztalható bérrendezéseknek köszönhetően 4,5 százalékra gyorsult.

A hazai fogyasztói árszínvonal 2015. július–szeptemberben éves összevetésben stagnált, de a rezsicsökkentések bázisba kerülése az elmúlt két hónapban újból emelkedő inflációs rátát hozott. A továbbra is nyomott árfolyamatok legfőbb oka az olajárak újbóli esése, ami részben ellentételezi az alacsony bázist és a termékek és szolgáltatások széles körében tapasztalható áremelkedést. Átlag felett emelkedett a szolgáltatások és a tartós fogyasztási cikkek ára. A középtávú trendmutatók ugyanakkor alátámasztják a laza kamatkörnyezet hosszabb távú fenntartását. A globálisan csökkenő kockázatkerülés következtében a hazai kockázati környezet az elmúlt negyedévben enyhén javult. A hazai fizetőeszköz erősödött az euróval szemben, a CDS-felár zsugorodott és a 10 éves állampapír hozama is csökkent. A hazai jegybank ősszel nem változtatott alapkamatának mértékén, miközben bejelentéséhez és az önfinanszírozási program folytatásához híven az irányadó instrumentumát a három hónapos betétre módosította, továbbá 25 bázisponttal lefelé tolt a kamatfolyosót.

A nagy nemzetközi hitelminősítő intézeteknél hazánk besorolása a befektetésre nem ajánlott szint legmagasabbján maradt. A Fitch mellett azonban már a Moody's is pozitív kilátással látta el a besorolást. Az MNB bevezette a Növekedéstámogató Programot, amely az NHP III.-ból és a piaci hitelezés banki előmozdítását ösztönző Piaci Hitelezési Programból áll.

Legfrissebb előrejelzésünkben a korábbinál visszafogottabb gazdasági növekedést várunk 2015–2016-ban. A gazdasági kilátások romlása főként a lanyhább globális konjunktúrához köthető. Várakozásunk szerint a belső és külső tényezők a teljes előrejelzési horizonton pozitívan járulnak hozzá a GDP-növekedéshez, amit idén az export, jövőre pedig a fogyasztás vezérelhet. A kivitel teljesítménye felülmúlja a behozatalét, így a külkereskedelmi aktívum emelkedik, de jövőre a gazdaságösztönző hatása már mérsékeltebb lesz. Ennek oka az ipari kapacitások csúcsra járása miatti növekedési korlát és a korábban vártnál lanyhább külső kereslet. A fogyasztás az idén látottnál gyorsabban bővíülhet 2016-ban: a háztartások óvatossági megtakarításainak csökkenésére számítunk. Ebben segíthet a munkaerőpiac javulása, a tartósan alacsony infláció miatti magas reálbér-emelkedés, és az olyan gazdaságpolitikai intézkedések, mint az elszámolás áthúzó hatása, a családi adókedvezmény kiterjesztése és a jövedelemadó csökkentése. A beruházás idén csekély mértékben segíti, jövőre jelentősen visszafoghatja a gazdasági növekedést, melynek oka az

uniós források beszűkülése. Összességében idén 2,9, jövőre 2,3 százalékos GDP-növekedést prognosztizálunk.

Előrejelzésünk szerint a gyengülő konjunktúra miatt a munkaerőpiac növekedése lassul, de a foglalkoztatottak száma ennek ellenére 75 ezer fővel bővül 2016 végéig. A munkanélküliségi ráta tovább csökken, mértéke éves átlagban idén 6,8, jövőre 6,1 százalékon alakulhat. A bérek növekedési üteme az idei 3,8-ról 5,5 százalékra gyorsul, de ez nem jár a reálkeresetek gyorsabb növekedésével, melynek értéke mindkét évben 3,8 százalékra várható.

A maginfláció az idei III. negyedévben sem indult emelkedésnek. Az év végére így 1,5 százalék körül ragadhat a mutató és csak jövőre indulhat emelkedésnek. Ennek során 2016 végére már meghaladhatja a 2,5 százalékot. A jelentősen alacsonyabb maginflációs várakozásunk legfőbb magyarázata a lanyhább külső árnyomás, a gyengébb konjunktúra és a tartósan alacsony olajárak másodkörös hatása. Az infláció tekintetében is jelentős negatív revíziót hajtottunk végre, így az a teljes előrejelzési horizonton elmarad a maginflációtól. Ennek oka, hogy a korábbiakkal ellentétben csökkenő olajárakra és a nyers élelmiszerek alacsonyabb áremelkedésére számítunk jövőre. A pénzromlási ütem a maginfláció emelkedése miatt az év vége felé közeledve fokozatosan erősödik. Mindezeket számszerűsítve a fogyasztóiár-index idén  $-0,1$ , jövőre 1,8 százalékon állhat.

Tekintettel a tartósan alacsony külső és belső inflációs környezetre és az alacsony inflációs várakozásokra, a hazai monetáris politika hosszabb ideig változatlan szinten tarthatja az alapkamatot. A Fed kamatemelése nem jelent érdemi veszélyt, mivel nem érheti meglepetésként a piacokat, és az EKB további lazítása is segíthet tompítani a hatásokat. Jelenleg nagyobb valószínűségét látjuk annak, hogy kamatvágás helyett a hazai jegybank jövőre nem konvencionális eszközzel lazít a monetáris kondíciókon.

1. táblázat: A főbb makrogazdasági változók várható alakulása

	2014	2015	2016
<b>Bruttó hazai termék (volumenindex)*</b>	3,6	2,9	2,3
<b>A háztartások fogyasztási kiadása (volumenindex)*</b>	1,8	3,0	3,2
<b>Bruttó állóeszköz-felhalmozás (volumenindex)*</b>	11,2	0,7	-2,4
<b>Kivitel (nemzeti számlák alapján, volumenindex)*</b>	7,6	8,8	7,9
<b>Behozatal (nemzeti számlák alapján, volumenindex)*</b>	8,5	7,7	7,2
<b>A külkereskedelmi áruforgalom egyenlege (milliárd euró)</b>	6,3	7,4	8,6
<b>Éves fogyasztóiár-index (%)*</b>	-0,2	-0,1	1,8
<b>A jegybanki alapkamat az év végén (%)</b>	2,10	1,35	1,35
<b>Munkanélküliségi ráta éves átlaga (%)*</b>	7,7	6,8	6,1
<b>A bruttó átlagkereset alakulása (%)*</b>	3,0	3,8	5,5
<b>A folyó fizetési mérleg egyenlege a GDP százalékában</b>	2,3	5,1	5,5
<b>Külső finanszírozási képesség a GDP százalékában</b>	6,0	9,2	7,7
<b>GDP-alapon számított külső kereslet (volumenindex)*</b>	1,6	2,0	2,4

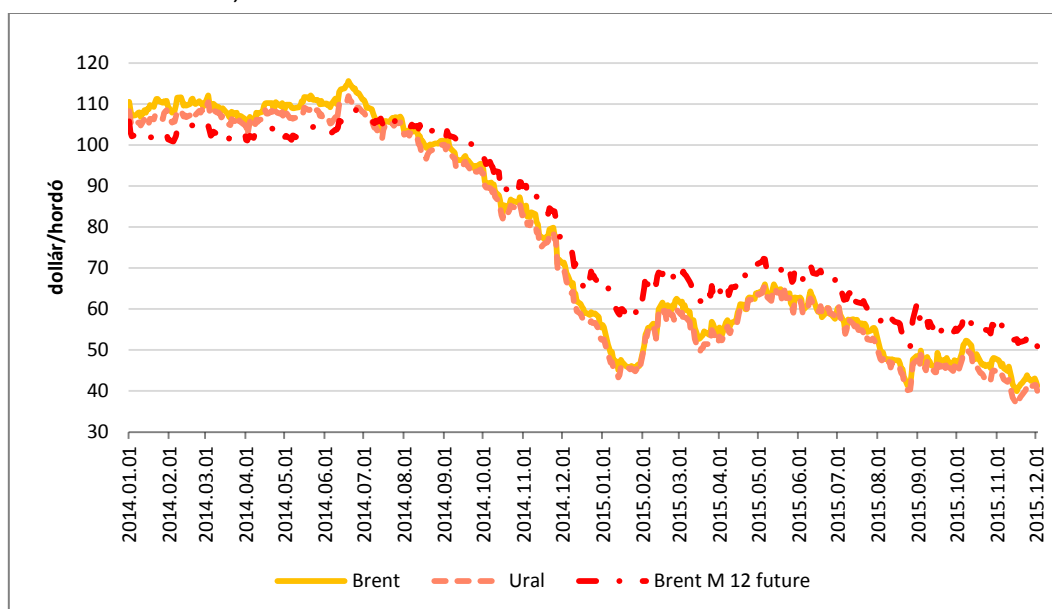
\* Szezonálisan kiigazított adatokból számítva. Forrás: MNB, KSH, Századvég-számítás

# Nemzetközi energiapiaci folyamatok

## Olajpiac

A Brent típusú kőolaj árában 2014 augusztusában megkezdődött visszaesés 2015 harmadik negyedévében is folytatódott, amikor a jegyzésár hordónként 50 dollárig süllyedt, november végére pedig egészen 40–45 dollárig esett vissza. A határidős (futures) árak továbbra is magasabbak az azonnali (spot) áraknál, azaz a piaci szereplőknek lehetőségük van olajat vásárolni a jelenlegi árakon, majd azt határidőre leszállítva értékesíteni (contango jelenség), és így arbitrázs profitot elérni.

1. ÁBRA: A BRENT, AZ URAL TÍPUSÚ OLAJ SPOT ÁRA ÉS A BRENT 12 HAVI FUTURES ÁRA



*Forrás: Reuters*

Az áresést fundamentális oldalról a 2014–2015 folyamán ugrásszerűen megnövekedett olajkínálat támogatta. A 2014 harmadik negyedévére kialakult 1,3 millió hordós (1,4 százalékos) többlet kialakulása döntően az amerikai kitermelés rendkívül gyors felfutásának eredménye volt (2013-ról 2014-re 1,8 millió hordóval növekedett). A túlkínálat a Nemzetközi Energiaügynökség (IEA) adatai szerint<sup>1</sup> az alacsony ár ellenére 2015-ben tovább emelkedett, amely mögött azonban már az OPEC-országok kitermelésének felpörgetése állt. Az alacsony olajár geopolitikai összetevőiben a negatív árspirál kibontakozása óta nem történt lényeges elmozdulás.

A világpiaci túlkínálat 2016 folyamán is fennmaradhat. Az OPEC-országok 2015. december elején deklarálták, hogy nem csökkentik kitermelési kvótájukat (jelenleg lényegesen magasabb a kitermelésük annál) annak ellenére sem, hogy többségük költségvetése

<sup>1</sup> Oil Market Report released 13 November 2015, IEA, <https://www.iea.org/oilmarketreport/tables/>.

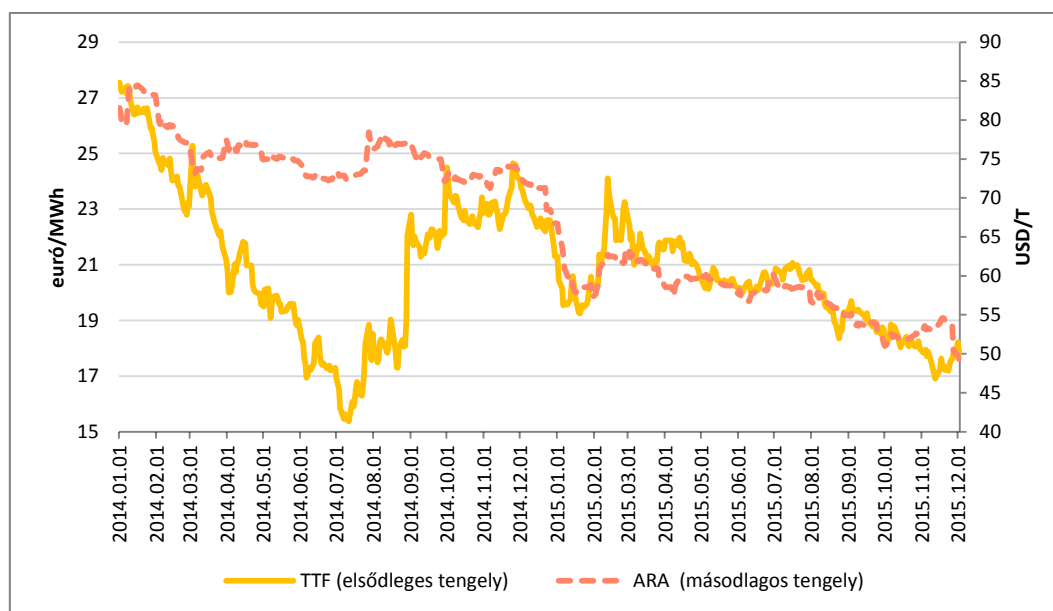
100 dollár/hordós ár fölött kerülne egyensúlyba, illetve, hogy az olajkartellt domináló Szaúd-Arábia költségvetési hiánya 2015-ben elérheti a GDP 20 százalékát. 2016-ban az iráni olajexport emelkedése is nyomást gyakorolhat az árakra, az amerikai palaolaj-termelőket pedig láthatóan az olaj alacsony kurzusa sem árazta ki a piacról, noha a beruházásokban csökkenés figyelhető meg. A kereslet növekedését a kínai, illetve a világgazdaság mérséklődő bővülési üteme foghatja vissza, illetve a dollár erősödése is az olaj csökkenésének irányába hat.

Az elemzői várakozások, illetve a határidős indexek alapján 2016-ban 50–60 dolláros hordónkénti ár lehet jellemző, ugyanakkor a fundamentumok alapján alacsonyabb jegyzésárakra is lehet számítani, egyes elemzőházak már 20–30 dolláros árat is lehetségesnek tartanak<sup>2</sup>. Ugyanakkor bebizonyosodni látszik, hogy az OPEC már nem képes az árak szabályozására, amennyiben a piacot jelentősebb sokk éri.

## Szénpiac

A szén árának 2012 óta tartó csökkenését tekintve egyelőre nyoma sincs alsó küszöbnek. Az ARA típusú (Amszterdam–Rotterdam–Antwerpen) szén tonnánkénti jegyzésére 2015. december első napjaira 50 dollár alá esett vissza, azaz a 2012 első hónapjaiban tapasztalt árakhoz képest 55, a 2015. januári árakhoz képest 17–18 százalékkal csökkent.

2. ÁBRA: AZ ARA- ÉS A TTF-ÁR ALAKULÁSA



Forrás: Reuters

<sup>2</sup> Chance of oil falling below \$20 is under 50 percent: Goldman Sachs, Reuters, <http://www.reuters.com/article/us-goldman-oil-idUSKCN0S91FW20151015#MRD0hJ8F2wtFwF0s.97> (2015. XII. 12.).



A tapasztalt trend alapvetően két tényező, az amerikai szénfelhasználás és a kínai szénimportigény csökkenésének következménye. Ugyanis az USA-ban a palagáz-kitermelés nyomán drasztikusan visszaeső földgázár<sup>3</sup> mellett már nem versenyképesek a szénerőművek, a szénfelesleg pedig máshol, pl. Európában keres piacot, ami leszorítja az árat a kontinensen. A kínai szénimport visszaesése 2014-ben indult meg, amikor éves alapon 11 százalékkal zsugorodott, 2015 első kilenc hónapjában a csökkenés mértéke megközelítette a 30 százalékot. A kínai szénimport csökkenése részben a gazdaság, főként a magas szénfelhasználású szektorok (villamosenergia-termelés, vaskohászat) teljesítményének visszaesésével magyarázható. Szintén szerepet játszanak a környezetvédelmi intézkedések, amelyek a városok légszennyezettségének csökkentését célozzák, valamint a belföldi szénkitermelés a munkanélküliség megelőzése érdekében történő jelentős szubvenciója<sup>4</sup>. Kína az árszabályozáson keresztül is igyekszik csökkenteni a szénfelhasználást a városokban, például 2015-ben két ízben is csökkentették a nem lakossági felhasználók számára szolgáltatott földgáz árát a városokban. Elemzők a kínai szénimport további csökkenését vetítik előre.

A fundamentumok és a határidős indexek alapján 2016-ban nem várható emelkedés a szénfelhasználásban, a klímavédelem érdekében esetlegesen meghozott globális intézkedések pedig a keresleti oldal további sokkját, az ár további esését okozhatják. Valamint az is jelzésértékű, hogy a világ meghatározó befektetési alapjai rohamos tempóban vonják ki tőkéjüket a szénipari részvényekből.

## Gázpiac

Az európai nagykereskedelmi földgázárakat alapvetően meghatározó holland gáztőzsdei ár 2015 első három hónapjában megkezdődött permanens (TTF) visszaesése 2015 harmadik és negyedik negyedében is folytatódott, a TTF-ár november végére megawattónként 18 euró alá süllyedt, ami éves bázison 22 százalékos csökkenést jelent. A következőkben tárgyalt, radikálisan megváltozott fundamentumok eredőjeként 2015-ben a gáz árának fűtési időszakban jellemző felpattanása elmaradt.

Az európai földgázár csökkenő trendjét – a szénhez hasonlóan – jelentős részben nem a kontinensen jellemző folyamatok alakítják:

### LNG-túlkínálat és olajáresés

2014–2015 során drasztikusan csökkent az ázsiai LNG-ár. A földgázár esésének egyik oka a kialakult LNG-túlkínálat volt, amelynek előidézője az LNG-kínálat (Ausztrália, Pápua Új-Guinea) gyors növekedése, illetve – főként 2015-ben – a meghatározó országok (Japán, Dél-

<sup>3</sup> A földgáz tőzsdei ára az USA-ban (Henry Hub) 2010 és 2014 között átlagosan 40 százalékkal csökkent.

<sup>4</sup> China 2016 coal imports could fall a further 25 million tonnes, Reuters, <https://www.iea.org/oilmarketreport/tables/>.

Korea) csökkenő gázkereslete lehetett. A másik döntő faktor az olajárcsökkenés volt, amelynek hatása 2014 végétől gyűrűzött be az árakba, hiszen Ázsiában az LNG- és a csővezetékes gázszállítási szerződésekben meghatározó az olajindexált árazás. Az LNG-túlkínálatot a szén és az olajtermékek áresése is növeli, hiszen az ázsiai piacon ezek helyettesítő termékei lehetnek a földgáznak.

Az LNG-kínálat tényleges növekedése mellett az árcsökkenésben a következő években termelésbe álló, a keresletet lényegesen meghaladó LNG-termelő kapacitás által kiváltott várakozás is döntő szerepet játszhatott. Ugyanis 2015 első negyedévében 128,1 millió tonna/év cseppfolyósító kapacitás állt építés alatt világszerte<sup>5</sup> (ennek döntő része Ausztráliában és az Egyesült Államokban). Ez a cseppfolyósított gázmennyiség visszagázosítva 210 Mrd köbméter/év földgáznak felel meg, ami összehasonlításképpen az Európai Unió éves földgázfelhasználásának több mint 40 százaléka. Az árak csökkenését előrevetítő várakozások pedig a termelőket értékesítésük felgyorsítására sarkallja, illetve a határidős árak csökkenését eredményezi.

Mivel az előbb leírt folyamatoknak köszönhetően az európai és ázsiai árak közel kerültek egymáshoz, az LNG-exportőrök részben az európai értékesítés felé fordultak, növelve a földgáz kínálatát a kontinensen, ami Európában is nyomás alá helyezte az árakat. Az olajárcsökkenés pedig Európában is fontos szerepet töltött be a gázárak csökkenésében, noha súlya a nagykereskedelmi árak alakításában alacsonyabb, mint Ázsiában.

## Megújulóenergia-termelés hatása

A földgáz Európában jellemző túlkínálatának kialakulását jelentős részben előmozdította, illetve folyamatosan erősíti a növekvő megújulóalapú villamosenergia-termelés. A fogyasztói árakon keresztül támogatott, megújuló forrásból származó villamos energia ugyanis túlkínálatot generál az áramtőzsdén, így leszorítja az árakat. Ennek következtében pedig kiárazódnak a piacról a versenyképtelenné vált gázerművek, így csökken a kontinens gázigénye.

## Amerikai földgázimport csökkenése, földgázexportőrök reakciója a gázárak csökkenésére

Az amerikai palagáz-forradalom kirobbanása óta közvetett módon segíti az európai gázárak csökkenését, hiszen az amerikai gázimportigény csökkenésének hatására a korábban az USA-ba érkező LNG-szállítmányokat más piacon értékesítik. Az amerikai gázkitermelés pedig folyamatosan növekszik, az Amerikai Energiaügynökség (EIA) adatai szerint 2015 első kilenc hónapjában a felszínre hozott földgázmennyiség 6,4 százalékkal haladta meg a 2014, és 12,1 százalékkal a 2013 azonos időszakában regisztrált szintet. 2015 első három

<sup>5</sup> World LNG Report – 2015 Edition, IGU [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf).

negyedében az USA nettó gázimportigénye alig haladta meg a 20 Mrd köbméter<sup>6</sup>, így 2016–2017-ben az ország nettó gázexportórré válhat.

Az USA-ban jelenleg 44 Mrd köbméternyi földgáz cseppfolyósítására képes terminál van építés alatt (az első Texasban áll működésbe 2016-ban), aminek révén az USA a világ LNG-piacán is domináns szereplővé lép elő, illetve tovább növeli a túlkínálatot, ami az európai gázárakra is nyomást gyakorol.

A gázárak gyors csökkenése Európa két legnagyobb, elsősorban csővezetéken keresztül exportáló földgázellátóját, Norvégiát és Oroszországot is kitermelése és értékesítése csúcsra járatására, értékesítési árainak csökkentésére készítette.

### Magyarországra gyakorolt hatás

Az alacsony földgázár rendkívül pozitív hatást gyakorol a földgázimportőr európai országok, így Magyarország gazdaságára is. Míg az olajárcsökkenés kezdete előtt hazánk körülbelül 350 dollárt fizetett az importált földgázért, addig jelenleg ez az érték 220 dollár körül lehet. Ez évi 7–7,5 Mrd köbméter importgázt figyelembe véve 250–290 Mrd Ft megtakarítást jelent, azaz a gázárak csökkenése évente a GDP 0,8–0,9 százalékával javítja a külkereskedelmi mérleget. Szintén pozitív, hogy az ezer köbméterenkénti 220 dolláros ár (60–65 Ft/m<sup>3</sup>) közelítőleg megegyezik a rezsiköltség-csökkentés utáni, lakossági fogyasztók számára meghatározott földgáztermékárral, míg korábban az importár lényegesen meghaladta azt. Az alacsonyabb importárak hazai földgáztermelésre, illetve tárolói töltöttségre gyakorolt hatását később tárgyaljuk.

### Európai gázárak várható alakulása

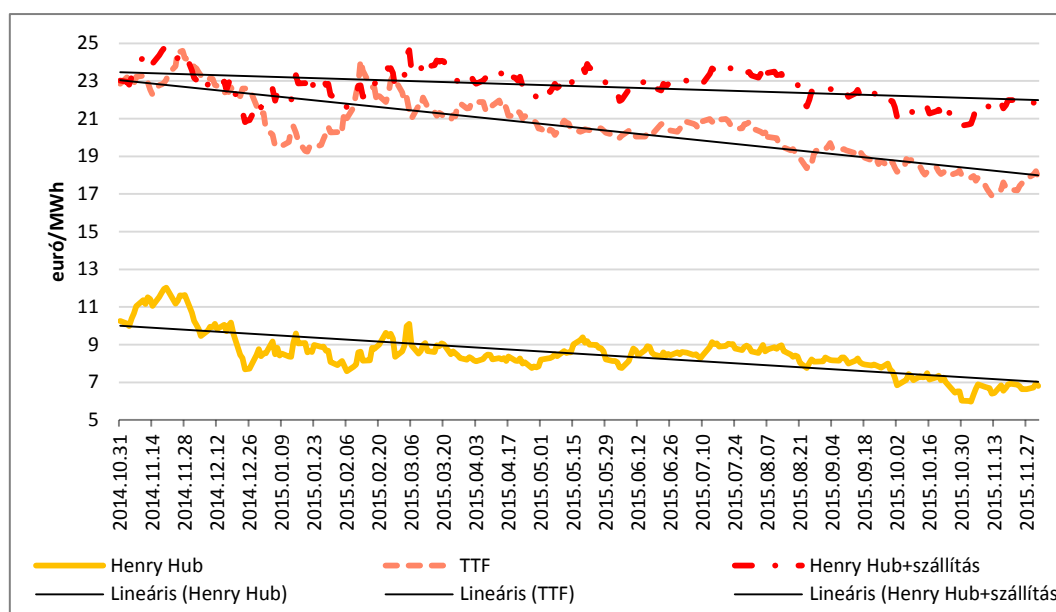
2016-ban a határidős indexek és az elemzői várakozások alapján további árcsökkenés várható, például az ABN Amro bank elemzői a TTF esetében éves átlagban 18 euró/MWh-s árat prognosztizálnak az idei 20 euró/MWh után. Az olajjal ellentétben a szintén túlkínálattal jellemezhető földgázpiaci jegyzésárak nem „contango”, hanem „backwardation” jelleget mutatnak, azaz a határidős árak alacsonyabbak a spot áraknál. Ez azt jelenti, hogy a piaci szereplők az árak további csökkenésére számítanak, ami a spot piacon történő vásárlási aktivitást is visszaveti, erősítve a negatív árspirált.

### Amerikai földgázárak, világpiaci gázár alakulása

Az európai tőzsdei földgázár jelentős csökkenése ellenére az amerikai tőzsdei ár (Henry Hub) 2015 harmadik–negyedik negyedében 60 százalékkal alacsonyabb volt nála (3. ábra). Az ilyen mértékben, tartósan alacsonyabb gázár drasztikus versenyelőnyt jelent az USA magas energiaigényű ágazatai (pl. fémkohászat, vegyipar) számára.

<sup>6</sup> Natural Gas Data, EIA, <http://www.eia.gov/naturalgas/> (2015. XII. 12.).

3. ÁBRA: A HENRY HUB- ÉS A TTF-ÁR ALAKULÁSA



*Forrás: Reuters, MNB, Századvég-számítás*

A folyamatok abba az irányba mutatnak, hogy az LNG-nek köszönhetően a likviditás növekedésével, az árak közötti különbségek csökkenésével, valamint az USA növekvő gázpiaci jelenlétével a földgáznak is kialakulhat egy differenciált világpiaci ára. Az elemzők véleménye szerint **a földgáz világpiaci árában a benchmark a Henry Hub árfolyama lenne, amelyhez képest Európában kisebb, Ázsiában magasabb felárat fizetnének az importőrök.** A felár a cseppfolyósítás, illetve a szállítás költségét tartalmazná<sup>7</sup>. A magasabb ázsiai felár pedig a hajón történő szállítás magasabb költségéből eredne. A 3. ábrán látható, hogy jelenleg a felvázolt benchmarkárázással képzett gázár (beleszámítva az Európában végzett vizsgálózást) magasabb lenne, mint a TTF-ár.

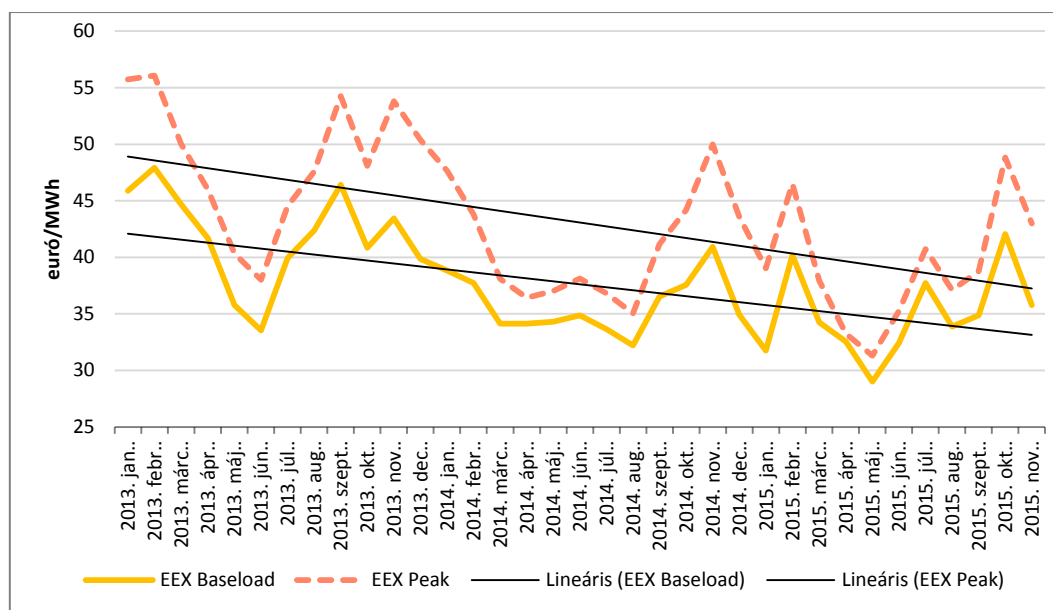
**Ez a típusú árazás ugyan megszüntethetné az európai gázár olajáraktól való függőségét, de konzerválná az amerikai és az európai gázárak közötti radikális különbséget, azaz hosszú távon determinálná az energiaigényes ágazatok alacsonyabb európai versenyképességét.**

## Villamosenergia-piac

A villamos energia nagykereskedelmi piacán 2015-ben némileg megtorpant az árak 2011 óta tartó csökkenése, ez ugyanakkor időjárási okokkal indokolható, a fundamentumok (megújulóenergia-termelés növekedése és fogyasztói árakon keresztül történő támogatása, csökkenő szénár, alacsony szén-dioxid-kvótaár) továbbra is csökkenő ártrendet vetítenek előre.

<sup>7</sup> Coming LNG wave more likely to head to Europe than China: Russell, Reuters, <http://www.reuters.com/article/us-column-russell-lng-idUSKCN0SM1C720151028#M7mlCts1UA03f5Ji.97>.

4. ÁBRA: A ZSINÓRTERMÉK ÉS A CSÚCSTERMÉK ÁRÁNAK ALAKULÁSA A LIPCSEI VILLAMOSENERGIA-TŐZSDÉN



Forrás: Reuters

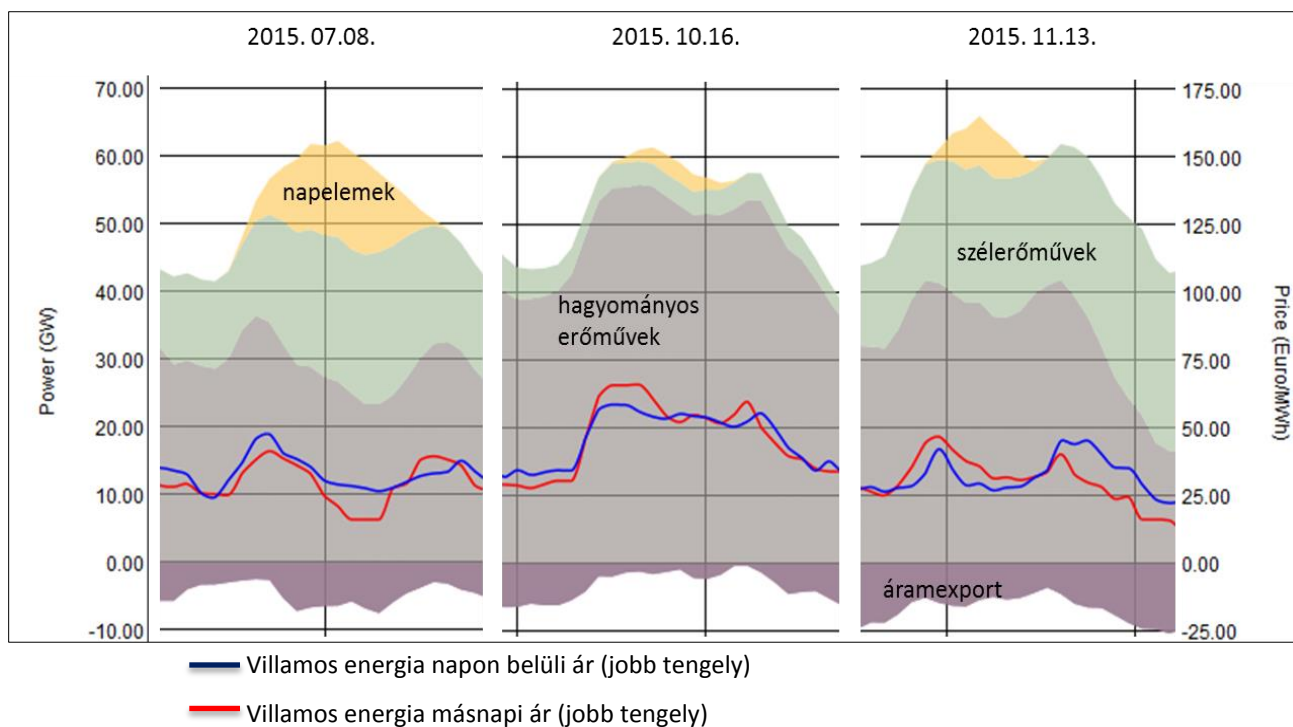
2015 harmadik negyedévében a lipcsei áramtőzsdén a zsinórtermék ára 4,1, a csúcstermék ára 3,2 százalékkal volt magasabb, mint 2014 azonos időszakában. Ez a váratlan növekedés annak volt köszönhető, hogy 2015-ben a július és augusztus historikusan forró volt, ami megnövelte a hűtésigényt a gazdaság valamennyi szektorában. Október és november folyamán, éves bázison ismét kismértékű csökkenés volt regisztrálható.

A megújulóenergia-termelő egységek, elsősorban a napelemek és szél erőművek növekvő beépített teljesítőképessége a tőzsdei árak folyamatos leszorítása, illetve az árak szezonálisának erősítése mellett az árak időjárás-függőségét is folyamatosan növelik. A napelemek és a szél erőművek villamosenergia-kínálata függvényében közel azonos áramkereslet esetén is rendkívül magas különbségek alakulhatnak a villamosenergia-árban, illetve kiegyenlítetté vagy volatilisabbá válhat az árak napon belüli lefutása.

Ennek igazolásaként tekintsük át három, az időjárás szempontjából igen eltérő karakterű, ám hasonló áramkeresletű napon jellemző villamosenergia-árat a lipcsei áramtőzsdén (5. ábra és 2. táblázat).

Az 5. ábra a német villamosenergia-termelési viszonyokat tükrözi, amelyektől hazánké radikálisan eltér, ugyanakkor az európai villamosenergia-rendszerek összekapcsolása, a villamos energia határokon átnyúló áramlásának egyre akadálymentesebbé válása, valamint az Európa-szerte növekvő, megújuló forrásból történő villamosenergia-termelés következtében az időjárás-függőség várhatóan a magyarországi tőzsdei árakat is egyre nagyobb mértékben fogja jellemezni.

5. ÁBRA: A VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS ÉS -ÁR ALAKULÁSA ELTÉRŐ IDŐJÁRÁSI KÖRÜLMÉNYEK KÖZÖTT NÉMETORSZÁG PÉLDÁJÁN



Forrás: Fraunhofer ISE Energy Charts

2. táblázat: A villamosenergia-termelés és -ár alakulása eltérő időjárási körülmények között Németország példáján

Dátum	2015. VII. 09. (csütörtök)	2015. X. 16. (péntek)	2015. XI. 13. (péntek)
<b>Időjárási viszonyok</b>	Rendkívül magas hőmérséklet, napsütés, erős szél	Enyhe időjárás, gyenge napsütés, szélcsend	Napközben enyhe idő, éjszaka fagypont közeli hőmérséklet, viszonylag gyenge napsütés, napközben erős, éjszakára még inkább megélénkülő szél
<b>Villamosenergia-termelés összetétele</b>	Magas napelem- és szélenergia-termelés, amely a déli órákban a teljesítményigény felét fedezi	A napelemek és szélenergia-termelés nem számottevő, az igényeket hagyományos erőművek, jelentős részben szén- és gázenergia-termelési erőművek elégítik ki	A szélenergia-termelés az igények egyharmadát, éjszaka felét fedezi, a napelemek termelése csekély
<b>Átlagos villamosenergia-zsinórár</b>	29,57 euró/MWh	47,34 euró/MWh	32,09 euró/MWh
<b>Napon belüli villamosenergia-ár</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Az ár csak a reggeli órákban emelkedik 48 euró/MWh közelébe, amikor még nem termelnek a napelemek</li> <li>– Az ár délután 25 euró/MWh-ra esik vissza a napelemek termelése és a megélénkülő szél miatt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Az ár munkaidőben 50–58 euró/MWh között mozog, csak éjszaka csökken 32–33 euró/MWh-ra</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Az ár a reggeli és kora esti órákban növekszik 40–43 euró/MWh-ra</li> <li>– A legnagyobb áramigényű déli órákban a napelemek és szélenergia-termelés együttes termelése 28–29 euró/MWh-ra szorítja le az árat</li> </ul>
<b>Másnapi villamosenergia-ár</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Az ár reggel, a napelemek termelésén kívüli időszakban 41 euró/MWh-ra emelkedik, majd a napelemek termelése és az élénk szél következtében negatív ár alakul ki</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Az ár munkaidőben 52 euró/MWh körül ingadozik, csak éjszaka csökken 28 euró/MWh-ra</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Az ár a reggeli és kora esti órákban növekszik 44–47 euró/MWh-ra</li> <li>– A legnagyobb áramigényű déli órákban a napelemek és szélenergia-termelés együttes termelése 30–31 euró/MWh-ra szorítja le az árat</li> </ul>
<b>Konklúzió</b>	Amennyiben az idő napsütéses és a szél is élénk, akkor a magas hőmérséklet következtében megugró áramigény esetén is alacsony maradhat a tőzsdei ár	Amennyiben gyenge a napsütés, illetve szélcsend van, akkor a tőzsdei villamosenergia-ár jelentősen megnövekszik, hiszen az áramigényt hagyományos erőműveknek kell fedezni	Amennyiben rendkívül erős a szél, illetve a napelemek termelése sem elhanyagolható, akkor a villamosenergia-ár a magas áramkereslettel jellemezhető órákban sem nő meg jelentősen

Forrás: Fraunhofer ISE Energy Charts, Reuters, Századvég-szerkesztés

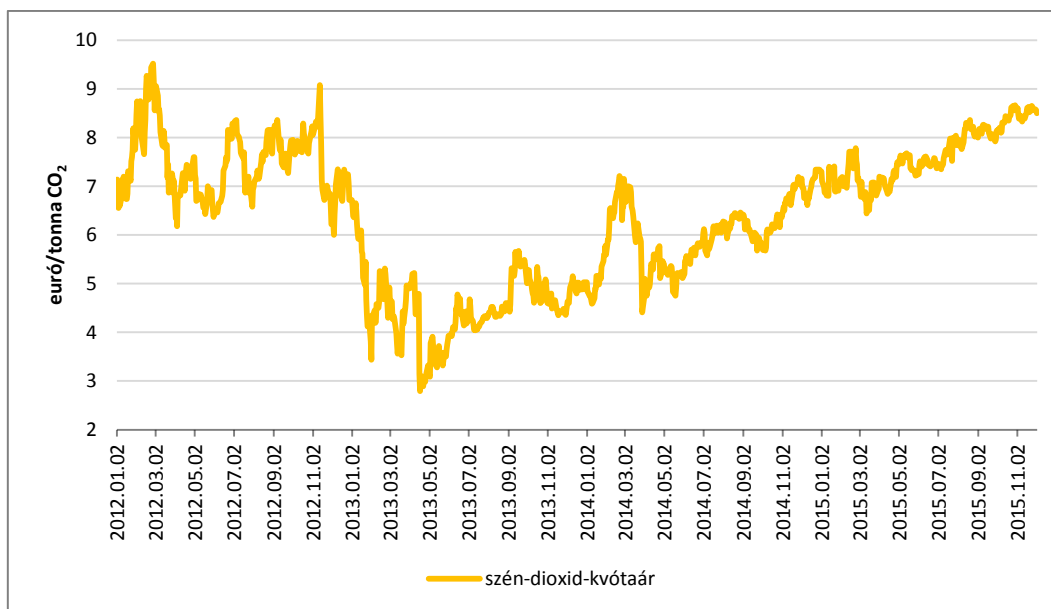
A villamosenergia-ár szezonális, illetve napon belüli megváltozó karakterisztikája vélelmezhetően a fogyasztói árak képzésére is hatással lesz, megváltozhatnak a zónaidők, illetve elmozdulás történhet a valós idejű árazás irányába.

A határidős árak alapján a következő években a tőzsdei villamosenergia-ár további csökkenése várható Európában, hiszen a lipcsei áramtőzsdén az éves zsinórtermékár a 2016-os évre vonatkozóan 28,7 euró/MWh, 2017-re vonatkozóan 27,2 euró/MWh, ami nagyságrendileg alacsonyabb a 2015 első 11 hónapjában kialakult 35 euró/MWh-s árnál. A csökkenésre vonatkozó várakozások fundamentális oka a megújulóenergia-termelés további dinamikus bővülése, valamint a csökkenő szén- és földgázár lehet.

## Szén-dioxid-kvótaár

A szén-dioxid-kvótaár 2015 októberében és novemberében elérte a 8,5 euró/tonna szén-dioxid értéket, ami közel hároméves csúcs. A szennyezési jogok ára 2013 tavaszán került mélypontra, amikor 3 euró alatt is járt a kurzus, majd innen trendszerű emelkedés vette a kezdetét. A kvótaár növekedése mögött az állt, hogy az Európai Bizottság 2013 májusában elrendelte összesen 900 millió darab kvóta kibocsátásának 2014–2016 folyamán történő visszatartását („backloading”).

6. ÁBRA: SZÉN-DIOXID-KVÓTAÁRAK ALAKULÁSA



Forrás: Reuters

2016–2019 között a szén-dioxid-kvótaár folyamatos, de mérsékelt emelkedésére számítunk. Ezt az indokolja, hogy 2013–2020 között (EU ETS III. fázisa) évi 1,74 százalékkal csökken az



összes kibocsátott kvótamennyiség, illetve annak egyre kisebb hányadát osztják ki ingyenesen, azaz egyre nagyobb részét szükséges aukción megvásárolni.

2020 után az EU kibocsátáskereskedelmi rendszere a negyedik fázisába lép. Ennek értelmében a jelenlegi álláspont szerint 2020 után évi 2,2 százalékkal csökken majd az összes kibocsátható kvótamennyiség. A kvótaárakban radikális emelkedést az ún. piaci stabilitási tartalék (Market Stability Reserve – MSR) hozhat. Az MSR feladata, hogy szabályozza a piacon lévő kvótamennyiséget a túl alacsony ár elkerülése érdekében. Az MSR működéskébe állítását eredetileg 2021-re tervezték, azonban előre hozták 2019-re. A piacon lévő kvótamennyiség növekedésének elkerülése érdekében pedig a 900 millió visszatartott kvótát nem engedik vissza a piacra, hanem egyből az MSR-be irányítják.

A Reuters elemzése szerint a szén-dioxid-kvótaár (reáláron számolva) 2019-ig 13–14 euróra növekedhet, majd az MSR hatására 2021-ben elérheti a 20, 2024–2025-ben a 30 eurót<sup>8</sup>.

## Szénerőművek és gázerőművek határkölsége

A szén- és szén-dioxid-kvótaár csökkenése eredményeként az európai szénerőművek határkölsége<sup>9</sup> 2013 nyarán érte el a mélypontját. Ezt követően már nem mérséklődött tovább, mivel a szén árának csökkenését ellensúlyozta a kvótaárak meginduló emelkedése, valamint a dollár erősödése. A jelenlegi, tonnánként 8,5–8,6 eurós kvótaár körülbelül 7 euró/MWh-val növeli meg a modern szénerőművek termelési költségét, míg a tüzelőanyag költsége 50 dollár/tonna árszint mellett 16 euró/MWh. Amennyiben az elemzői várakozásoknak megfelelően az uniós kvótakezelési mechanizmus révén 2024–2025-re sikerülne 30 euróra növelni a tonnánkénti szén-dioxid-kibocsátás költségét, akkor a modern szénerőművek határkölsége a jelenlegi tüzelőanyagárak mellett 40 euró/MWh-ra növekedne.

A kvótaárakra kevésbé érzékeny, nagy hatásfokú gázerőművek határkölsége a földgázár zsugorodása következtében 2014–2015 folyamán jelentősen csökkent, 2015 novemberében közelítőleg 32 euró/MWh volt. A 7. ábrán látható, hogy a gázerőművek határkölsége Európában 2013–2015 folyamán mindössze két időszakban volt tartósan alacsonyabb az átlagos tőzsdei villamosenergia-árnál<sup>10</sup>, ami jól mutatja a gázalapú áramtermelés versenyképtelenségét a kontinensen. 2014. május–augusztus között a földgázárak hirtelen beszakadása következtében, 2015. szeptember–november folyamán pedig a lecsökkent

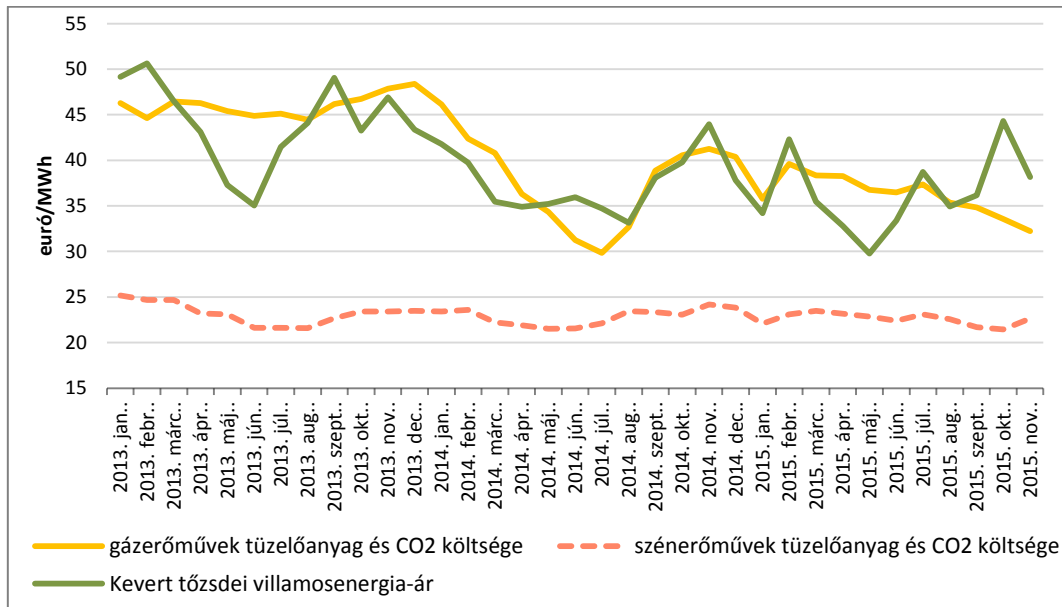
<sup>8</sup> The MSR: Impact on balance and prices, Thomson Reuters, 10 April 2014, <https://www.ceps.eu/sites/default/files/Ferdinand.pdf> (2015. XII. 12.).

<sup>9</sup> Tanulmányunkban a szén- és gázerőművek határkölségét a tüzelőanyag- és kvótaköltség összegével közelítjük.

<sup>10</sup> A számítás során kevert árakat alkalmaztunk, 2/3 arányban vettük figyelembe a zsinór- és 1/3 arányban a csúcstermékárát.

gázár és a szezonális okokból (napelemek kisebb termelése, ami október folyamán szélcsendes idővel is társult) megnövekedett villamosenergia-ár eredményeként állhatott elő olyan piaci állapot, amely ideiglenesen gazdaságossá tette a gázerőművek áramtermelését.

7. ÁBRA: MODERN SZÉN- ÉS GÁZERŐMŰVEK TÜZELŐANYAG- ÉS KVÓTAKÖLTSÉGÉNEK ÖSSZEVETÉSE  
EURÓPÁBAN



Forrás: Reuters, Századvég-számítás

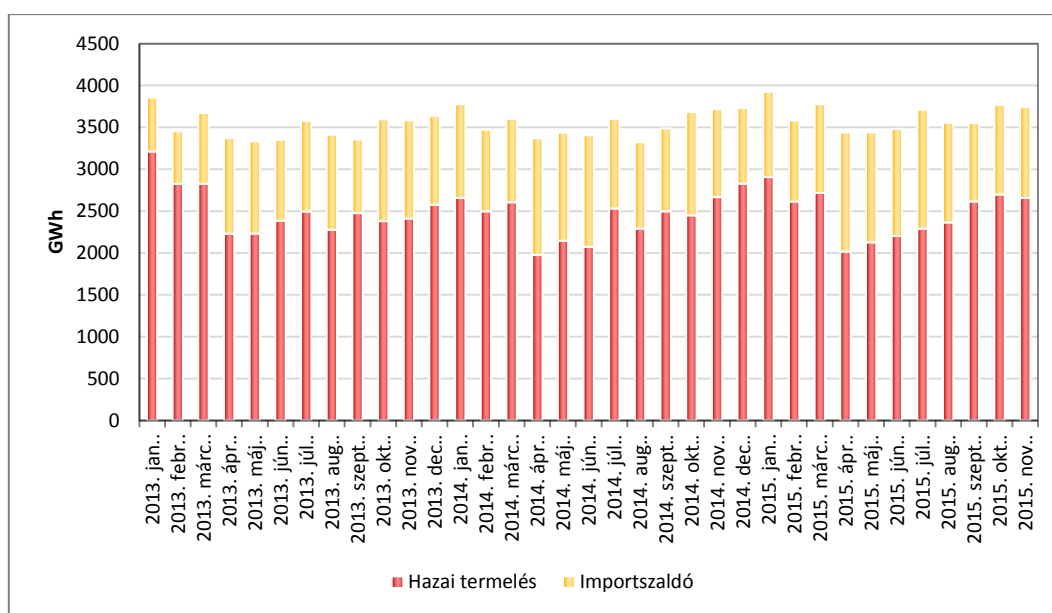
## Hazai energiapiaci folyamatok

### A villamosenergia-piac alakulása

A magyar gazdaság villamosenergia-igénye 2015 harmadik negyedében az első negyedévhez hasonlóan ugrásszerűen növekedett, a bruttó villamosenergia-felhasználás június–augusztus folyamán, éves bázison 3,9 százalékkal emelkedett, míg január–március időszakában 4 százalékkal.

A növekedés az első negyedévhez hasonlóan részben az ipari termelés robusztus növekedéséből eredt (az ipari termelés az idei első negyedévben 8, a harmadik negyedévben körülbelül 6 százalékkal bővült éves bázison), ugyanakkor a növekedés mértéke a hőmérsékletfüggő áramfogyasztás bővülése miatt volt kiugróan magas. 2015 júliusában és augusztusában ugyanis melegrekordok dőltek meg, előbbi esetében 1,3, utóbbi esetében 3,7 °C-kal haladta meg az átlaghőmérséklet a megelőző évet. A kiugróan magas hőmérséklet pedig a klíma- és egyéb hűtőberendezések megnövekedett használata miatt a gazdaság minden szektorában megnövelte a villamosenergia-fogyasztást. 2015. július 8-án megdőlt a villamosenergia-fogyasztási csúcs, ugyanis a negyedóránként mért villamosenergia-rendszerterhelést tekintve korábban még sohasem regisztráltak 6456 MW-ot. A MAVIR villamosenergia-rendszerirányító vállalat tapasztalatai szerint, amennyiben a napi átlaghőmérséklet eléri a 24 °C-ot, akkor minden további 1 fokos emelkedés 90–100 MW-tal növeli meg a hazai villamosenergia-rendszerterhelést.

8. ÁBRA: A HAZAI VILLAMOSENERGIA-RENDSZER FORRÁSAINAK ALAKULÁSA

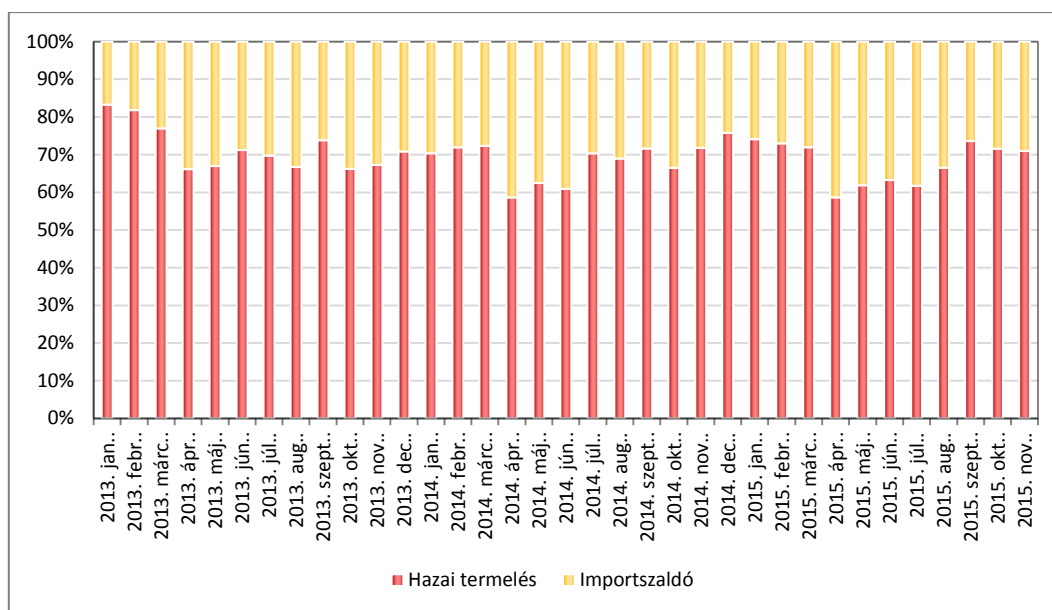


Forrás: MAVIR

2015 első 11 hónapjában átlagosan 2,8 százalékkal, összesen 1,1 TWh-val növekedett a bruttó villamosenergia-felhasználás. Ilyen mértékű emelkedésre utoljára 2006-ban volt példa.

A 2014–2015-ös villamosenergia-fogyasztásról szektorális bontásban még nem állnak rendelkezésre adatok. A Századvég Gazdaságkutató Zrt. előrejelzése szerint a következő években az ipari áramfogyasztás folyamatos növekedése, illetve a lakossági áramigény folyamatos csökkenése vetíthető előre, utóbbi a világítás és a háztartási gépek energiahatékonyságának növekedéséből ered. 2016-ban az időjárási okból kiugróan magas bázis miatt éves összevetésben az áramfogyasztás kismértékű visszaesését várjuk.

9. ÁBRA: A VILLAMOSENERGIA-FORRÁSOK ÖSSZETÉTELE



Forrás: MAVIR, Századvég-számítás

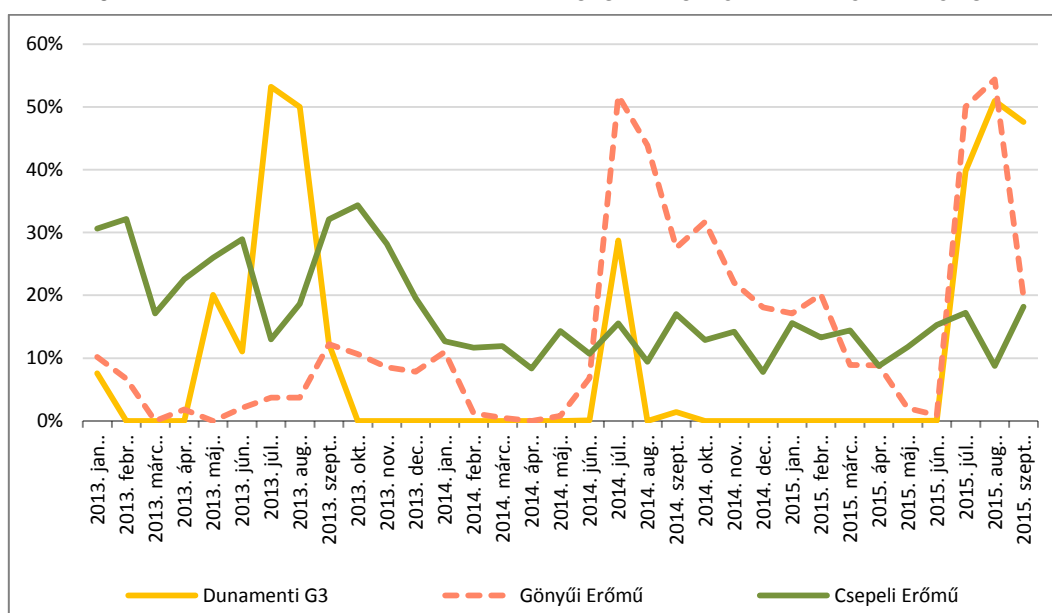
A hazai erőművi villamosenergia-termelés 2015 harmadik negyedévében 0,7 százalékkal, mintegy 50 GWh-val volt alacsonyabb, mint a megelőző év azonos időszakában, míg a villamosenergia-importszaldó 14,9 százalékkal, azaz 460 GWh-val emelkedett.

A hazai villamosenergia-termelés minimális csökkenése kizárólagosan a Paksi Atomerőmű alacsonyabb áramtermelésének volt a következménye, amely mintegy 310 GWh-val volt kevesebb, mint egy évvel előtte. Ezzel szemben a menetrendtartó földgáz-erőművek kihasználtsága a vizsgált időszakban jelentősen megnőtt, július és augusztus során a Gönyúi Erőmű 52, a Dunamenti G3 45 százalékos kihasználtsággal termelt, szemben a júniusi gyakorlatilag nullával, illetve a 2014 hetedik és nyolcadik hónapjában regisztrált 48, ill. 14 százalékkal (10. ábra).

Ahogy a nemzetközi energiapiacok elemzése során tárgyaltuk, a gáz-erőművek 2013 óta nem versenyképesek a villamosenergia-piacon. A korábban bemutatott 5. és 7. ábra szemlélteti, hogy Nyugat-Európában a napelemek termelése következtében a nyári

időszakban nem növekszik meg jelentősen a tőzsdei villamosenergia-ár. Ezzel szemben Magyarországon – főként, ha valamely paksi blokkon karbantartást végeznek – a magasabb hőmérsékletű, ezáltal magasabb áramigényű időszakokban ugrásszerűen megnövekszik a villamosenergia-ár, jelentősen eltávolodva a nyugat-európai tőzsdei ártól. Ez történt 2015 júliusában és augusztusában is, amikor a Paksi Atomerőmű teljesítőképességének háromnegyed része volt igénybe vehető, illetve az áramkereslet kiugróan magas volt. Ennek következtében a magyar tőzsdei áramár átlagosan 15, illetve 9 euró/MWh-val volt magasabb a nyugat-európainál, illetve voltak olyan napok, amikor a differencia a 30–40 euró/MWh-t is elérte. A hazai, magas hatásfokú gázerőművek elsősorban a magyarországi felár kialakulása következtében voltak képesek magas kihasználtsággal termelni. A gázerőművek megnövekedett termeléséhez a csökkenő gázárak is hozzájárultak, amelyeket a nemzetközi energiapiaci folyamatok elemzése során ismertettünk.

10. ÁBRA: A HAZAI MENETRENDTARTÓ GÁZERŐMŰVEK KIHASZNÁLTSÁGA

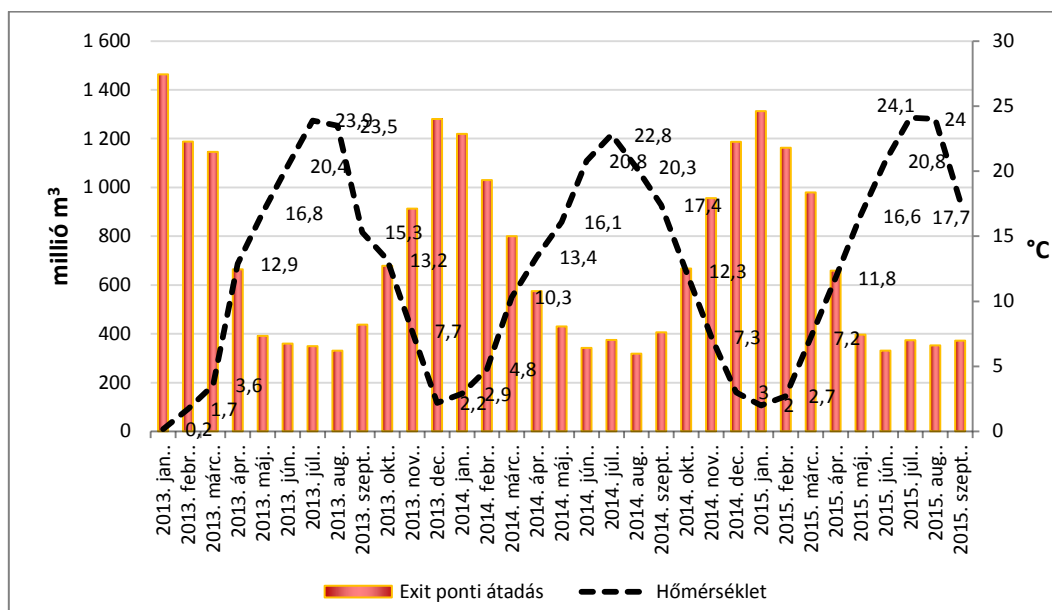


Forrás: MEKH, Századvég-számítás

2015 első 11 hónapjában a hazai villamosenergia-igény 68 százalékát fedezte a hazai termelés, míg a nettó áramimport aránya 32 százalék volt, amely azonos a 2014-ben regisztrált mértékkel. 2016-ban hasonló importarány valószínűsíthető, hiszen mind a villamos energia, mind a földgáz európai tőzsdei ára csökkenő pályán mozog, így vélelmezhetően nem lesz számottevő változás az gázerőművek versenyképességében. Amennyiben csökkenne a magyar és a nyugat-európai tőzsdei árak közötti különbség, akkor mérséklődhetnének a magyarországi nagykereskedelmi árak, illetve tovább esne a hazai gázerőművek kihasználtsága.

## A földgázpiac alakulása

11. ÁBRA: BELFÖLDI SZÁLLÍTÓVEZETÉKI FÖLDGÁZÁTADÁS



Forrás: MEKH

2015 harmadik negyedében a hazai földgázfelhasználás gyakorlatilag azonos volt a 2014. július–szeptember folyamán, illetve 1,8 százalékkal alacsonyabb volt a 2013 azonos időszakában regisztráltnál. Mivel a második és a harmadik negyedévben a gázfogyasztás hőmérsékletfüggése nem számottevő, így a változás – jelen esetben pedig a stagnálás – az ipari, illetve az erőművi gázfelhasználás alakulásáról ad tükörképet.

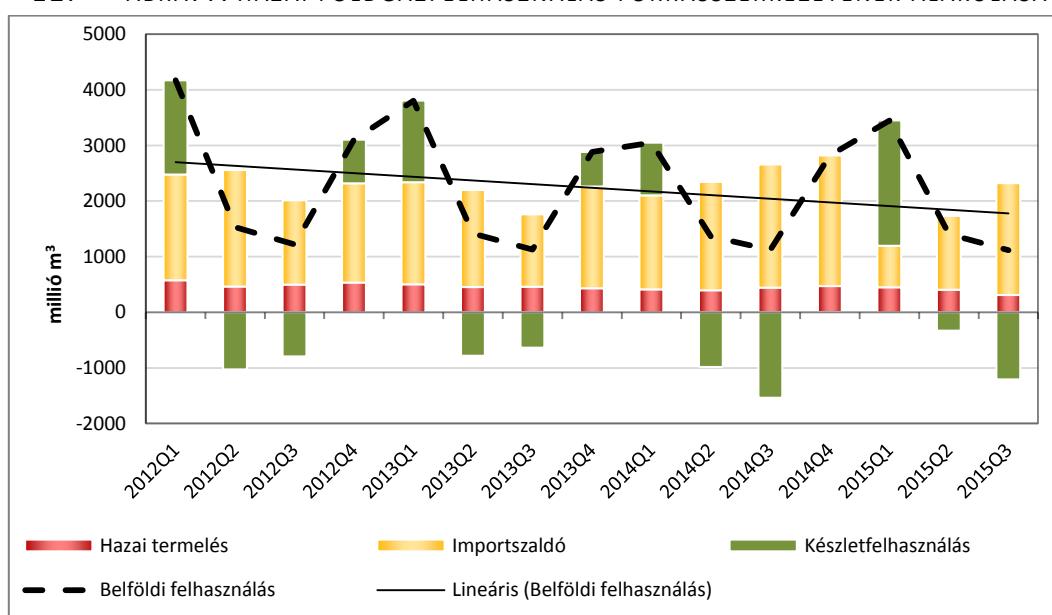
A hazai energiastatisztika a tárgyevi gázfelhasználásról szektorális bontásban több mint egy évvel később közöl adatot, egyedül az erőművi gázfogyasztásról áll rendelkezésre évközi adat. Ugyanakkor számos iparvállalat (pl. BorsodChem, Mol Petrolkémia, Lego stb.) rendelkezik saját (kapcsolt) gázerőművel, amely által az elfogyasztott gázmennyiség az erőművi földgázfelhasználás adatsoron jelenik meg. Mivel a harmadik negyedévben a távhőfelhasználás elhanyagolható, a szabályozóenergia-felhasználás pedig éves távlatban nem változik jelentősen, így nem okoz számottevő hibát, ha úgy tekintjük, hogy az 50 MW-nál kisebb beépített teljesítőképességű erőművek földgázfelhasználásának változása az ipari gázigény változásának következménye, az 50 MW-nál nagyobbak kihasználtsága pedig a villamosenergia-célú gázfelhasználásról ad képet. Mivel pedig a második és harmadik negyedévben a hőmérsékletfüggő gázfelhasználás nem számottevő, így a hazai földgázfelhasználást az ipari gázigény és a villamosenergia-termelési célú földgázfelhasználás determinálja.

2015 harmadik negyedében az 50 MW-nál nagyobb teljesítőképességű erőművek földgázfelhasználása 60 millió köbméterrel haladta meg a 2013, illetve a 2014 azonos időszakában tapasztalt értéket. Az előbbi gondolatmenetből következően a vizsgált

időszakban az ipari gázigény annak ellenére mutatott kismértékű zsugorodást, hogy 2013. július–szeptember folyamán az ipari termelés 7, 2014 azonos időszakban 6 százalékkal bővült. Amennyiben a 2. és 3. negyedév együttes gázfogyasztását tekintjük, 2013–2015 között az előbbi gondolatmenet alapján becsült ipari gázfelhasználás kismértékű – 2 év alatt összesen 4,5 százalékos – csökkenése volt regisztrálható. Azaz a villamosenergia-felhasználással ellentétben a vizsgált időszakban a földgázfelhasználásban nem jelentkezett az ipari termelés növekedésének hatása. Kiemeljük, hogy két év adataiból még nem lehet messzemenő következtetéseket levonni, de a villamosenergia-felhasználással ellentétes trend figyelemreméltó.

Az első kilenc hónap során a magyarországi földgázfelhasználás 5970 millió köbméter volt, ami éves bázison 435 millió köbméteres emelkedést jelent. Az emelkedés annak köszönhető, hogy 2015 első negyedévében az alacsonyabb hőmérsékletből fakadóan 400 millió köbméterrel több földgáz fogyott, mint 2014 első három hónapjában. 2015-ben várhatóan 8,8–9 Mrd köbméter lesz a teljes hazai földgázfelhasználás.

12. ÁBRA: A HAZAI FÖLDGÁZFELHASZNÁLÁS FORRÁSSZERKEZETÉNEK ALAKULÁSA



Forrás: MEKH, Századvég-számítás

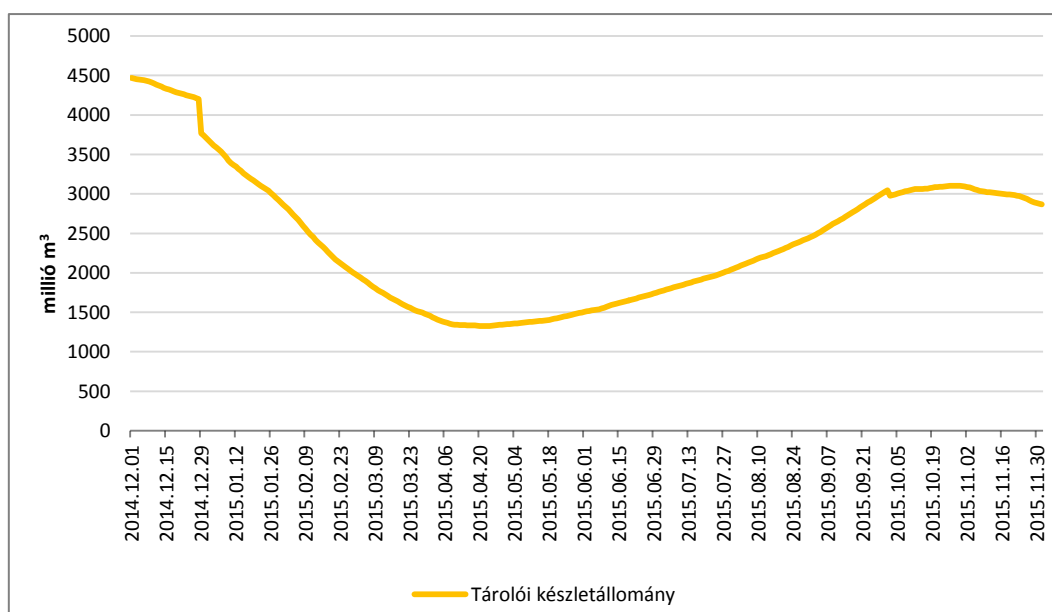
A hazai földgáztermelés az idei első fél évben tapasztalt növekedést követően július–szeptember folyamán váratlanul visszaesett. Az idei harmadik negyedévben mindössze 311 millió köbméter gázt hoztak felszínre, szemben a 2014-es 443, illetve a 2013-as 459 millió köbméterrel. A kitermelés visszaesésében jelentős szerepe lehetett az importárak zuhanásának, amely rontotta a magyarországi szabad áras földgázmezők versenyképességét. Vélhetően az 1998 előtt termelésbe állított, hatósági áras földgázmezők (ezek adják a kitermelés több mint felét) esetében is visszaeshetett a kitermelés, hiszen megszűnt a korábbi jelentős különbség az egyetemes szolgáltatásban szereplő rendeleti földgázár és az

importár között, azaz nem volt szükség a hazai termelésű földgáz nagyarányú bekeverésére a képlet szerinti ár előállításához.

A gáztárolói készletfelhasználás 2015 harmadik negyedében 330 millió köbméterrel haladta meg az egy évvel korábbit, míg az első kilenc hónap során éves összevetésben 2290 millió köbméterrel emelkedett. Ennek a magas különbségnek az egyharmada eredhet abból, hogy a Gazprom a magyarországi kereskedelmi tárolókban 2014-ben elhelyezett 750 millió köbméter földgázt 2015 során értékesítette. A fennmaradó mennyiség a hazai kereskedők és egyetemes szolgáltatók stratégiájából, illetve az ellátásbiztonsági kockázatok jelentős csökkenéséből eredhetett. Ugyanis 2015 során a nagykereskedelmi földgázárak folyamatosan csökkentek (illetve további áresés vetíthető előre – lásd nemzetközi gázpiacok), így a tárolókban elhelyezett gázmennyiség – mint álló tőke – folyamatosan veszített volna az értékéből, miközben a kereskedőknek vagy egyetemes szolgáltatóknak fizetni kell a mennyiséggel arányos tárolói kapacitás díját. Így csökkenő árak mellett kifizetődőbb spot áron vásárolni, majd értékesíteni.

E stratégia eredményeként a hazai tárolókban 2015. december 2-án mindössze 2868 millió köbméter földgáz volt, ami 2185 millió köbméterrel kevesebb, mint 2014 azonos napján. Mivel az Ukrajnán keresztüli tranzit zavartalan, a napi 12 millió köbméter gáz importálására alkalmas szlovák–magyar interkonnektoron pedig nem zajlik szállítás, így a viszonylag alacsony tárolói töltöttség mellett is biztonságos a hazai földgázellátás.

13. ÁBRA: A HAZAI FÖLDGÁZTÁROZÓK TÖLTÖTTségÉNEK ALAKULÁSA



Forrás: GSE<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Gas Storage Europe.



Bár a magasabb gázfelhasználás, illetve az alacsonyabb kitermelés eredményeképpen hazánk földgázimport-szüksége 2015 első kilenc hónapjában meghaladta az egy évvel korábbit, a magasabb tárolói készletfelhasználás következtében a földgázbehozatal a vizsgált időszakban mindössze 4085 millió köbméter volt, 1770 millió köbméterrel kevesebb, mint 2014 azonos időszakában.

# A napelemek terjedésének gazdasági hatásai

## Bevezetés

A 2015. júniusi energetikai monitor keretei között a Századvég megvizsgálta, hogy a napelemes villamosenergia-termelés milyen hatásokat fejthet ki a hazai villamosenergia-rendszerre. A tanulmányban bemutattuk, hogy a napelemek hálózati hatásai két alapvető csoportra bonthatók:

1. lokális hatások;
2. globális hatások.

A kutatás során megállapítottuk, hogy a lokális hatások közül kulcsfontosságú a feszültségemelkedés jelensége, míg a globális, vagyis a rendszerszintű problémák közül kiemelkedik a terhelési görbére gyakorolt negatív hatások.

A 2015. szeptemberi energetikai monitorban áttekintést nyújtottunk azokról a módszerekről, melyekkel a hálózati hatások mérsékelhetők, valamint azokról a fejlesztési irányokról, melyekkel a napelemek villamosenergia-rendszerbe történő integrálása elősegíthető. A kutatás eredményeként egyértelműen kijelenthető, hogy a folyamatosan emelkedő napelemes penetráció nagymértékben fokozza a villamosenergia-rendszer rugalmasságának megnövelése iránti igényt. A tanulmány keretei között bemutattuk, hogy a flexibilitás biztosításában meghatározó szerepet tölt be az okoshálózat, vagyis a smart grid koncepció minél nagyobb mértékű megvalósítása.

Jelen kutatás során arra kerestük a választ, hogy a napelemek növekvő elterjedése milyen gazdasági hatásokkal jár együtt, valamint a hálózatra kifejtett kedvezőtlen hatásainak mérséklése érdekében milyen stratégiákat célszerű alkalmazni. Ennek érdekében a tanulmány első felében egy – a hazai viszonyokra reprezentatív – kifizetésű elosztóhálózati modellben megvizsgáljuk, hogy egy elosztói engedélyesnek a növekvő napelemes betáplálás hatására milyen szabályzási eljárásokat ajánlott alkalmaznia. A tanulmány második felében a rendszerirányítási problémákat helyezük előtérbe, melynek során kiemelt figyelmet fordítunk a várhatóan dél körüli órákban fellépő mélyvölgyi terhelési időszakra és a tervezett paksi atomerőművi bővítés lehetséges túlermeléseinek vizsgálatára, valamint elemezzük azokat a módszereket, melyekkel ezek a rendszerszintű hatások csökkenthetők.

## A lokális hatások vizsgálata

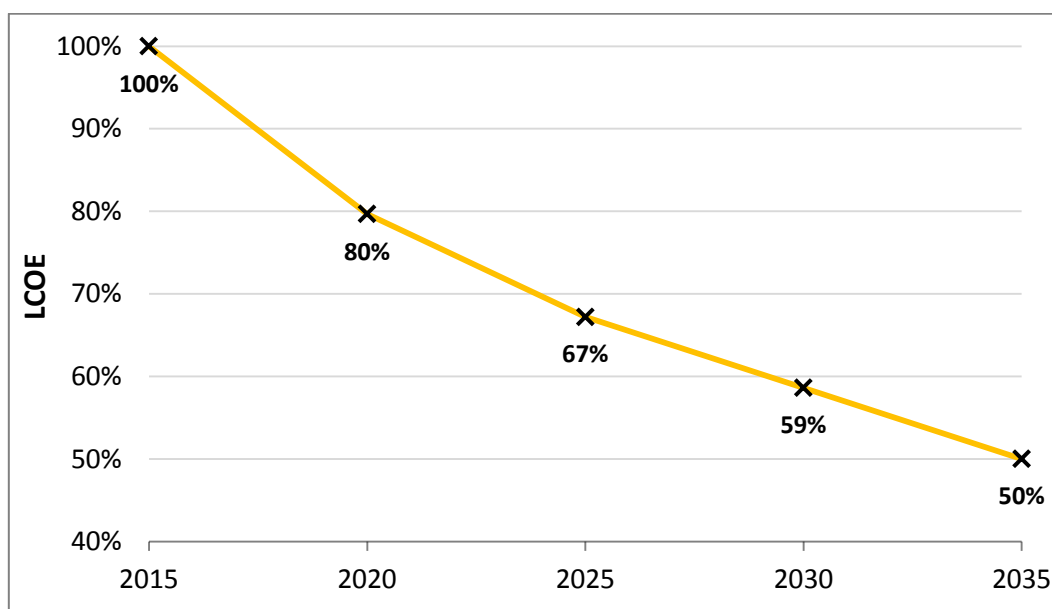
A tanulmány első felében bemutatjuk a napelemek által kifejtett lokális hatásokat és azokat a szabályzási eljárásokat, melyekkel a fellépő problémák mérsékelhetők. Egy korábbi kutatás keretei között a Századvég kidolgozott egy vizsgálati módszertant és egy szimulációs eljárást, melynek eredményeit bemutatjuk jelen tanulmány első felében.

### Vizsgálati módszertan

A lokális hálózati hatások elemzése érdekében egy Pest megyei település 400 kVA névleges teljesítményű közép-/kisfeszültségű transzformátor ellátási körzetét modelleztük le. A hálózati modell egy olyan háromfázisú szimmetrikus modell, ami jó közelítéssel reprezentatív az ország kisfeszültségű elosztóhálózataira nézve. A leképezett modell 270 lakossági fogyasztót tartalmaz, melyek fogyasztása a hazai elosztóhálózaton mért adatokon alapul. Az így megvalósított hálózati modell megfelelő a napelemek hálózatra kifejtett főbb hatásainak vizsgálatára, ezáltal alkalmas a különböző feszültség szabályzási eljárások összehasonlítására.

A hálózatra jelenleg nem csatlakozik egy napelem sem, azonban az előre jelzett fajlagos termelési költség (LCOE) csökkenése következtében várhatóan ez a situáció a jövőben meg fog változni, ugyanis az ETP előrejelzése szerint a következő húsz évben a felére fog csökkenni a HMKE típusú napelemek LCOE-értéke<sup>12</sup>.

14. ÁBRA: A HMKE TÍPUSÚ NAPELEMEK VÁRHATÓ LCOE-CSÖKKENÉSE A KÖVETKEZŐ 20 ÉVRE VONATKOZÓAN

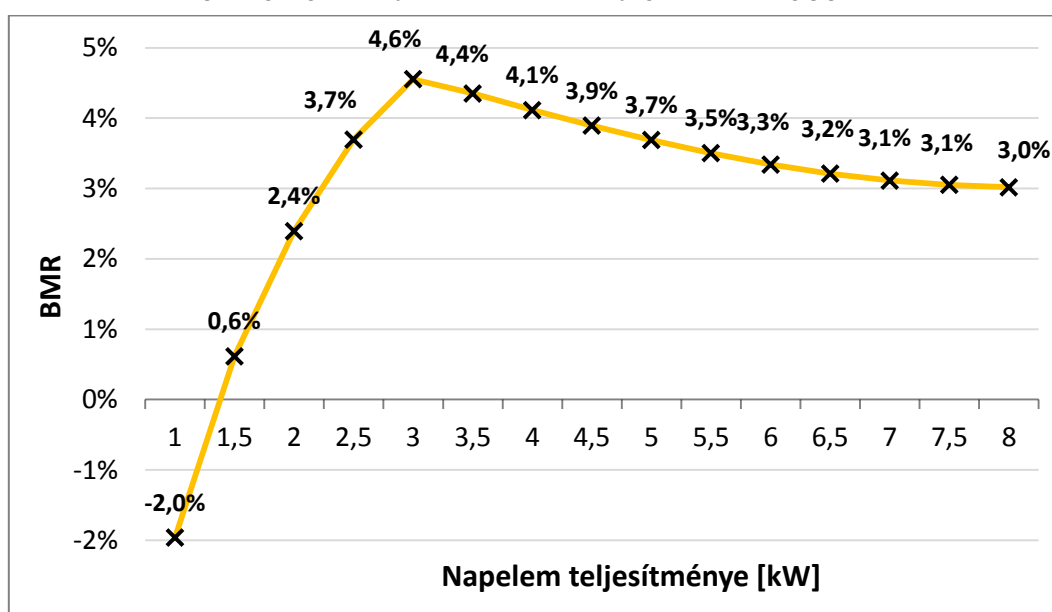


Forrás: Uwe Remme: Energy Technology Perspectives 2014: Solar PV Vision by 2050

<sup>12</sup> Uwe Remme: Energy Technology Perspectives 2014: Solar PV Vision by 2050, 2014.

A várható termelési költség nagymértékű csökkenése következtében a fogyasztóknak egyre inkább megtérülő befektetés lesz a napelemekkel történő villamosenergia-termelés. A Századvég számításai szerint, a jelenlegi szaldóelszámolásban, egy tipikus, 3200 kWh éves fogyasztású családi ház napelembe történő befektetése akár 4,55 százalékos belső megtérülési rátával (BMR) is megvalósulhat, megfelelő napelemes teljesítmény megválasztása esetén.

15. ÁBRA: EGY ÁTLAGOS MAGYAR CSALÁDI HÁZ ESETÉN EGY NAPELEMES BERUHÁZÁS BELSŐ MEGTÉRÜLÉSI RÁTÁJA A NAPELEM TELJESÍTMÉNYE FÜGGVÉNYÉBEN



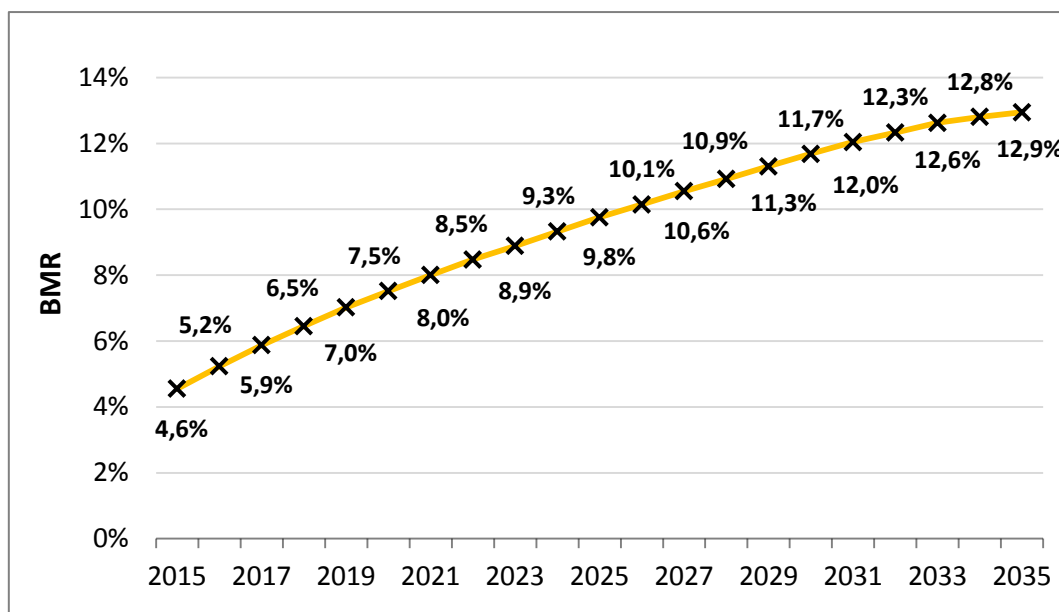
Forrás: Századvég-számítás

A Századvég számításai alapján, egy tipikus magyarországi családi ház esetében egy 3 kW-os napelemes beruházás rendelkezik a legmagasabb BMR-értékkel, vagyis a következő években az ehhez közeli teljesítményű napelemek elterjedésére lehet számítani. Ezt támasztják alá a MEKH eddigi tapasztalatai is, ugyanis a hálózatra csatlakozó darabszámot tekintve a legtöbb HMKE típusú napelem a lakossági szegmensre jellemző 5 kW alatti tartományban létesült<sup>13</sup>.

Az előre jelzett napelemes LCOE-csökkenés jelentősen befolyásolni fogja egy napelemes beruházás belső megtérülési rátáját. Az 16. ábrán is bemutatott LCOE-csökkenés hatására, a Századvég prognózisa szerint a jelenlegi 4,55 százalékos napelemes BMR-érték a következő húsz évben akár elérheti a 12,94 százalékos értéket.

<sup>13</sup> Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal: A háztartási méretű kiserőművek adatai a 2008 és 2014 közötti időszakra vonatkozóan, 2015.

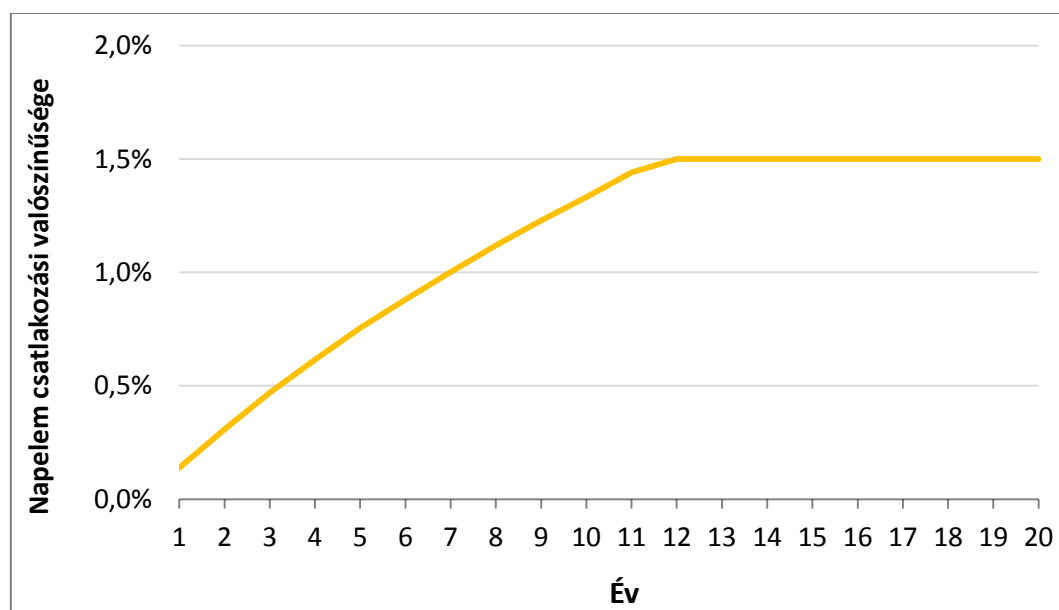
16. ÁBRA: AZ ELŐRE JELZETT LCOE-CSÖKKENÉS HATÁSA A NAPELEMES BERUHÁZÁS BMR-ÉRTÉKÉRE



Forrás: Századvég-számítás

Ennek a nagymértékű BMR-növekedésnek a hatására a következő húsz évben a napelemes kapacitás szignifikáns növekedésére számíthatunk Magyarországon. Ezt a prognózist felhasználva a hálózati modellben, a hálózatra csatlakozó napelemek száma éves szinten becsülhető. A Századvég becslései alapján, a következő húsz évben a hálózati modellben lévő minden egyes fogyasztó esetében a 17. ábrán látható valószínűségi karakterisztikával vehető figyelembe egy napelem létesítése.

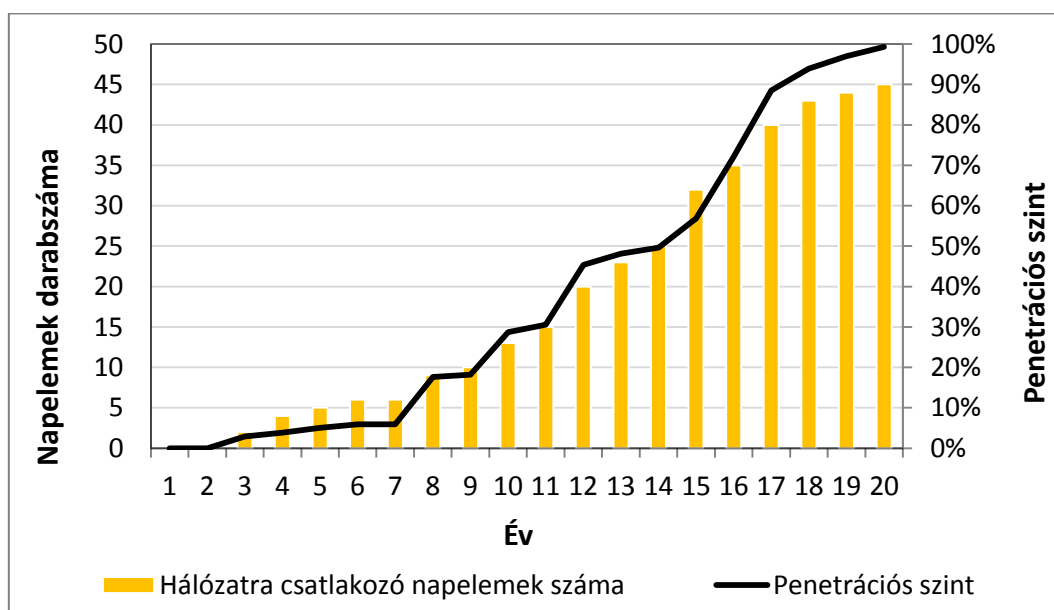
17. ÁBRA: EGY FOGYASZTÓ ESETÉBEN A NAPELEM LÉTESÍTÉSÉNEK VALÓSZÍNŰSÉGE



Forrás: Századvég-becslés

A 18. ábrán is látható valószínűségi karakterisztika felhasználásával figyelembe vehető a bemutatott jelentős BMR-növekedésnek a napelemek várható elterjedésére gyakorolt hatása. A Századvég által fejlesztett szimulációs eljárás első lépésében a következő húsz évre vonatkozó BMR-értékek emelkedésének hatására bekövetkező napelemi penetráció növekedését határozza meg. A program futásának eredménye megadta a hálózati modellben a csatlakozó napelemek darabszámát és az elterjedtségi szintet is.

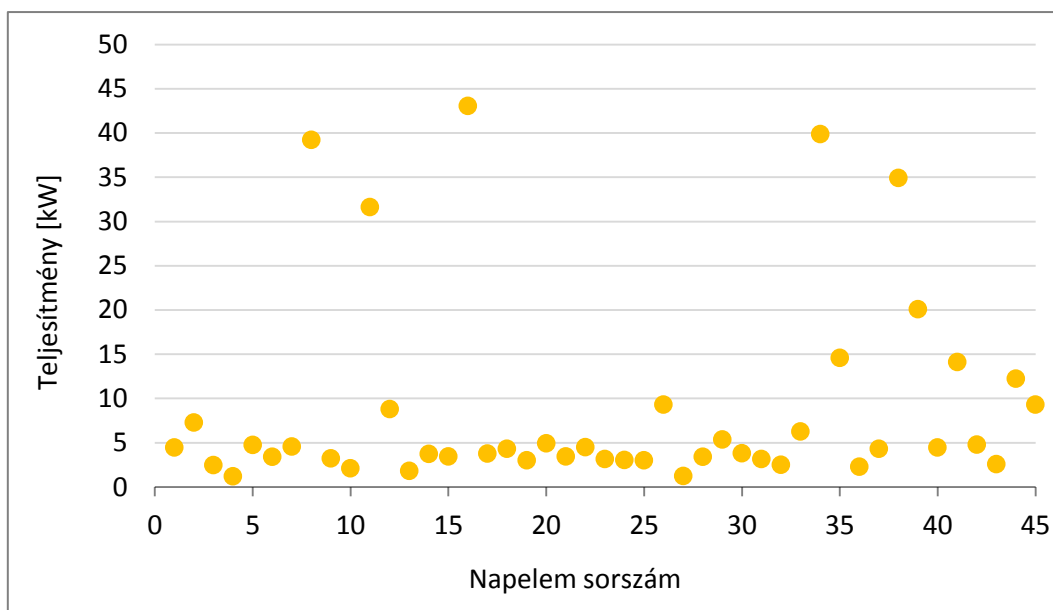
18. ÁBRA: A HÁLÓZATI MODELLBEN A NAPELEMEK DARABSZÁMÁNAK ÉS AZ ELTERJEDTSÉGI SZINTNEK AZ ALAKULÁSA A KÖVETKEZŐ 20 ÉVRE VONATKOZÓAN



Forrás: Századvég-számítás

A hálózatra csatlakozó napelemek teljesítményét szintén egy, a hazai viszonyokra jellemző, valószínűségeen alapuló modell alapján határoztuk meg. A vizsgált időtartományban, vagyis a következő húsz évben összesen 45 fogyasztó rendelkezik majd napelemmel, vagyis ennyi termelő egység csatlakozik a hálózati modellben, melyek teljesítményeloszlása a 19. ábrán látható.

19. ÁBRA: A HÁLÓZATRA CSATLAKOZÓ NAPELEMEK TELJESÍTMÉNYELOSZTLÁSA



Forrás: Századvég-számítás

Az így meghatározott napelemek csatlakozása esetén, a hálózati modellben a főfeladat a szükséges hálózatfejlesztések azonosítása. Az évről évre növekvő napelemes betáplálás hatására a jelenlegi hálózati modellben elengedhetetlen a hálózat korszerűsítése annak érdekében, hogy az alkalmas legyen a napelemes termelés fogadására. Ezeknek a fejlesztéseknek az azonosítása érdekében egy szimulációs eljárást fejlesztettünk, aminek segítségével a következő húsz évre vonatkozóan éves bontásban vizsgáltuk a szükséges korszerűsítéseket.

Az új napelemek hálózatra csatlakozása után teljesítményáramlás-számításokat végeztünk. A Newton–Raphson-módszeren alapuló load-flow futtatások eredményeként meghatározható a hálózati modell csomópontjaiban a feszültség, illetve a vezetékeken és a transzformátoron folyó áram nagysága. A kiszámított jellemzők után ellenőriztük a hálózati előírásokat. Hálózatfejlesztés abban az esetben szükséges:

- ha a hálózat bármely pontján a feszültség kilép a névleges értékhez képesti +/- 10 százalékos tartományból; vagy
- ha a csatlakozási ponton, a napelemes termelés hatására legalább 3 százalékkal megnő a feszültség a napelemes betáplálás nélküli esethez képest; vagy
- ha a hálózat bármely vezetéken 100 százalék fölé emelkedik a terheltség; vagy
- ha a KöF/KiF transzformátor terheltsége meghaladja a 100 százalékot.

A hálózati előírások ellenőrzése után meghatározhatók a szükséges hálózatfejlesztések. Feszültség-túllépés esetén az adott vezetékszakaszon egy nagyobb keresztmetszetűre cseréjével jelentősen csökkenthető a túllépés mértéke. Vezetékterheltség-túllépés esetén szintén ezzel a módszerrel enyhíthetők a napelemek hálózati hatásai, míg transzformátorterheltség-

túllépés fellépésekor a KöF/KiF transzformátor egy nagyobb névleges teljesítményűre történő lecserélésével csökkenthető a probléma.

A hálózatfejlesztések meghatározása után azok költségigényét vizsgáltuk. A húszéves időtartamra vonatkozóan nettó jelenértéket számoltunk, 5 százalékos diszkontálási ráta mellett. A költségigények legfőbb összetevője az elosztói engedélyest érintő beruházási költségek, melyek alkotóelemei<sup>14</sup>:

- 4×150 mm<sup>2</sup> NAYY típusú kábelre történő csere esetén: 13 euró/m;
- 4×240 mm<sup>2</sup> NAYY típusú kábelre történő csere esetén: 18,5 euró/m;
- kábelcserekor fellépő földmunkálatok: 55 euró/m;
- transzformátor cseréje egy 630 kVA-es névleges teljesítményűre: 11 000 euró.

A beruházási költségeken túlmenően meghatároztuk az elosztói engedélyest érintő működési költségeket, melyek a napelemes termelés következtében fellépő hálózati veszteségek megváltozásából származtathatók. Jelenleg a hálózati veszteség az elosztóhálózati maradék része, amit az elosztók fizetnek meg. A működési költségek meghatározásához felhasznált költségelem:

- hálózati veszteség: 0,07 euró/kWh.

A szimulációs eljárásban a korábban ismertetett öt feszültségszabályzási módszer hatásait vizsgáltuk. Ez az öt eset jól elkülöníthető:

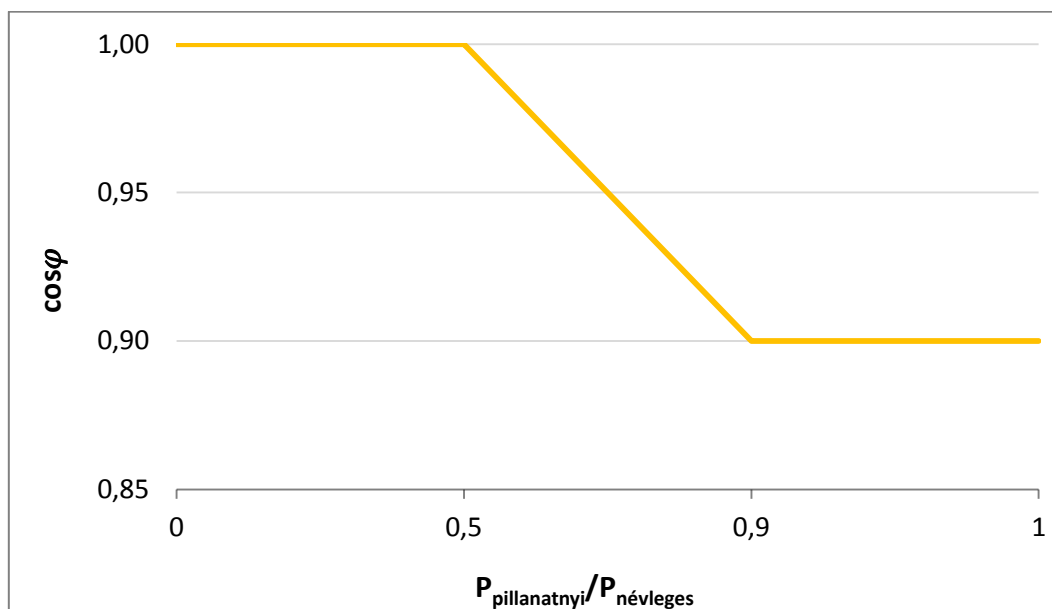
1. *Nem vesznek részt a napelemek a feszültségszabályzásban:* ez az eset a jelenlegi állapotokat hűen tükrözi, vagyis a napelemektől nincs megkövetelve, hogy részt vegyenek a feszültségszabályzásban. Ilyenkor az elosztói engedélyes csak a hálózat megerősítésével biztosíthatja a feszültség és a terheltségek megfelelő tartományon belüli tartását.
2. *Terhelés alatt változtatható áttételű transzformátor alkalmazása:* a KöF/KiF transzformátor OLTC típusúra történő cserélésével az elosztói engedélyes szabályozhatja valós időben a KiF oldali sín – ezáltal a teljes hálózati rész – feszültségét.
  - Az OLTC transzformátor beruházási költségigénye: 15 000 euró.
  - Az OLTC transzformátorhoz szükséges szabályzó berendezés cseréje a 15. évben: 2500 euró.
  - Az OLTC transzformátor karbantartási költsége: 100 euró/év.
3. *Meddő teljesítmény szabályzása:* a napelemek meddőteljesítmény-termeléssel vagy -felhasználással befolyásolhatják a feszültség értékét, vagyis megfelelő szabályzási stratégiával részt vehetnek a feszültségszabályzásban. A vizsgálatunk során a  $\cos\varphi(P)$  módszert alkalmaztuk, melynek lényege, hogy az inverter a teljesítménytényezőjét a

<sup>14</sup> Thomas Stetz: Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with Photovoltaic Systems, Technical and Economic Assessment, 2013.



pillanatnyilag betáplált hatásos teljesítmény függvényében állítja be. Abban az esetben, ha a pillanatnyilag betáplált hatásos teljesítmény eléri a névleges érték 50 százalékát, akkor a szabályzás átvált inductív jellegre, ahogyan az a 20. ábrán is látható.

20. ÁBRA: A MEGVALÓSÍTOTT MEDDŐTELJESÍTMÉNY-SZABÁLYZÁSI KARAKTERISZTIKA

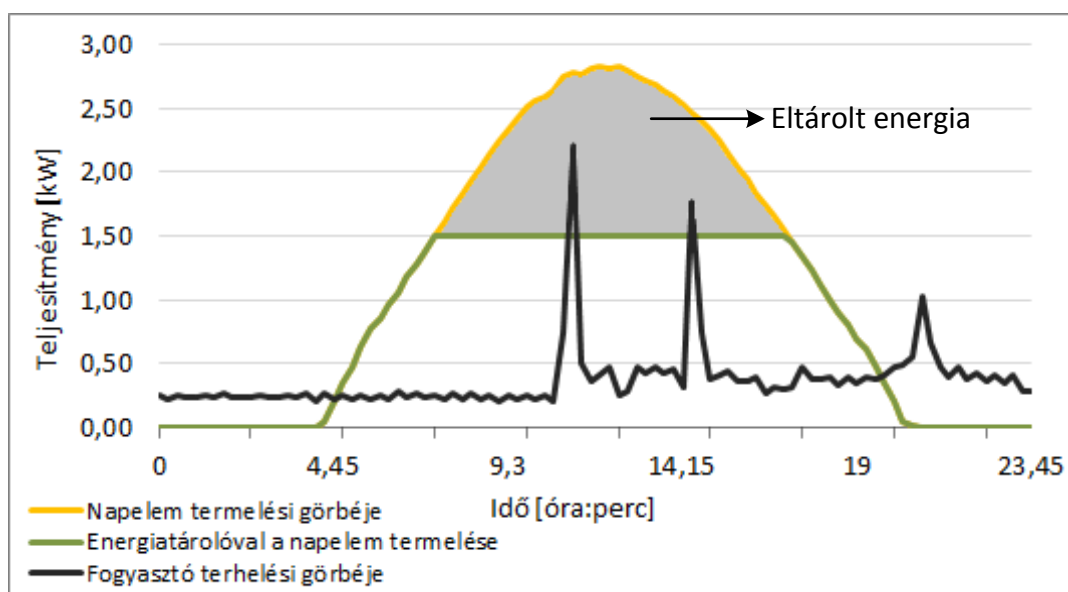


Forrás: Századvég-szerkesztés

- A meddőteljesítmény-szabályzás költségigénye a fogyasztóknál jelenik meg közvetlenül, ugyanis a 20. ábrán is látható szabályzási karakterisztika megvalósításához szükséges, hogy az inverter 10 százalékkal túl legyen méretezve, vagyis ennyivel nagyobb névleges teljesítményű invertert kell beépítenie a fogyasztónak a napelemes rendszerébe.
4. *Hatásos teljesítmény szabályzása:* a napelemek a hatásosteljesítmény-betáplálásuk változtatásával is részt vehetnek a feszültség-szabályzásban. Vizsgálatunk során azt a módszert alkalmaztuk, melyben az inverter korlátozza a betáplált hatásos teljesítményt a névleges érték 70 százalékára abban az esetben, ha ezt a 70 százalékos értéket meghaladja a pillanatnyi hatásos teljesítmény.
- A hatásos teljesítmény szabályzásának költségigénye a meddőteljesítmény-szabályzáshoz hasonlóan szintén a fogyasztóknál jelenik meg, ugyanis a visszszabályzás következtében számottevően csökkenhet a napelemek által termelt villamos energia. Ez a csökkenés éves szinten elérheti az 5 százalékos értéket.
5. *Energiatárolás:* a feszültség szabályzása fogyasztói energiatárolással is megoldható, ugyanis a napelemek által betáplált csúcsteljesítmény – amely a legtöbb esetben a dél körüli órákban fordul elő – eltárolásával a hálózati előírásokban megfogalmazott követelmények teljesíthetők, ezáltal a hálózatfejlesztések nagymértékben

csökkenthetők. Vizsgálataink során egy olyan tárolási stratégiát alkalmaztunk, melynek lényege, hogy abban az esetben, ha a napelem hatásos teljesítménye eléri névleges értékének az 50 százalékát, akkor az ezen felüli energiát eltárolják, és az éjszakai órákban felhasználhatóvá válik. Az így megvalósított tárolási stratégiát a 21. ábrán szemléltetjük, melyen egy 3 kW-os napelem nyári termelési görbéje és egy fogyasztó nyári terhelési görbéje látható.

21. ÁBRA: A VIZSGÁLATOK SORÁN MEGVALÓSÍTOTT ENERGIATÁROLÁSI STRATÉGIA



Forrás: Századvég-szerkesztés

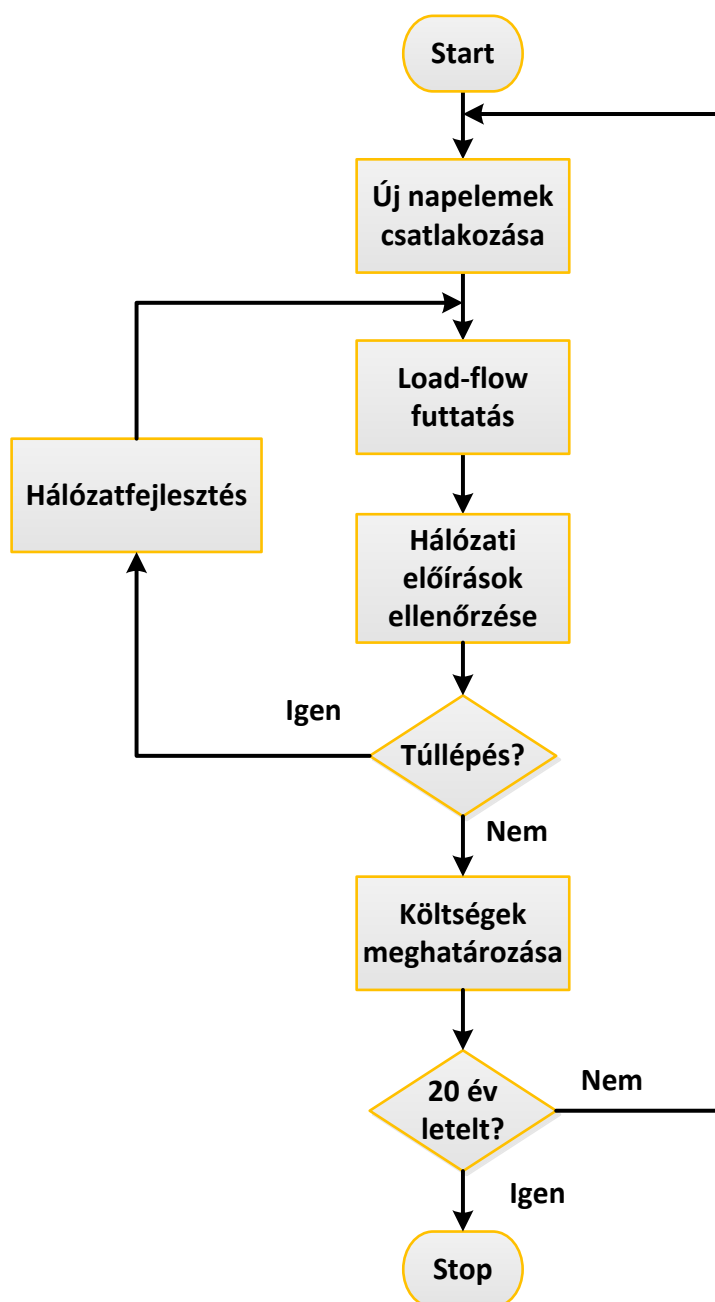
- A fogyasztói energiatárolás költségigénye a fogyasztóknál jelenik meg, melyet lítiumionos akkumulátorok esetén jelenleg 525 dollár/kWh költséggel lehet figyelembe venni<sup>15</sup>. A költségek meghatározásánál kritikus tényező az energiatároló kapacitása. A Századvég számításai alapján, a 21. ábrán is bemutatott tárolási stratégiához minden egyes napelem 1 kW-ja után 3 kWh tárolási kapacitás szükséges. A szakirodalom alapján optimalizációs eljárásokkal elérhető az a méretezési szabály, mely szerint minden egyes napelem 1 kW-ja után 2 kWh kapacitással lehet az energiatároló kapacitását figyelembe venni<sup>16</sup>.

A Századvég által a napelemek által kifejtett lokális hálózati hatások vizsgálatához fejlesztett szimulációs eljárás folyamatábrája a 22. ábrán látható, amit az öt bemutatott feszültszabályzási módszer esetén futtattunk le.

<sup>15</sup> <http://analysis.energystorageupdate.com/lithium-ion-costs-fall-50-within-five-years>.

<sup>16</sup> Eurobat: Battery Energy Storage for Smart Grid Applications, 2013.

22. ÁBRA: A SZIMULÁCIÓS ELJÁRÁS FOLYAMATÁBRÁJA



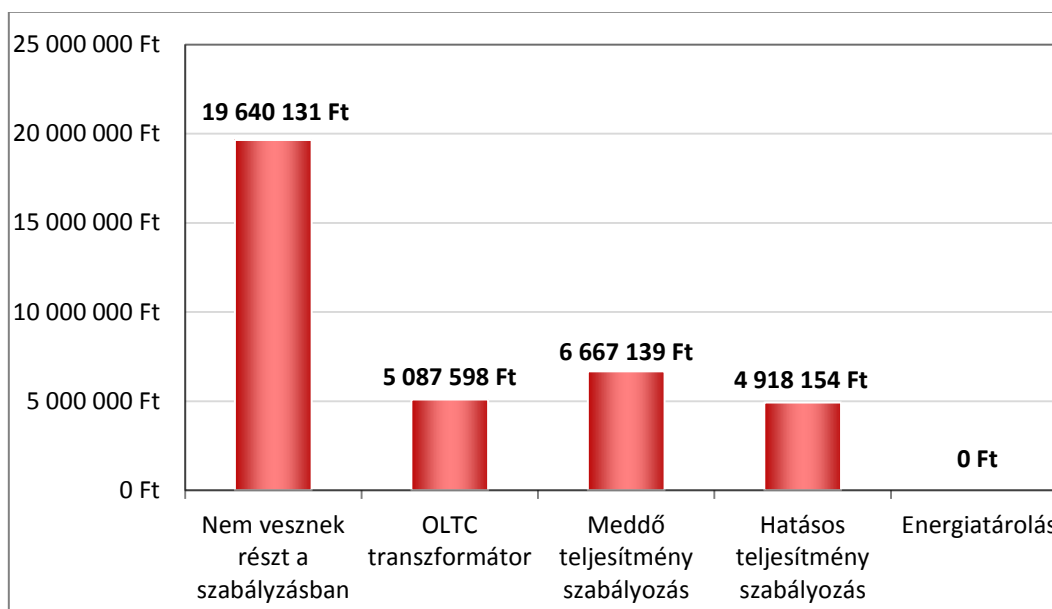
Forrás: Századvég-szerkesztés

## A vizsgálatok eredményei

Amint az a 23. ábrán látható, a húszéves időtartam alatt a legnagyobb beruházási költség abban az esetben lép fel az elosztói engedélyesnél, amikor a napelemek nem vesznek részt a feszültségszabályzásban. Ehhez képest az összes szabályzási módszer alkalmazásával jelentősen csökkenthető a szükséges hálózatfejlesztések mértéke. Az OLTC transzformátor esetén ez a csökkenés 74,1 százaléknak, meddőteljesítmény-szabályzással 66,05 százaléknak, hatásosteljesítmény-szabályzással 74,96 százaléknak adódott, míg energiatárolás

alkalmazásával 100 százalékkal mérsékelhető a napelemes betáplálás következtében az elosztói engedélyeseknél fellépő hálózatfejlesztések mértéke.

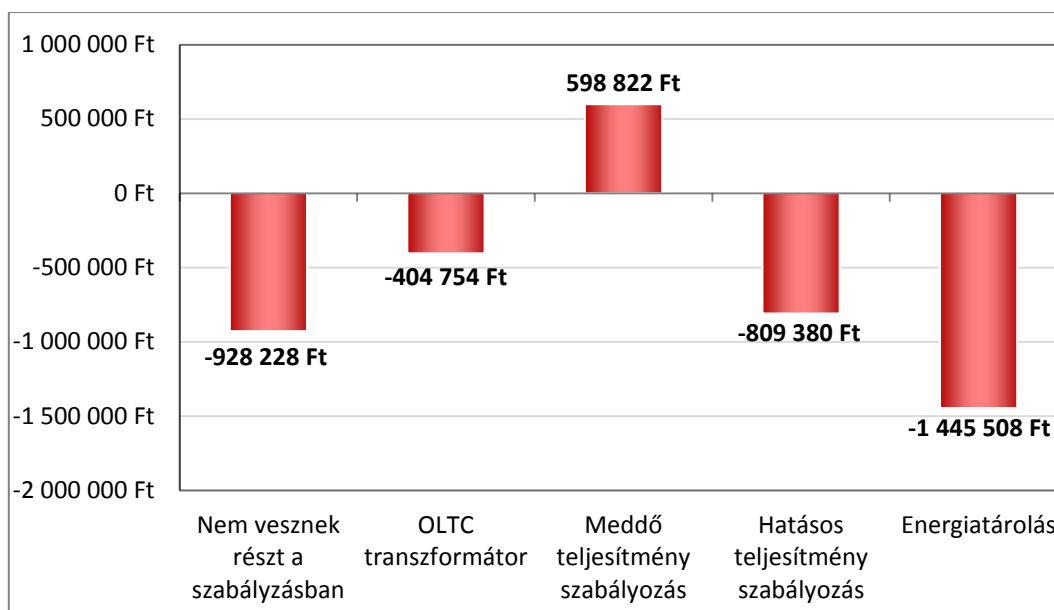
23. ÁBRA: AZ ELOSZTÓI ENGEDÉLYESNÉL FELLÉPŐ BERUHÁZÁSI KÖLTSÉGEK AZ EGYES SZABÁLYZÁSI MÓDSZEREK ESETÉN A KÖVETKEZŐ 20 ÉVRE VONATKOZÓAN



Forrás: Századvég-számítás

A 24. ábrán láthatók az elosztói engedélyesnél fellépő működési költségek az egyes feszültség szabályzási módszerek esetén a következő húsz évre vonatkozóan. A működési költségek az energiatárolás alkalmazása esetén alakultak a legkedvezőbbben, ugyanakkor a meddőteljesítmény-szabályzást leszámítva az összes módszer esetén bevételt jelentenek az elosztónak. Ennek az az oka, hogy a napelemes betáplálás hatására az adott hálózati részben jelentősen csökken a teljesítményáramlás mértéke, ezáltal redukálódnak a hálózati veszteségek is. A meddőteljesítmény-szabályzás alkalmazása esetén a hálózati veszteségek nagymértékben megnőnek, ugyanis a szabályzáshoz felhasznált meddő áram számottevően megnöveli a hálózati elemek terheltségét.

24. ÁBRA: AZ ELOSZTÓI ENGEDÉLYESNÉL FELLÉPŐ MŰKÖDÉSI KÖLTSÉGEK AZ EGYES SZABÁLYZÁSI MÓDSZEREK ESETÉN A KÖVETKEZŐ 20 ÉVRE VONATKOZÓAN

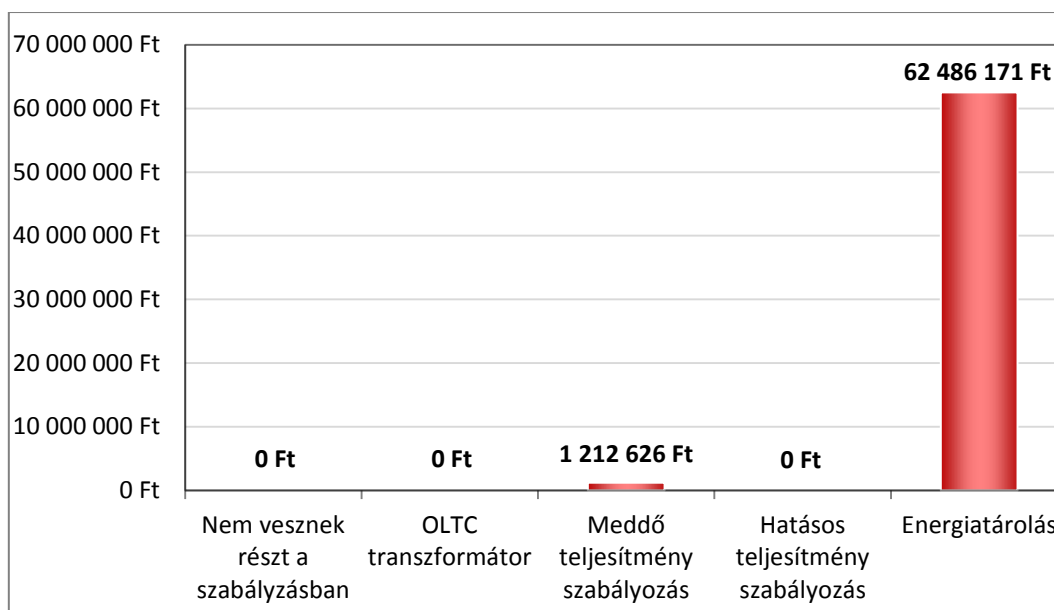


Forrás: Századvég-számítás

Az egyes feszültszabályzási módszerek esetén a fogyasztóknál fellépő beruházási költségek alakulása a 25. ábrán látható. A szabályzási módszerek közül a meddőteljesítmény-szabályzás megköveteli, hogy az inverter 10 százalékkal nagyobbra legyen méretezve a szabályzás nélküli esethez képest. Azonban ennek a túlméretezésnek a költségigénye meglehetősen alacsony, és várhatóan az inverterárak csökkenése következtében még kisebb lesz a következő években. Ezzel ellentétben a fogyasztói energiatárolás költségigénye több mint 60 millió forintnak adódott, ami háromszor akkora költséget jelent, mint az az eset, amikor a napelemek nem vesznek részt a feszültszabályzásban, és az elosztók a hálózat megerősítésével biztosítják a napelemes betáplálás fogadását. Azonban egyes prognózisok szerint a következő évtizedben akár 30–50 százalékkal is csökkenhetnek a lítiumionos technológiájú akkumulátorok fajlagos költségei, aminek következtében a jelenlegi rendkívül magas költségigény számottevően mérséklődhet<sup>17</sup>.

<sup>17</sup> <http://analysis.energystorageupdate.com/lithium-ion-costs-fall-50-within-five-years>.

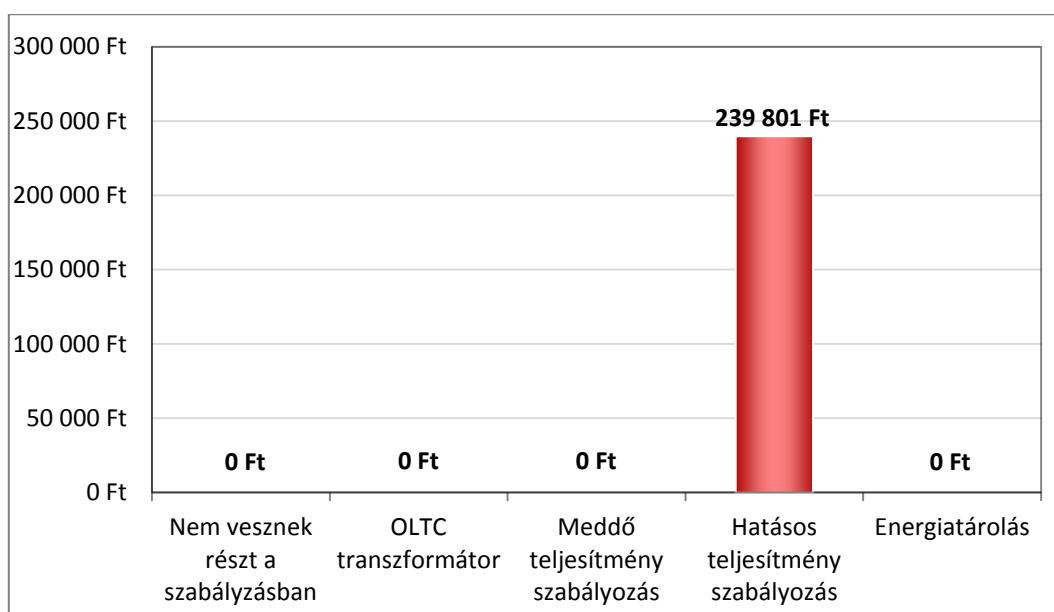
25. ÁBRA: A FOGYASZTÓKNÁL FELLÉPŐ BERUHÁZÁSI KÖLTSÉGEK AZ EGYES SZABÁLYZÁSI MÓDSZEREK ESETÉN A KÖVETKEZŐ 20 ÉVRE VONATKOZÓAN



Forrás: Századvég-számítás

Az egyes feszültség szabályzási módszerek esetén, a fogyasztóknál megjelenő működési költségek a következő húsz évre vonatkozóan a 26. ábrán láthatóak. A fogyasztóknál csak a hatásosteljesítmény-szabályzás alkalmazásakor lépnek fel működési költségek, amik az éves szinten 5 százalékos visszaszabályzás következményei.<sup>18</sup>

26. ÁBRA: A FOGYASZTÓKNÁL FELLÉPŐ MŰKÖDÉSI KÖLTSÉGEK AZ EGYES SZABÁLYZÁSI MÓDSZEREK ESETÉN A KÖVETKEZŐ 20 ÉVRE VONATKOZÓAN



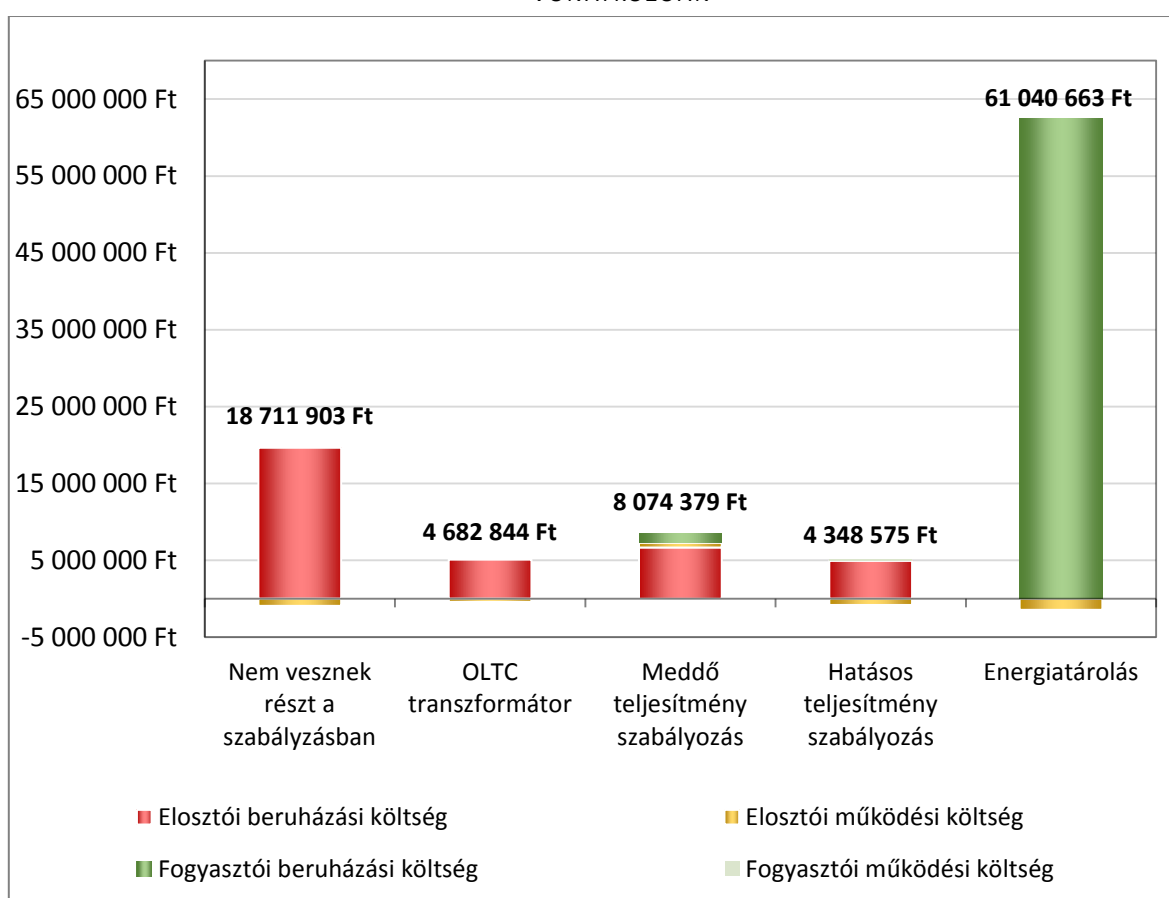
Forrás: Századvég-számítás

<sup>18</sup> European Photovoltaic Industry Association: Connecting the Sun: Solar photovoltaics on the road to large-scale grid integration, 2013.

## Az eredmények értékelése

Amennyiben a tanulmány során vizsgált feszültség szabályzási módszerek költségigényeit tekintjük, akkor a 27. ábrán is látható eredményeket kapjuk. Az energiatároláson kívül az összes szabályzási eljárással jelentősen csökkenthetők azok a hálózatfejlesztési költségek, melyek a napelemes villamosenergia-termelés fogadásával kapcsolatosak. Két módszer is kiemelkedik a többi közül, ugyanis mind az OLTC transzformátor, mind pedig a hatásosteljesítmény-szabályzás alkalmazásával közel 75 százalékkal csökkenthetők a szükséges hálózatfejlesztések költségei.

27. ÁBRA: A FESZÜLTÉGSZABÁLYZÁSI MÓDSZEREK KÖLTSÉGIGÉNYE A KÖVETKEZŐ 20 ÉVRE VONATKOZÓAN

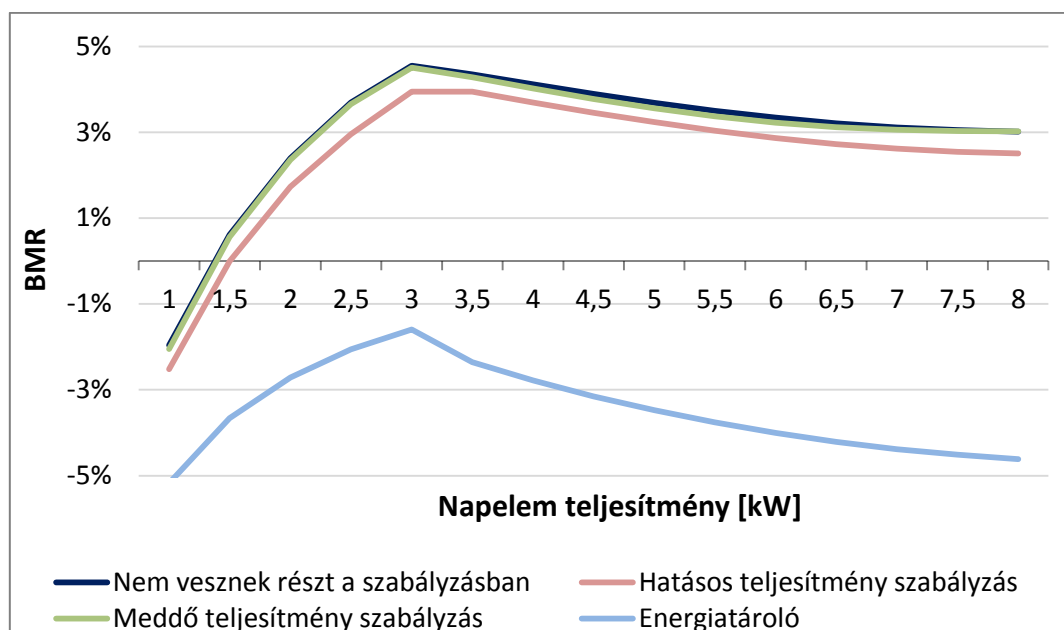


Forrás: Századvég-számítás

A vizsgált feszültség szabályzási módszerek alkalmazása esetén – az OLTC transzformátort leszámítva – számítani kell arra, hogy a szabályzások hatására a fogyasztói napelemes beruházás belső megtérülési rátája érezhetően megváltozik. A legkisebb mértékben a meddőteljesítmény-szabályzás befolyásolja a fogyasztói BMR-értéket, míg a hatásosteljesítmény-szabályzás már közel 0,5 százalékkal csökkenti a belső megtérülési rátát. A legnagyobb hatással az energiatárolás alkalmazása van a fogyasztói BMR-értékre, ugyanis

hosszvetőleg 6-7 százalékkal redukálja a belső megtérülési rátát, aminek következtében a BMR értéke a negatív tartományban található.

28. ÁBRA: A FESZÜLTÉGSZABÁLYZÁSI MÓDSZEREK HATÁSA EGY ÁTLAGOS MAGYAR CSALÁDI HÁZ ESETÉN EGY NAPELEMES BERUHÁZÁS BELSŐ MEGTÉRÜLÉSI RÁTÁJÁRA A JELENLEGI SZALDÓELSZÁMOLÁSBAN



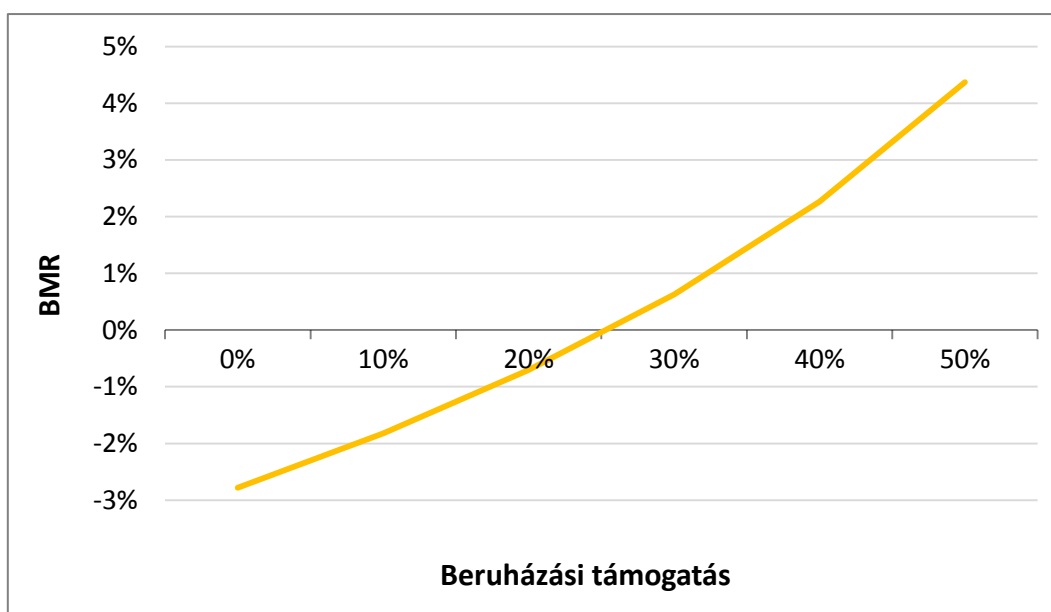
Forrás: Századvég-számítás

A vizsgálatok eredményeiből egyértelműen megállapítható, hogy a fogyasztói energiatárolás alkalmazása szinte teljes mértékben kiküszöbölheti a napelemes villamosenergia-termelés fogadásához nélkülözhetetlen hálózatfejlesztéseket. Ugyanakkor az energiatárolás jelenlegi rendkívül magas beruházási költsége – amely a fogyasztókat terheli – nem teszi lehetővé annak alkalmazását.

Beruházási támogatással a negatív energiatárolós BMR-értékek módosíthatók. A jelenlegi szaldóelszámolás esetén egy átlagos magyarországi családi ház napelem és energiatároló együttes beruházásának BMR-értékére a 29. ábrán látható módon hat a beruházási támogatás mértéke. Abban az esetben, ha a beruházási támogatás eléri az 50 százalékot, akkor a fogyasztóknak biztosítható az energiatároló nélküli, 4,5 százalékos belső megtérülési ráta.



29. ÁBRA: A BERUHÁZÁSI TÁMOGATÁS HATÁSA AZ ENERGIATÁROLO BMR-ÉRTÉKÉRE



Forrás: Századvég-számítás

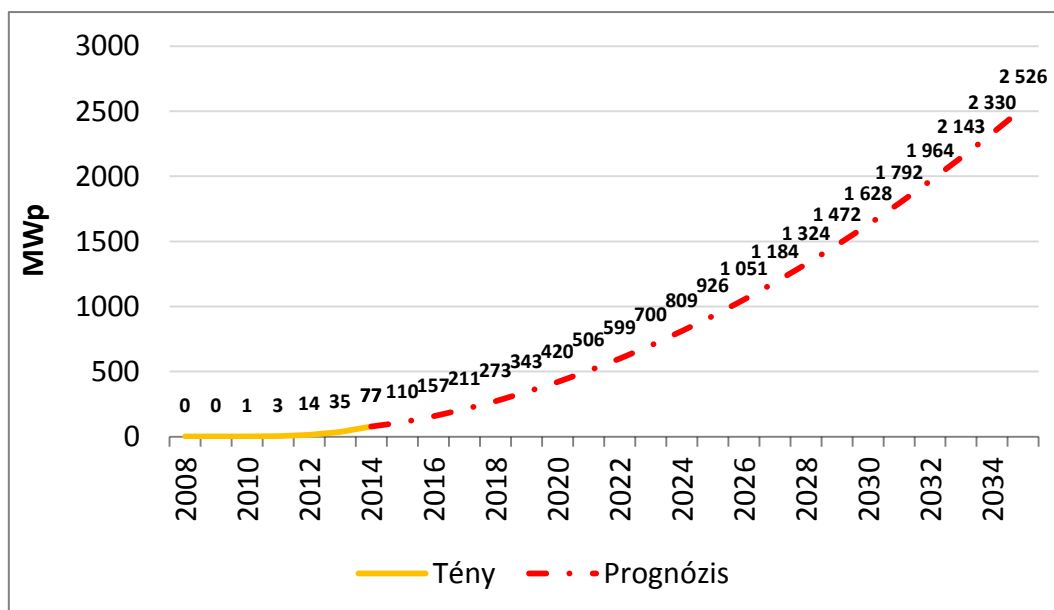
## A rendszerszintű hatások vizsgálata

A növekvő napelemes penetráció hatására a lokális hatásokon túl számítani kell a villamosenergia-rendszer egészére kifejtett globális hatásokra is. Ezek közül a legfontosabb, hogy a napelemes termelés aktív időszakában, vagyis a dél körüli órákban jelentősen csökkenhet a rendszer terhelése, majd a napelemes betáplálás megszűnését követően viszonylag gyorsan és nagymértékben megnőhet a villamosenergia-rendszer terhelése. Mivel jelenleg a legtöbb napelemes erőmű a nem szabályozható kategóriába tartozik, ezért a fogyasztási és a termelési változások követése egyre nagyobb kihívást jelent majd a rendszerirányítónak. A rendszer szabályozhatóságának csökkenése és a változékonyságának növekedése következtében a valós idejű teljesítményszabályzás és így a villamos energia biztosítása is egyre komplexebb feladattá válik.

A tavalyi év végére a hazai napelemes kapacitás már elérte a 77 MWp értéket, aminek több mint a 88 százalékát a HMKE kategóriájába tartozó napelemek alkották<sup>19</sup>. A Századvég előrejelzése alapján abban az esetben, ha az elmúlt években is megfigyelhető dinamikus kapacitásnövekedés tovább folytatódik, akkor 2035-ig a magyarországi napelemes kapacitás elérheti a 2500 MWp értéket. Ennek a növekedési trendnek az alapját az 14. ábrán bemutatott napelemek LCOE-csökkenése biztosíthatja.

<sup>19</sup> Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal: Nem engedélyköteles kiserőművek adatai 2008–2014, 2015.

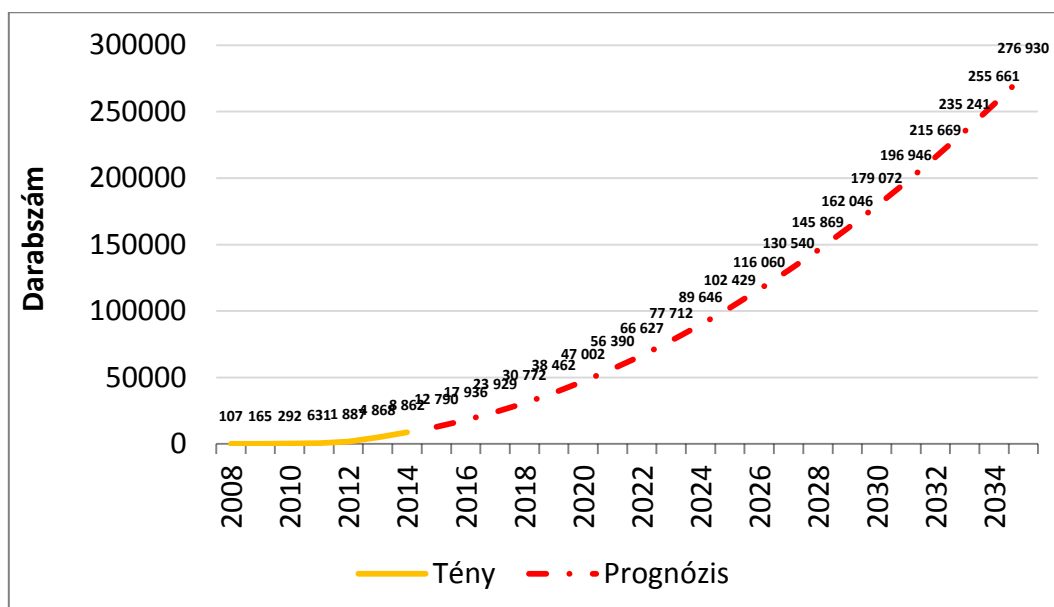
30. ÁBRA: A HAZAI NAPELEMES KAPACITÁS VÁRHATÓ ALAKULÁSA 2035-IG



Forrás: Századvég-prognózis, MEKH-adatok

2014 végére a hazai villamosenergia-rendszerben már 8862 napelemes termelő egység üzemelt, amiből 8829 tartozott a HMKE kategóriába. A Századvég prognózisa alapján, az elmúlt évek növekedési ütemét feltételezve, 2035-re több mint 270 000 napelem csatlakozhat a hazai hálózatokra.

31. ÁBRA: A HAZAI HÁLÓZATOKRA CSATLAKOZÓ NAPELEMES DARABSZÁMÁNAK VÁRHATÓ ALAKULÁSA 2035-IG



Forrás: Századvég-prognózis, MEKH-adatok

Az előre jelzett napelemes erőművek darabszámának és kapacitásának jelentős növekedése hatására a villamosenergia-rendszerben alapvető változások következnek be. Ezeknek a

változásoknak az elemzése érdekében a Századvég megvizsgálta, hogy rendszerirányítói szempontból a fogyasztás és a termelés közötti egyensúly biztosításának milyen új nehézségekkel kell szembenéznie. A tanulmány során a Századvég olyan lehetséges scenáriók mentén vizsgálta a fellépő hatásokat, melyek várhatóan nagy valószínűséggel fordulnak majd elő a hazai villamosenergia-rendszerben is a következő években. Mivel a napelemek legnagyobb termelése nyáron jelentkezik, ezért kiemelt figyelmet fordítottunk ezen időszak elemzésére.

A Századvég villamosenergia-fogyasztásra vonatkozó prognózisa szerint a nyári hónapokban ellentétes hatások figyelhetők meg, ugyanis az energiahatékonysági intézkedések következtében – a nemzetközi trenddel egybevágóan – számottevően csökkenhet a villamosenergia-felhasználásunk, azonban a klímák elterjedése és az ipari bővülés hatására növekvő igények léphetnek fel. Ezeknek az ellentétes hatásoknak az eredőjeként a Századvég középtávú előrejelzése a MAVIR prognózisától eltérően a villamosenergia-fogyasztás kisebb ütemű növekedését feltételezi. Előrejelzésünk alapján csúcsidőszakban 0,4 százalékos, míg a csúcsidőszakon kívül 0,2 százalékos fogyasztásnövekedés valószínűsíthető a nyári hónapokra vonatkozóan, valamint feltételezhető, hogy a fogyasztás napi jellege változatlan marad a következő évekre vonatkozóan.

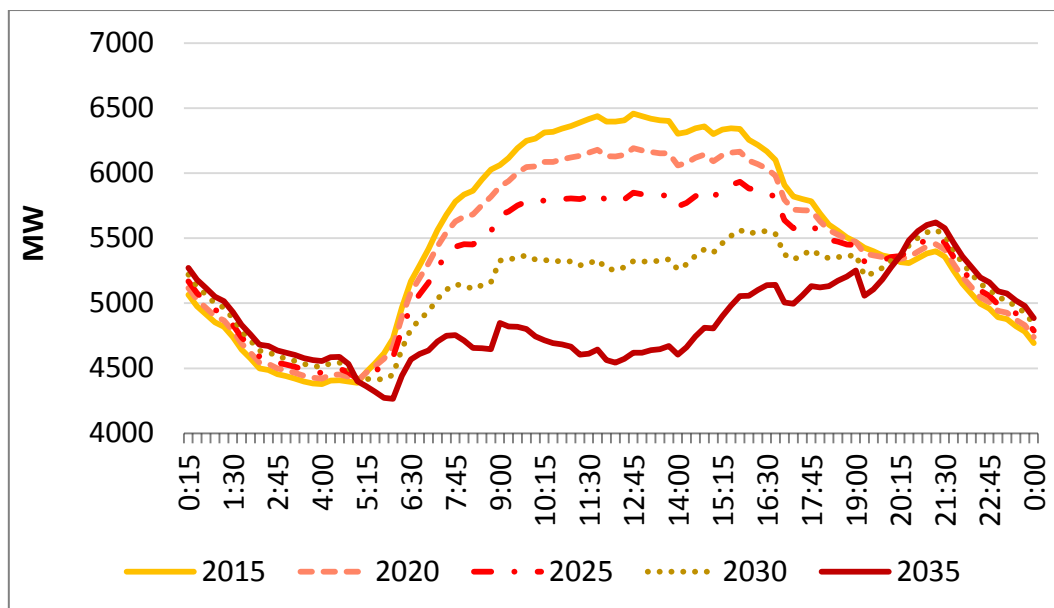
A 2015-ös rendszerterhelési adatok alapján az idei csúcsterhelés július 8-án lépett fel<sup>20</sup>. A legnagyobb terhelés értéke a korábbi évektől eltérően a kora délutáni órákban volt megfigyelhető, ami közelítőleg 6500 MW-nak adódott. Ezen a napon jelentős hőhullám haladt végig Magyarországon, aminek következtében a napi hőmérséklet sok helyen elérte a 37–39 fokot. Ennek a hőhullámnak a hatása a hazai villamosenergia-rendszer terhelési görbéjén is megfigyelhető, ugyanis a nappali órákban jelentős terhelésnövekedés lépett fel, aminek következtében a villamosenergia-importunk részaránya az adott napon elérte a 44 százalékot.

Az ilyen típusú nyári, kánikulás napokra jellemző terhelési görbe alakjára a várható napelemes kapacitásnövekedés nagymértékben hatással lehet. A Századvég számításai alapján a következő húsz évre vonatkozóan a növekvő napelemes betáplálás hatására az ilyen típusú napokra jellemző rendszerterhelési görbe alakja szignifikánsan kedvezőbben fog alakulni rendszerirányítási szempontból, ugyanis a csúcsigények egyre nagyobb hányadát biztosíthatja a napelemek termelése, valamint a görbe alakja is számottevően kisimulhat. A 2035-re prognosztizált napelemes kapacitás tehát jelentősen csökkentheti a villamosenergia-importunk részarányát, valamint kedvezőbb üzemeltetési paramétereket is biztosíthat, hiszen a rendszerben csökken a legnagyobb és a legkisebb terhelési értékek közötti különbség, így a szabályozás iránti igény is mérséklődhet.

---

<sup>20</sup> MAVIR-adatok.

32. ÁBRA: EGY FORRÓ NYÁRI, KÁNIKULAI NAPRA JELLEMZŐ RENDSZERTERHELÉS VÁRHATÓ ALAKULÁSA 2035-IG

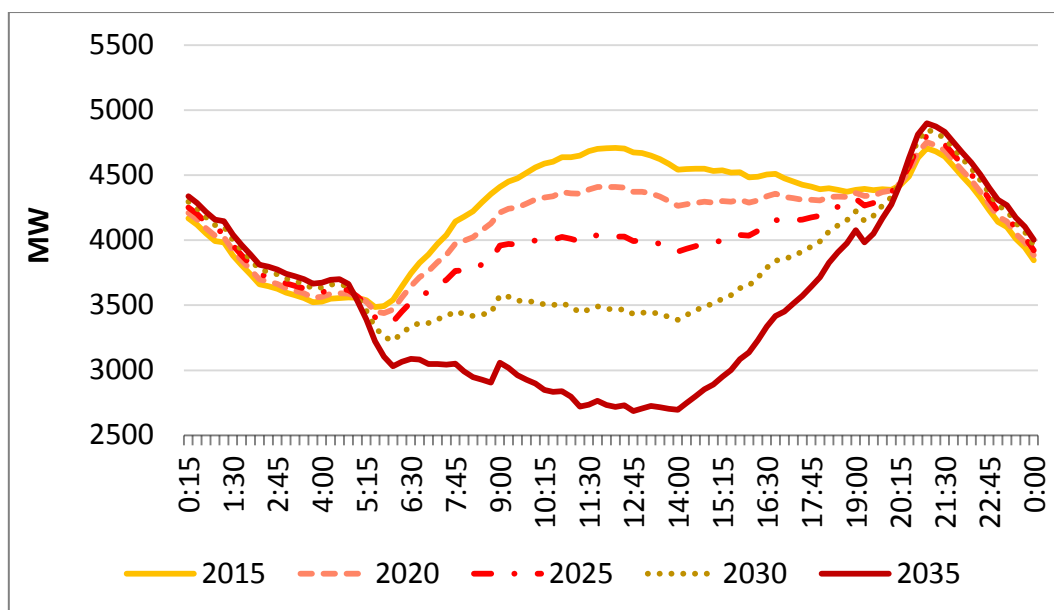


Forrás: Századvég-számítás, MAVIR-adatok

Az idei évben fellépő rendszerterhelési csúcst is okozó kánikulai időjárással ellentétben egy zavartalan napsütéses, kellemes nyári nap esetén gyökeresen eltérő hatást fejthetnek ki a napelemek. A Századvég 2015. augusztus 1-jére is elvégezte azokat a vizsgálatokat, melyek során a következő húsz évre a napelemes betáplálás hatásait elemezte a rendszerterhelési görbe alakjára vonatkozóan.

A növekvő napelemes kapacitás következtében a jelenleg hajnali órákban fellépő mélyvölgyi időszak fokozatosan áttolódhat a déli és a kora délutáni órákra. Az így létrejövő minimális terhelési időszak egy viszonylag kis időintervallum alatt jelentősen megemelkedhet, ugyanis néhány óra alatt eltűnik a rendszerből a teljes napelemes villamosenergia-termelés, melyet pótolni kell. Ennek eredményeként a rendszerterhelésben egy meredek felfutási rész keletkezik a délutáni és a kora esti órákban.

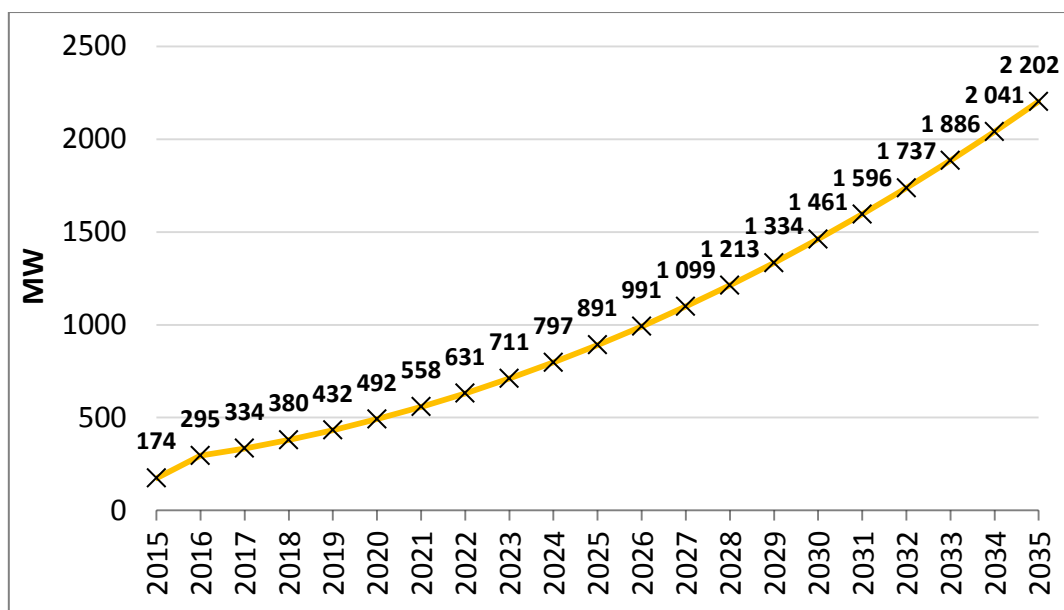
33. ÁBRA: EGY KELLEMES, NAPSÜTÉSES NYÁRI NAPRA JELLEMZŐ RENDSZERTERHELÉS VÁRHATÓ ALAKULÁSA 2035-IG



Forrás: Századvég-számítás, MAVIR-adatok

A Századvég számításai alapján az esti csúcsterhelési és a déli minimális terhelési időszak közötti távolság folyamatosan növekedhet, akár elérheti a 2,2 GW-os értéket 2035-ig, ami nagymértékű gradiensfeszabályozási igénnyel járhat együtt. Ugyanakkor a jelenlegi erőműparkunk szinte biztosan nem lesz megfelelő ennek a követelménynek a teljesítéséhez, mivel a hagyományos szabályozó és csúcserőműveink túlnyomóan gáztüzelésűek, melyek nem rendelkeznek a szükséges gradiensszabályozási képességgel. Ezen túlmenően a széndioxid-kibocsátás csökkentésére és az ellátásbiztonság növelésére is negatív hatással lenne a gáztüzelésű erőművek túlzott alkalmazása. A földgáz ára nehezen jósolható, azonban nagymértékű csökkenésre – a jelenlegi tendenciákat figyelembe véve – nem számíthatunk, ezért a növekvő szabályozási és csúcsigények kielégítését pusztán gáztüzelésű erőművekkel nem lehet majd fedezni.

34. ÁBRA: A DÉLI MINIMÁLIS ÉS AZ ESTI MAXIMÁLIS TERHELÉSEK KÖZÖTTI ELTÉRÉSEK VÁRHATÓ ALAKULÁSA 2035-IG

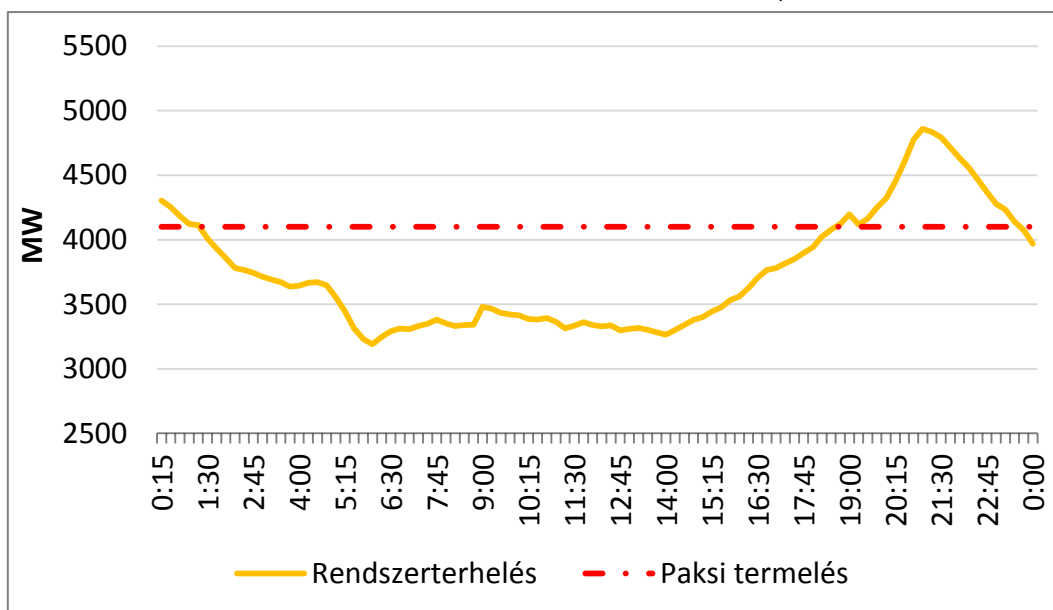


Forrás: Századvég-számítás

A mélyvölgyi időszak áttolódásán és a délutáni órákban fellépő nagy meredekségű emelkedési szakaszon túlmenően számolni kell a túltermelés jelenségével is, vagyis azzal, hogy az alaperőműveink több villamos energiát termelnek majd, mint a pillanatnyi fogyasztási igények. A kormány a Paksi Atomerőmű tervezett bővítésével jelentősen megnöveli a hazai alaperőműveink kapacitását. Azonban a napelemek várható kapacitásnövekedésének hatására a dél körül fellépő mélyvölgyi időszakban a rendszerterhelés lényegesen kisebbnek is adódhat, mint a paksi atomerőművek zsinórtermelése. Az így keletkező többlet atomerőművi termelést exportálni is lehetne a szomszédos országokba, ugyanakkor a környező országokban is a napelemes kapacitás számottevő növekedése prognosztizálható, ezért náluk is felléphet hasonló probléma. Ennek eredményeként előreláthatólag a paksi atomerőműveket az ilyen napokon vissza kellene szabályozni, ami egyrészt jelentős bevételkiesést jelent, másrészt csökkentené az atomerőművek élettartamát.

A Századvég számításai szerint a következő húsz évben előfordulhatnak olyan napok, amikor a paksi termelés meghaladná a hazai fogyasztási igényeket. A már korábban is bemutatott kellemes, nyári napsütéses időre jellemző rendszerterhelési görbén – az esti csúcsterhelést leszámítva – a nap döntő hányadában túltermelés lépne fel azokban az években, amikor a paksi atomerőművek egyidejűleg üzemelnének.

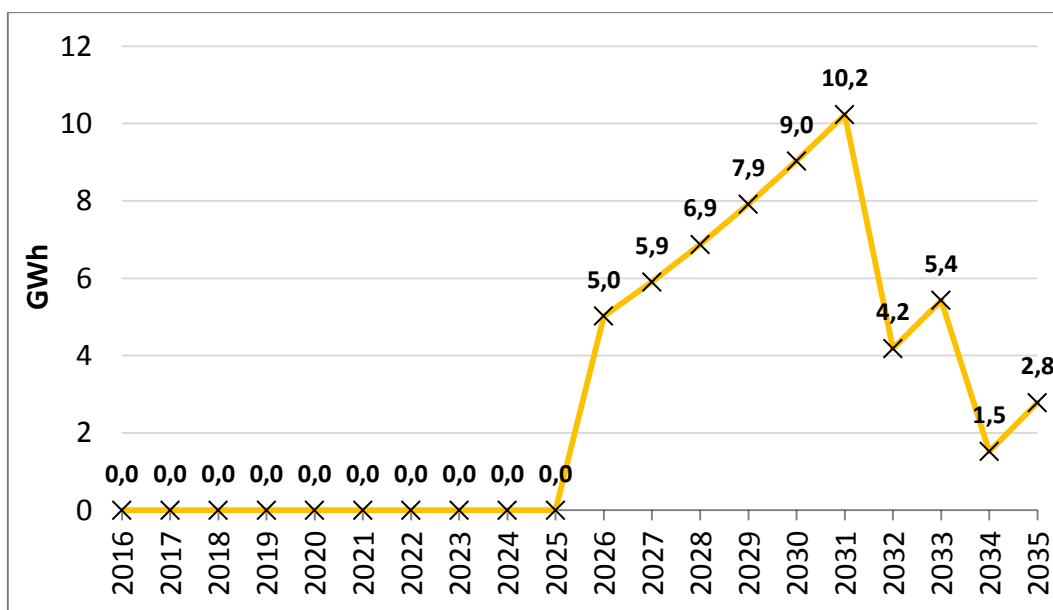
35. ÁBRA: A 2031-RE VÁRHTÓ PAKSI TÚLTERMELÉS EGY KELLEMES, NAPSÜTÉSES NYÁRI NAPON



Forrás: Századvég-számítás

A túltermelés jelensége előreláthatólag 2026-ban léphet fel először, amikor mindkét új paksi blokkegységet a tervezetteknek megfelelően üzembe helyezik, és a két atomerőmű egyidejűleg termel. A kritikus évnak 2031 tekinthető, ugyanis ekkor az atomerőművek termelése és a várható növekvő napelemes betáplálás hatására akár a 10,2 GWh-t is elérheti a túltermelés mértéke a vizsgált kellemes, napsütéses nyári napon.

36. ÁBRA: A PAKSI ATOMERŐMŰVEK VÁRHTÓ NAPI MAXIMÁLIS TÚLTERMELÉSEI 2035-IG A VIZSGÁLT NYÁRI NAPON



Forrás: Századvég-számítás

A bemutatott nyári napokon keresztül megfigyelhető volt a napelemek által kifejtett rendszerszintű hatások kettőssége. A kánikulai napok esetében a napelemek termelése jelentősen csökkenti a villamosenergia-importunkat és kisimítja a terhelési görbét. Ettől eltérően a kisebb terhelésű, kellemes nyári napsütéses napokon a napelemes betáplálás hatására a mélyvölgyi időszak áttolódik a dél körüli órákra, ami egyrészt emeli a legnagyobb és a legkisebb terhelés közötti távolságot, másrészt növeli a paksi túltermelés mértékét. Ennek következtében a további vizsgálatainkban az ilyen típusú napokat helyezzük előtérbe.

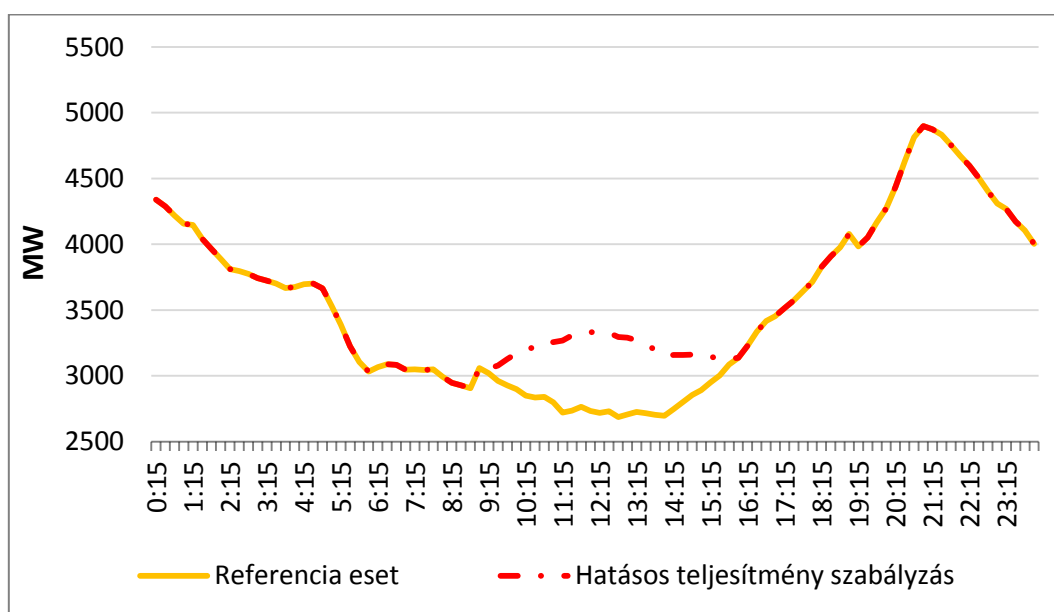
A fellépő problémák kezelése érdekében a villamosenergia-rendszerben egyre fokozódó igény mutatkozik a rugalmasság növelésére. A Századvég számításai is alátámasztják ezt, ugyanis a várható napelemes kapacitásnövekedés következtében a hazai rendszerben is kulcskérdés lesz a flexibilitás fokozása, amit a következő stratégiák alkalmazásával lehet megvalósítani:

- hatásos teljesítmény szabályzása;
- zónaidős árazási módszer;
- szivattyús-tározós erőmű;
- aggregált módszerek.

### Hatásos teljesítmény szabályzása

A napelemek a hatásosteljesítmény-szabályzásukkal a lokális problémák kezelésén túl a rendszerszintű negatív hatások csökkentésében is fontos szerepet játszhatnak. A korábban is bemutatott módszer alkalmazásával a napelemek a hatásosteljesítmény-korlátozásukkal lényegesen csökkenthetik a dél körüli órákban fellépő rendszerterhelés minimális értékét.

37. ÁBRA: A HATÁSOS TELJESÍTMÉNY KORLÁTOZÁSÁNAK HATÁSA A RENDSZERTERHELÉSI GÖRBE ALAKJÁRA

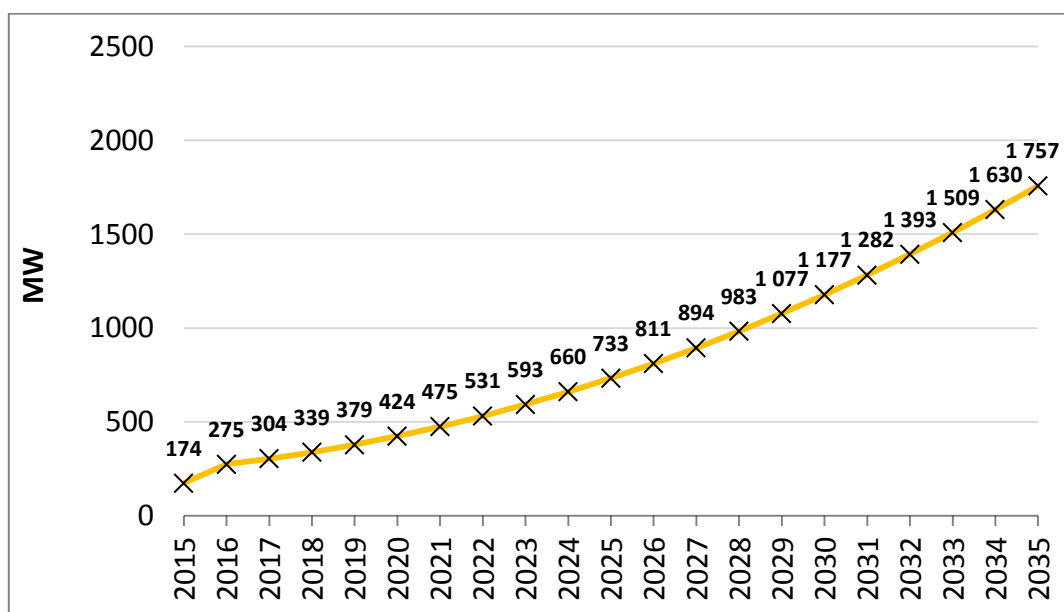


Forrás: Századvég-számítás



A Századvég számításai szerint a napelemek hatásos teljesítményük korlátozásával átlagosan 15–16 százalékkal csökkenthetik a rendszerterhelés maximuma és minimuma közötti eltérést. 2035-re vonatkozóan a prognosztizált legnagyobb differencia elérheti a 2200 MW-ot, amit a hatásosteljesítmény-szabályzással 1757 MW-ra lehet mérsékelni.

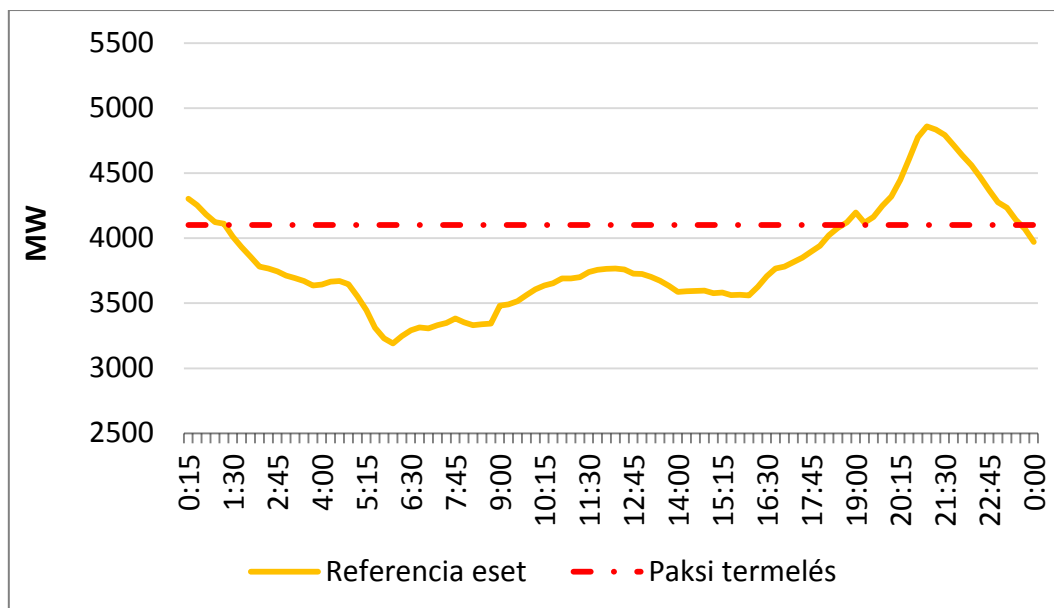
38. ÁBRA: A HATÁSOS TELJESÍTMÉNY KORLÁTOZÁSA ESETÉN A DÉLI MINIMÁLIS ÉS AZ ESTI MAXIMÁLIS TERHELÉSEK KÖZÖTTI ELTÉRÉS VÁRHATÓ ALAKULÁSA



Forrás: Századvég-számítás

A hatásosteljesítmény-szabályzás hatására a napközbeni terhelési minimum megemelkedik, ezáltal a paksi túltermelés mértéke is csökken, ahogy az a 39. ábrán is látható.

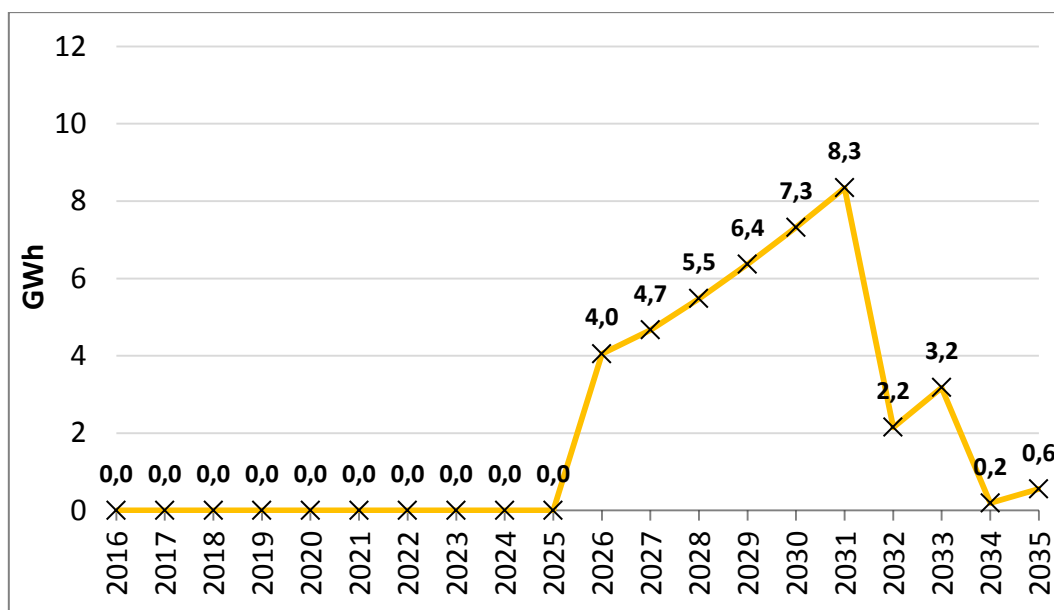
39. ÁBRA: A 2031-RE VÁRHATÓ PAKSI TÚLTERMELÉS ALAKULÁSA A HATÁSOS TELJESÍTMÉNY KORLÁTOZÁSA ESETÉN



Forrás: Századvég-számítás

A Századvég számításai alapján, abban az esetben, ha a napelemek korlátozzák a hatásos teljesítményüket, akkor a csökkentett betáplálás hatására a paksi atomerőművek túltermelése átlagosan 37 százalékkal csökkenthető a referenciaesethez képest. A kritikus 2031-es évben a korábbi 10,2 GWh-s maximális napi túltermelés 8,3 GWh-ra mérsékelhető a szabályzás alkalmazásával.

40. ÁBRA: A PAKSI ATOMERŐMŰVEK VÁRHATÓ NAPI MAXIMÁLIS TÚLTERMELÉSE A HATÁSOS TELJESÍTMÉNY KORLÁTOZÁSA ESETÉN



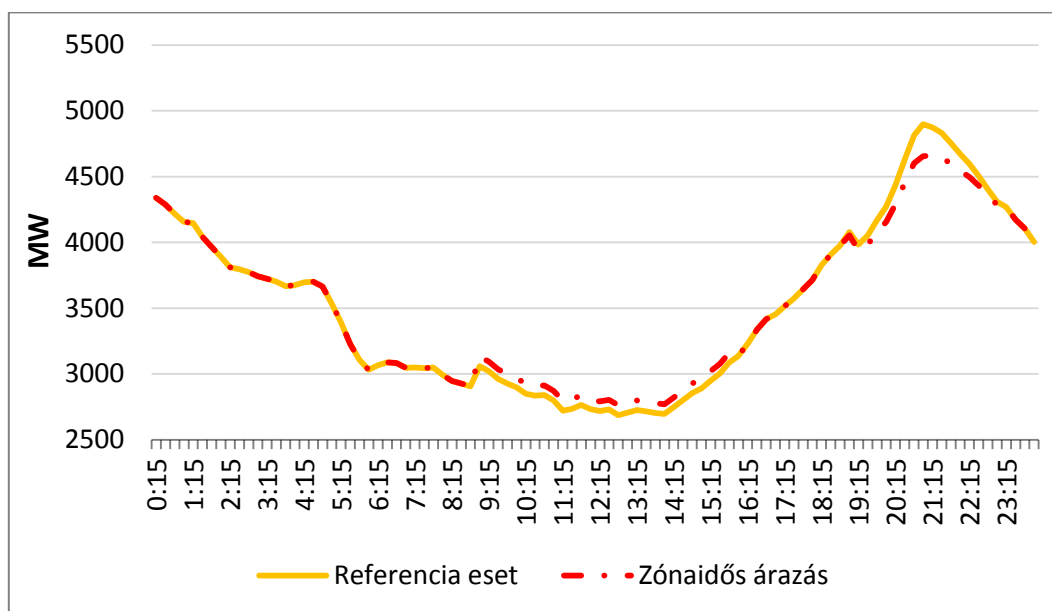
Forrás: Századvég-számítás

## Zónaidős tarifarendszer

A fogyasztói oldali befolyásolás egy igen elterjedt eszköze a zónaidős árazási módszer, melyben a villamos energia ára egy drágább csúcs- és egy olcsóbb völgyidőszakból épül fel. Az így megkülönböztetett blokkok hatására a fogyasztás a villamosenergia-rendszer szempontjából kedvezőbben alakul. A nemzetközi tapasztalatok szerint megfelelő zónaidős árazási módszerrel az esti csúcsterhelés akár 5 százalékkal is csökkenthető<sup>21</sup>.

A Századvég által is vizsgált stratégiában az esti, 19–23 óra közötti időszakban a magasabb villamosenergia-árak hatására a csökkenő fogyasztás mértéke egyenlő a 9–16 óra közötti intervallumban az alacsonyabb árak következtében megnövekedett fogyasztással<sup>10</sup>. A napközbeni magas napelemes betáplálás esetén célszerűen alacsonyabb villamosenergia-árakkal lehetne a fogyasztókat ösztönözni a napelemes többletermelés felhasználására, ezáltal növelve a napközbeni rendszerterhelést. Ugyanakkor vizsgálatainkból világosan látszik, hogy a zónaidős árazás igazán az esti csúcsterhelés mérséklésére alkalmas, ezáltal is csökkentve a napelemes betáplálás megszűnését követő felszabályozási igényeket.

41. ÁBRA: A ZÓNAIDŐS ÁRAZÁSI MÓDSZER ALKALMAZÁSÁNAK HATÁSA A RENDSZERTERHELÉSI GÖRBE ALAKJÁRA



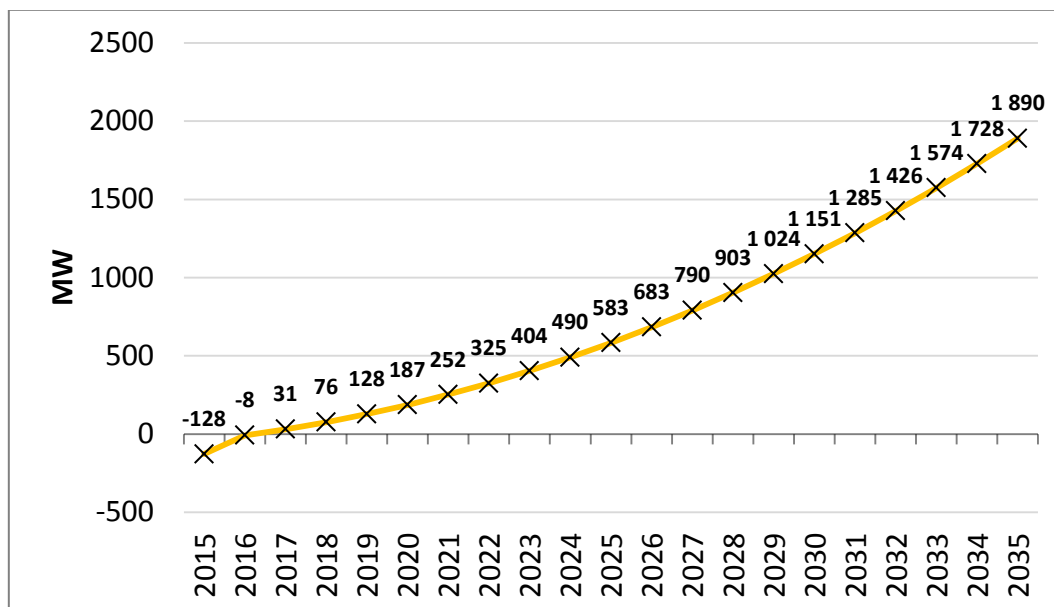
Forrás: Századvég-számítás

A Századvég számításai szerint a zónaidős árazási módszer alkalmazásával átlagosan 39 százalékkal csökkenthető a rendszerterhelés maximuma és minimuma közötti eltérés, ugyanakkor ez a csökkenés elsősorban a 2025-ös évig figyelemreméltó. 2035-re vonatkozóan, a zónaidős tarifa alkalmazásával hozzávetőleg 15 százalékkal lehet mérsékelni

<sup>21</sup> Jim Lazar: Teaching the „Duck” to Fly, 2014.

a terhelés maximuma és minimuma közötti differenciát, amely így 1890 MW-ra csökken a 2200 MW-os referenciaesethez képest.

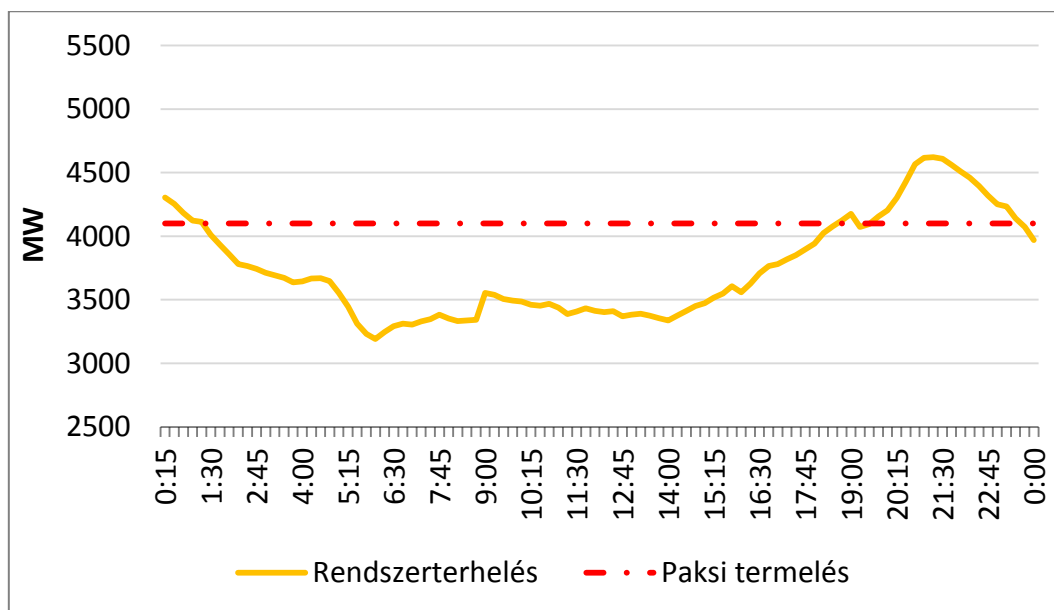
42. ÁBRA: A ZÓNAIDŐS ÁRAZÁSI MÓDSZER ALKALMAZÁSA ESETÉN A DÉLI MINIMÁLIS ÉS AZ ESTI MAXIMÁLIS TERHELÉSEK KÖZÖTTI ELTÉRÉS VÁRHATÓ ALAKULÁSA



Forrás: Századvég-számítás

A paksi atomerőműveket érintő túlermelést a zónaidős árazással csak kismértékben lehet csökkenteni, ugyanis a zónaidős tarifával elsősorban az esti csúcsigények mérsékelhetők.

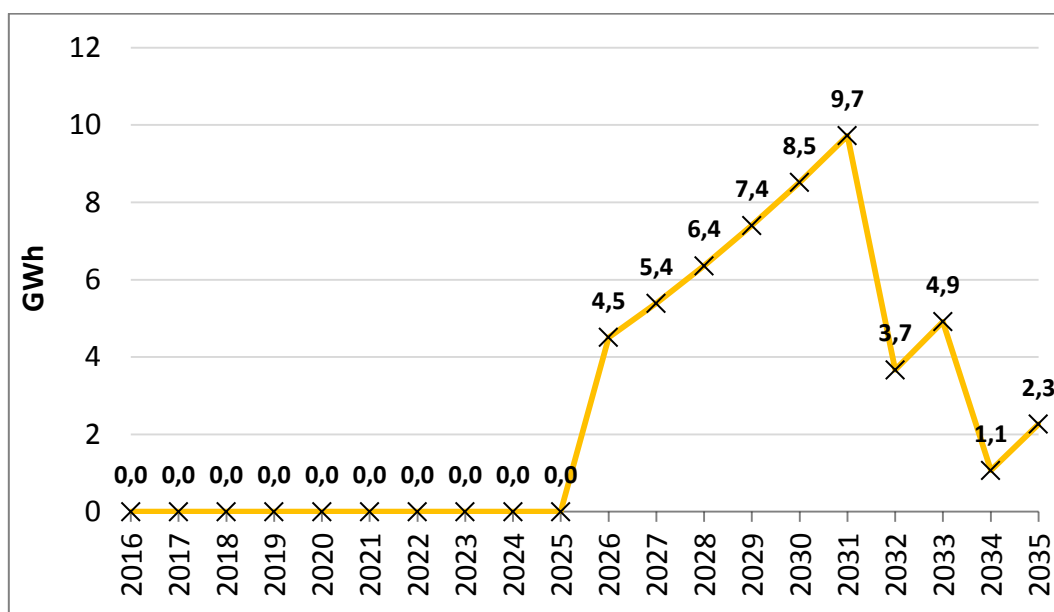
43. ÁBRA: A 2031-RE VÁRHATÓ PAKSI TÚLERMELÉS ALAKULÁSA A ZÓNAIDŐS ÁRAZÁSI MÓDSZER ALKALMAZÁSA ESETÉN



Forrás: Századvég-számítás

A Századvég számításai alapján a zónaidős módszer alkalmazásával átlagosan 11 százalékkal csökkenthetők a paksi atomerőművek túltermelései a referenciaesethez képest. A kritikus 2031-es évben a korábbi 10,2 GWh-s maximális napi túltermelés 9,7 GWh-ra mérsékelhető a zónaidős árazás alkalmazásával.

44. ÁBRA: A PAKSI ATOMERŐMŰVEK VÁRHATÓ NAPI MAXIMÁLIS TÚLTERMELÉSEI A ZÓNAIDŐS ÁRAZÁSI MÓDSZER ALKALMAZÁSA ESETÉN



Forrás: Századvég-számítás

## Szivattyús-tározós erőmű

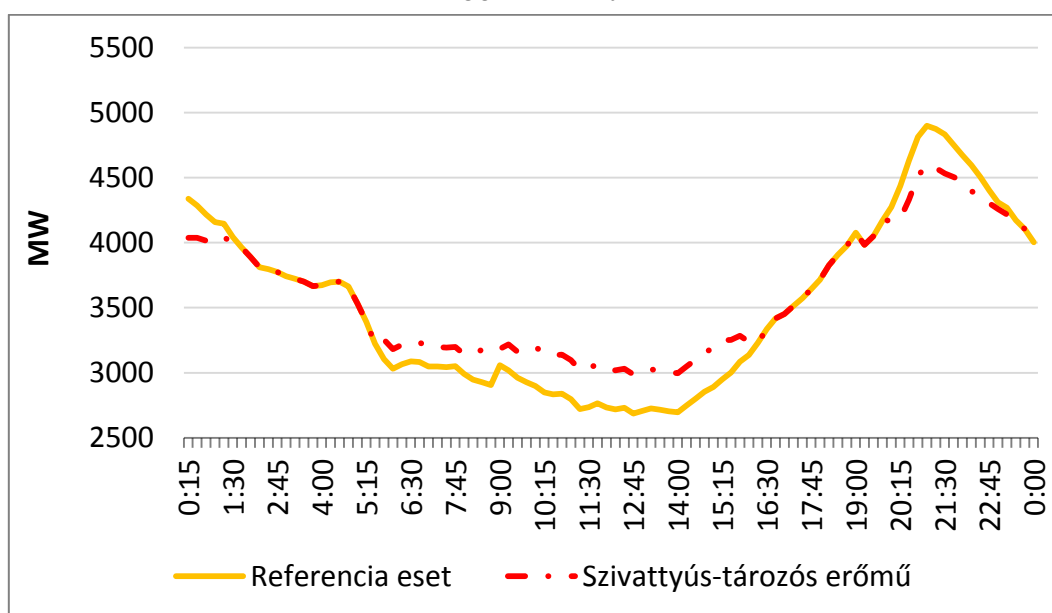
A magyarországi villamosenergia-rendszer üzemét alapvetően meghatározza az, hogy jelenleg a hazai tárolókapacitás gyakorlatilag elhanyagolhatóan kismértékű. Ugyanakkor Európa és a világ számos más országában már évtizedek óta a szivattyús-tározós erőművek képezik a rendszerirányítás gyors reagálású és rugalmas eszközeit, melyekkel jelentős optimalizáció érhető el a villamosenergia-rendszer üzemeltetésében. A szivattyús-tározós erőmű alkalmazásával a rendszerterhelési görbe nagymértékben kisimul, ugyanis a völgyidőszakban fellépő terhelési minimum megemelhető a tározó töltésével, valamint az esti csúcsterhelés csökkenthető a tározó turbina üzemmódjával. A szivattyús-tározós erőművek másik fontos előnye, hogy rendkívül gyors a terheléskövetésük, ugyanis 10–20 másodperc alatt fel és le irányban is fokozatmentesen teljesen terhelhetők, ami nagyságrendekkel magasabb minőséget képvisel, mint a szabályzáshoz jelenleg alkalmazott gáztüzelésű erőművek.

A hazai villamosenergia-rendszerben való alkalmazhatóságot már számos tanulmány vizsgálta. Az eredményeik alapján a magyarországi földrajzi viszonyok megfelelőek egy 600 MW-os szivattyús-tározós erőmű létesítéséhez, ami már megfelelő kapacitást képes biztosítani a rendszer szempontjából. Azonban egyértelműen megfigyelhető egy olyan trend,

amely szerint egy szivattyús-tározós erőmű gazdasági szempontból akkor válik megvalósíthatóvá, ha komplex szolgáltatást képes biztosítani, vagyis a terhelés kiegyenlítésén túlmenően a szabályozási piacon is részt vesz teljesítményének egy bizonyos hányadával<sup>22</sup>.

Mindezt figyelembe véve a Századvég egy olyan tározós erőmű hatásaival számolt, amely teljesítményének felével, azaz 300 MW-tal vesz részt a napi terheléskiegyenlítésben, valamint ezzel a teljesítménnyel hatórás szivattyús üzemre képes, és az így eltárolt energia 80 százalékos hatásfokkal használható fel<sup>23</sup>. Egy ilyen szivattyús-tározós erőműnek a hazai villamosenergia-rendszerben való alkalmazásának hatásait mutatja be a 45. ábra. Az ábrán látható, hogy a tározóval a napelemek várható kapacitásnövekedése következtében fellépő napközbeni terhelési minimum számottevően megemelhető, valamint az esti csúcs is jelentősen mérsékelhető.

45. ÁBRA: A SZIVATTYÚS-TÁROZÓS ERŐMŰ ALKALMAZÁSÁNAK HATÁSA A RENDSZERTERHELÉSI GÖRBE ALAKJÁRA



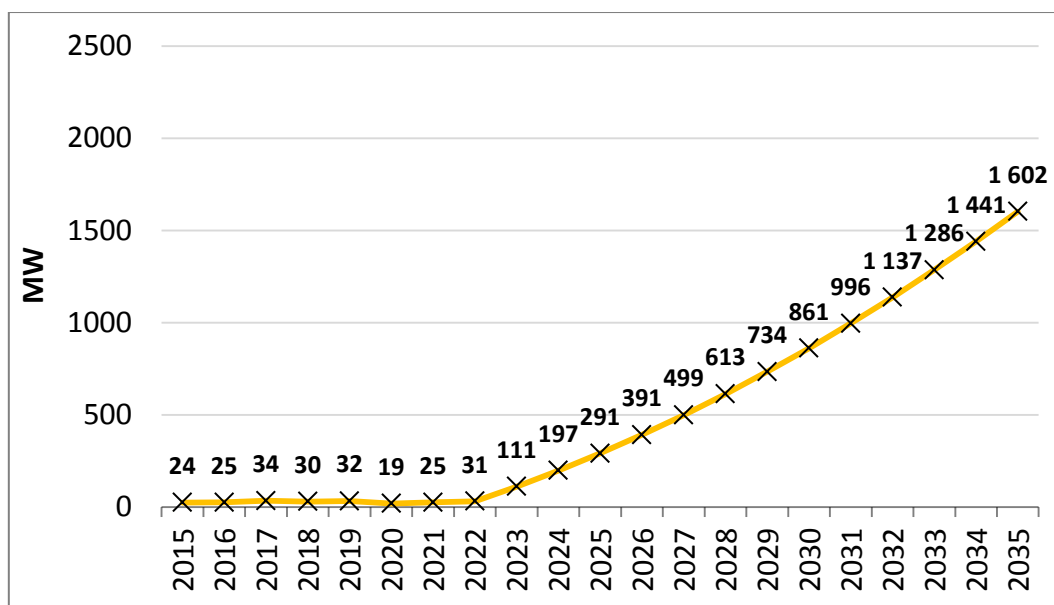
Forrás: Századvég-számítás

A Századvég számításai alapján egy szivattyús-tározós erőművel átlagosan 65 százalékkal csökkenthető a déli minimális és az esti maximális terhelések közötti eltérés a következő húsz évre vonatkozóan. A 2022-es évig ez a differencia gyakorlatilag elhanyagolhatóan kicsinek adódik. 2035-re vonatkozóan a 2200 MW-os referenciaesetben tapasztalt differenciához képest a szivattyús-tározós erőművel ez az érték 1600 MW-ra csökkenthető.

<sup>22</sup> GKI Energiakutató és Tanácsadó Kft.: A szivattyús energiatározás helyzetének elemzése, 2011.

<sup>23</sup> Szeredi István: Szivattyús energiatározók helyzete Magyarországon, 2009.

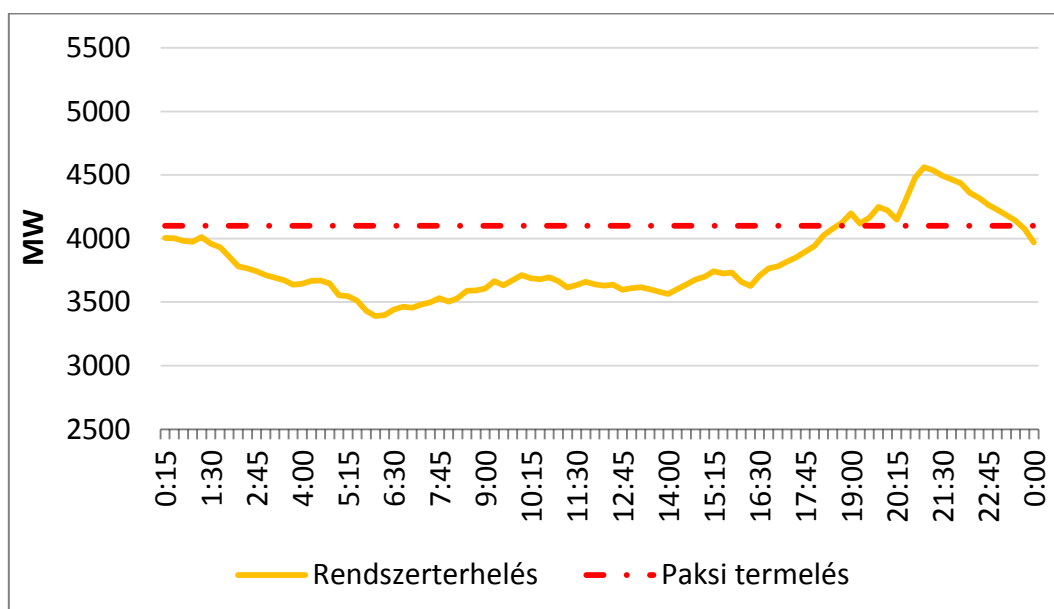
46. ÁBRA: A SZIVATTYÚS-TÁROZÓS ERŐMŰ ALKALMAZÁSA ESETÉN A DÉLI MINIMÁLIS ÉS AZ ESTI MAXIMÁLIS TERHELÉSEK KÖZÖTTI ELTÉRÉS VÁRHATÓ ALAKULÁSA



Forrás: Századvég-számítás

A napközbeni terhelési minimum megemelésének hatására a szükséges atomerőművi túltermelés mértéke is jelentősen csökkenthető, ahogyan az a 47. ábrán is megfigyelhető.

47. ÁBRA: A 2031-RE VÁRHATÓ PAKSI TÚLTERMELÉS ALAKULÁSA SZIVATTYÚS-TÁROZÓS ERŐMŰ ALKALMAZÁSA ESETÉN

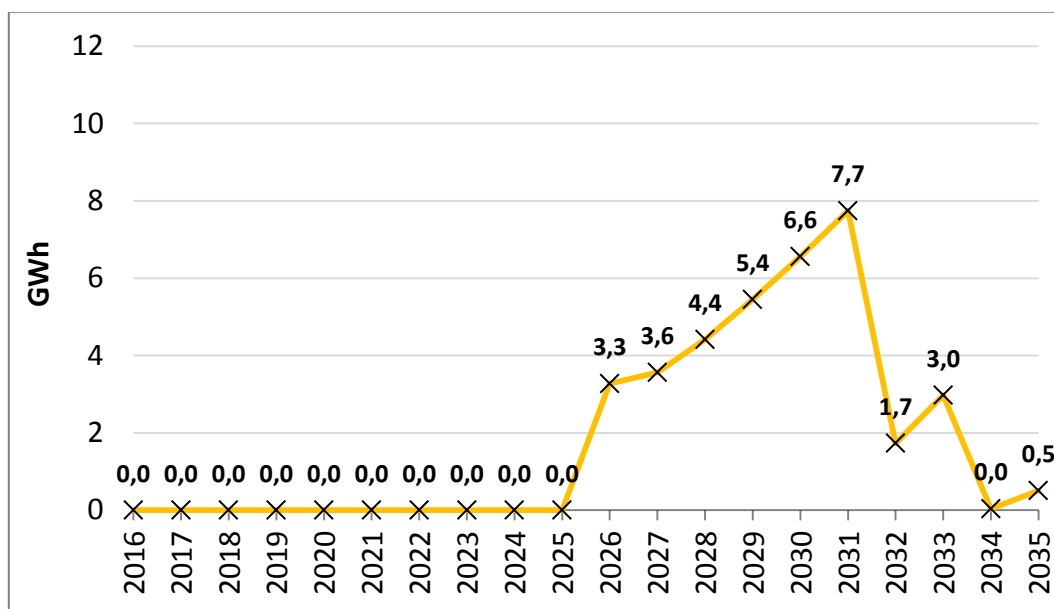


Forrás: Századvég-számítás

A Századvég számításai alapján egy szivattyús-tározós erőmű alkalmazásával átlagosan 48 százalékkal csökkenthető a következő húsz évre vonatkozó paksi atomerőművek napi

túltermelése a referenciaesethez képest. A kritikus 2031-es évben a korábbi 10,2 GWh-s maximális napi túltermelés 7,7 GWh-ra mérsékelhető a szivattyús-tározós erőművel.

48. ÁBRA: A PAKSI ATOMERŐMŰVEK VÁRHATÓ NAPI MAXIMÁLIS TÚLTERMELÉSE A SZIVATTYÚS-TÁROZÓS ERŐMŰ ALKALMAZÁSA ESETÉN



Forrás: Századvég-számítás

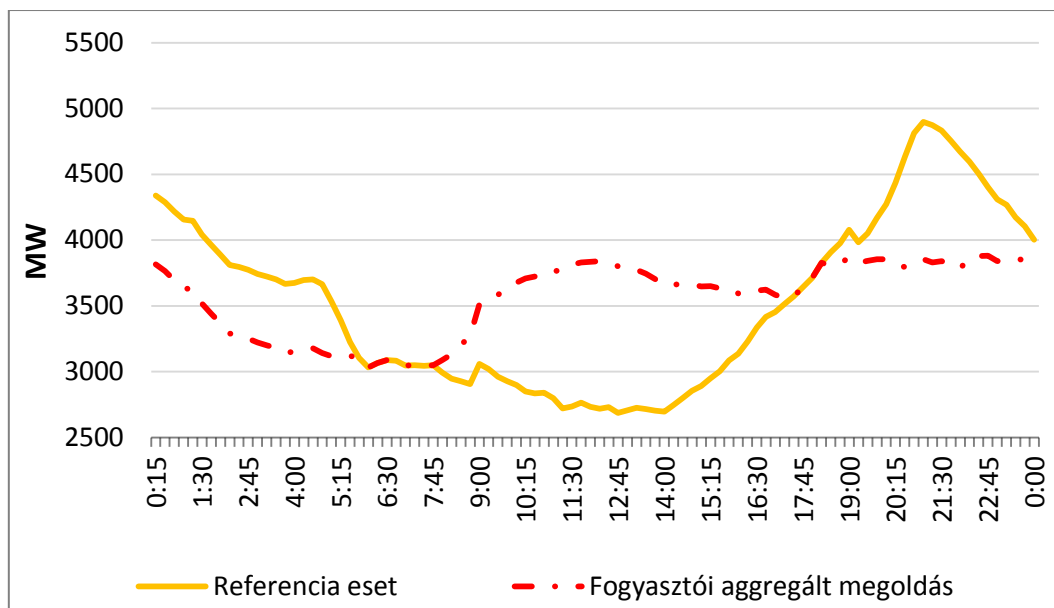
## Fogyasztói aggregált módszer

A feszültségemelkedés mérséklésekor már bemutattuk, hogy eredményeink alapján a fogyasztói energiatárolással szinte teljes mértékben megszüntethetők az elosztóhálózatot érintő elosztói beruházási költségek. Ezen túlmenően, a korábban is alkalmazott akkumulátoros tárolási stratégia megvalósítása a villamosenergia-rendszer egészének üzemére is nagymértékben hatással lehet, ugyanis az eltárolt napelemes energia nem kerül a rendszerbe, ezáltal a napközbeni terhelési minimum is jóval kedvezőbben alakul, mint a referenciaesetben.

A fogyasztói energiatárolás alkalmazása megköveteli a zónaidős tarifarendszer bevezetését, ugyanis csak így biztosítható, hogy a nappal eltárolt villamos energiát az esti órákban felhasználja a fogyasztó. Ennek következtében az első aggregált megoldás, melyet a Századvég is megvizsgált, magába foglalja a fogyasztói akkumulátoros energiatárolás és a zónaidős árazási módszer egyidejű alkalmazását. Az így létrejövő rendszerterhelési görbe a 49. ábrán látható, ami jóval kedvezőbben alakult, mint a korábban vizsgált módszerek esetében.



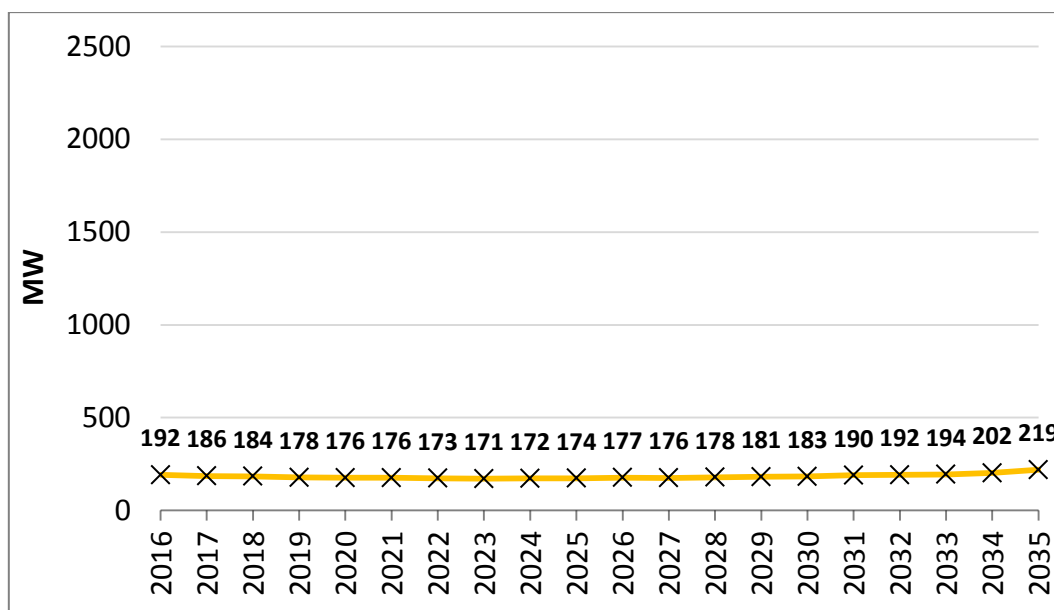
49. ÁBRA: A FOGYASZTÓI AGGREGÁLT MÓDSZER ALKALMAZÁSÁNAK HATÁSA A RENDSZERTERHELÉSI GÖRBE ALAKJÁRA



Forrás: Századvég-számítás

A Századvég számításai alapján, a fogyasztói aggregált módszer alkalmazásával a rendszerterhelési görbe esti maximális és napközbeni minimális értékei közötti differencia gyakorlatilag teljesen megszüntethető, ugyanis a 2035-ös évben fellépő legnagyobb eltérés a 2200 MW-os referenciaesethez képest jelentősen kisebbnek, mintegy 220 MW-nak adódik, vagyis lényegében megszűnik a probléma.

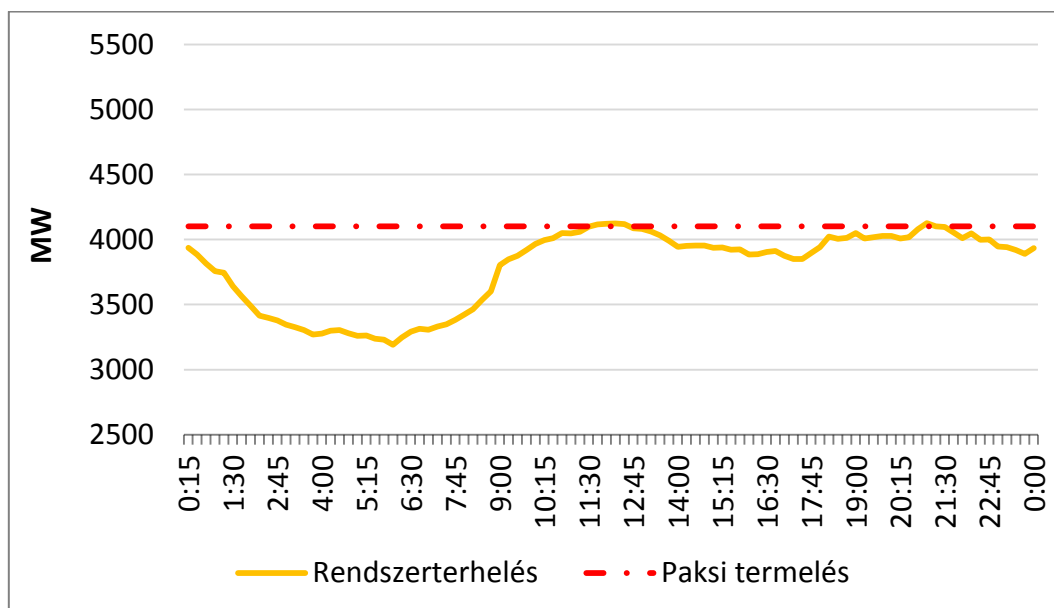
50. ÁBRA: A FOGYASZTÓI AGGREGÁLT MÓDSZER ALKALMAZÁSA ESETÉN A DÉLI MINIMÁLIS ÉS AZ ESTI MAXIMÁLIS TERHELÉSEK KÖZÖTTI ELTÉRÉSEK VÁRHATÓ ALAKULÁSA



Forrás: Századvég-számítás

A napelemes kapacitás növekedésének hatására fellépő déli völgyidőszak fogyasztói aggregált módszerrel történő megemlése a paksi atomerőművek túltermelését is nagymértékben befolyásolja, ugyanis a hajnali völgyidőszakot leszámítva közel olyan terhelési görbe érhető el, ami a paksi atomerőművi termeléssel azonos nagyságú, ahogyan az a 51. ábrán is megfigyelhető.

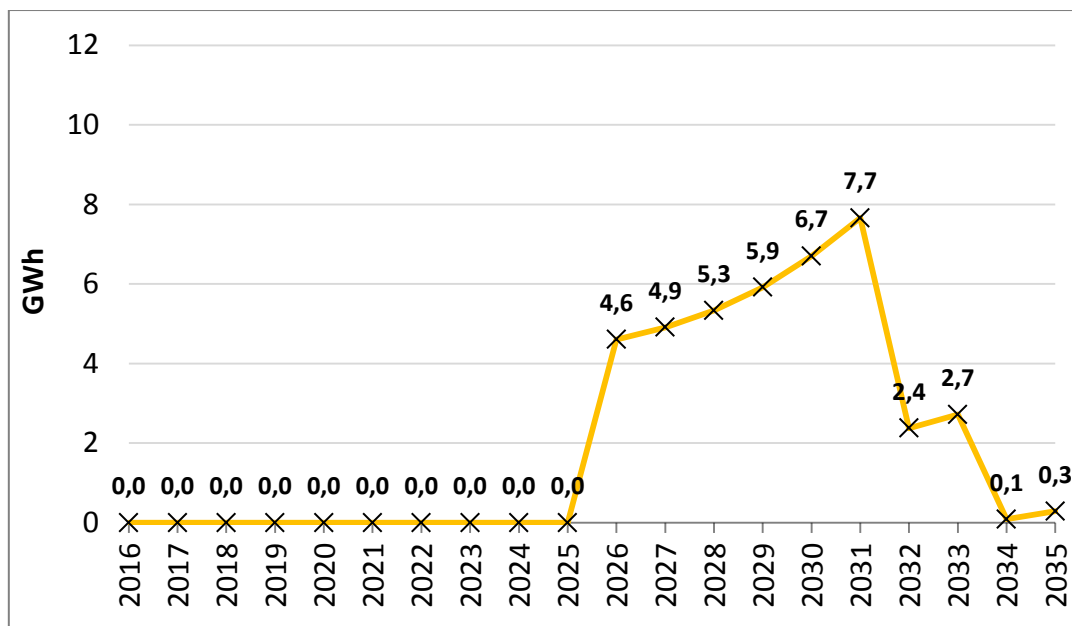
51. ÁBRA: A 2031-RE VÁRHATÓ PAKSI TÚLTERMELÉS ALAKULÁSA A FOGYASZTÓI AGGREGÁLT MÓDSZER ALAKULÁSA ESETÉN



Forrás: Századvég-számítás

A Századvég számításai alapján fogyasztói aggregált módszer alkalmazásával átlagosan 44 százalékkal csökkenthetők a paksi atomerőművek napi túltermelései a referenciaesethez képest. A kritikusnak tekinthető 2031-es évben a korábbi 10,2 GWh-s maximális napi túltermelés mértéke 7,7 GWh-ra mérsékelhető az akkumulátoros fogyasztói aggregált megoldással.

52. ÁBRA: A PAKSI ATOMERŐMŰVEK VÁRHTÓ NAPI MAXIMÁLIS TÚLTERMELÉSE AZ AGGREGÁLT FOGYASZTÓI ENERGIATÁROLÁS ALKALMAZÁSA ESETÉN



Forrás: Századvég-számítás

## Központi aggregált megoldás

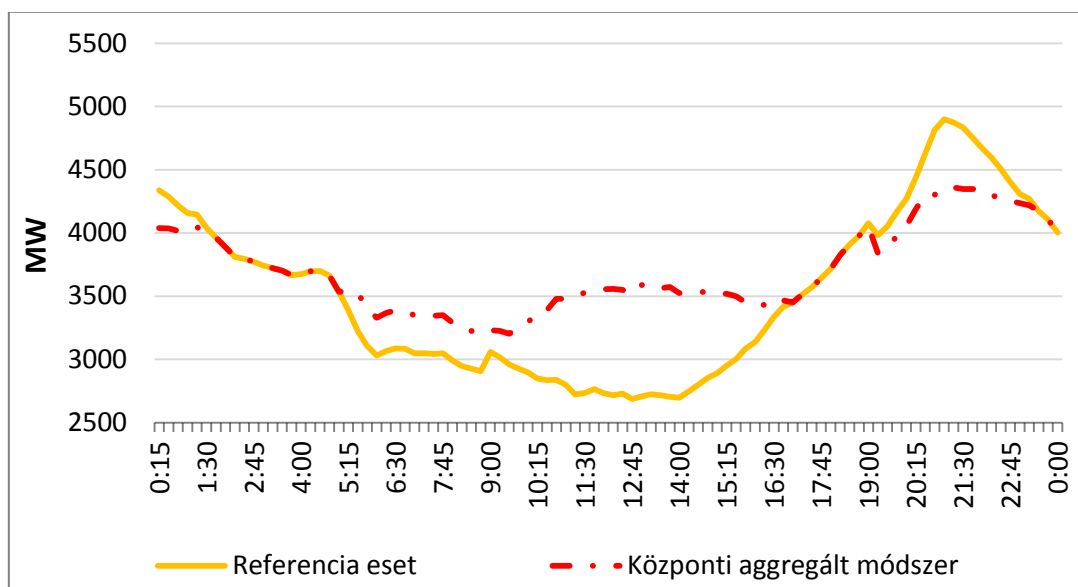
Az eddigi eredményeink alapján a legkedvezőbb megoldást a fogyasztói aggregált módszer biztosította, azonban a szóba jöhető tárolási technológiák – elsősorban a lítiumionos akkumulátorok – jelenleg rendkívül drágák, melyek a fogyasztói beruházási költségeket számottevően megnövelik. A prognózisok alapján a napelemekhez hasonlóan az akkumulátorárak esetében is nagymértékű csökkenés várható, ugyanis az elektromos autógyártás fokozatos elterjedésének hatására jelentős technológiai fejlesztések feltételezhetők, melyek következtében a 2030-as évekre már gazdaságos lehet az akkumulátorok alkalmazása. Azonban addigra, előrejelzésünk alapján, már több mint 150 000 napelem fog a magyarországi villamosenergia-rendszerben termelni, vagyis bár műszakilag az optimális megoldást a fogyasztói energiatárolás jelentené, a módszer alkalmazása gazdasági szempontból jelenleg kérdéses. Ennek következtében racionális megoldásnak az tűnik, melynek során a korábban bemutatott módszereket – a fogyasztói energiatárolást leszámítva – egyszerre alkalmazzuk<sup>24</sup>.

A központi aggregált módszer során a Századvég megvizsgálta, hogy a napelemek hatásosteljesítmény-szabályzása, a zónaidős árazás és a szivattyús-tározós erőmű egyidejű alkalmazása hogyan csökkentené a várható napelemes betáplálás rendszerszintű hatásait. Eredményeinkből egyértelműen megállapítható, hogy a központi aggregált stratégia

<sup>24</sup> Craig Lewis: Flattening the Duck: Facilitating Renewables for the 21st Century Grid, 2014.

alkalmazásakor a rendszerterhelési görbe alakja igencsak kisimul, ahogyan az 53. ábrán is megfigyelhető.

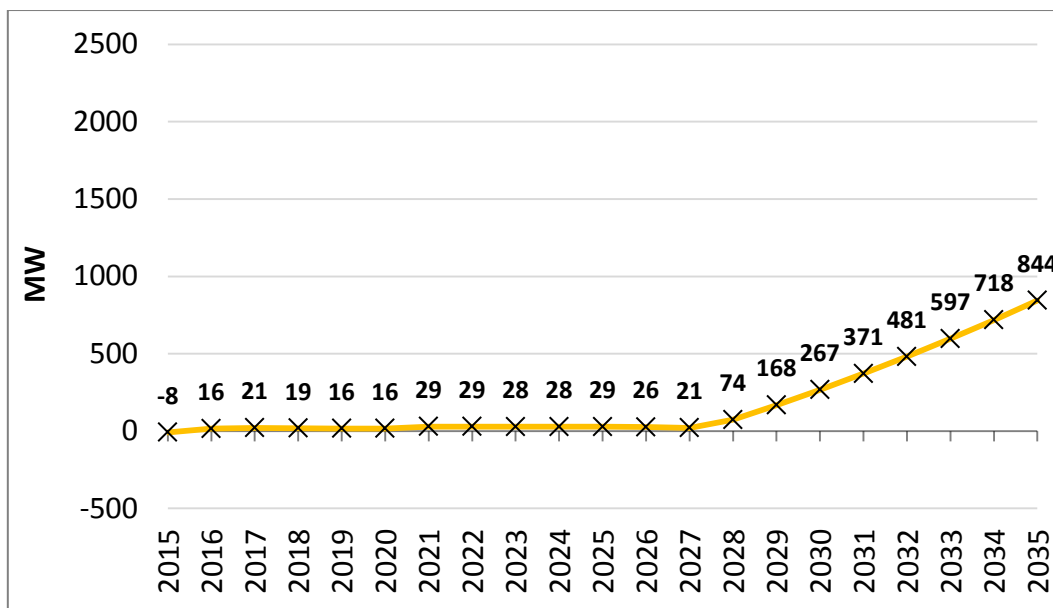
53. ÁBRA: A KÖZPONTI AGGREGÁLT MÓDSZER ALKALMAZÁSÁNAK HATÁSA A RENDSZERTERHELÉSI GÖRBE ALAKJÁRA



Forrás: Századvég-számítás

A központi aggregált módszer alkalmazásának előnye, hogy számításaink alapján a rendszerterhelés déli minimuma és az esti maximuma közötti eltérés gyakorlatilag elhanyagolhatóan kicsinek tekinthető 2027-ig. A vizsgált húszéves időtartamra a módszer átlagosan 88 százalékkal csökkenti az említett differencia értékét. 2035-re vonatkozóan a 2200 MW-os referenciaesetben tapasztalt eltéréshez képest az aggregált módszerrel ez az érték 844 MW-ra mérsékelhető.

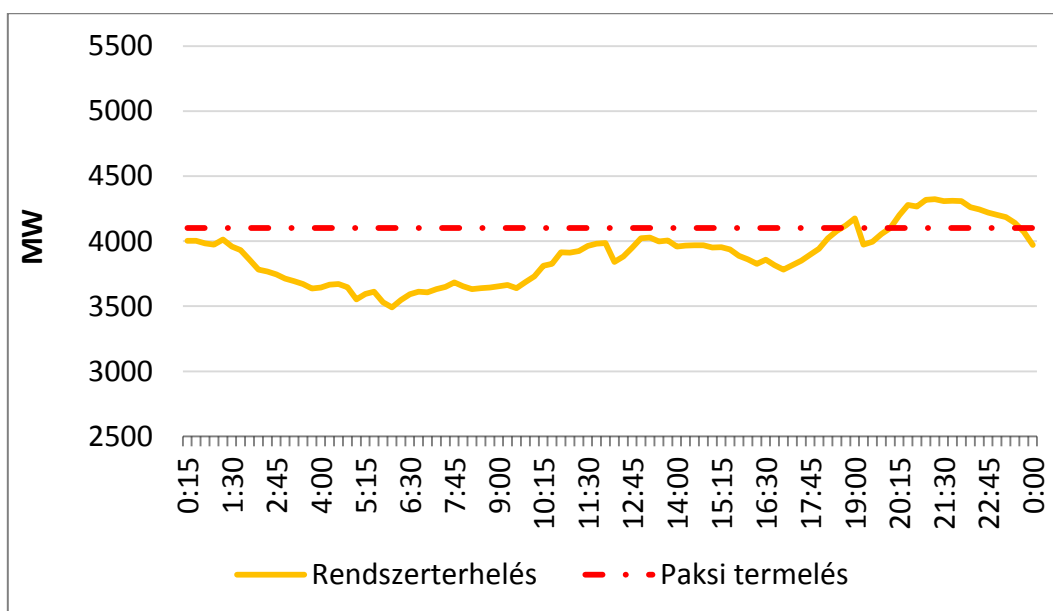
54. ÁBRA: A FOGYASZTÓI AGGREGÁLT MÓDSZER ALKALMAZÁSA ESETÉN A DÉLI MINIMÁLIS ÉS AZ ESTI MAXIMÁLIS TERHELÉSEK KÖZÖTTI ELTÉRÉS VÁRHATÓ ALAKULÁSA



Forrás: Századvég-számítás

A központi aggregált módszer alkalmazásának másik fontos előnye, hogy a paksi atomerőművek zsinórtermelésével közel azonos rendszerterhelés érhető el, ami rendszerirányítási szempontból kiemelten kedvező, valamint jelentősen csökkenti az atomerőművek túlermeléseinek mértékét.

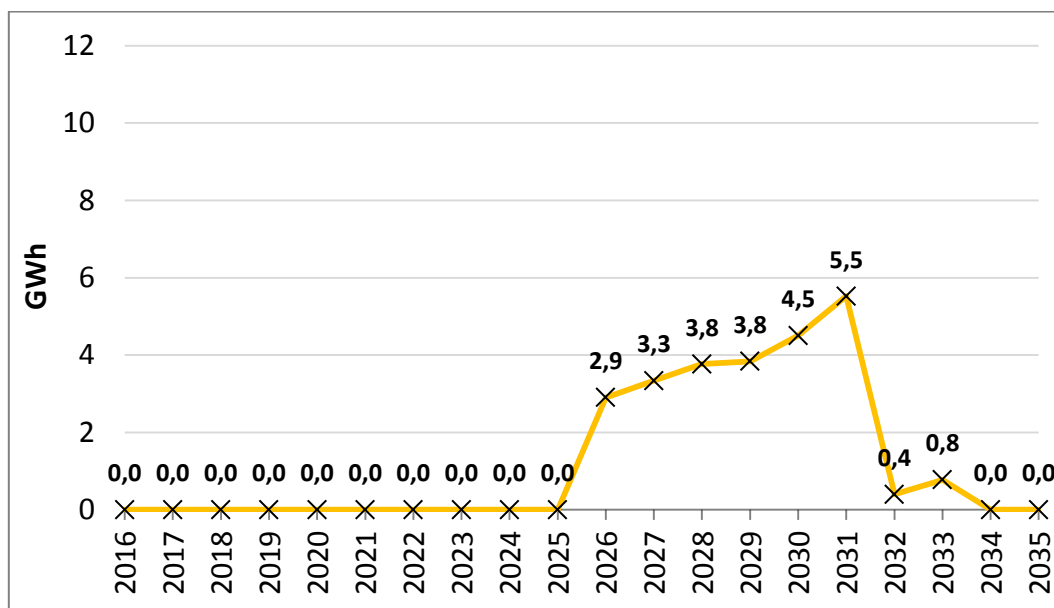
55. ÁBRA: A 2031-RE VÁRHATÓ PAKSI TÚLERMELÉS ALAKULÁSA A KÖZPONTI AGGREGÁLT MÓDSZER ALKALMAZÁSA ESETÉN



Forrás: Századvég-számítás

A Századvég számításai alapján a központi aggregált módszer alkalmazásával átlagosan 65 százalékkal csökkenthetők a következő húsz évre vonatkozóan a paksi atomerőművek napi túltermelése a referenciaesethez képest. A kritikusan tekinthető 2031-es évben a korábbi 10,2 GWh-s maximális napi túltermelés mértéke 5,5 GWh-ra mérsékelhető az aggregált megoldás alkalmazásával.

56. ÁBRA: A PAKSI ATOMERŐMŰVEK VÁRHATÓ NAPI MAXIMÁLIS TÚLTERMELÉSEI A KÖZPONTI AGGREGÁLT MÓDSZER ALKALMAZÁSA ESETÉN

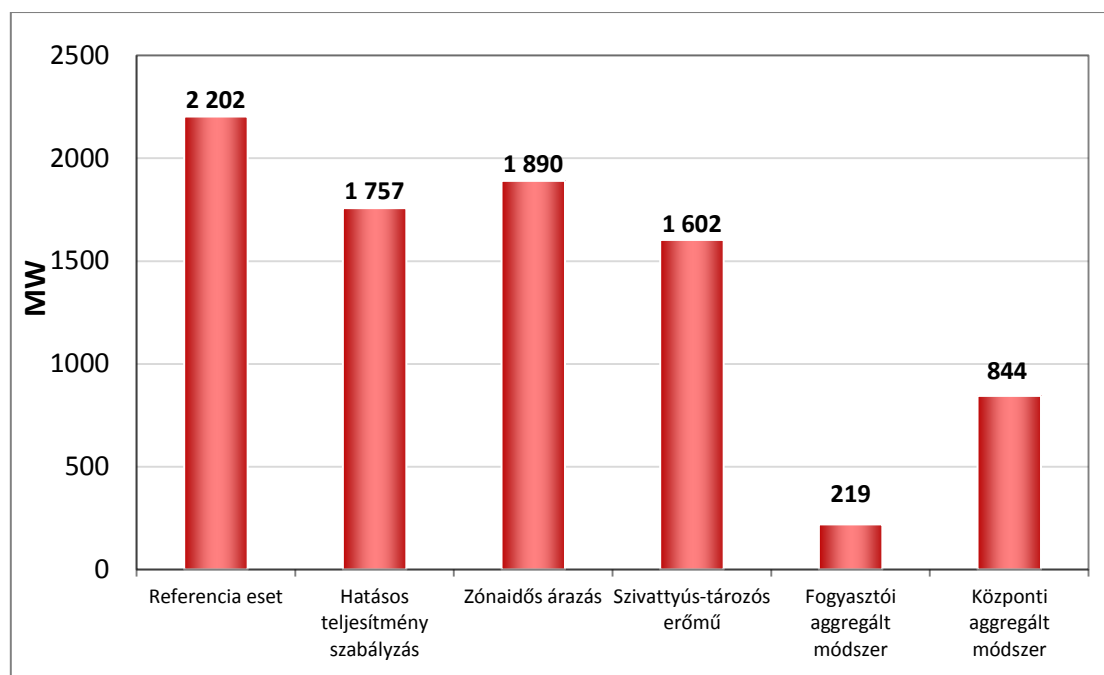


Forrás: Századvég-számítás

### A vizsgált módszerek értékelése

A tanulmány második felében megvizsgáltuk azokat az eljárásokat, melyek alkalmazásával a napelemes kapacitás várható növekedése okozta rendszerszintű problémák mérsékelhetők. A prognosztizált déli völgyidőszak és a kora esti csúcsterhelés közötti különbség akár a 2,2 GW-ot is elérheti 2035-ig, ami néhány óra alatt jelentős gradiensű felszabályozási igényt jelent. A kutatás eredményeként egyértelműen megállapítható, hogy a fogyasztói akkumulátoros energiatárolás és a zónaidős árazási módszer alkalmazása, vagyis a fogyasztói aggregált megoldással lehet a legnagyobb mértékben csökkenteni, voltaképpen teljesen megszüntetni a terhelések minimális és maximális értékei közötti differenciát. A központi aggregált módszerrel ezt az eltérést 62 százalékkal, vagyis 844 MW-ra lehet redukálni, ami a jelenlegi villamosenergia-rendszerben lévő üzemirányítási és szabályzási technikákkal már lényegében probléma nélkül kezelhető.

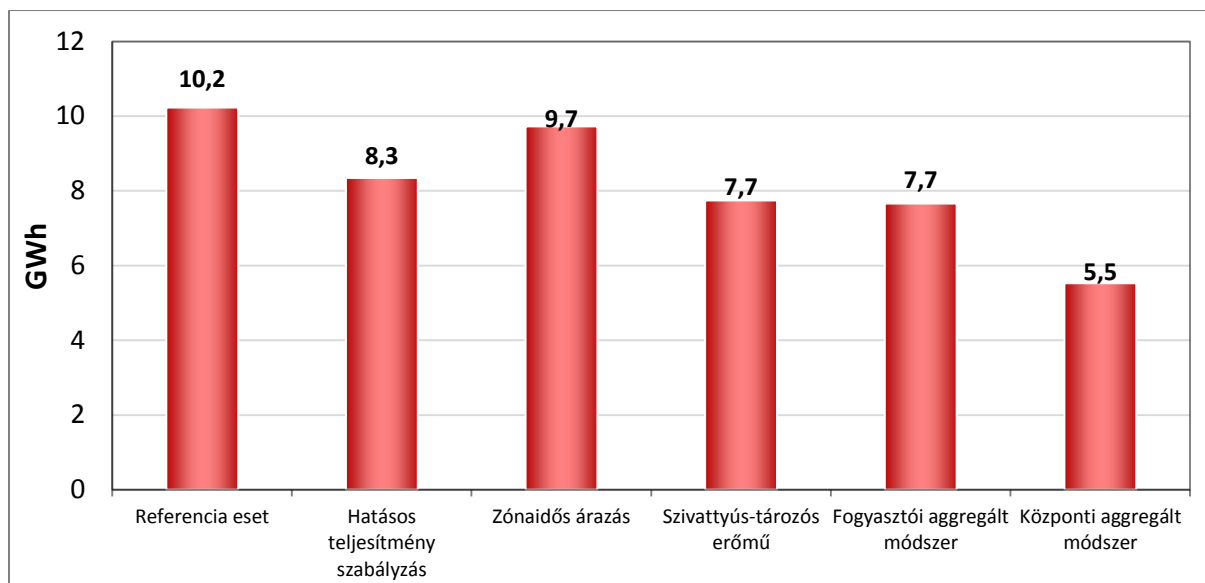
57. ÁBRA: A VIZSGÁLT MÓDSZEREK ALKALMAZÁSA ESETÉN A DÉLI MINIMÁLIS ÉS AZ ESTI MAXIMÁLIS TERHELÉSEK KÖZÖTTI ELTÉRÉS VÁRHATÓ ALAKULÁSA



Forrás: Századvég-számítás

A déli völgyidőszak és az esti csúcsigények közötti eltérésen felül megvizsgáltuk a tervezett paksi atomerőművek várható napi maximális túltermeléseinek mértékét. A kutatás eredményeként kijelenthető, hogy a 2031-re prognosztizált kritikus évben a központi aggregált módszer alkalmazásával lehet a legkedvezőbb eredményt elérni, ugyanis a referenciaesethez képest 46 százalékkal mérsékelhető a napi atomerőműves túltermelés mértéke, ami így 5,5 GWh-nak adódik.

58. ÁBRA: A PAKSI ATOMERŐMŰVEK VÁRHATÓ NAPI MAXIMÁLIS TÚLTERMELÉSEI A VIZSGÁLT MÓDSZEREK ALKALMAZÁSA ESETÉN



Forrás: Századvég-számítás

## A fejlesztések költségigényei

Abban az esetben, ha a Századvég prognózisa szerinti napelemeskapacitás-növekedés bekövetkezik, vagyis a hazai kapacitás 2035-ig eléri a 2,5 GWp értéket, akkor a fogyasztói napelemes beruházások elérhetik a 731,4 milliárd forintos összeget.

A zónaidős árazási módszer realizálásához gyakorlatilag okosmérők alkalmazása szükséges, ugyanis a zónaidős tarifarendszer bevezetéséhez nincs szükség teljes körű okoshálózat és AMI rendszer kiépítésére<sup>25</sup>. Ennek következtében a zónaidős árazási módszer bevezetése 250 euró/fogyasztó fajlagos költséggel vehető figyelembe<sup>26</sup>. Mivel a hazai okosmérés lefedettsége jelenleg elhanyagolhatóan kicsi, ezért 3 800 000 fogyasztóval számolva, a napelemes elterjedéshez hasonló ütemet feltételezve, ez közel 295 milliárd forintos beruházási összeget jelent.

A tanulmány első felében egy hazai kisméretű elosztóhálózati modellen keresztül bemutattuk, hogy a napelemes kapacitás várható növekedése következtében egy elosztói engedélyesnek mindenképpen érdemes feszültség szabályzási stratégiát bevezetnie a hálózatfejlesztési költségek csökkentése érdekében. Ennek eldöntése érdekében a nettó jelenértéken alapuló számításaink alapján, húszéves időtartamra vonatkozó beruházások tervezésekor a fellépő fejlesztési költségek akár 75 százalékkal is mérsékelhetők megfelelő szabályzási módszer alkalmazásával. Vizsgálataink alapján mind a hatásos teljesítmény szabályzásával, mind pedig az OLTC transzformátorral is nagymértékben csökkenteni lehet a

<sup>25</sup> Jim Lazar: Teaching the „Duck” to Fly, 2014.

<sup>26</sup> European Commission: Smart Grid Projects Outlook 2014, Smart Grid Consumer Collaborative: Smart Grid Economic and Environmental Benefits, 2014.



napelemes termelés fogadását biztosító elosztóhálózati fejlesztések költségeit, ugyanakkor a hatásos teljesítmény szabályzásával a lokális hatásokon túl a rendszerszintű problémák is enyhíthetők, ezért bevezetése javasolt. A hálózati modellben végzett vizsgálatainkban a hús évre vonatkozó elosztói beruházási költségek elérték a 36,5 millió forintot, amennyiben a napelemek nem vettek részt a szabályzásban. A hatásosteljesítmény-szabályzás bevezetésével ezek a költségek 5 millió forintos összegre csökkentek. Abban az esetben, ha a vizsgálati módszertanban is szereplő hálózati modellhez hasonlóan 8000–10 000 kV-os elosztóhálózati körzet jön létre 2035-ig, akkor a Századvég számításai alapján a napelemes termelés következtében szükséges elosztóhálózati beruházási költségek elérhetik a 365 milliárd forintot. Ezt a beruházási összeget a bemutatott szabályzási stratégiákkal jelentősen lehet mérsékelni, akár 50 milliárd forintra csökkenteni a hatásosteljesítmény-szabályzás alkalmazásával.

A napelemek hatásosteljesítmény-korlátozásának költségei a fogyasztóknál jelennek meg, ugyanis a módszer alkalmazása esetén, éves szinten mintegy 5 százalékkal csökkenhet a napelemek által megtermelt villamos energia<sup>27</sup>. Ugyanakkor a Századvég számításai szerint ennek a veszteségnek a hatása a fogyasztói BMR-értéket legfeljebb 0,5 százalékkal csökkenti. Napjaink modern napelemes inverterei már rendelkeznek olyan funkcióval, aminek segítségével az elosztói engedélyesek a telepítés előtt az inverterbe implementálhatják az általuk előírt szabályzási karakterisztikát, amely szerint a napelemek korlátozzák a betáplálásukat, így lényegében beruházási költség nélkül is bevezethető a napelemek hatásosteljesítmény-szabályzása.

Egy szivattyús-tározós erőmű lehetséges hazai megvalósítását számos tanulmány már vizsgálta korábban. Eredményeik alapján a magyarországi földrajzi viszonyok alkalmasak egy ilyen energiatárolós erőmű létrehozásához, sőt valójában semmivel sem különböznek a hazai adottságok a nemzetközi gyakorlatban megvalósult létesítmények adottságaitól<sup>28</sup>. A tanulmány során is vizsgált 600 MW teljesítményű szivattyús-tározós erőmű fajlagos beruházási költsége a telepítés helyszínétől függően a 600–800 euró/kW tartományban található, vagyis mintegy 150 milliárd forintos beruházási összeget jelent<sup>29</sup>. A Századvég vizsgálatai alapján egy szivattyús-tározós erőmű létesítésének célszerű időpontja a 2026-os év lehetne, tekintettel a paksi atomerőművi bővítésre.

A vizsgált fogyasztói aggregált módszer alkalmazása során a fogyasztóknál a következő 20 évben a 731,4 Mrd Ft napelem és 243,6 Mrd Ft tároló telepítési költség jelentkezik, ezen felül a villamosenergia-iparnak 294,5 Mrd Ft-ot kell költenie az okosmérés kiépítésére. A

<sup>27</sup> European Photovoltaic Industry Association: Connecting the Sun: Solar photovoltaics on the road to large-scale grid integration, 2012.

<sup>28</sup> GKI Energiakutató és Tanácsadó Kft.: A Szivattyús energiatárolás helyzetének elemzése, 2011.

<sup>29</sup> Szeredi István: Szivattyús energiatárolók helyzete Magyarországon, 2009.

fogyasztói tárolói aggregált módszerrel ugyanakkor az elosztóhálózati beruházási költségek lényegében teljesen megszüntethetők (3. táblázat).

*3. táblázat - A fogyasztói aggregált módszer fejlesztési költségeinek várható alakulása a következő 20 évben; Mrd Ft*

Év	Napelemek (fogyasztói költség)	Okos mérők (közösségi költség)	Fogyasztói energiatárolás (fogyasztói költség)
2016	20,3	5,7	6,7
2017	22,5	6,6	7,5
2018	24,6	7,6	8,2
2019	26,6	8,5	8,9
2020	28,5	9,5	9,5
2021	30,3	10,4	10,1
2022	32,0	11,4	10,7
2023	33,7	12,3	11,2
2024	35,3	13,3	11,7
2025	36,7	14,2	12,2
2026	38,2	15,2	12,7
2027	39,5	16,2	13,2
2028	40,9	17,1	13,6
2029	42,2	18,1	14,0
2030	43,4	19,0	14,4
2031	44,6	20,0	14,8
2032	45,9	20,9	15,3
2033	47,2	21,9	15,7
2034	48,7	22,8	16,2
2035	50,4	23,8	16,8
<b>Összesen</b>	<b>731,4</b>	<b>294,5</b>	<b>243,6</b>

*Forrás: Századvég-számítás*

A központi aggregált megoldás alkalmazása esetén a fogyasztóknál az előző változattal azonos mértékű napelem-kiépítési költség lép fel, azonban elmarad a tárolók telepítésének költsége. A villamosenergia-iparban azonban az előző változatban is fellépő okos mérés megvalósításának költségei mellett fellépnek a hálózat megerősítésének összességében 45,2 Mrd Ft-os költségei, valamint a szivattyús tározós erőmű 150 Mrd Ft-os költsége (táblázat).

4. táblázat - A központi aggregált módszer fejlesztési költségeinek várható alakulása a következő 20 évben; Mrd Ft

Év	Napelemek (Fogyasztói költség)	Okos mérők (közösségi költség)	Hálózat megerősítése (közösségi költség)	Szivattyús-tározós erőmű (közösségi költség)
2016	20,3	5,7	0,9	0
2017	22,5	6,6	1,1	0
2018	24,6	7,6	1,3	0
2019	26,6	8,5	1,4	0
2020	28,5	9,5	1,6	0
2021	30,3	10,4	1,7	0
2022	32,0	11,4	1,9	0
2023	33,7	12,3	2,1	0
2024	35,3	13,3	2,2	0
2025	36,7	14,2	2,4	0
2026	38,2	15,2	2,5	150
2027	39,5	16,2	2,7	0
2028	40,9	17,1	2,9	0
2029	42,2	18,1	3,0	0
2030	43,4	19,0	3,2	0
2031	44,6	20,0	3,3	0
2032	45,9	20,9	3,5	0
2033	47,2	21,9	3,7	0
2034	48,7	22,8	3,8	0
2035	50,4	23,8	4,0	0
<b>Összesen</b>	<b>731,4</b>	<b>294,5</b>	<b>49,2</b>	<b>150</b>

Forrás: Századvég-számítás