



## A SZÉLENERGIA MAGYARORSZÁGI BŐVÍTÉSÉNEK MODELLEZÉSE

A tanulmányt az Energiaklub megbízásából a Regionális Energiagazdasági Kutatóközpont (REKK) készítette a European Climate Foundation által támogatott projekt keretében.

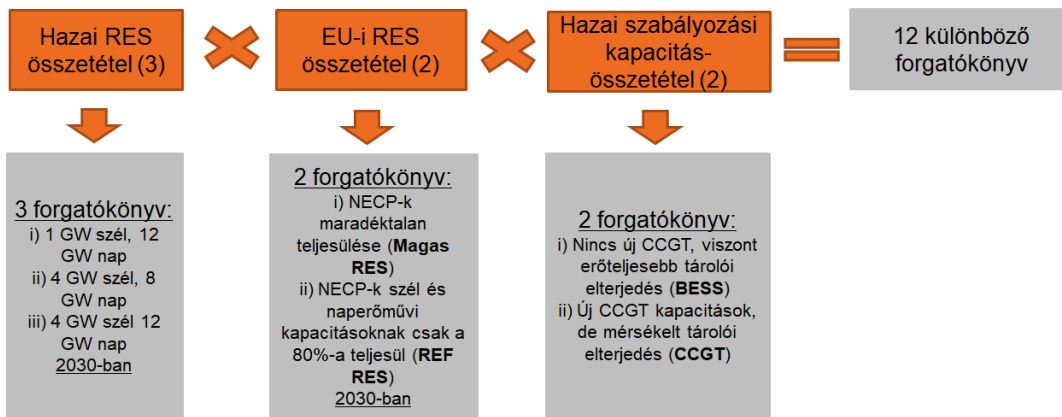
A tanulmány az Energiaklub Szakpolitikai Intézet és Módszertani Központ honlapján megtalálható, onnan letölthető: [www.energiaklub.hu](http://www.energiaklub.hu)

ENERGIACLUB 2024. április 30.

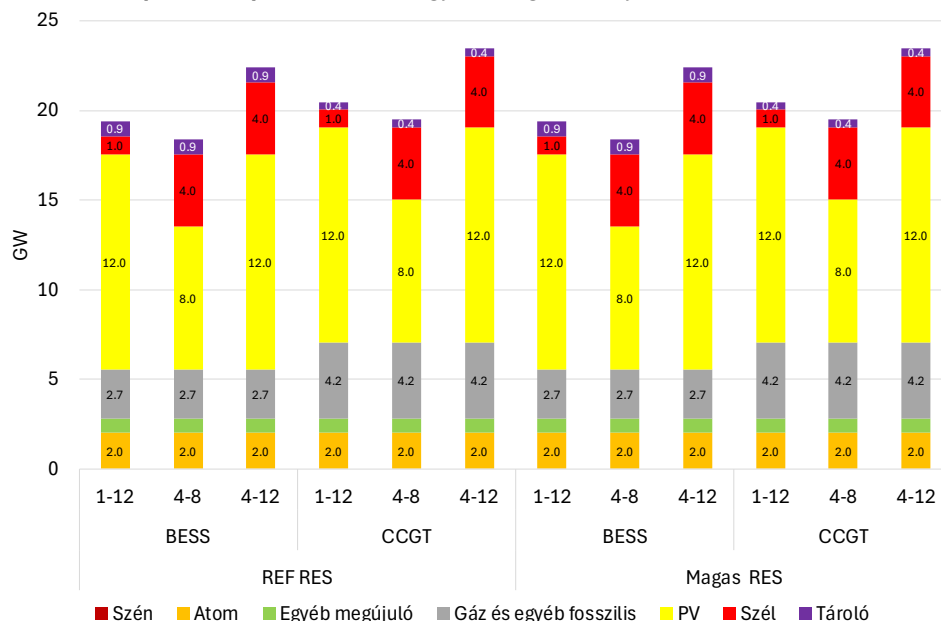
## 1. ELEMZETT FORGATÓKÖNYVEK

Jelen tanulmány célja, hogy elemezze a szélenergia kapacitások magyarországi bővítésének piaci hatásait. A REKK Európai Árampiaci Modelljének (EPMM) segítségével megvizsgáljuk, hogy különböző szélenergia-beruházási forgatókönyvek különböző PV kapacitásokkal kombinálva hogyan hatnak a magyar villamosenergia-rendszerre, az árakra, a megújuló piaci értékére, a villamosenergia-termelés és a szabályozási tartaléklekötések összetételére, valamint a rendszer összköltségére. Különböző európai megújuló penetrációt és hazai kapacitás bővülési összetételt (CCGT, illetve villamosenergia-tároló hangsúlyos pályák) feltételezve vizsgáljuk a különböző forgatókönyvek előnyeit, hátrányait, illetve költséghatékonyságát. A modellezett forgatókönyveket az 1. ábra, míg a különböző forgatókönyvekben feltételezett kapacitásokat a 2. ábra foglalja össze.

1. ábra: Vizsgált forgatókönyvek



2. ábra: Beépített kapacitások az egyes forgatókönyvekben, 2030

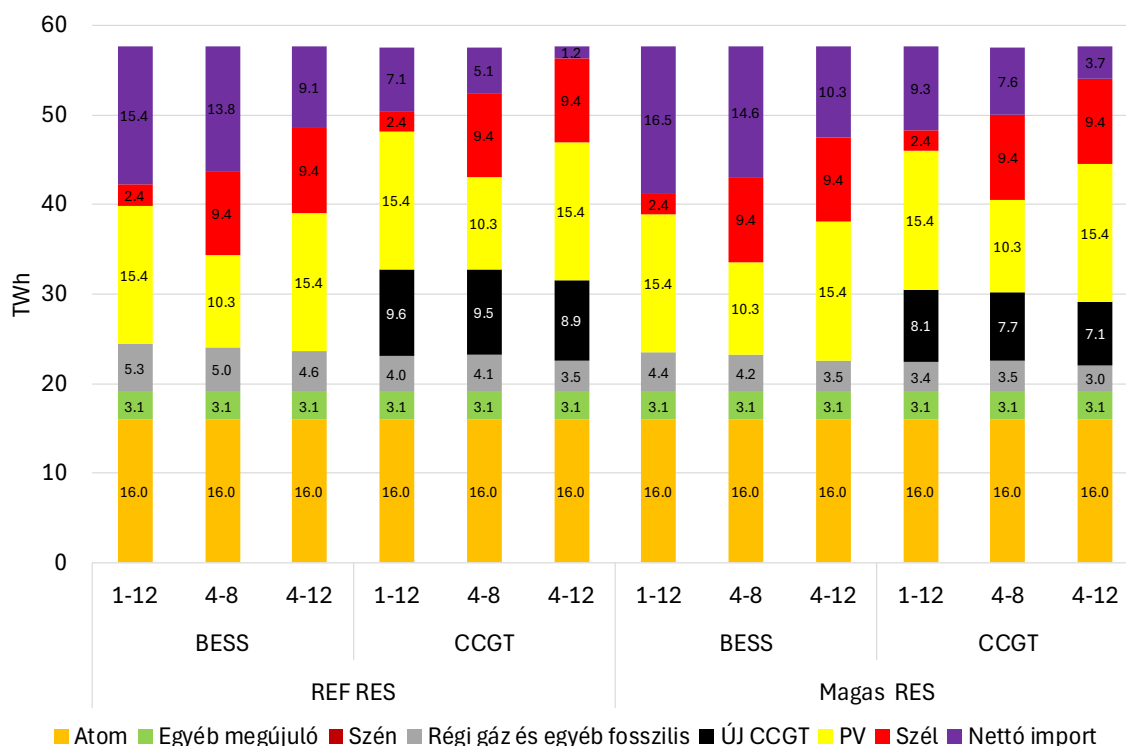


A különböző forgatókönyvek villamosenergia-piaci hatását 2030-ra fókuszálva mutatjuk be, de a megtérülési számítások elvégzéséhez a modellt a 2035, 2040, 2045 és 2050 évekre is lefuttattuk.

## 2. A VILLAMOSENERGIA-ÖSSZETÉTEL ÉS A CO<sub>2</sub> KIBOCSÁTÁS ALAKULÁSA

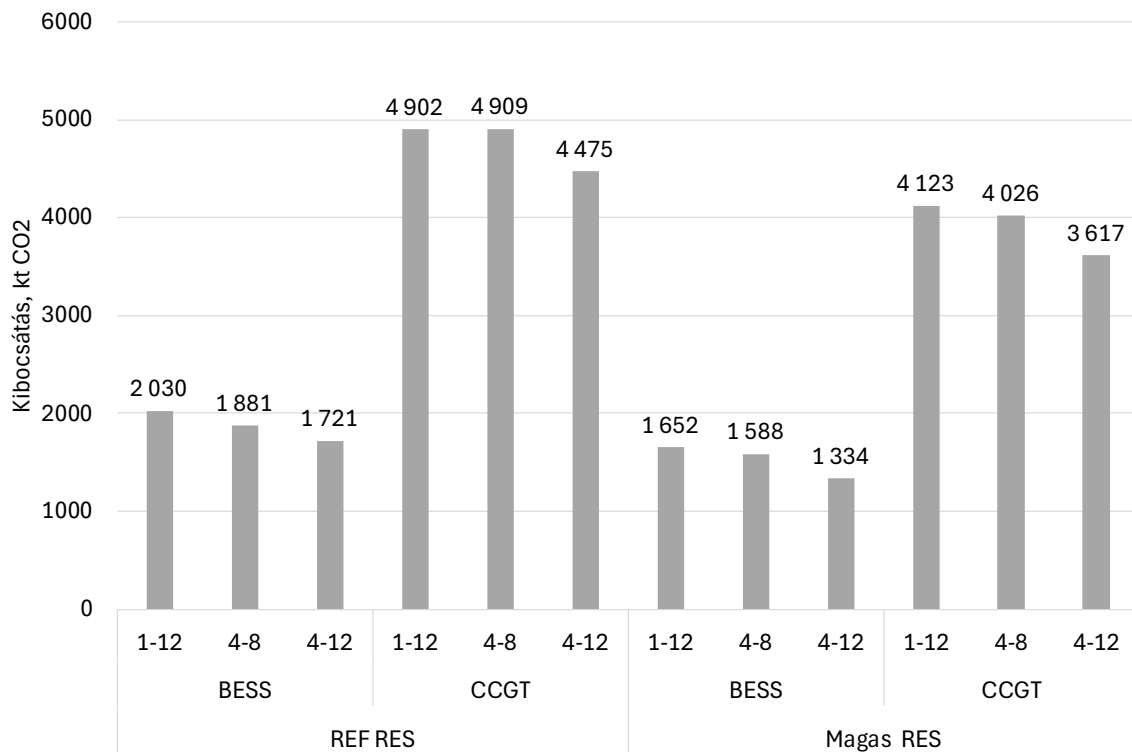
A 3. ábra illusztrálja a magyarországi villamosenergia-termelés modellezett összetételét 2030-ra. Látható, hogy a szélerőművek elterjedése nagyobb részt az importot, kisebb részt a földgáz alapú villamosenergia-termelést váltja ki. Ugyanakkor, a szélerőművek elterjedése nincs hatással a PV és atomerőművi termelés mértékére. Az új CCGT-k jelentős kihasználtsággal működnek, ugyanakkor csökkentik a már korábban működő gázos erőművek termelését. Ez a kihasználtság valamelyest csökken a szélerőművek és a PV-k elterjedésével. Az éves átlagos nettó import minden forgatókönyvben pozitív, az aránya a teljes fogyasztáshoz viszonyítva jelentős szóródást mutat, de minden forgatókönyvben 30% alatti.

3. ábra: Villamosenergia-összetétel



A 4. ábra a hazai szén-dioxid kibocsátás alakulását mutatja. Az új CCGT-k évente nagyjából 3 millió tonnával növelik, míg a szélerőművek 300-500 kt-val csökkentik a hazai CO<sub>2</sub> kibocsátást. A várakozásoknak megfelelően, magas európai megújuló penetráció esetében alacsonyabb a CO<sub>2</sub> kibocsátás, mivel ebben a helyzetben kevesebb földgáz alapú termelés valósul meg Magyarországon.

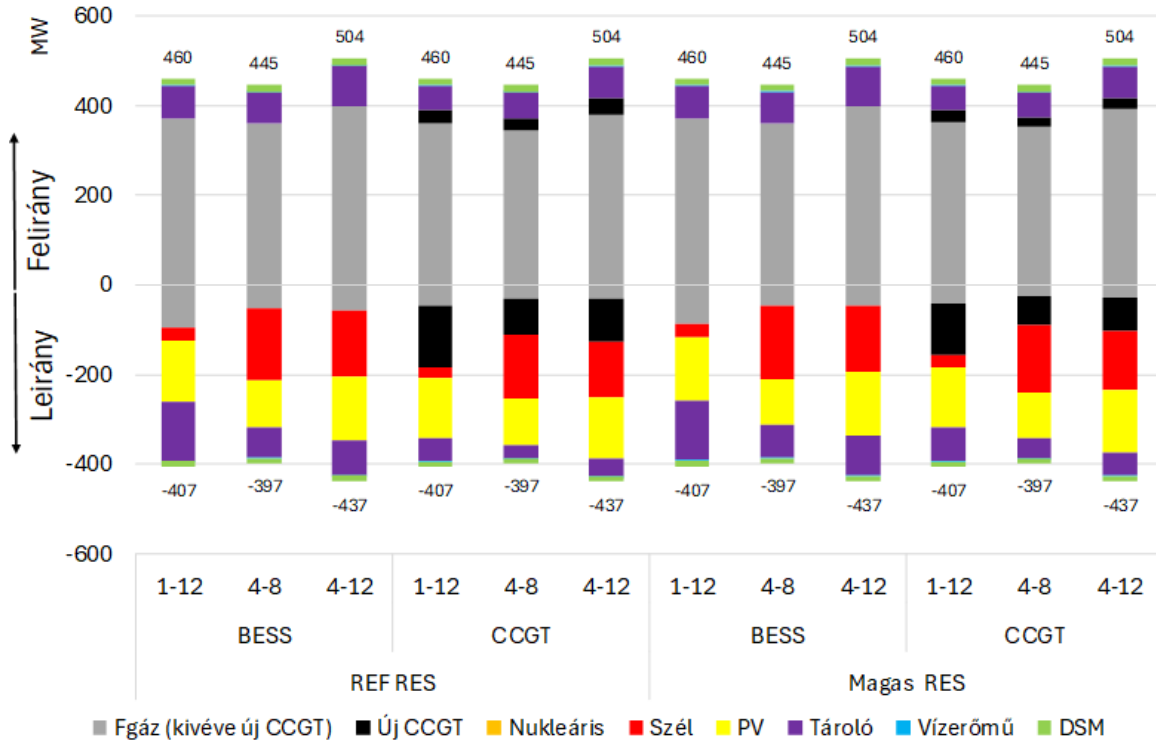
4. ábra: A villamosenergia-szektor CO<sub>2</sub> kibocsátásának alakulása



### 3. TARTALÉKPIACI HATÁSOK

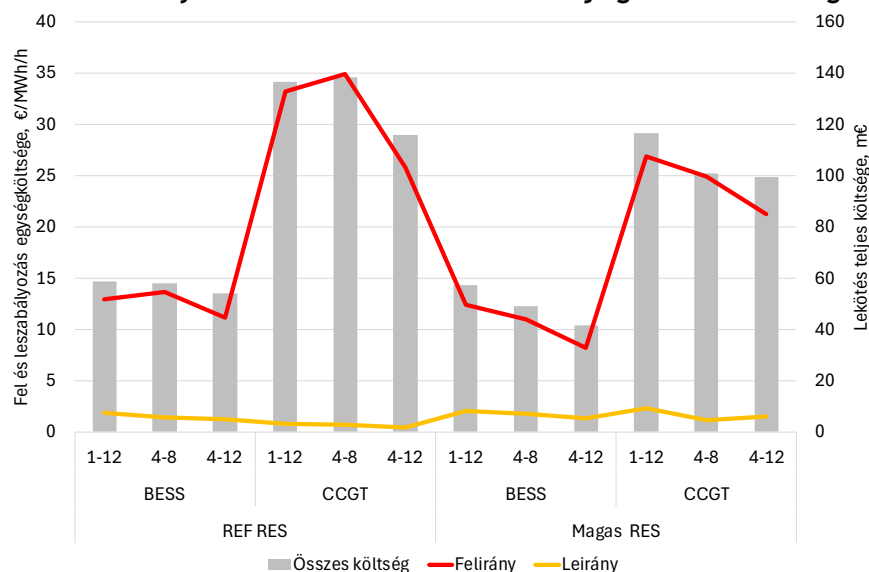
Az egyes országokban szükséges lekötött szabályozási tartalékok mennyiségét egy regressziós modell segítségével jelezzük előre: 5 év, illetve 16 ország adatai alapján becsültük meg, hogy a rendszerterhelés, illetve az időjárásfüggő megújuló termelői kapacitások függvényében hogyan változik a fel-és leirányú tartalékigény a modellezett országokban. Az 5. ábra a magyar tartalékigényt, és annak összetételét mutatja 2030-ra a különböző vizsgált scenáriókban. Látható, hogy az időjárásfüggő megújulók nagyobb mennyisége növeli a tartalékigényt mind fel, mind leirányban. Felirányban ezt a megnövekedett tartalékigényt a gázos és a tároló kapacitások nyújtják, az új CCGT-k alig jelennek meg a piacon. Leirányban a tartalékok összetétele eltérő: a gázos kapacitások, PV és tárolók mellett a magas szélerőművi kapacitás esetében a szélerőművek jelentős mértékben részt tudnak venni a szabályozásban. Az új CCGT-k részben a korábban működő gázos kapacitásokat, részben pedig a megújulókat és a tárolókat szorítják ki.

5. ábra: Szabályozási tartalékok összetétele



A 6. ábra az aFRR tartalékok lekötésének átlagos egységárát és teljes költségét mutatja. Látható, hogy a leirányú szabályozás fajlagos költsége minden szenárióban igen alacsony, köszönhetően a sok megújuló tartalékpiacon részvételének, és annak, hogy ezek a szereplők olcsón tudnak ilyen szolgáltatást nyújtani. Felirányban ugyanakkor jelentős különbségek figyelhetők meg az egyes forgatókönyvek között. Magasabb tárolói elterjedés esetén lényegesen alacsonyabb a tartaléklekötés fajlagos költsége, mint az új CCGT kapacitások feltételező forgatókönyvekben. Felirányban ezek az erőművek meglehetősen drágák, ezért a részvételük nem jelentős, ugyanakkor az árak emelkedését okozzák. Bár a szélerőművek elterjedése növeli a tartaléktartási igényt, mégis abból kifolyólag, hogy ők is - olcsón - részt tudnak venni a lesabályozásban, a lekötés összköltsége csökken.

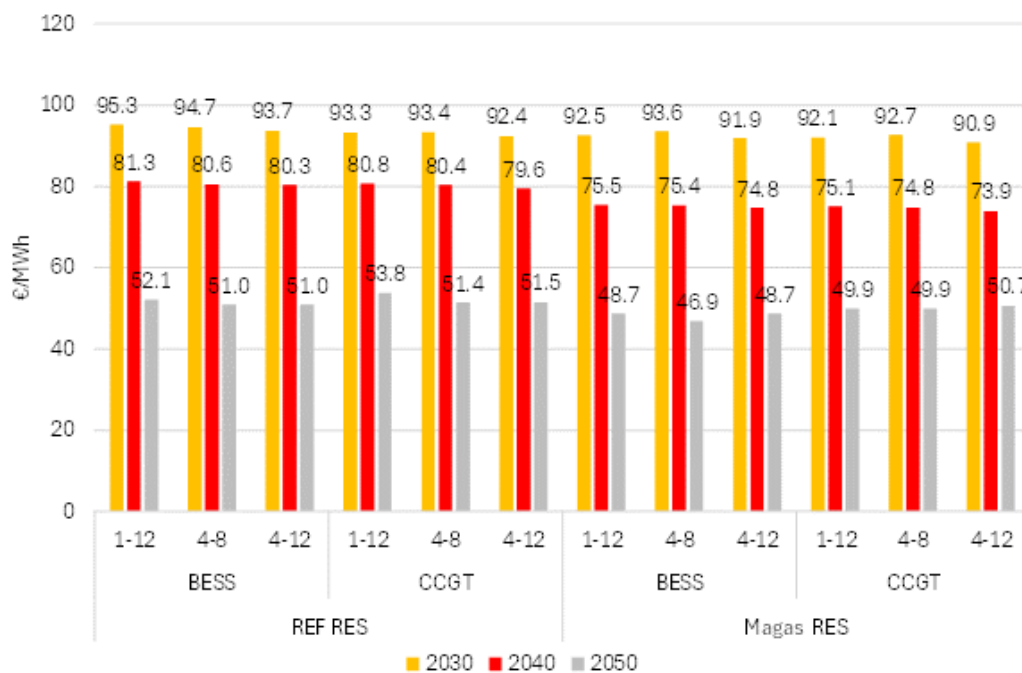
6. ábra: Szabályozási tartalékok lekötésének fajlagos és összköltsége



## 4. AZ ÁRAKRA VALÓ HATÁS

A modellezett éves átlagos nagykereskedelmi árakat a **7. ábra** foglalja össze. Látható, hogy az idő előrehaladtával elsősorban a megújuló kapacitások növekedésének köszönhetően a nagykereskedelmi ár csökken. A scenáriók közötti különbség, illetve egymáshoz való viszonyuk is változik a különböző modellezett években. Míg 2030-ban és 2040-ben megfigyelhető, hogy minél több kapacitás áll rendelkezésre, annál olcsóbb a nagykereskedelmi villamosenergia-ár, 2050-ben ez a tendencia már nem egyértelmű. A PV-k „lecserélése” szélerőműre alacsony nemzetközi RES penetráció esetén árcsökkentő, magas RES kapacitás esetében árnövelő hatású. A várakozásoknak megfelelően a szélerőművek növelése a PV-k változatlan mennyisége mellett csökkenti a nagykereskedelmi árat (0,6-1,6 €/MWh). 2030-ban a 1,5 GW-nyi új CCGT jelentősen csökkenti a nagykereskedelmi árakat (-0,4-2,0 €/MWh), különösen az alacsony RES forgatókönyv esetében. 2050-re azonban már a tároló túlsúlyos kapacitás-összetétel eredményez alacsonyabb árakat (-0,4-3,0 €/MWh-val).

**7. ábra: Modellezett villamosenergia nagykereskedelmi árak, €/MWh**

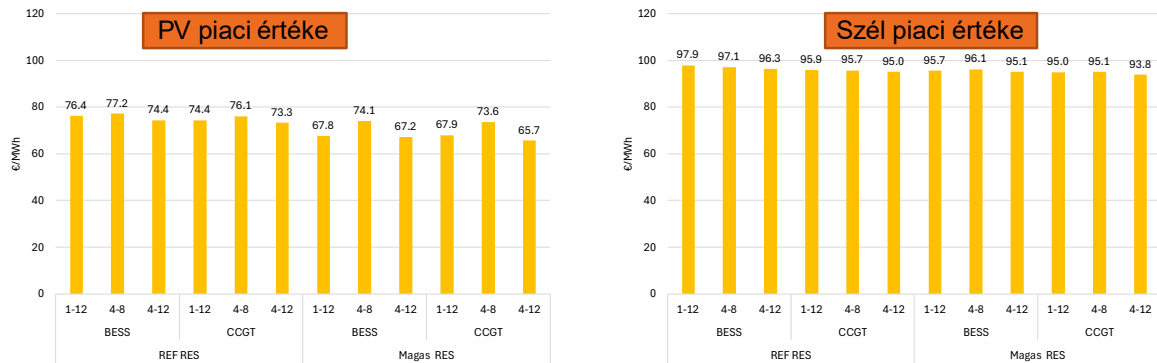


A **8. ábra** a PV és a szél piaci értékét<sup>1</sup>, mutatja meg. Látható, hogy a szél esetében nem figyelhető meg a kannibalizációs hatás. 12 GW PV kapacitást feltételezve a szélkapacitásokat 4 GW-ra növelve stagnál, sőt néhány esetben növekszik a szélerőművek piaci értéke a zsinórtermék árához viszonyítva. A PV-k esetében ugyanakkor ez a hatás erős: 2030-ban 2-7% ponttal csökken a vizsgált mutató, ha 4 GW szélkapacitást feltételezve a PV mennyiségét 8-ról 12 GW-ra növeljük. A szélerőművek piaci értékére nem hat jelentősen sem a külföldi kapacitások elterjedése, sem a CCGT elterjedése.

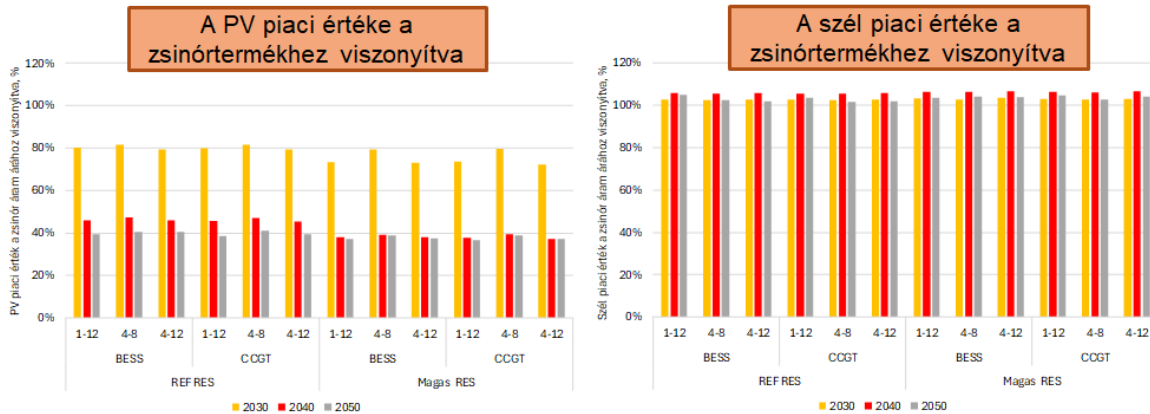
A **9. ábra** pedig ezeket a piaci áraknak az alakulását a zsinórtermék árához viszonyítva mutatja. Látható, hogy összességében alacsony a különbség az egyes forgatókönyvek között. A legmagasabb PV piaci érték az alacsony PV és RES forgatókönyvben alakul ki. A magas európai RES penetráció jelentősen csökkenti a hazai PV termelés piaci értékét is.

<sup>1</sup> A piaci érték az adott erőmű órás termelésével súlyozott villamosenergia-átlagárát jelenti.

8. ábra: A PV és A szél piaci értékének alakulása 2030-ban



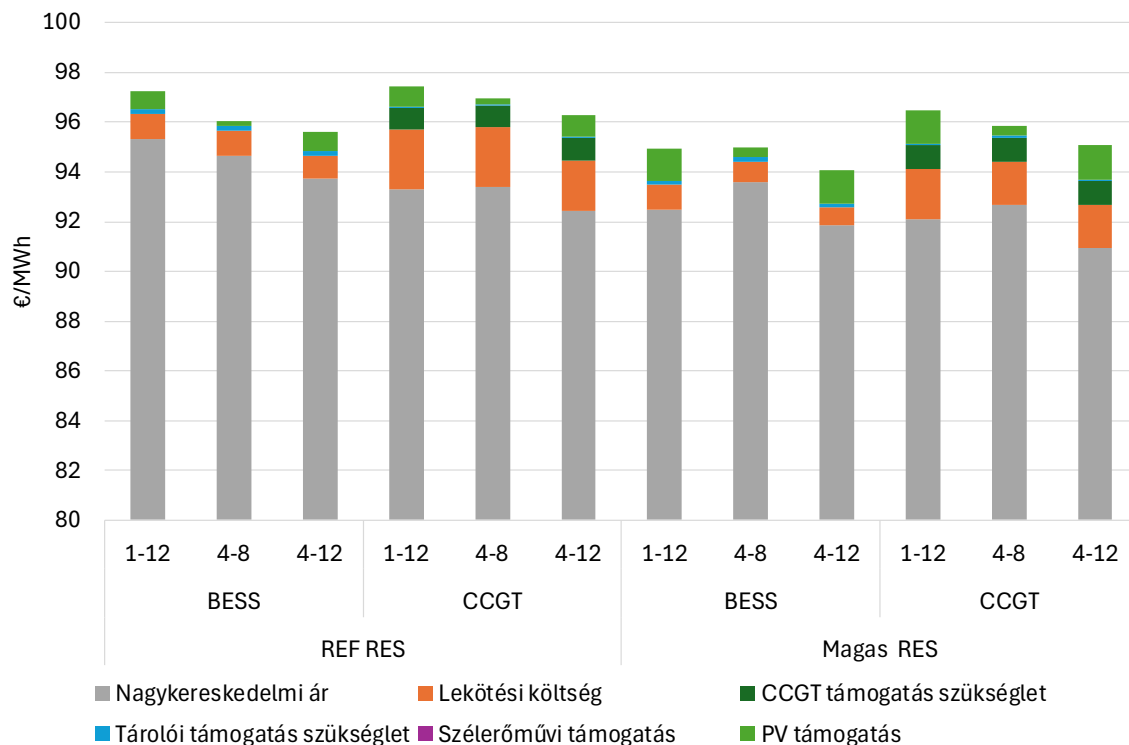
9. ábra: A PV és a szél piaci értéke a zsinórtermékhez viszonyítva



A fent bemutatott modellezési eredményekből kiindulva meghatároztuk a feltételezett új kapacitások (CCGT, tároló, PV és szél kapacitások) támogatási igényét, amely ahhoz szükséges, hogy az adott beruházás megtérüljön. A megtérülési számítás módszertanát és az eredményeket a függelék tartalmazza.

Az összes vizsgált költség tételt (PV, szél, CCGT és tárolói támogatás; tartaléklekötési költség és nagykereskedelmi ár) ezt követően szétosztottuk a teljes hazai fogyasztásra, hogy megkapjuk, hogy ár szempontjából melyik a legelőnyösebb forgatókönyv, vagyis, hogy mely forgatókönyvben a legkisebb a fogyasztók kiadása. Ezt mutatja a 10. ábra. A szélerőművek negatív támogatási igénye nem jelenik meg az ábrán a következő okokból: bár a szélerőművek becsült támogatási igénye negatív, így egy kompetitív Metár tenderen való részvétel esetén olyan ajánlatot adnának, mellyel nettó befizetőkké válnak az élettartamuk alatt, tehát bevételt generálnak a rendszernek, ilyen körülmények között azonban a tenderen való indulásuk nem valószínű, mivel jövedelmezőbb számukra, ha tisztán piaci alapon megépülnek. Ebben az esetben azonban a negatív támogatási igény nem csökkenti a rendszer teljes támogatási igényét.

10. ábra: Elemzett végfogyasztói árkomponensek alakulása



Számításaink szerint a legalacsonyabb költségeket eredményező forgatókönyv a BESS-4-12 forgatókönyv (függetlenül az európai RES kapacitások mértékétől), azaz magas szél és PV kapacitás kiépítése jelentős tárolói elterjedtséggel kombinálva, viszont új CCGT erőművek nélkül.

Fontos megjegyezni, hogy a lekötési költség jelentős, így annak esetleges változása nagymértékben képes lehet megváltoztatni az egyes forgatókönyvek sorrendjét.

## 5. ÖSSZEZÉS, AJÁNLÁSOK

Összességében megállapítható, hogy a rendszer összköltsége szempontjából a legjobb forgatókönyv a BESS-4-12 forgatókönyv, amely magas szélenergia és PV kapacitást, és új CCGT-k helyett jelentős tárolói kapacitásbővülést feltételez. Bár a magas megújuló kapacitások jelentősen növelhetik a tartalékigényt, egyik modellezett szcenárióban sem merül fel ellátásbiztonsági probléma.

A modellezési eredmények azt mutatják, hogy a szélenergia kapacitások növelése nagyobb részt az importot, kisebb részt a földgáz alapú villamos energiatermelést váltja ki. Ez utóbbi eredményeképpen jelentősen csökken a hazai CO<sub>2</sub> kibocsátás. A szélenergia kapacitások jelentős szereppel bírnak a tartalékpiacon, hiszen a leirányban történő nagyarányú részvételükkel a felirányú kínálatot is növelik azáltal, hogy az általuk kiváltott gázos és tárolói kapacitások a felirányú piacon jelennek meg. Érdekes eredmény, hogy bár a szélenergia kapacitások emelkedése növeli a tartalékigényt, ennek hatása a lekötési költségekre kisebb, mint annak, hogy a szabályzásban való részvételükkel csökkentik az árat. Szintén fontos



megjegyezni, hogy a szélerőművek piaci értéke a zsinór árakhoz viszonyítva minden scenárióban 100% fölötti, a támogatási igényük pedig minden scenárióban negatív., ami azt jelenti, hogy a projektek nem igénylenek támogatást, sőt bizonyos körülmények között a beruházók még befizetésre is hajlandók lehetnek a projekt megvalósulása érdekében.

A szélerőművekkel ellentétben a PV esetében jelentős a kannibalizációs hatás, esetükben a piaci érték a zsinór árakhoz viszonyítva 40 és 80% között alakul, a támogatási igényük a termelésükhöz viszonyítva minden scenárióban pozitív, 5,2 és 10,8 €/MWh között változik, melynek fogyasztókra jutó költsége 0.2-1.4 €/MWh. A kannibalizációs hatás miatt a bevétel, amit ezek az erőművek realizálni tudnak erősen csökken, így hosszú távon számolni kell azzal, hogy a naperőművek részéről a jövőben újra felmerül a támogatási igény, akkor is, ha a PV-k beruházási költsége folytatja az eddigi csökkenő tendenciát. A támogatási igényt tekintve tehát a szélerőművi kapacitások növelése előnyösebb a PV-vel szemben.

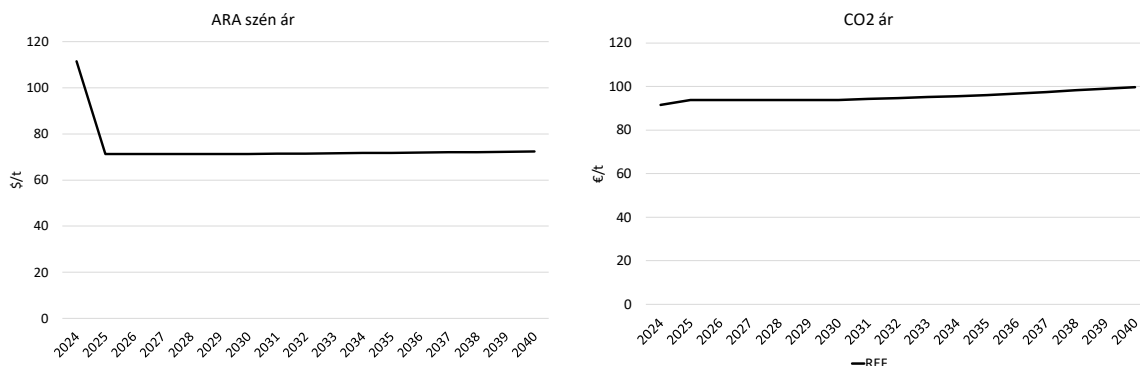
A tárolók kapcsán is megállapítható, hogy jelentős a tartalékpiacon szerepük, a tartaléktartás költsége mintegy 60%-kal alacsonyabb azokban a scenáriókban, ahol az új CCGT-k megépülése helyett a tároló kapacitások bővülnek. Szintén a tárolók mellett szól a CCGT-ek szemben, hogy hosszabb távon is képesek fenntartani a rövid távú profitjukat, így az egységnyi fogyasztásra vetített támogatási igényük jóval alacsonyabb, 0,1-0,5 €/MWh között alakul. Ugyanakkor a tárolók esetében is megjelenik a kannibalizációs hatás, azokban a scenáriókban, ahol új CCGT-k épülését, és alacsonyabb tárolói kapacitás felfutást feltételezünk, harmadával csökken a támogatás igény.

Az új CCGT erőművek elsősorban a termékpiacon játszanak szerepet, a tartalékpiacon csak kismértékben jelennek meg, ugyanakkor a tárolókhöz képest jelentősen növelik a tartaléknyújtási költségeket. Kiemelendő, hogy az új CCGT kapacitások által realizálható profit az idő előrehaladtával meredeken csökken, 2035-től már a fix működési költségeket sem tudják kitermelni, így a támogatási igényük jelentős. Fontos megjegyezni ugyanakkor, hogy amennyiben 1,5 GW-nál kisebb kapacitást építenénk, annak a fajlagos mutatói sokkal jobbak lennének, mivel az új kapacitások mintegy 1 TWh korábbi gázos termelést szorítanak ki. Mindezek mellett az új CCGT kapacitások jelentősen - 3 millió tonnával - növelik meg a CO<sub>2</sub> kibocsátást.

## 6. MELLÉKLET

### A legfontosabb inputadatok bemutatása

11. ábra: Szén és CO<sub>2</sub> ár feltételezés



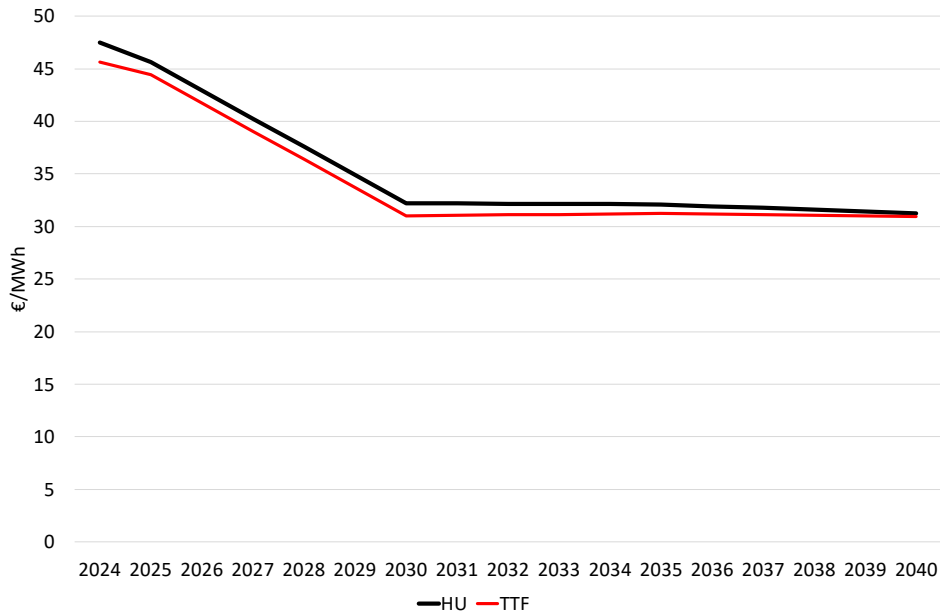
**Előrejelzés forrása:**

- EC (2022 vége): 107 \$/t (2030), 115 \$/t (2040)
- IEA WEO (2023) előrejelzés:
  - 60-72\$/t 2030-ban, 45-73 \$/t 2050-ben
- EC 2040 90% hatáselemzése (2024 február):
  - 106\$/t (2030) és 112 \$/t (2040)

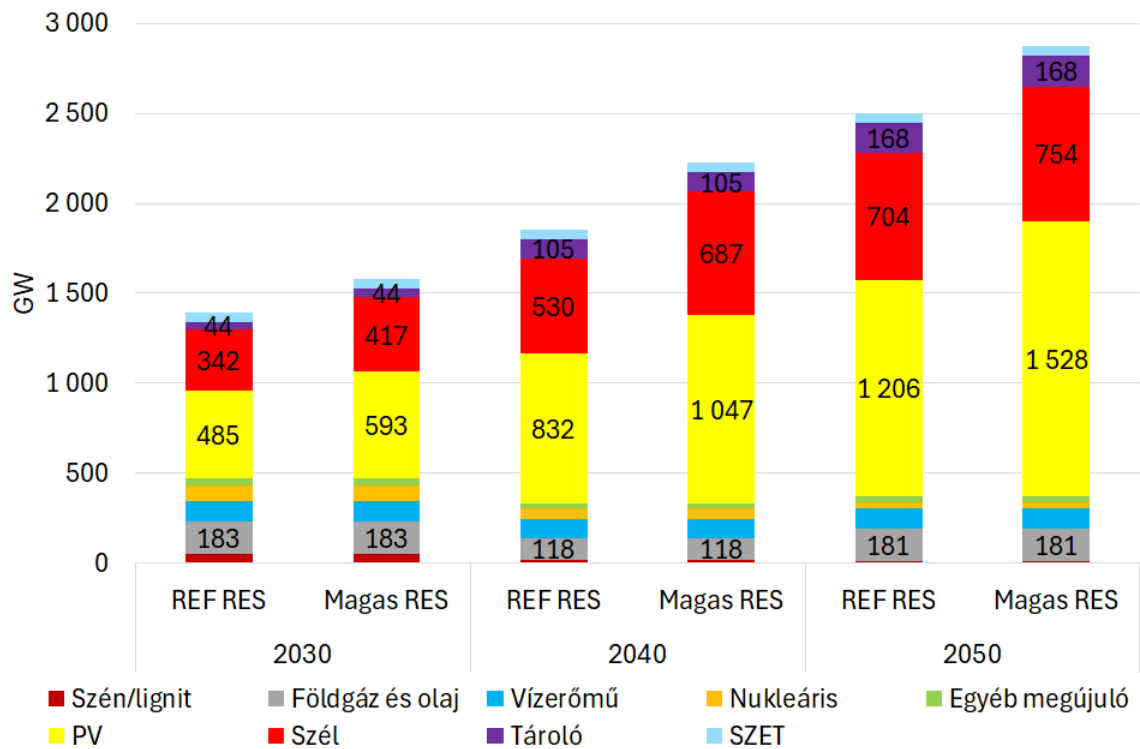
**Előrejelzés forrása**

- IEA WEO (2023) előrejelzés:
  - 2030: 116-135€/t; 2040: 125-200€/t
- EC (2022 vége):
  - 94 €/t 2025-re és 2030-ra, 100-290 €/t 2040-re
- EC 2040 90% hatáselemzése (2024 február):
  - 160-290 €/t 2040-re

12. ábra: A hazai és TTF földgázár előrejelzés



13. ábra: EU27 villamosenergia-kapacitás összetétele



### Megtérülésszámítási módszertan

Az új CCGT, tároló, PV és szél kapacitások fajlagos támogatásigényét nettó jelenérték alapon (NPV) határoztuk meg. Ez az összeg azt mutatja meg, hogy mekkora támogatás szükséges a fogyasztóktól ahhoz, hogy éppen megérje a beruházást megvalósítani. A fajlagos támogatási igényt a következőképpen határoztuk meg:

Fajlagos támogatásigény (€/MWh) = Kapacitás (MW) \* Fajlagos NPV (€/MW) / Éves hazai fogyasztás (MWh) ahol a

Fajlagos NPV =  $-CAPEX + \sum_{i=1}^n (\text{Profit} - \text{Fix OPEX}) \times DF(i)$ , ahol n = élettartam; DF a diszkontfaktor

A képletben szereplő profit a következőképpen határozódik meg az új CCGT-k és tárolók esetében:

$$\text{Profit}_t = \text{Termékpiazi bevétel} + \text{tartalékpiazi bevétel} - \text{tüzelőanyagköltség} - \text{CO2 költség} - \text{rövid távú OPEX}$$

A profit a PV és szélenergia kapacitások esetén pedig:

$$\text{Profit}_t = \text{Termékpiazi bevétel} + \text{tartalékpiazi bevétel} - \text{kiegyenlítő költség}$$

$DF = \frac{1}{(1+r)^t}$ , ahol r a reál diszkontráta.

A számítás során alkalmazott értékeket az **1. táblázat** foglalja össze.

**1. táblázat: A megtérülési számítások során alkalmazott feltételezések**

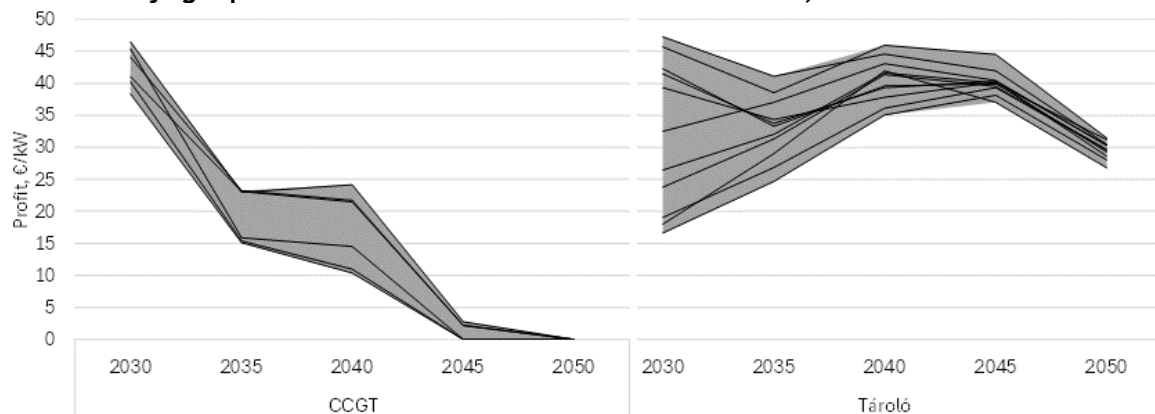
	CCGT	Tároló	PV	Szél
CAPEX, €/kW	830	456	580	1007
Fix OPEX, €/kW	27.8	15	14.2	36.4
Kiegyenlítő ktg. (€/MWh)			7.5	7.5
Reál diszkontráta, %	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
Élettartam, év	25	25	20	20

## A megtérülési számítások eredményei

A fent bemutatott módon kiszámított új CCGT és tárolói profitok intervallumát a különböző forgatókönyvekben mutatja a **14. ábra**. Látható, hogy a CCGT-k profitja folyamatosan csökken, 2045-re szinte teljesen eltűnik azzal együtt, hogy ebben nincsenek benne az éves fix működtetési költségek és a tőkeköltség sem. 2035-től az új CCGT-k már a fix működési költségeket (2,8€/kW) sem tudják kitermelni.

A tárolók ezzel szemben képesek növelni, vagy legalább szinten tartani a profitjukat, amely minden forgatókönyvben/évben meghaladja a fix működtetési költségeiket (15 €/kW). Összességében azonban elmondható, hogy egyik típusú beruházás sem megtérülő.

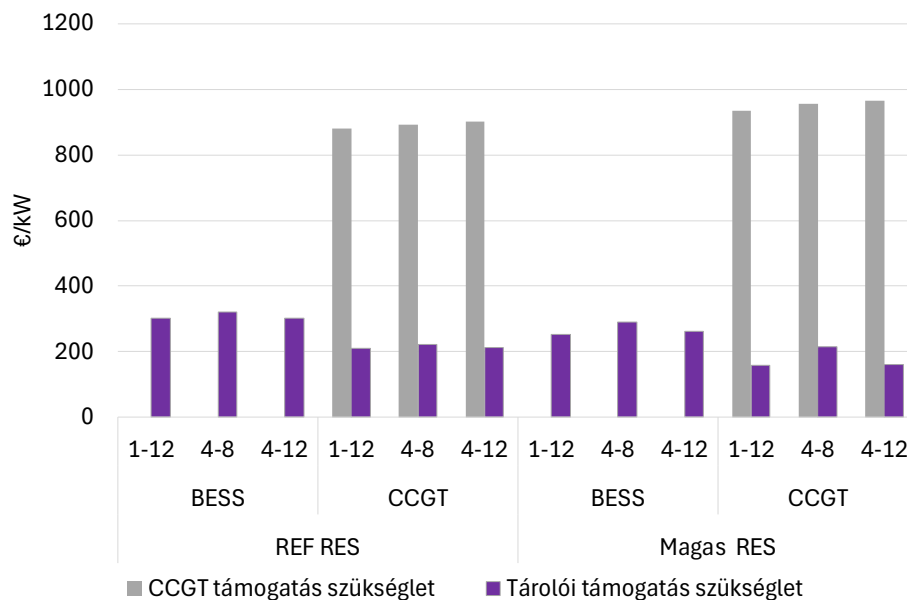
**14. ábra: Fajlagos profitok alakulása a CCGT és tárolók esetében, €/kW**



A fenti két technológia számított támogatási igényét mutatja a 15. ábra. Látható, hogy a CCGT-k fajlagos támogatásigénye jelentős. Ebben jelentős szerepet játszik, hogy a túl nagyméretű kapacitás (1,5 GW) rontja a megtérülést. Kevesebb új kapacitás megépülése esetén valószínűsíthetően arányaiban kisebb lenne a támogatásigény.

Az ábrán az is megfigyelhető, hogy a PV-hez hasonlóan a tárolók esetében is megjelenik a kannibalizációs hatás, mivel a kevesebb tárolót feltételező CCGT forgatókönyvben harmadával kisebb a támogatásigény. A külföldi megújuló kapacitások mennyisége eltérően hat a CCGT-k és a tárolók jövedelmezőségére: a magasabb európai RES kapacitás a tárolók támogatási igényét kismértékben csökkenti, míg a CCGT-két növeli.

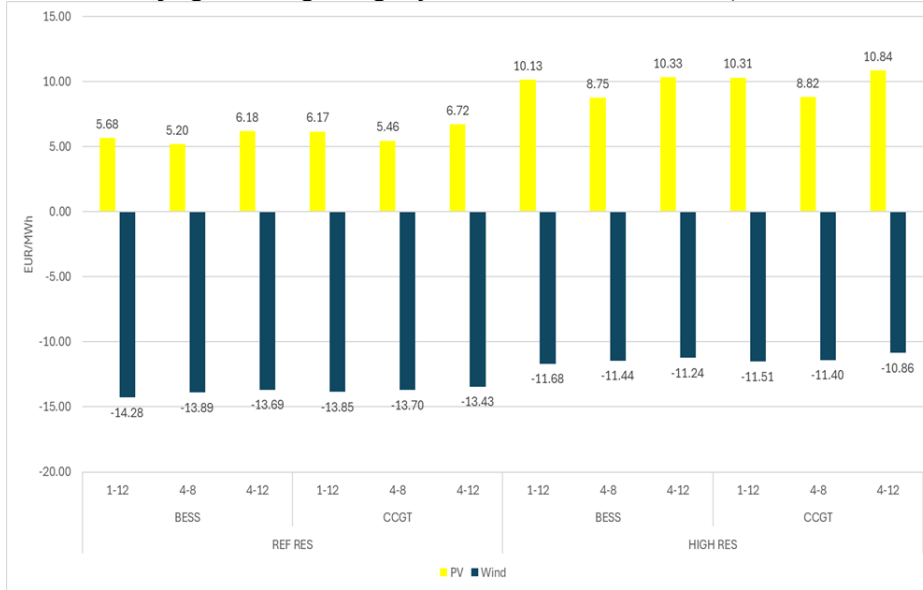
**15. ábra: Fajlagos támogatásigény a CCGT és tárolók esetében, €/kW**



Az új megújuló kapacitások támogatási igényét a 16. ábra jeleníti meg. Látható, hogy az újonnan épített naperőművek NPV-je negatív, míg az új szárazföldi szélenergiáké pozitív. A PV támogatási igénye termelésre vetítve 5,2 és 10,8 EUR/MWh között változik. Emellett a támogatási igény körülbelül 5 EUR/MWh-val magasabb, ha több megújulót telepítenek Európában, és 1-2 EUR-val magasabb, ha 8 GW helyett 12 GW PV-t telepítenek.

A szárazföldi szélenergia esetében a negatív támogatási tartomány varianciája alacsonyabb, mint amekkora különbséget a PV esetében figyelhetünk meg a forgatókönyvek között, mivel a piaci érték tekintetében kisebbek a különbségek. A több európai megújuló kapacitás telepítése 2-3 EUR/MWh-val, míg a nagyobb hazai telepítések nagyjából 1 EUR/MWh-val csökkentik a megtérülés mértékét.

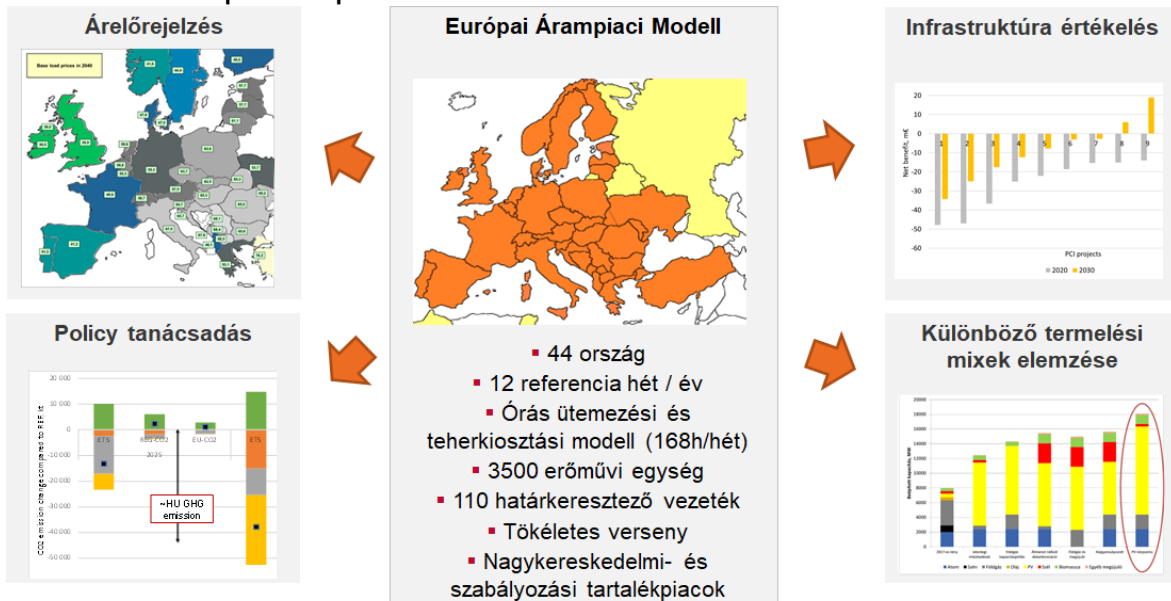
16. ábra: Fajlagos támogatásigény a PV és a szél esetében, €/MWh



### EPMM modell leírás

Az EPMM (European Power Market Model) 41 európai ország villamosenergia-rendszerére kiterjedő 168 órás időhorizontú ütemezési és teherkiosztási modell (Unit Commitment Model). A villamosenergia- és a tartalékpiacon egyensúlyi értékeit szimultán határozza meg minden órára és piacra az előre jelzett időjárásfüggő megújuló termelés, a villamosenergia-kereslet, a piacra érvényes tartalékkövetelmények, valamint az áramtermelés és szállítás technológiai korlátjainak és költségeinek figyelembevételével. A modell a hét minden órájára előre jelzi az erőművek üzemállapotát, az üzemelő egységeknél a termelés volumenét és a fel- és leszállítási célra fűlt kapacitások nagyságát, minden országra meghatározza a villamos energia, valamint a felszabályozási és leszállítási tartalékok piaci árát. A modellezést minden év esetén az árampiac szezonális sajátosságai alapján kiválasztott 12 reprezentatív hétre vonatkozóan végezzük el, majd ennek eredményeit vetítjük ki az év többi hetére. A modell főbb alkalmazási területeit a 17. ábra mutatja illusztratív ábrákkal együtt.

17. ábra: Az Európai Árampiaci modell főbb alkalmazási területei





A modellben háromféle piaci szereplő van: termelők, fogyasztók és kereskedők. Mindegyikük árelfogadó módon viselkedik: adottnak veszik az aktuális piaci árat, és feltételezik, hogy cselekedeteiknek elhanyagolható hatása van erre az árra.

Az EPMM 3500 erőművi egységet modellez, amelyek 12 különböző tüzelőanyaggal működnek: földgáz, szén, lignit, nehéz fűtőolaj (HFO), könnyű fűtőolaj (LFO), nukleáris, biomassza, geotermikus, víz-, szél-, nap-, árapály- és hullámerőmű. Minden erőműnek van egy sajátos termelési határkölsége, amely termelési egységenként állandó.

A kereskedelmet az országok közötti mintegy 110 határkeresztező vezeték biztosítja. A modell minden egyes országot egyetlen csomópontként kezel, így nem veszi figyelembe a hazai villamosenergia-rendszer korlátait. Az NTC-értékeket a kereskedelmi lehetőségek jelzésére használja, a szezonális eltéréseket az ENTSO-E transparency platformjának historikus adatai alapján vesszük figyelembe a modellezésben. A jövőbeli beruházásokat az ENTSO-E legutóbbi tízéves hálózatfejlesztési tervének (TYNDP) adatai alapján feltételezzük.

A fogyasztókat a modellben aggregált módon reprezentáljuk: az egyes modellezett piacokon különböző árérzékeny keresleti görbékkel. Az árak és a fogyasztott mennyiség közötti inverz kapcsolatot egy negatív meredekségű lineáris függvénnyel közelítjük. A kereskedők összekötik a piac termelési és fogyasztási oldalát azáltal, hogy az olcsóbb országokból drágább országokba exportálnak villamos energiát.